



ماهنامه صنعت انرژی

سال اول - شماره ۵۴ - فروردین و اردیبهشت ۱۳۹۶

نفت و نیرو

سناریوی سعودی

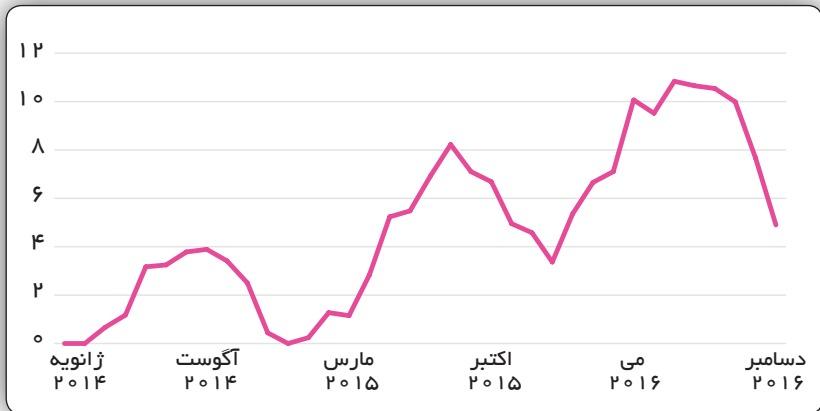
واگذاری سهام آرامکو توسط عربستان چه الزامات و نتایجی دارد؟

عراق در مسیر مناقصات جدید و بازنگری در قراردادهای قرار دارد

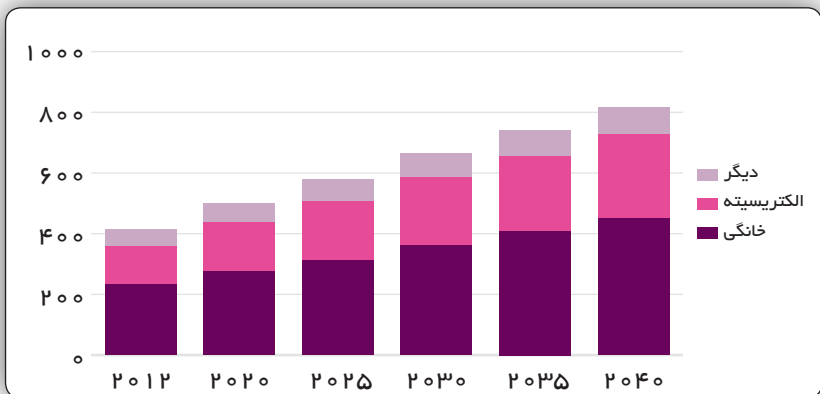
ابزارهای مبتنی بر بازار چگونه افزایش بازده انرژی را رقم می‌زنند؟

توافق برای کاهش تولید به کمک شرکت‌های نفتی آمد

ال ان جي در خاورميانه



سهم خاورميانه از واردات ال ان جي جهان (درصد)



مصرف گاز خاورميانه به تفکيک بخش مصرفکننده (بيليارد مترمکعب)

منبع: پلاتس



بهره‌برداری همزمان از فازهای پارس جنوبی با حضور رئیس‌جمهور - فروردین ۱۳۹۶



در پرونده ویژه این شماره
واگذاری سهام شرکت آرامکو
مورد بررسی قرار گرفته است
صفحات ۲۸ تا ۲۵



شماره ۲ و ۳
بهمن و اسفند ۱۳۹۵

۶

بالادستی نفت

- ۸.....رشد نامتوازن
- ۹.....سود سقوط
- ۱۰.....تداوم توافق
- ۱۲.....افق جدید نفت
- ۱۴.....شرق پیشرو
- ۱۶.....خون تازه
- ۱۷.....فصل رکود



نویسندگان:

نسیم علایی - محمد علی نژاد - سلیمان کرمی
محمد مروتی - مونا مشهدی رجبی

نشانی:

تهران - خیابان احمدقصر (بخارست)
کوچه مقدس (چهارم) - پلاک ۲۰ - طبقه ۴

تلفن: ۸۸۷۴۳۸۱۸

فکس: ۸۸۷۳۴۰۶۳

ایمیل: info@iranianenergyclub.ir

ماهنامه نفت و نیرو ایرانیان
سال اول - شماره ۴ و ۵
فروردین و اردیبهشت ۱۳۹۶



صاحب امتیاز:

موسسه باشگاه اندیشه ورزان نفت و نیروی ایرانیان

مدیر مسئول:

سید محمد صفی

سر دبیر:

رامین فروزنده

- ۲۰..... تلاطم گاز
- ۲۲..... نبض اوره
- ۲۴..... تعادل جدید
- ۲۵..... رونق پالایش
- ۲۶..... در جست و جوی گاز
- ۲۷..... گاز ترکیه



- ۳۰..... فروش جواهر عربستان
- ۳۲..... اختلاف پنج برابری
- ۳۴..... بازی جدید نفت
- ۳۵..... آینده مبهم



- ۳۸..... صعود به کمک تجدیدپذیرها
- ۴۰..... گام بعدی شرکت های انرژی
- ۴۲..... بازده بازارمحور
- ۴۴..... بازی سازان انرژی
- ۴۵..... چاره انرژی
- ۴۶..... پتروشیمی



آیا دوران نفت سهرقمی به پایان رسیده است؟

پایان عصر تلاطم

■ محمد مروتی

دکترای اقتصاد انرژی از دانشگاه تگزاس - آستین

صرف انرژی و مشقت خاصی با نرخ ثابتی جریان می‌یابد. پس از چند سال و در نتیجه تولید نفت، فشار مخزن افت کرده و پس از آن نرخ طبیعی تولید از جاه افت می‌کند که نرخ افت تولید سالیانه، بسته به نوع مخزن، در اکثر مخازن متعارف کمتر از پنج درصد است.

ویژگی‌های فیزیکی و زمین‌شناسی این مخازن متعارف منجر به عدم انعطاف تولید در پاسخ به کاهش یا افزایش شدید قیمت نفت می‌شود که این خود نقش مهمی در تعیین دینامیک‌های بازار نفت داشته است. از منظر اقتصاد پروژه، مهم‌ترین ویژگی مخازن متعارف این است که بیشتر هزینه‌های لازم جهت تولید نفت در ابتدای امر و پیش از تولید اولین بشکه نفت و به صورت سرمایه‌گذاری حفاری و تجهیزات تولید انجام می‌شود و هزینه جاری آن ناچیز است. از سوی دیگر این سرمایه‌گذاری‌ها از لحاظ هزینه و زمان، سرمایه‌گذاری‌های سنگین و زمان‌بر هستند. به این ترتیب مهم‌ترین ویژگی مخازن متعارف از منظر اقتصادی آن است که عکس‌العمل تولیدکنندگان به تغییر قیمت نفت در کوتاه‌مدت ناچیز است. به بیان دیگر در صورت افزایش شدید قیمت نفت، میزان تولید از مخازن متعارف در کوتاه‌مدت نمی‌تواند افزایش زیادی بیابد چون مستلزم سرمایه‌گذاری‌های هنگفت و چندساله برای حفر چاه‌های جدید است. از سوی دیگر در صورت کاهش شدید قیمت نفت نیز، کاهش عرضه برای تولیدکنندگان نفت به صرفه نیست زیرا بخش اعظم هزینه‌ها از قبل انجام شده است و عدم تولید منجر به ضرر مضاعف خواهد بود.

این عدم انعطاف در پاسخ به تغییرات بازار نفت یکی از عوامل اصلی نوسانات شدید قیمت نفت است که از ویژگی‌های جدایی‌ناپذیر این بازار تلقی می‌شود. توضیح آنکه اگر به هر دلیلی تقاضا برای نفت افزایش یابد تولیدکنندگان نمی‌توانند با افزایش تولید این افزایش

این مقاله در پی آن است که با بررسی تحولات جدید در بازار نفت به درک جامع‌تری از دینامیک‌های بازار و روندهای آتی آن نائل آمده و تبعات آن را برای ایران ارزیابی کند.

در سه سال اخیر که قیمت نفت سقوط نسبتاً شدیدی را تجربه کرده است مباحث تخصصی در زمینه تکنولوژی‌های نوین در استخراج نفت به خصوص انقلاب شیل به عرصه‌های عمومی نیز راه یافته است و بیشتر متخصصان و علاقه‌مندان کم و بیش به اهمیت، نقش و سهم این مخازن نامتعارف واقف شده‌اند. در عین حال آنچه توجه به آن ضروری است و عمدتاً مغفول واقع شده این است که منابع شیل صرفاً «یک منبع دیگر» برای تولید نفت نیستند که نقش و سهمشان محدود به «میزان افزایش عرضه نفت» باشد، بلکه تفاوت‌های ساختاری این منابع و ویژگی‌های متفاوت اقتصاد تولید آنها، منجر به نتایج شگفت‌آور و اثرات فراگیری در بازار نفت می‌شود. در نتیجه اثرات و تبعات توسعه این تکنولوژی‌ها عمیقاً با کشف و توسعه یک مخزن بزرگ دیگر در حوزه‌های متعارف مانند خلیج فارس یا دریای شمال متفاوت است. در ادامه به تشریح تفاوت‌های ساختار تولید منابع متعارف و نفت شیل و به تبعات برجسته و متمایز آن در بازار نفت پرداخته می‌شود.

ساختار تولید نفت متعارف و تبعات آن در بازار نفت

تولید نفت خام از هر مخزنی از جمله مخازن متعارف، تابع اقتضانات فنی و زمین‌شناسی مخزن است. در این نوع مخازن عمدتاً نفت خام، آب و گاز تحت‌فشار هستند و در صورت موفق بودن حفاری، نفت با فشار به بیرون از مخزن جریان می‌یابد. با نصب تجهیزات متناسب، نرخ تولید کنترل می‌شود و معمولاً تا مدت‌ها بدون نیاز به

برای هر چاه شیل تنها کسری از هزینه چاه‌های متعارف است. از این‌رو با افزایش قیمت نفت و صرفاً ظرف چند ماه تولید از این نواحی افزایش شدیدی می‌یابد که این‌گونه تولید نفت آمریکا ظرف چند ماه پس از توافق ماه دسامبر اوپک بیش از ۵۰۰ هزار بشکه افزایش داشته است! یعنی افزایش قیمت کمتر از ۱۰ دلار در بشکه توانسته ظرف چند ماه در جریان تولید نفت شیل در آمریکا افزایش شدیدی ایجاد کند. ثانیاً برخلاف چاه‌های متعارف که بیشتر هزینه‌ها در ابتدای امر صورت می‌گیرد و هزینه جاری آن ناچیز است، مرز بین هزینه جاری و سرمایه‌گذاری در چاه‌های شیل کم‌رنگ شده و برای استخراج در چاه‌های شیل باید به صورت مستمر هزینه کرد. در نهایت و شاید از همه مهم‌تر اینکه تولید از مخازن شیل افت شدیدی دارد و در نتیجه در صورت افت شدید قیمت نفت، تولید از این مخازن خودبه‌خود در مدت کوتاهی افت شدیدی می‌کند و در به تعادل رساندن سریع‌تر عرضه و تقاضا موثر است.

تغییر پارادایم

تا ۱۰ سال پیش، ساختار تولید ناشی از منابع متعارف که عدم انعطاف ویژگی ذاتی آن بود دینامیک‌های بازار نفت از جمله تلاطم‌های شدید قیمت را ایجاد می‌کرد. ولی امروزه با جدی‌شدن سهم تولید نفت شیل به عنوان یک بازیگر کوچک ولی موثر، دینامیک‌های بازار در واقع تابع انعطاف و قدرت عکس‌العمل این تولیدکننده‌هاست. تا پیش از این اگر تقاضا کمی افزایش می‌یافت زمان طولانی لازم بود تا تولید افزایش یابد و در این مدت قیمت جهش زیادی داشت. متقابلاً اگر تقاضا کمی کاهش می‌یافت تولید بی‌توجه به این کاهش قیمت کمابیش در سطح قبلی باقی می‌ماند و این منجر به افت شدید قیمت‌ها می‌شد. در دوران جدید پارادایم جدیدی بر بازار حاکم است. هرگاه قیمت کاهش شدیدی یابد، تولیدکنندگان منعطف شیل کمی از شدت حفاری خود می‌کاهند و این ظرف چند ماه منجر به کاهش تولید می‌شود. متقابلاً به محض افزایش قیمت این تولیدکنندگان چابک شروع به تولید می‌کنند که این افزایش تولید ظرف چند ماه به بازار سرازیر می‌شود. از این‌رو است که بعد از این شاهد تلاطمات کمتری در بازار نفت خواهیم بود و قیمت‌های سرسام‌آور و سه‌رقمی نفت را بسیار به ندرت مشاهده خواهیم کرد. بازار نفت وارد دوران جدیدی شده است. ■

تقاضا را جبران کنند و قیمت نفت باید لاجرم آنقدر افزایش یابد که بخشی از تقاضا در اثر افزایش قیمت از بازار خارج شود. از سوی دیگر اگر تقاضا در اثر رکود یا هر عامل دیگری اندکی کاهش یابد، تولیدکنندگان نفت از عرضه خود نخواهند کاست و مازاد عرضه در بازار متراکم خواهد شد. این امر منجر به افت شدید قیمت خواهد شد تا حدی که این مازاد عرضه به‌واسطه کاهش قیمت کافی موجب ترغیب برخی مصرف‌کنندگان کم‌رغبت و در نتیجه افزایش تقاضا شود تا تعادل نسبی به بازار برگردد. به این ترتیب عدم انعطاف منابع متعارف را می‌توان مهم‌ترین دلیلی دانست که قیمت نفت نوسانات شدیدی را تجربه کرده است. به عنوان مثال در اثر بحران اقتصاد جهانی، قیمت نفت از ۱۴۷ دلار در تابستان ۲۰۰۸ به کمتر از ۳۵ دلار در زمستان همان سال افت کرد. به دلیل مشابهی، رشد قیمت نفت در بازه زمانی دوساله منتهی به ۲۰۰۸ را نیز می‌توان در نتیجه افزایش تقاضا ناشی از رشد اقتصادی در چین و هند و عدم افزایش تولید متناسب با این رشد دانست.

ساختار متفاوت تولید نفت شیل و تبعات آن

با پیشرفت شگرف تکنولوژی حفاری افقی و شکست هیدرولیکی به خصوص پس از رشد شدید قیمت نفت در دهه اخیر، تولید از مخازن شیل صرفه اقتصادی یافته است. برای تولید از این مخازن ابتدا باید چاه‌هایی پیشرفته حفاری شود که در طول لایه‌های شیل و به موازات آنها پیش برود. در مرحله بعدی باید با تزریق شن، آب و... و با صرف انرژی زیاد فرآیند شکست هیدرولیکی رخ دهد که در نتیجه آن نفت شیل در چاه جریان می‌یابد. به علت ویژگی‌های خاص زمین‌شناسی منابع شیل، تولید از این منابع عمده‌اً افت شدیدی را تجربه می‌کنند که این‌گونه به گزارش EIA نرخ تولید بیشتر این مخازن در دو سال اول بیش از ۸۰ درصد است! از این‌رو برای امتداد مستمر تولید از یک مخزن نفتی باید مدام حفاری‌ها و شکست‌های هیدرولیکی جدید انجام شود.

به این ترتیب از منظر اقتصادی تفاوت‌های جدی بین مخازن متعارف و نامتعارف (از نوع شیل) وجود دارد. اولاً چاه‌های شیل عمده‌اً در خشکی و کوچک‌تر از چاه‌های متعارف هستند و هزینه و زمان سرمایه‌گذاری متوسط

بالادستی نفت





حدود یک‌ششم دستگاه‌های حفاری ایران بیکار هستند

توافق برای کاهش تولید به کمک شرکت‌های نفتی آمد

رشد نامتوازن سرمایه‌گذاری

پروژه‌ها و توان مالی شرکت‌ها بازمی‌گردد. بر این اساس انتظار می‌رود، سرمایه‌گذاری در آمریکا، خاورمیانه، آسیا و روسیه افزایش یابد. در آمریکای شمالی، هزینه‌های توسعه پروژه‌ها با همراهی بانک‌ها و حمایت شرکت‌های تامین سرمایه به شدت کاهش یافته و شرکت‌های نفتی را قادر ساخته توسعه پروژه‌های خود را از سر بگیرند. به طوری که متوسط هزینه سر به سری چرخه کامل تولید یک بشکه نفت شیل که در سال ۲۰۱۴ حدود ۷۰ دلار بود، در اوایل سال ۲۰۱۷ به ۳۵ دلار بر بشکه رسید. به طوری که بسیاری از پروژه‌ها در قیمت‌های پایین نفت نیز سودآور شدند. در این میان احتمال بازگشت تورم به هزینه تولید نفت در خشکی، تهدید اصلی افزایش هزینه‌های توسعه‌ای در آمریکای شمالی است. در واقع افزایش تقاضا برای حفاری می‌تواند هزینه‌ها را افزایش داده و به تدریج هزینه سر به سری تولید را بیشتر کند.

صنعت نفت و گاز خاورمیانه و روسیه نیز امسال شاهد افزایش ۲/۴ درصدی هزینه‌های سرمایه‌گذاری واقعی؛ بر اساس دلار آمریکا و بدون در نظر گرفتن تورم خواهد بود. در واقع بخشی از افزایش هزینه‌ها به افزایش نرخ دلاری پروژه‌ها در سال ۲۰۱۶ بازمی‌گردد. چرا که افزایش ارزش روبل در برابر دلار موجب شد هزینه‌های دلاری شرکت‌ها افزایش یابد، در حالی که شرکت‌ها گزارش‌های خود را بر اساس روبل اعلام می‌کنند. شرکت‌های فعال در خاورمیانه و روسیه از هزینه پایین تولید برای سرمایه‌گذاری پایدار و توسعه پروژه‌های نفت و گاز سود می‌برند، علاوه بر آن کاهش جهانی هزینه‌های خدماتی توسعه پروژه‌ها نیز به کمک آنها آمده و سودشان را بیشتر کرده است. همچنین شرکت‌های ملی نفت آسیایی در سال جاری هزینه‌های سرمایه‌گذاری خود را افزایش خواهند داد. شرکت‌های چینی هر چند در سال ۲۰۱۶ کمتر از بودجه خود اقدام به سرمایه‌گذاری کردند، اما در سال جاری در حال بازگشت به پروژه‌های بالادستی به خصوص در صنعت گاز هستند. ■

بیزینس ماینیتور اینترنشنال: ثبات قیمت نفت در محدوده ۵۰ دلار که به مدد توافق اوپک و تولیدکنندگان خارج از این سازمان حاصل شده، موجب بهبود سرمایه‌گذاری در نفت و گاز پس از دو سال افت مداوم در سال جاری میلادی شده است. آن‌طور که بررسی صد شرکت بزرگ فعال در این حوزه نشان می‌دهد، هزینه‌های سرمایه‌گذاری در نفت و گاز در سال ۲۰۱۷ نسبت به سال گذشته ۵/۱ درصد رشد خواهد داشت و به ۴۶۵ میلیارد دلار خواهد رسید. شرکت‌های نفتی در ایالات متحده، روسیه، آسیا و خاورمیانه اقدام به افزایش سرمایه‌گذاری خواهند کرد؛ در حالی که شاهد افت سرمایه‌گذاری شرکت‌های بزرگ نفتی در اروپا، آفریقا و آمریکای لاتین برای سومین سال متوالی خواهیم بود.

بر اساس این گزارش، هزینه سرمایه‌گذاری صد شرکت مورد بررسی در سال ۲۰۱۶ بالغ بر ۴۴۲/۴ میلیارد دلار بوده است. ثبات در بازار نفت پس توافق اوپک و غیر اوپک و از سوی دیگر کاهش هزینه‌های توسعه‌ای پروژه‌ها، شرکت‌های نفتی را به افزایش سرمایه‌گذاری در این صنعت در سال ۲۰۱۷ ترغیب کرده است. از این‌رو هزینه‌های سرمایه‌گذاری در سال ۲۰۱۷ با رشد ۹ درصدی نسبت به سال قبل به ۴۶۴/۹ میلیارد دلار خواهد رسید. علاوه بر این به دلیل انعطاف بودجه شرکت‌ها، هزینه‌های سرمایه‌گذاری می‌تواند در صورت مساعد بودن شرایط بازار نفت ۱۷/۴ میلیارد دلار بیشتر افزایش یابد. بنابراین در بهترین سناریو، هزینه‌های سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز در سال جاری میلادی ۹ درصد رشد سالانه را تجربه می‌کند و به ۴۸۲/۴ میلیارد دلار می‌رسد. همچنین برآوردهای اولیه BMI نشان می‌دهد در سال ۲۰۱۸، هزینه‌های سرمایه‌گذاری ۴/۲ درصد افزایش خواهد داشت و به ۴۸۲/۷ میلیارد دلار خواهد رسید.

اما افزایش سرمایه‌گذاری در همه مناطق جهان به طور همگن و به یک شکل نیست که به هزینه‌های

کاهش هزینه‌های تولید در دوران قیمت پایین نفت

سود سقوط

مکینزی: طی دو سال ونیم گذشته سقوط قیمت نفت از بشکه‌ای ۱۰۰ دلار به کمتر از ۳۵ دلار موجب شده شرکت‌های نفت و گاز سراسر جهان به کاهش هزینه‌های تولید خود روی بیاورند. پژوهش‌های انجام شده در خصوص هزینه‌های تولید ۳۷ شرکت نفت و گاز با ظرفیت تولید نزدیک به ۴۰ میلیون بشکه در روز نشان می‌دهد از سال ۲۰۱۴ تاکنون، هزینه‌های تولید تقریباً ۴۴ میلیارد دلار (۲۹ درصد) کاهش داشته است. این در حالی است که در سال‌های گذشته ما شاهد رشد شدید این هزینه‌ها بودیم. برای مثال طی سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۴، هزینه‌های تولید حدود ۶۰ میلیارد دلار افزایش داشته است. کاهش اخیر هزینه‌های تولید موجب شده هزینه عملیاتی سال ۲۰۱۶ به سطوح سال ۲۰۱۰ بازگردد. هزینه تولید تنها بخشی نیست که در سال‌های اخیر با بهبود عملکرد مواجه بوده است. گزارش انجمن بین‌المللی تولیدکنندگان نفت و گاز نشان می‌دهد عملکرد ایمنی جهانی نیز از سال ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۵ روندی رو به بهبود داشته است. سومین حوزه‌ای که صنعت نفت و گاز در سال‌های اخیر عملکردی مناسب از خود نشان داده، مجموع زبان عملیاتی تولید در میادین تولیدی است. شاخص جدید بازده دارایی تولید فراساحل مک‌کینزی اکتی ۱۵ درصدی را نشان می‌دهد. اوپراتورها از راه‌های مختلفی هزینه‌های خود را کاهش می‌دهند: هماهنگی مجدد عملیات و سازماندهی از طریق مدیریت پورتفوی، افزایش بازده و گرفتن قیمت‌های پایین‌تر از ارائه‌کنندگان خدمات و اجناس ناشی از شرایط کنونی بازار.

برای درک بهتر اینکه چه عواملی ممکن است موجب افزایش یا کاهش هزینه‌ها در آینده شود بهتر است به تلاش‌هایی که از سال ۲۰۱۴ برای کاهش هزینه‌های تولید در دریای شمال بریتانیا انجام گرفته است نگاهی بیندازیم. بر اساس گزارش انجمن نفت و گاز بریتانیا، هزینه‌های عملیاتی این صنعت در بازه

زمانی ۲۰۱۴ تا ۲۰۱۶ از ۹/۷ میلیارد دلار به ۷/۱ میلیارد دلار (افتی ۲۷ درصدی) کاهش داشته است. این در حالی است که بازده تولید و عملکرد ایمنی در این بخش افزایش داشته است. در خصوص منابع این کاهش هزینه، پژوهش‌ها نشان می‌دهد بیش از نیمی از این صرفه‌جویی از بهبود بازدهی عملیاتی و حذف فعالیت‌های غیر ضروری حاصل شده است. در مقایسه با به تعویق انداختن موقت فعالیت‌های تولید یا انجام مذاکرات برای کاهش بهای تجهیزات و خدمات، چنین کاهش‌هایی ظرفیت بیشتری برای ماندگاری دارند. بر اساس این پژوهش نتیجه می‌گیریم دست‌کم نیمی از این صرفه‌جویی حتی در زمانی که قیمت نفت و گاز بالاتر از مقادیر کنونی باشد، باید ادامه داشته باشد. حذف موقت فعالیت‌های برنامه‌ریزی شده، تغییر در رویکرد، کاهش بها طی مذاکرات با عرضه‌کننده و تعویق فعالیت‌ها چهار مسیر برای کاهش هزینه‌هاست. بر اساس تجزیه و تحلیلی که در خصوص ۲۰۰ ابتکار انجام شده از سوی اوپراتورهای نفت و گاز بریتانیا که در سال‌های ۲۰۱۵ و ۲۰۱۶ بیش از ۴۰۰ میلیون دلار صرفه‌جویی کرده‌اند صورت گرفته، به طور تقریبی ۴۰ تا ۵۰ درصد از این کاهش هزینه‌ها از حذف موقت فعالیت‌های برنامه‌ریزی شده صورت گرفته و ۲۰ تا ۲۵ درصد دیگر از تغییرات در رویکرد ناشی می‌گیرد. انتظار می‌رود این دو نوع کاهش هزینه‌ها در دو، سه سال آینده تلاوم داشته باشد. مابقی کاهش هزینه از کاهش بها طی مذاکرات با عرضه‌کنندگان (۱۵ تا ۲۰ درصد) یا تعویق فعالیت‌ها (۱۰ تا ۱۵ درصد) ناشی می‌شود. در حالی که این دو روش آخر اغلب به عنوان نخستین ابتکارات در کاهش هزینه‌ها اجرایی می‌شوند، در نهایت کاهش هزینه‌ها کمتر از حد انتظار دوام دارند و تا حد زیادی به سطوح فعالیت و قیمت نفت بستگی دارند. ■

آوریل، دومین ماه پایبندی ۱۰۰ درصدی اعضای اوپک به توافق بود

تداوم توافق

■ نسیم علایی

۱۱ عضو (بدون لیبی و نیجریه) در ماه آوریل ۲۹/۶۷ میلیون بشکه در روز بوده که نسبت به سطح مصوب توافق، ۱۳۴ هزار بشکه کمتر است. از این رو بر اساس داده‌های دبیرخانه اوپک، میزان پایبندی اعضا در ماه آوریل ۱۱۱ درصد بوده است. این در حالی است که دیگر منابع اطلاعاتی از جمله میس و پلاتس نیز این آمار را تایید می‌کنند. میس میزان پایبندی ۱۱ عضو اوپک را در ماه آوریل کمی بیش از ۱۰۰ درصد و پلاتس ۱۱۳ درصد برآورد کرده است.

بر اساس آمار منابع ثانویه اوپک، اعضای این سازمان در ماه ژانویه ۹۳ درصد، در ماه فوریه ۹۷ درصد، در ماه مارس ۱۱۰ درصد به توافق پایبند بودند. پلاتس هم متوسط پایبندی ۱۱ کشور عضو را در چهار ماه ابتدای سال ۱۰۵ درصد برآورد کرده است.

جزئیات تولید ماه آوریل

نگاهی به جزئیات تولید اعضای این سازمان نشان می‌دهد هر چند میزان پایبندی کشورها به توافق به یک میزان نبوده است، اما تقریباً همه اعضا برای اجرای موفق توافق به خوبی همکاری داشته‌اند.

بر اساس آمار منابع ثانویه، کشورهای کویت، امارات، قطر، عربستان و ونزوئلا در ماه آوریل بیش از ۱۰۰ درصد به توافق پایبند بوده‌اند. عربستان به عنوان بزرگ‌ترین تولیدکننده اوپک در این ماه هر چند تولیدات خود را نسبت به ماه مارس بیش از ۴۹ هزار بشکه افزایش داده است و به ۹/۹۵ میلیون بشکه در روز رسانده، اما همچنان ۱۰۴ هزار بشکه کمتر از سطح تعهداتش در توافق، نفت تولید کرده است. بنابراین حدود ۱۲۰ درصد به توافق پایبند بوده است.

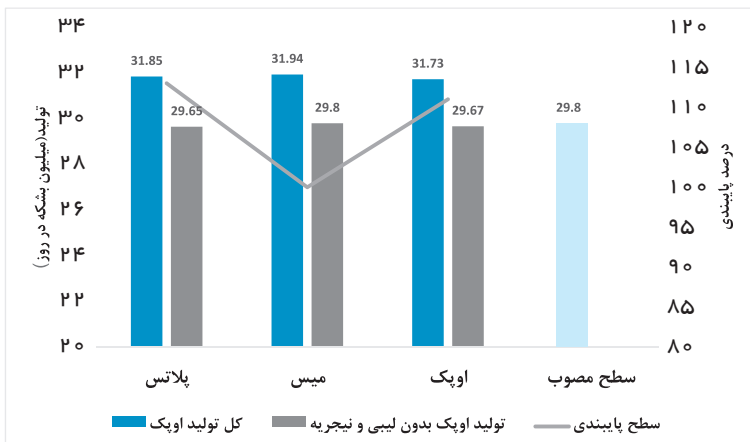
ایران نیز که در این توافق فرصت افزایش تولید تا رسیدن به سطح ۳/۷۹۷ میلیون بشکه در روز را یافته، در ماه آوریل (بر اساس آمار منابع ثانویه) ۳۸ هزار بشکه کمتر از این سطح تولید کرده است. عراق که خواهان معافیت

چهارمین ماه از اجرایی شدن توافق اوپک برای کاهش تولید، با موفقیت بی‌نظیری همراه بود. در ماه آوریل اعضای این سازمان بر اساس سه منبع اطلاعاتی پلاتس، میس و اوپک بیش از ۱۰۰ درصد به توافق پایبند بوده‌اند. موفقیت اعضای اوپک در اجرای توافق در حالی است که کمتر از دو هفته به برگزاری نشست رسمی اوپک زمان باقی است و در این نشست باید در خصوص تمدید توافق تصمیم‌گیری شود. چراکه با وجود پایبندی اعضای این سازمان به توافق، بر اساس آمار بسیاری از منابع اطلاعاتی هنوز علائمی مبنی بر اثرگذاری کاهش تولید اوپک بر مازاد عرضه و سطح ذخایر انبارهای نفتی دیده نشده و این خود موجب کاهش قیمت‌ها و رسیدن به سطوح پیش از توافق اوپک در هفته‌های اخیر شده است. از این رو غالب کارشناسان بر این باورند که اعضای اوپک در نشست پیش‌رو، توافق را برای نیمه دوم سال تمدید خواهند کرد. غالب برآوردها نشان می‌دهد توافق اوپک در سه ماه پایانی سال ۲۰۱۷ موجب کاهش ذخایر انبارهای نفتی می‌شود. با این حال برخی نیز بر این باورند که اوپک باید توافق را در سال ۲۰۱۸ نیز تمدید کند؛ حتی برخی معتقدند باید کاهش تولید این سازمان بیشتر از توافق حال حاضر باشد.

پایبندی ۱۰۰ درصدی

بر اساس توافق اوپک، تولید روزانه نفت اعضای این سازمان به استثنای لیبی و نیجریه در شش ماه ابتدایی سال جاری میلادی باید نسبت به سطح تولید پایه (که با تغییراتی جزئی همان سطح تولید اعضا در ماه اکتبر است) ۱/۱۶۶ میلیون بشکه کاهش یابد و به ۲۹/۸۰۴ میلیون بشکه در روز برسد. حال داده‌های دبیرخانه اوپک نشان می‌دهد تولید نفت این سازمان در ماه آوریل به ۳۱/۷۳ میلیون بشکه در روز رسیده که نسبت به ماه پیش از آن ۱/۸۲ هزار بشکه کاهش داشته است. همچنین تولید نفت





تولید و درصد پابندی اوپک در ماه آوریل

تولید اکتبر بیشتر تولید کرده است. با این حال به دلیل اینکه تولید گابن به طور متوسط حدود ۲۰۰ هزار بشکه در روز است، تخلف این کشور چندان بر آمار کلی پابندی اوپک اثر گذار نیست.

اما تغییرات تولید نفت دو کشور معاف از توافق یعنی لیبی و نیجریه نیز به گونه‌ای نبوده که کاهش تولید از سوی دیگر اعضا را خنثی کند، چرا که تولید نفت این دو کشور که به عنوان عوامل احتمالی عدم موفقیت توافق اوپک مطرح بودند در چهار ماه گذشته رشد چندانی نداشته است. لیبی در ماه آوریل ۵۵۰ هزار بشکه و نیجریه ۱/۵۱ میلیون بشکه در روز نفت تولید کرده‌اند که در مجموع نسبت به سطح تولید ماه اکتبر به عنوان مبنایی برای توافق اوپک نه تنها رشد نکرده، بلکه کاهش نیز داشته است. همچنین متوسط تولید این دو کشور در چهار ماه ابتدای سال ۲/۱۵۶ میلیون بشکه در روز بوده که نسبت به میزان تولید اکتبر تنها ۱۲ هزار بشکه بیشتر است. با این حال به دلیل وضعیت داخلی آشفته این کشورها، تولید نفت آنها نوسان زیادی دارد. به طور مثال آخرین اخبار نشان می‌دهد تولید لیبی در ماه جاری به ۸۰۰ هزار بشکه در روز رسیده و ممکن است با رشد بیشتر تهدیدی برای اجرای توافق اوپک باشد. ■

از توافق اوپک بود و بسیاری احتمال می‌دادند که چندان با دیگر اعضای این سازمان برای کاهش تولید همکاری نکند، در این ماه نسبتاً در سطح بالایی به توافق پایبند بوده است. این کشور که در اولین ماه اجرایی شدن توافق تنها ۴۱ درصد به آن پایبند بود، ماه گذشته سطح پابندی خود را به ۹۰ درصد رسانده است. آنگولا با وجود اینکه با ۹۷ هزار بشکه بیشترین رشد تولید را در میان اعضای این سازمان در ماه آوریل به خود اختصاص داده، تولید خود را به ۱/۶۹ میلیون بشکه در روز رسانده که تنها ۱۹ هزار بشکه بیشتر از سطح تعهداتش در توافق است. بنابراین آنگولا در ماه آوریل ۹۳ درصد به توافق پایبند بوده، این در حالی است که در سه ماه ابتدای سال سطح پابندی این کشور به توافق بیش از ۱۰۰ درصد بوده است. الجزایر که به عنوان یکی از متولیان حصول توافق از آن یاد می‌شود، در ماه آوریل ۸۰ درصد به توافق پایبند بوده که نسبت به دیگر اعضای اوپک کارنامه چندان مطلوبی محسوب نمی‌شود. بزرگ‌ترین خاکی توافق اوپک، کوچک‌ترین عضو آن یعنی گابن بوده است. این کشور باید بر اساس توافق، تولید خود را نسبت به تولید ماه اکتبر ۱۰ هزار بشکه کاهش بدهد و به ۱۹۳ هزار بشکه در روز برساند. در حالی که گابن در ماه آوریل سه هزار بشکه نسبت به سطح

سرمایه و تکنولوژی کلید شناسایی حوزه‌های تازه

افق جدید نفت

■ مونا مشهدی رجبی

آگاهی زمین‌شناسی و اکتشاف

اقتصاددانان منابع طبیعی بر این باورند که بستر ذخایر طبیعی در هر کشوری ارتباط معناداری با میزان تلاش انجام‌شده در آن کشور برای اکتشاف منابع، میزان سرمایه‌گذاری انجام‌شده برای ارتقای تکنولوژی، نوآوری و در نهایت شناسایی ساختار زمین‌شناسی منطقه دارد. بنابراین می‌توان گفت که منابع غیرمتعارف نفت بیشتر در کشورهایی مشاهده می‌شود که سرمایه‌گذاری‌های لازم برای مطالعات زمین‌شناسی و توسعه تکنولوژی‌های لازم در این صنعت را انجام داده‌اند. طبق آمارهای موجود میزان تولید نفت غیرمتعارف در آمریکا سال گذشته برابر با ۹/۲۸ میلیون بشکه در هر روز بود، در حالی که کانادا که از نظر حجم تولید نفت غیرمتعارف در جایگاه دوم دنیاست، روزانه ۳/۲۸ میلیون بشکه نفت غیرمتعارف تولید کرد. البته بعد از کاهش قیمت نفت خام در بازار جهانی سرمایه‌گذاری در تولید نفت غیرمتعارف در کشور کانادا کاهش یافت. همین مساله سبب شد تا بخش زیادی از پروژه‌های اکتشافی در این کشور تعطیل یا تعلیق شود. این در حالی است که در سال‌های اخیر آمریکا سرمایه‌گذاری در فعالیت‌های اکتشافی و تولید نفت را به طرز محسوسی کاهش نداد و حال که دونالد ترامپ به عنوان رئیس‌جمهور در کشور حضور دارد هم سرمایه‌گذاری در صنعت نفت بیشتر خواهد شد و چه‌بسا حجم ذخایر نفت غیرمتعارف و توان تولید آمریکا بیش از گذشته شود. آمریکا بزرگ‌ترین مالک نفت شیل در دنیاست و میزان تولید نفت شیل در این کشور سال گذشته ۷/۲۵ میلیون بشکه در هر روز بود. کانادا بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت از شن‌های نفتی و برزیل بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت از آب‌های بسیار عمیق است.

عوامل تاثیرگذار بر اکتشاف و تولید

همان‌طور که پیشتر گفته شد عوامل زیادی روی

در سال‌های گذشته مدام صحبت از نفت خامی بود که در ذخایر کشورهای خاورمیانه و شمال آفریقا وجود داشت ولی در سال‌های اخیر و پس از سرمایه‌گذاری‌های کلان در فعالیت‌های اکتشافی و توسعه تکنولوژی دیگر نفت خاورمیانه اصلی‌ترین منبع انرژی دنیا نیست، بلکه نفت غیرمتعارف سهم بزرگی از بازار را تصاحب کرده است. حال سوال اینجاست که این نفت غیرمتعارف در کجا یافت می‌شود و کدام کشورها در تولید نفت غیرمتعارف سرمایه‌گذاری کرده‌اند؟ براساس گزارش آوریل صندوق بین‌المللی پول، ذخایر نفت غیرمتعارف در چند کشور خاص متمرکز شده است. بیشترین تمرکز این ذخایر در آمریکای شمالی است و به همین دلیل است که آمریکای شمالی بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت غیرمتعارف در دنیا هم محسوب می‌شود. نفت شیل در آمریکا و شن‌های نفتی در کانادا بزرگ‌ترین و اصلی‌ترین منابع غیرمتعارف نفت هستند البته در آمریکای مرکزی و جنوبی هم به طور پراکنده ذخایر نفت غیرمتعارف یافت می‌شود که شامل نفت سنگین و بسیار سنگین و ذخایر نفتی در آب‌های عمیق و آب‌های بسیار عمیق در کشورهای برزیل، کلمبیا، اکوادور و ونزوئلاست.

کشورهای اروپایی تنها چند حوزه نفت سنگین را در خود جای داده‌اند و تعدادی حوزه نفتی در آب‌های عمیق و آب‌های بسیار عمیق در دریای شمال و آفریقای غربی یافت شده است. جالب اینجاست که کشورهای خاورمیانه که بزرگ‌ترین مالک ذخایر نفت متعارف در دنیا هستند، دارای حجم بسیار پایینی از ذخایر نفتی غیرمتعارف هستند که یک دلیل آن عدم سرمایه‌گذاری برای مطالعات زمین‌شناسی و اکتشاف حوزه‌های نفتی غیرمتعارف است.



تولید نفت غیر متعارف در سال ۲۰۱۶ (میلیون بشکه در روز) - منبع: صندوق بین المللی پول

نام کشور	نفت سنگین	شن‌های نفتی و نفت بسیار سنگین	آب‌های عمیق	آب‌های بسیار عمیق	نفت شیل	مجموع
آمریکا	۰/۰۷	۰/۴	۰/۷۷	۰/۷۹	۷/۲۵	۹/۲۸
کانادا	۰/۰۸	۲/۶۰	-	-	۰/۶	۳/۲۸
برزیل	۰/۰۳	۰/۰۹	۱/۰۹	۱/۱۸	-	۲/۳۹
آنگولا	۰	-	۱/۳۴	۰/۱۶	-	۱/۵
نروژ	۰/۰۲	-	۱/۳۶	-	-	۱/۳۹
چین	۰/۷۳	۰/۳۶	۰/۰۸	۰/۰۱	۰/۰۳	۱/۲۱
ونزوئلا	۰/۱۸	۱	-	-	-	۱/۱۸
نیجریه	۰/۰۸	۰	۰/۸۳	-	-	۰/۹۱
مکزیک	۳۱/۰	۰/۴۸	۰/۰۱	-	۰	۰/۸
آذربایجان	۰/۰۱	۰	۰/۷۲	-	-	۰/۷۴
کلمبیا	۰/۱۳	۰/۵	-	-	۰	۰/۶۳
عمان	۰/۱۲	۰/۳	-	-	۰/۰۱	۰/۴۳

توان تولید نفت غیر متعارف در کشورها تاثیر دارد ولی مهم‌ترین عامل میزان سرمایه‌گذاری انجام‌شده روی این حوزه‌ها است. سوال اینجاست که چه عواملی را می‌توان برشمرد که روی تولید و اکتشاف نفت غیر متعارف تاثیر داشته باشد؟ صندوق بین المللی پول مساعد بودن فضا برای جذب سرمایه‌های خارجی، وجود قوانین مناسب در مورد حقوق دارایی‌ها و حمایت از سرمایه‌گذاران خارجی به گونه‌ای که ریسک سرمایه‌گذاری برای آنها پایین باشد را از مسائل مهم تاثیر گذار در این زمینه دانست. باید در نظر داشت که تفاوت‌های چشمگیری میان ذخایر نفتی موجود و حجم تولید از هر ذخیره نفتی در کشورهای مختلف وجود دارد که این تفاوت ناشی از تفاوت در کارایی تولید در حوزه‌های مختلف است. یک مساله بسیار مهم مالکیت حوزه‌هاست. آمار نشان می‌دهد کارایی تولید در حوزه‌هایی که تحت تملک دولت هستند پایین‌تر از حوزه‌های خصوصی است. باید در نظر داشت تولید نفت غیر متعارف بسیار پرهزینه‌تر از نفت متعارف است و برای اینکه صرفه اقتصادی برای تولید از این حوزه‌ها بیشتر شود باید سرمایه‌گذاری در ایجاد تکنولوژی‌های تازه افزایش پیدا کند و نوآوری در این زمینه بیشتر و بیشتر شود. اصلاح قوانین هم نقش مهمی در تعیین سطح خلاقیت

و توانایی کشور در به‌کارگیری تکنولوژی‌های تازه در تولید نفت غیر متعارف دارد. بررسی‌های تاریخی نشان می‌دهد در دهه ۱۹۲۰ میلادی حوزه‌های نفت شیل در آمریکا شناسایی شده بود ولی به دلیل پایین بودن سطح تکنولوژی، عدم حمایت قانونی و پایین بودن قیمت نفت سرمایه‌گذاری روی این حوزه‌ها انجام نشد. اواسط دهه اول قرن بیست و یکم میلادی بود که مطالعاتی در مورد هزینه بالای تولید نفت شیل در آمریکا انجام شد و در این مطالعات گفته شد که با توجه به پیشرفت‌های تکنولوژیک تولید نفت شیل امکان‌پذیر است. با افزایش قیمت نفت، کشورهای دیگر از قبیل چین و هند هم فعالیت‌های اکتشافی زیادی انجام دادند تا حوزه‌های نفت غیر متعارف را شناسایی کنند و در این زمینه موفقیت‌هایی را هم به دست آوردند. به‌زعم بسیاری از فعالان صنعت نفت، نفت غیر متعارف آینده‌تأمین انرژی در دنیا را در دست دارد. بنابراین سرمایه‌گذاری برای شناسایی این حوزه اهمیت زیادی دارد که کشورهای خاورمیانه در آن پیشرفت زیادی نکرده‌اند. ■

پی‌نوشت: تعریف منابع غیر متعارف در این گزارش ممکن است با دیگر موسسات متفاوت باشد و در نتیجه آمار غیر یکسانی گزارش شود.

شرق آفریقا در مسیر توسعه بخش نفت قرار دارد

شرق پیشرو

سودان جنوبی

با وجود این واقعیت که سودان جنوبی از نظر میزان ذخایر نفتی یکی از غنی‌ترین کشورهای جنوب صحرای آفریقا است، اما جنگ و فساد که از سال ۲۰۱۳ گریبانگیر این کشور شده، صنعت انرژی سودان جنوبی را فلج کرده است. سال گذشته تولید نفت در این کشور به ۱۲۰ هزار بشکه در روز کاهش یافت؛ مقداری که در مقایسه با تولید روزانه ۳۵۰ هزار بشکه‌ای سال ۲۰۱۱ تقریباً به یک‌سوم رسیده است. این کاهش تولید عمدتاً به دلیل آسیب شدیدی است که جنگ داخلی به تجهیزات تولید و خطوط لوله رسانده است. خطوط لوله‌ای که نفت خام را به بندر صادراتی سودان انتقال می‌داد، در ماه می ۲۰۱۶، در کل کشور تنها میدان نفتی پالوچ در منطقه ملوت در شمال ایالت نیل بود که در آن تولید نفت همچنان جریان داشت. افت تولید در کنار تورم سنگین و درگیری میان ارتش و نیروهای شورشی موجب ایجاد بحران اقتصادی در کشور شده و بازگشت تولید نفت به سطوح قبل از جنگ را بسیار دشوار کرده است. با وجود این، در اوایل سال جاری پیشرفت‌هایی حاصل شده است. با تقویت ایمنی تجهیزات نفتی در سراسر منطقه، بسیاری از کارکنان نفتی در این کشور جنگ‌زده به سر کارهایشان بازگشتند. علاوه بر این، بهبود وضعیت امنیتی در این کشور باعث شده شرکت‌های نفتی بزرگی نظیر شرکت ملی نفت چین، پتروناس مالزی و شرکت نفت و گاز هند مجدداً به سودان بیایند. وزیر نفت این کشور در خصوص بازگشت غول‌های نفتی به سودان جنوبی گفت: «در زمان بحران ژوئیه سال گذشته، شرکت‌های بزرگ نفتی از سودان خارج شدند. اما آنها بازگشته‌اند و آماده‌اند تا تولید نفت خام را از سر بگیرند.»

اوگاندا

در حالی که بسیاری از کشورهای مختلف در سراسر

جهان نفت: پس از اینکه در ماه می ۲۰۱۶ شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت شرق آفریقا، کمترین میزان حفاری شش سال اخیر را به ثبت رساندند، اکنون در حال بازسازی خود هستند. با وجود اینکه منطقه شرق آفریقا ظرفیت زیادی برای تبدیل شدن به قطب اکتشاف و تولید نفت و گاز دنیا را دارد، موانع زیادی بر سر راه شرکت‌های انرژی وجود دارد. بیشتر کشورهای شرق آفریقا با آشفتگی اقتصادی و سیاسی و بدهی شدید دست به گریبان هستند؛ موضوعی که مانعی برای سرمایه‌گذاری و توسعه زیرساخت‌های این منطقه شده و ورود سرمایه‌گذاران خارجی را با مشکل مواجه کرده است.

کنیا

کنیا که از لحاظ اقتصادی در مقایسه با برخی از کشورهای همسایه خود پیشرفته‌تر محسوب می‌شود، پتانسیل این را دارد که صنعت انرژی منطقه را احیا کند. چاه نفتی چپوتکت-۱، نخستین چاهی بود که در حوزه آبگیر دره کریو مورد آزمایش قرار می‌گرفت؛ حفاری با عمق نزدیک به ۱۰۱۱۵ فوت نشان داد که این چاه نفت زیادی در خود دارد. علاوه بر این شرکت نفتی تالو، اکتشافات موفق دیگری را در نقاط مختلف این کشور انجام داده است؛ موضوعی که موجب پیشرفت این شرکت در زمینه برنامه‌ریزی توسعه شده است. امضای توافق توسعه مشترک در ماه اکتبر یکی از این پیشرفت‌ها بوده است. توافقی که میان دولت کنیا و شرکای سرمایه‌گذاری این کشور به منظور پیشرفت در توسعه خط لوله صادراتی به امضا رسیده است. شرکای سرمایه‌گذاری دولت کنیا مجوزی گرفته‌اند که به آنها اجازه می‌دهد با استفاده از چاه‌های موجود و مخازن ذخیره به تولیدی در حدود دو هزار بشکه در روز دست پیدا کنند.



مکعب در روز رسیده است.

موزامبیک

در میان عرضه مازاد انرژی جهانی، جمهوری موزامبیک در زمینه اکتشاف و تولید عملکرد درخشانی داشته، به خصوص شرکت نفتی آندارکو که هفت سال پیش نخستین اکتشاف خود را در منطقه رووما در سواحل موزامبیک انجام داده است. در ۲۰ سال گذشته شرکت آندارکو بیش از ۷۵ هزار میلیارد فیت مکعب منابع قابل بازیابی در منطقه رووما کشف کرده است. با وجود موفقیت منطقه‌ای، این شرکت باید تصمیم‌نهایی خود را در خصوص پروژه ۱۵ میلیارد دلار آلان‌جی بگیرد؛ پروژه‌ای که به عرضه گاز به بازارهای داخلی کمک می‌کند.

بر اساس اعلام آندارکو، این پروژه ظرفیت آن را دارد که موزامبیک را به سومین صادرکننده بزرگ گاز طبیعی دنیا تبدیل کند. شرکت انرژی ساسول، شرکت دیگری است که به موفقیت‌های چشمگیری در استان اینهامبان موزامبیک دست پیدا کرده است. در ژانویه ۲۰۱۶، این شرکت توانست از شورای وزرای موزامبیک مهر تاییدی برای طرح توسعه میدان نفتی خود بگیرد. طرحی که اجازه رشد بیشتر این شرکت در منطقه را می‌دهد.

اولین چاه ساسول تحت برنامه توسعه فازی در ماه می ۲۰۱۶ حفر شد. حفر این چاه در واقع نشان‌دهنده آغاز فاز اول طرح ۱/۴ میلیارد دلاری این شرکت انرژی خواهد بود؛ طرحی که شامل علامت‌گذاری و توسعه ذخایر تمان شرقی، اینهاسورو G6 و اینهاسورو G10 می‌شود. عملیات حفاری در مجموع شامل ۱۳ چاه تولید خواهد بود. بر اساس گزارش‌ها، شرکت اگزون موبیل سال گذشته دارایی‌هایی را در موزامبیک به دست آورد که براساس شنیده‌ها برای سبک‌کردن بحران بدهی گسترده موزامبیک بوده است. از سوی دیگر در جولای ۲۰۱۶، اگزون اعلام کرد با همکاری شرکت نفت قطر در نظر دارد سهام میدانی متعلق به آندارکو وانی را خریداری کند. موضوعی که باعث ایجاد مالیات بر سرمایه‌ای در حدود ۱/۳ میلیارد دلار برای دولت موزامبیک می‌شود. ■

جهان به منظور کاهش عرضه جهانی انرژی به کاهش تولید روی آورده‌اند، جمهوری اوگاندا به دنبال افزایش تولید خود است. در آگوست ۲۰۱۶، دولت این کشور گزارش داد طرحی را در دستور کار دارد که با اجرای آن تولید نفت را به ۲۳۰ هزار بشکه در روز افزایش دهد. این طرح به دنبال صدور مجوز تولید به شرکت‌های بزرگ نفتی نظیر تالو و توتال ارائه گرفته است. ایرین مولونی، وزیر نفت اوگاندا، اعلام کرد این دو شرکت در کنار شرکت نفتی چینی کونوکو، حدود هشت میلیارد دلار در این کشور شرق آفریقا سرمایه‌گذاری خواهند کرد. پیش‌بینی می‌شود پس از اخذ مجوزهای لازم، فرآیند تولید در سال ۲۰۲۰ آغاز شود. بر اساس گزارش‌ها، انتظار می‌رود تصمیمات سرمایه‌گذاری نهایی طی ۱۸ ماه گرفته شود و مجوز تولید برای ۲۵ سال اعتبار داشته باشد. مجوزی که پتانسیل آن را دارد که برای پنج سال دیگر تمدید شود. بر اساس اعلام وزیر نفت اوگاندا، این سرمایه‌گذاری هشت میلیارد دلاری برای حفاری در حدود ۵۰۰ چاه، ساخت تجهیزات پالایش مرکزی و خطوط لوله خواهد بود.

تانزانیا

جمهوری تانزانیا یکی از بیشترین ذخایر گاز طبیعی را در شرق آفریقا به خود اختصاص داده است. بر اساس اعلام دولت این کشور، ذخایر گاز طبیعی این کشور در حدود ۵۵ هزار میلیارد فوت مکعب برآورد شده است. با وجود این، همانند بسیاری از کشورهای جنوب صحرائی آفریقا، زمانی که کمبود زیرساخت‌های انرژی با فقر شدید همراه می‌شود، توسعه و پتانسیل صادرات در آینده سرکوب می‌شود. در ماه نوامبر، منابع خبری گزارش دادند شرکت شل با همکاری مشترک با دو شرکت انرژی پاپوین و افیر، برنامه حفاری در ریا‌های تانزانیا را آغاز کرده است. این پروژه ۸۰ میلیون دلاری حفاری بخشی از پروژه LNG تانزانیاست که مساحتی در حدود ۷۵ هزار کیلومترمربع را در بر گرفته است. بر اساس شرکت منابع طبیعی ونتورث و همکاران موفقیت‌های چشمگیری در جنوب شرق تانزانیا به دست آمده است به طوری که میزان تولید گاز طبیعی در میدان امنازی‌بی، به طور متوسط به ۴۴ میلیون فوت

عراق به دنبال مناقصات جدید و بازنگری در قراردادهای نفتی است

خون تازه

بیشتر شده است. بر اساس اعلام الجبوری، بیشتر پروژه‌های سرمایه‌گذاری از سال ۲۰۱۴ تا ۲۰۱۶، نرخ بازگشت داخلی در حدود سه تا پنج درصد به دست آورده‌اند. بر اساس قرارداد خدمات فنی عراق، بندهای مرتبط با بازپرداخت هزینه‌ها و افزایش نرخ بازگشت داخلی پیش‌نیاز سرمایه‌گذاری‌های جدید هستند. اما قراردادهای کنونی انگیزه‌ای به شرکت‌های نفت خارجی برای کاهش هزینه‌ها نمی‌دهد. دولت عراق هزینه‌های سرمایه‌گذاری و تولید شرکت‌های خارجی را بازپرداخت می‌کند، به این صورت که به شرکت‌های بالادستی پاداش ثابتی در حدود دو دلار به ازای هر بشکه نفت خام پرداخت می‌کند. هزینه‌های عملیاتی و تولید لوکاوایل در فاز دوم ۱۳ میلیارد دلاری قرنه غربی در حدود ۵/۵ دلار برای هر بشکه بوده است. وزیر نفت عراق معتقد است با تمرکز بر مدیریت بهتر پرداخت در بودجه عراق می‌توان هزینه‌ها را کاهش داد. به گفته او مشکل قراردادهای این است که وزارت نفت هزینه‌های تولید و سرمایه‌گذاری را طی سه ماه بازپرداخت می‌کند و همین موضوع روی بودجه ملی فشار وارد می‌کند.

قرارداد با مصر

در این میان همچنين اعلام شده است که سازمان بازاریابی نفت دولت عراق از ماه مارس ماهانه یک میلیون بشکه نفت خام به مصر عرضه خواهد کرد. روزنامه الاهرام به نقل از سفیر عراق در مصر اعلام کرد مذاکرات به پایان رسیده و قراردادی برای وزیر نفت مصر ارسال شده است. قرار است اولین محموله تا پایان ماه مارس به مقصد برسد. مصر پیش از این هم خریدار نفت سبک و سنگین بصره بوده است اما معمولاً این خریدها به جای اینکه مستقیماً از سازمان مذکور انجام شود از طریق شرکت‌های تجاری انجام می‌شد. بر اساس گزارش‌ها مقامات دو کشور در مورد صادرات ماهانه حدود یک تا دو میلیون بشکه نفت خام سبک و سنگین بصره (معادل ۲۰ تا ۶۰ هزار بشکه در روز) به توافق رسیده‌اند. ■

پس از مزایده بزرگ عراق در سال ۲۰۰۹، ناآرامی‌ها باعث شد سرمایه‌گذاران خارجی چشم خود را به روی این کشور ببندند. اما به نظر می‌رسد خون تازه‌ای در رگ‌های عراق در حال دمیده شدن است. این کشور قصد دارد تا پایان سال ۲۰۱۷ مناقصه‌ای را برای توسعه پنج میدان نفتی بزرگ خود برگزار کند و در همین راستا ۱۹ شرکت را واجد شرایط دانسته است که در این میان شش شرکت ژاپنی، شرکت نفت دراجون امارات، موبادالا، کرسنت، گلنکور و شرکت‌هایی از چین، روسیه، ایتالیا، کویت، اندونزی، ویتنام، تایلند و رومانی به چشم می‌خورد. این در حالی است که در ابتدا قرار بود این مناقصه برای ۱۲ میدان انجام گیرد. این اقدام وزارت نفت عراق به منظور رهایی از قراردادهای مبتنی بر خدمات صورت می‌گیرد.

چالش پیش‌رو

مقامات وزارت نفت عراق، شرکای خارجی خود را در خصوص هزینه‌های تولید به چالش کشیده‌اند. قاتی الجبوری، رئیس بخش خاورمیانه شرکت روسی لوکاوایل، معتقد است عراق برای همکاری موفقیت‌آمیز با شرکت‌های خارجی نیازمند «صلح، بهرموری و رفاه» است. بر اساس برآورد الجبوری، صنایع بالادستی عراق نیازمند سرمایه‌ای در حدود ۱۲۴ میلیارد دلار در ۱۸ سال آینده است. با این حال تمایل شرکت‌های خارجی در اثر تنش‌های میان گروه‌های سیاسی، دولت‌های منطقه‌ای و فدرال و نیز جنگ با داعش به میزان قابل توجهی کاهش یافته است. بی‌بی‌سی که در میدان نفتی رمیله در جنوب عراق فعالیت دارد روزانه حدود ۱/۴۴ میلیون بشکه نفت تولید می‌کند. این شرکت قصد دارد قراردادهای منطقه شمالی کرکوک را که از زمان ورود داعش به این منطقه در سال ۲۰۱۴ معلق مانده بود مجدداً از سر گیرد. اما این موضوع نیازمند حصول توافق میان دولت منطقه‌ای کردستان و بغداد برای کنترل میادین نفتی در این استان است. نرخ‌های بازگشت داخلی پایین برای شرکت‌های نفت خارجی، مانع سرمایه‌گذاری‌های

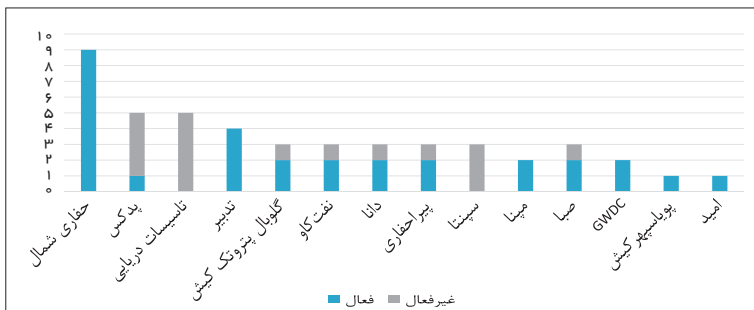


بیش از یک ششم دکل های خشکی ایران بیکار هستند

فصل رکود

دستگاه بیکار، نرخ بیکاری معادی ۱۸ درصد را برای بخش خشکی صنعت حفاری ایران نشان می دهند. با در نظر گرفتن تعداد کل دستگاه های حفاری و تقسیم تعداد دستگاه های فعال بر آن، نرخ به کارگیری دستگاه ها به دست می آید. با وجود اینکه شرکت ملی حفاری ایران چهار دستگاه بیکار دارد، در مقایسه با ۷۰ دستگاه خشکی، نرخ به کارگیری مساوی ۹۴ درصد را نشان می دهد که از اغلب شرکت های ایران بالاتر است. رکود نسبی توسعه در بخش بالادستی صنعت نفت، توقف پروژه های EPD و عدم اجرای قراردادهای جدید نفتی از جمله علل اصلی وضعیت فعلی به شمار می روند. در صورت عدم تغییر اساسی در این وضعیت و با پایان پروژه های آزادگان جنوبی و نیز قرارداد شرکت حفاری شمال با شرکت نفت مناطق مرکزی ایران، پیش بینی می شود تعداد دستگاه های بیکار حفاری به صورت مقطعی افزایش پیدا کنند. تعدد شرکت های حفاری فعال در بخش خشکی ایران بدون بهره گیری از صرفه مقیاس و با تعداد اندک دستگاه ها، موجب تحمیل بیشتر هزینه های تعمیر و نگهداری شده و در نهایت به افت توان رقابت پذیری شرکت ها انجامیده است. ■

جدیدترین آمارهای منتشره از سوی نشریه صنعت حفاری ایران نشان می دهد تعداد دستگاه های بیکار حفاری در بخش خشکی ایران به سطح کم سابقه ای افزایش پیدا کرده و هم اکنون بیش از یک ششم دستگاه های حفاری در ایران در هیچ پروژه ای مشغول فعالیت نیستند. بر اساس آمار این نشریه و دیگر بررسی های صورت گرفته، از مجموع ۱۱۷ دستگاه حفاری خشکی فعال در ایران، ۲۱ دستگاه بیکار هستند. بیشترین تعداد دستگاه های بیکار حفاری مربوط به شرکت های مهندسی و ساخت تاسیسات دریایی ایران است که هر پنج دکل آن در هیچ پروژه ای مشغول فعالیت نیستند. شرکت های ملی حفاری ایران و حفاری و انرژی گستر پارس (پدکس) با چهار دستگاه بیکار در رتبه های بعدی قرار دارند. منابع دیگر اعلام کرده اند که هر سه دستگاه شرکت سپنتا (با احتساب پتروهور تاش) نیز بیکار هستند که این آمار در نشریه یاد شده دو دستگاه اعلام شده است. شرکت های گلوبال پترو تک کیش، نفت کاو، انرژی دانا، پیرا حفاری و صبا (که با احتساب دستگاه های متعلق به شرکت پرشیا قشم، مجموعاً سه دستگاه را مدیریت می کند) هر کدام دارای یک دستگاه بیکار حفاری هستند. مجموع ۲۱



وضعیت ناوگان شرکت های حفاری فعال در بخش خشکی ایران (به جز ملی حفاری)

منبع: نشریه صنعت حفاری

پایین دستی نفت





کشتی حمل ال ان جی در حال انتقال محموله به شناور ترکیه

رصد نوسانات خوراک گازی پتروشیمی‌ها

تلاطم گاز

■ سلیمان کرمی

پتروشیمی (نرخ اعلامی به این واحدها ۱۳ سنت به ازای هر مترمکعب) در برنامه وزارت نفت قرار گرفت.

نرخ گذاری ماهانه

سرانجام پس از مدت‌ها انتظار نرخ خوراک گاز طبیعی بر اساس یک فرمول کلی تعیین و بنا شد این نرخ به صورت ماهانه به واحدهای پتروشیمی ابلاغ شود. این فرمول میانگینی از قیمت‌های داخلی و همچنین چهار هاب بین‌المللی بود. بخش اول، قیمت داخلی گاز خوراک میانگینی از قیمت واردات، صادرات و مصارف داخلی گاز بود. بخش دوم این فرمول نیز میانگینی از قیمت گاز طبیعی در هاب‌های بین‌المللی را شامل می‌شد. چهار هاب بین‌المللی هنری آمریکا، آلبرتا کانادا، NBP انگلیس و TTF هلند در این میان اثرگذار بودند.

از ابتدای سال ۱۳۹۵ نرخ خوراک به صورت ماهانه به مجتمع‌های پتروشیمی اعلام شد. بخش عمده گاز تولیدی کشور به مصارف داخلی به خصوص در بخش خانگی اختصاص می‌یابد. این موضوع باعث شده توان صادراتی بسیار محدودی برای کشور وجود داشته باشد. نحوه نرخ گذاری مصارف گاز داخلی کشور از فرمول پلکانی تبعیت می‌کند. بر اساس آخرین پیشنهاد هیات دولت نرخ گاز طبیعی در هشت ماه نخست سال به ازای هر مترمکعب ۱۵۰ تومان و در ماه‌های سرد به صورت پلکانی خواهد بود. بالا بودن میزان مصرف در چهار ماه سرد سال عموماً رشد قابل توجه گاز طبیعی را در قبوض مصرف‌کنندگان به همراه دارد. به طور معمول با اوج‌گیری سرما میانگین قیمت هر مترمکعب گاز در دی و بهمن به اوج خود می‌رسد.

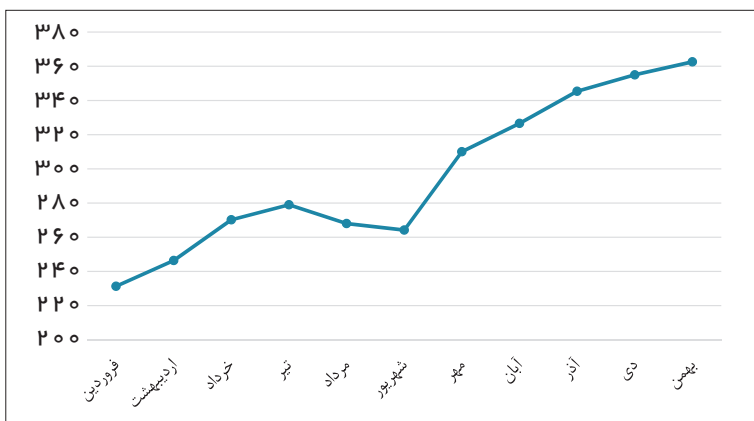
رشد قیمت در فصل زمستان

نظر به اینکه هاب‌های بین‌المللی اثرگذار در محاسبه نرخ خوراک در نیمکره شمالی واقع هستند،

اوره و متانول نزدیک به ۱۱ میلیون تن ظرفیت تولیدات پتروشیمی‌های داخل را به خود اختصاص می‌دهند (کمتر از ۲۰ درصد کل ظرفیت تولید پتروشیمی کشور). این واحدها در مجموع حدود هفت میلیارد و ۵۰۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را برای تولیدات محصولات در یک سال مصرف می‌کنند. خوراک گازی مجتمع‌های پتروشیمی طی سال‌های اخیر و به خصوص پس از جهش عجیب نرخ دلار در اوایل دهه ۹۰ بسیار خیرساز بود. در حالی که جهش نرخ دلار در سمت فروش، درآمد این شرکت‌ها را به طور قابل توجهی افزایش داد، اما ادامه نرخ‌های ثابت گذشته گاز طبیعی (حدود ۷۰ تومان به ازای هر مترمکعب) باعث شد هزینه بهای تمام‌شده نسبت به گذشته تغییر چندانی نداشته باشد. این موضوع رشد قابل توجه سود خالص آنها را به دنبال داشت.

رشد پنج برابری

این روند تا اواخر سال ۱۳۹۲ ادامه پیدا کرد. در لایحه بودجه سال ۱۳۹۳ در خصوص نرخ خوراک گازی واحدهای پتروشیمی که از ماه‌ها قبل با عناوینی چون رانت پتروشیمی مطرح شده بود، تصمیم‌گیری شد. به این ترتیب نرخ خوراک واحدهای پتروشیمی ناگهان حدود پنج برابر افزایش یافت. ثابت‌بودن نرخ خوراک مشکل اصلی این گونه نرخ گذاری در صنعت پتروشیمی بود. در این خصوص ریزش نرخ گاز همزمان با ریزش شاخص انرژی در بازار جهانی (از میانه سال ۲۰۱۴ و همزمان با ریزش قیمت نفت) این بار اعتراض سرمایه‌گذاران این بخش را به دنبال داشت (نرخ گاز در بازارهای بین‌المللی از میانه سال ۲۰۱۴ تا سال ۲۰۱۵ افت ۴۰ درصدی را تجربه کرد). به این ترتیب بار دیگر تغییر نرخ خوراک واحدهای



نرخ گاز طبیعی در سال ۹۵ (تومان بر مترمکعب)

گاز طبیعی در هاب‌های بین‌المللی طی هفته‌های اخیر ثبت شده است. در این میان نکته قابل توجه کاهش نرخ گاز طبیعی برای مصارف داخلی است. در صورتی که آخرین پیشنهاد هیات دولت برای محاسبه نرخ خوراک در نظر گرفته شود، نرخ خوراک گاز طبیعی واحدهای پتروشیمی در ماه فروردین به سطح ۲۹۰ تومان نزدیک می‌شود.

در حالی که بار دیگر شائبه‌هایی در خصوص عدم لحاظ فرمول قیمت گاز طبیعی مطرح می‌شود باید در انتظار اعلام نرخ خوراک در ماه‌های اسفند و فروردین بود. به نظر می‌رسد عدم شفاف‌سازی مناسب در خصوص نحوه محاسبه قیمت خوراک گاز طبیعی در هاب‌های بین‌المللی بتواند تلاطم خوراک را در میان سرمایه‌گذاران و همچنین نرخ‌گذاران ایجاد کند. ■

نظر به اینکه هاب‌های بین‌المللی اثرگذار در محاسبه نرخ خوراک در نیمکره شمالی واقع هستند، در زمستان رشد قیمت گاز طبیعی را در تمامی این هاب‌ها شاهد هستیم. در این خصوص در سال گذشته اوایل بهمن قیمت گاز طبیعی در هاب‌های بین‌المللی به بیشترین مقدار خود رسید.

در زمستان رشد قیمت گاز طبیعی را در تمامی این هاب‌ها شاهد هستیم. در این خصوص در سال گذشته اوایل بهمن قیمت گاز طبیعی در هاب‌های بین‌المللی به بیشترین مقدار خود رسید. نرخ هر مترمکعب گاز هاب‌های هنری، آلبرتا، NBP و TTF بر اساس ارزش دلار آمریکا به ترتیب معادل ۱۲، ۱۴، ۱۶ و ۲۲ سنت بود. این موضوع باعث شد نرخ خوراک واحدهای پتروشیمی در بهمن نیز مسیر صعودی را در پیش بگیرد. در حالی که میانگین قیمت گاز طبیعی در چهار هاب بین‌المللی در بهمن معادل ۱۶ سنت به ازای هر مترمکعب بود این نرخ در اواسط اسفند تا سطح ۱۳ سنت نزول یافت. در حالی که در شرایط کنونی همچنان قیمت خوراک گاز طبیعی واحدهای پتروشیمی در اسفند رسانه‌ای نشده است، با توجه به ریزش قیمت گاز طبیعی در هاب‌های بین‌المللی و با فرض یکسان بودن میانگین قیمت مصارف داخلی گاز اسفند با بهمن، انتظار می‌رود قیمت خوراک واحدهای پتروشیمی به کمتر از ۳۳۰ تومان کاهش یابد. طی هفته‌های اخیر نیز گرچه قیمت گاز در هاب‌های بین‌المللی نوساناتی را تجربه کرده است اما میانگین قیمت گاز نسبت به ماه‌های سرد سال پایین‌تر بوده است. میانگین قیمت کمتر از ۱۸ سنتی

نگاهی به تحولات قیمت اوره، گاز طبیعی و زغال سنگ

نبض اوره

تولید اوره تا سطح ۲۳۰ میلیون تن وجود دارد. بر این اساس شاهدیم که اوره با یک تقاضای ثابت سالانه مواجه بوده و احتمال رشد محسوس تقاضا نیز در شرایط فعلی وجود ندارد. بعضاً به احتمال افزایش تقاضا از سوی برخی تکنولوژی‌های جدید اوره مانند مصرف در موتورهای دیزلی به منظور کاهش میزان آلودگی هوا با عنوان Blue TEC اشاره می‌شود. با این حال آنچه در سال‌های گذشته بر بازار اوره جهانی حاکم بوده و در روند میان مدت آتی نیز مورد انتظار است تقاضای ثابت با نرخ رشد محدود است.

تابع خوراک

از سوی دیگر عرضه این محصول از دو خوراک اصلی زغال سنگ و گاز طبیعی در بازار جهانی انجام می‌شود. چین به عنوان بزرگ‌ترین تولیدکننده اوره در جهان (حدود ۴۰ درصد از ظرفیت تولید اوره جهانی) شناخته می‌شود. حدود ۸۰ درصد از ظرفیت تولید اوره چین بر اساس زغال سنگ بنا نهاد شده است. به این ترتیب پس از گاز طبیعی به عنوان خوراک اصلی تولید اوره در بازار جهانی، زغال سنگ به عنوان منبع دوم تولید اوره در جهان شناخته می‌شود. تمایل چشمگیر چین در تولید و مصرف محصولات طی سال‌های اخیر در اوره نیز محسوس است که در نتیجه آن نوسانات تولید اوره در این کشور بازار اوره جهانی را تحت تاثیر قرار داده است.

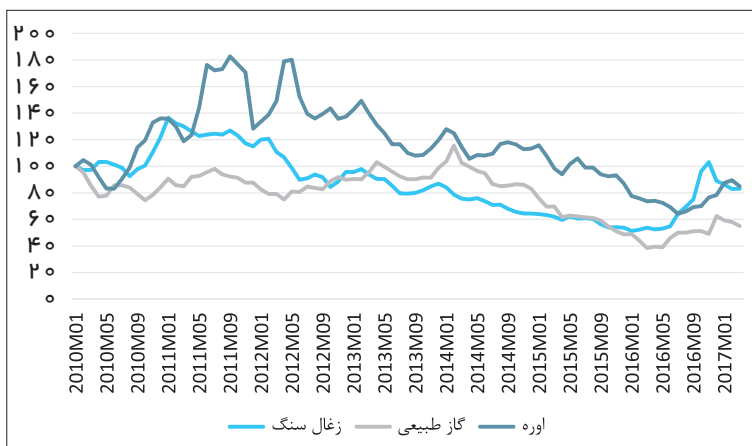
مازاد عرضه اوره در بازار جهانی و رشد تقاضای محدود آن، باعث شده نوسانات قیمت اوره همراه با نوسانات نرخ خوراک آن هم در نزدیکی کف قیمتی رخ دهد. در نمودار شاخص قیمتی اوره، گاز طبیعی و زغال سنگ از ابتدای سال ۲۰۱۰ آورده شده است (توجه داشته باشید که به منظور مقایسه تنها تغییرات

در شرایط کنونی حدود ۵/۵ میلیون تن از ظرفیت پتروشیمی‌های کشور به تولید اوره اختصاص دارد. البته این ظرفیت طی ماه‌های اخیر و با راه اندازی طرح‌های توسعه پتروشیمی‌های اوره‌ساز و همچنین بهره‌برداری از سایر طرح‌های اوره افزایش خواهد یافت. میزان مصرف داخلی بر اساس آخرین آمار حدود ۲/۲ میلیون تن است. بر این اساس وضعیت قیمت جهانی مهم‌ترین عامل در روند سودآوری تولیدکنندگان اوره داخلی است.

مازاد عرضه

مانند دیگر کالاها روند عرضه و تقاضای جهانی بر قیمت این محصول اثرگذار است. بیش از ۹۰ درصد از مصرف اوره جهانی به تولید کودهای شیمیایی نیترژن دار اختصاص می‌یابد. در ایران نیز بخش عمده تولیدی اوره در بخش کشاورزی مصرف می‌شود که با نرخی ثابت و کمتر از میانگین جهانی از تولیدکنندگان اوره خریداری می‌شود.

از سویی بازار جهانی اوره با مازاد عرضه روبه‌رو است. بر این اساس میزان تقاضای اوره جهانی تنها ۸۰ درصد از ظرفیت تولید این محصول را پوشش می‌دهد (حدود ۱۷۰ میلیون تن). گرچه اوره در مواردی مانند ساخت ملاتین و حذف آلاینده‌های هوا در اتومبیل‌های دیزلی استفاده می‌شود، اما عمده مصرف آن همان‌طور که اشاره شد به تولید کودهای شیمیایی اختصاص دارد. در این میان میزان تقاضای اوره طی سال‌های اخیر با توجه به کند شدن رشد اقتصاد جهانی و همچنین رشد جمعیت، نرخ رشد کمتری را تجربه می‌کند. به این ترتیب میزان رشد تقاضای سالانه رشد حدود سه درصدی را در پیش گرفته است. بر اساس آمار نشریات بین‌المللی انتظار می‌رود تقاضای اوره تا سال ۲۰۲۰ به سطح ۱۹۲ میلیون تن برسد در حالی که انتظار افزایش ظرفیت



تغییرات شاخص قیمت جهانی اوره، زغال سنگ و گاز طبیعی (مبنای تغییرات از ابتدای ۲۰۱۰)

مطابق با شرایط فعلی پیش رود به نظر می‌رسد باید منتظر تکرار چرخه ریزش قیمت این ماده را در فصل گرم سال با کاهش قیمت انرژی و از سوی دیگر رشد قیمتی اوره با شوک‌های قیمتی فصل سرما به بازار انرژی به خصوص گاز طبیعی بود.

در کشور ما نیز در دولت قبل بی‌توجه به روند عرضه و تقاضای جهانی محصولاتی مانند اوره مجوزهایی برای احداث واحدهای اوره‌ساز صادر می‌شد. البته در دولت فعلی بسیاری از این مجوزها با ارزیابی بازار باطل شده‌اند و تولید دیگر محصولات در دستور کار قرار گرفته است. در حالی که در نگاه اول استفاده از مواد خام مانند گاز طبیعی برای تولید هر نوع محصول پتروشیمی جلوگیری از خام‌فروشی است اما عدم توجیه اقتصادی این طرح‌ها تنها هدر دادن گاز طبیعی به عنوان ثروت ملی کشور را

هدف گرفته است.

طی ماه‌های اخیر بار دیگر نزول قیمت خوراک به خصوص گاز طبیعی در بازار جهانی افت دوباره قیمت اوره را تا ۱۹۰ دلار به ازای هر تن به دنبال داشته است.

قیمتی این مواد آورده شده است. نوسانات نرخ گاز طبیعی به عنوان خوراک اصلی تولید اوره کاملاً در قیمت اوره در بازار جهانی اثرگذار است. در این میان اثر نوسانات قیمت زغال سنگ نیز در مسیر قیمتی اوره مشاهده شده است. یک مثال ملموس تغییرات قیمتی اوره را می‌توان در میانه سال ۲۰۱۶ میلادی مشاهده کرد. در حالی که قیمت اوره در ژوئن ۲۰۱۶ به ۱۸۰ دلار به ازای هر تن رسیده بود اما رشد قیمتی زغال سنگ در بنادر چین و همچنین در ادامه رشد قیمت گاز طبیعی با آغاز فصل سرما در نیمکره شمالی زمین باعث شد قیمت اوره تا سطح ۲۵۰ دلار به ازای هر تن رشد یابد. باوجود این طی ماه‌های اخیر بار دیگر نزول قیمت خوراک به خصوص گاز طبیعی در بازار جهانی افت دوباره قیمت اوره را تا ۱۹۰ دلار به ازای هر تن به دنبال داشته است.

آنچه مشخص است اوره در سطوح کمتر از ۲۰۰ دلار برای تولیدکنندگان آن به خصوص واحدهای تولیدی بر مبنای زغال سنگ به سمت زیان سوق می‌دهد. این موضوع باعث شده شیب نزول قیمت اوره در سطوح کمتر از ۲۰۰ دلار با وجود مازاد عرضه جهانی کند شود. در صورتی که تقاضای اوره

تغییرات عمده صنعت جهانی پالایش در سال ۲۰۲۰ چه خواهد بود؟

تعادل جدید

تغییر در مشخصات سوخت

تصمیم سازمان بین‌المللی دریانوردی مبنی بر سختگیرانه‌تر کردن مشخصات سوخت در سراسر جهان که از سال ۲۰۲۰ آغاز خواهد شد، نیازمند تغییر قابل ملاحظه‌ای در ترکیب بنزین مورد استفاده برای سوخت کشتی است. بر اساس قوانین جدید حداکثر میزان گوگرد سوخت کشتی می‌تواند ۰/۵ درصد باشد. این تغییرات شامل جایگزینی روزانه حدود سه میلیون بشکه نفت کوره پسماند با میزان گوگرد بالا، با نفت گاز دریایی و ترکیبی از نفت گاز و سوخت پسماند با میزان گوگرد کمتر از ۰/۵ درصد خواهد بود. در واقع این تغییرات به منظور تولید کافی سوخت سازگار با محیط‌زیست ایجاد نمی‌شود بلکه مشکل اصلی، مشخص کردن سرنوشت ۲/۵ تا ۳ میلیون بشکه در روز نفت کوره با میزان گوگرد بالاست.

نظیف‌کننده‌ها

صنایع کشتیرانی و حمل‌ونقل دریایی با توجه به محدودیت‌های سرمایه و ظرفیت نصب، احتمالاً روی سیستم‌های پاک‌سازی گاز خروجی (نظیف‌کننده‌ها) سرمایه‌گذاری خواهند کرد. تا به امروز این کار به صورت محدود انجام شده است اما افزایش قیمت نفت گاز دریایی و سوخت‌های ترکیبی جدید در مقایسه با قیمت HSFO در سال موجب خواهد شد این شرکت‌ها انگیزه بسیار زیادی برای نصب نظیف‌کننده‌ها پیدا کنند. بر اساس پیش‌بینی IPIRA، نظیف‌کننده‌های نصب‌شده در تاسیسات و نفتکش‌های جدید به تدریج موجب افزایش مصرف HSFOها (حاوی ۲/۵ درصد گوگرد) خواهد شد. با توجه به اینکه حجم سوخت ذخایر HSFO به ۸۰ درصد سطوح سال ۲۰۱۶ بازگشته است، احتمال ایجاد تعادلی جدید تا سال ۲۰۳۰ بسیار زیاد خواهد بود. ■

پی‌نوشت:

1- Conversion

2- Scrubber

پلاتس: افزایش ظرفیت تبدیل^۱ ادامه یافته اما از سرعت رشد آن کاسته شده است. شرکت‌های پالایشی عموماً با افزودن واحدهای تبدیل جهت تولید حجم بیشتری از محصولات پالایشی نظیر بنزین و گازوئیل و حجم کمتری نفت کوره، به دنبال ارتقای پالایشگاه‌های خود هستند. علاوه بر این، اضافه‌کردن واحدهای تبدیل موجب می‌شود سود بیشتری در اختیار شرکت‌های پالایشی قرار گیرد. با وجود این، از طرح‌ریزی اولیه تا راه‌اندازی واقعی یک پروژه تبدیل، دست‌کم چهار تا پنج سال زمان لازم است. از سال ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۴، اضافه‌شدن واحد تبدیل به پالایشگاه‌ها به طور قابل ملاحظه‌ای افزایش پیدا کرد؛ موضوعی که ناشی از سود بالای پالایش در سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۸ بود. هر چند با کمترشدن تقاضا، حاشیه سود پالایشگاه‌ها به شدت کاهش پیدا کرد، اما حتی با سود کمتر، شرکت‌های پالایش همچنان برای افزودن ظرفیت تبدیل انگیزه دارند و از این‌رو افزایش ظرفیت‌های تبدیلی با نرخی کمتر از سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۴ ادامه داشته است. در سال‌های اخیر، افزایش ظرفیت‌های پالایشی بیشتر به سمت تولید بنزین بوده و واحدهای تولید فرآورده‌های میان‌تقطیر کمتر طرفدار داشته است. این موضوع تا حدودی به دلیل عدم تعادلی بود که در سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۱۷ در بازار مشاهده شد؛ زمانی که عرضه بنزین به شدت کاهش یافت و گازوئیل بیش از ظرفیت و با قیمت نسبی پایین‌تر عرضه شد. روند تقاضا همچنین موجب رشد شدید تقاضای جهانی بنزین و رشد ضعیف گازوئیل شد. در حالی که پیش‌بینی می‌شد این وضعیت دوام چندانی نداشته باشد، اما انتظار می‌رود تا سال ۲۰۲۰ و زمانی که تغییر مشخصات ذخایر سوختی به برگ برنده بازارهای محصولات و فرآیند پالایش تبدیل شود، این روند ادامه داشته باشد.

خاورمیانه صادرکننده خالص محصولات پالایشی می‌شود

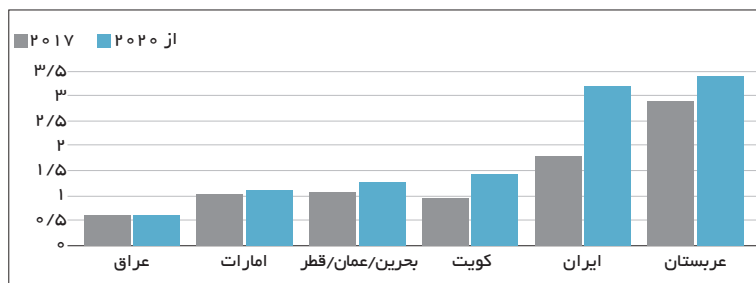
رونق پالایش

۲۰۱۳ میلادی دو پالایشگاه دیگر با ظرفیتی مشابه در عربستان راهاندازی شده بود. ابوظبی هم در سال ۲۰۱۵ میلادی ظرفیت پالایشگاهی خود را به ۸۱۷ هزار بشکه در روز رساند و انتظار می‌رود ایران هم از سال جاری تولید بنزین را در پالایشگاه‌های خود آغاز کند و از سال ۲۰۱۸ میلادی وارد بازارهای صادراتی شود. کویت اعلام کرد تا سال ۲۰۲۰ ظرفیت پالایشگاهی خود را به ۶۱۵ هزار بشکه در روز می‌رساند و عمان بزرگ‌ترین پالایشگاه خود را در سال جاری راهاندازی می‌کند.

نکته مهم اینجاست که در سال جاری واردات بنزین در کشورهای حاشیه خلیج فارس به ۱۵۰ هزار بشکه در روز می‌رسد که ۵۰ هزار بشکه در روز کمتر از سال قبل است و از سال ۲۰۱۹ میلادی هم تولید بنزین در این منطقه بیش از میزان مصرف آن است و این تولید مازاد بر نیاز داخلی وارد بازار مصرف جهان می‌شود. از یک سو محصولات این کشورها به دلیل پایین‌تر بودن قیمت نفت مصرفی در آنها - با قیمت پایین‌تری به بازار جهانی عرضه می‌شود و از سوی دیگر با وارد شدن محصولات کشورهای حاشیه خلیج فارس، بازار با مازاد عرضه روبه‌رو می‌شود، در نتیجه شماری از پالایشگاه‌ها تعطیل می‌شوند و شمار دیگری باید کمتر از ظرفیت خود تولید کنند. ■

بومرگ: با افزایش شمار پالایشگاه‌ها و ارتقای سطح تکنولوژیک پالایشگاه‌های موجود در کشورهای خاورمیانه به خصوص ایران، عربستان و امارات، تا چند سال آینده کشورهای حاشیه خلیج فارس به صادرکنندگان خالص فرآورده‌های پالایشگاهی در دنیا تبدیل می‌شوند. براساس گزارش وودمکنزی، پالایشگاه‌های احداث‌شده در امارات و عربستان پالایشگاه‌هایی صادرات‌محور هستند و طی چهار سال گذشته مجموع ظرفیت این پالایشگاه‌ها برابر با ۱/۴ میلیون بشکه در روز بود. در نتیجه با توسعه این پالایشگاه‌ها و صادرات محصولات آنها به بازارهای جهانی فضای رقابتی در این بازار تنگ‌تر می‌شود.

در میان کشورهای حاشیه خلیج فارس دو کشور ایران و عربستان سعودی در افزایش ظرفیت تولید پالایشگاهی پیشگام هستند. عربستان که بزرگ‌ترین تولیدکننده نفت در سازمان اوپک است و در میان کشورهای حاشیه خلیج فارس بالاترین ظرفیت پالایشگاهی را دارد، اعلام کرده تا ۱۰ سال آینده ظرفیت تولید پالایشگاهی خود را دو برابر می‌کند و به بالغ بر ۱۰ میلیون بشکه در روز می‌رساند. انتظار می‌رود در سال ۲۰۱۸ میلادی یک پالایشگاه با ظرفیت ۴۰۰ هزار بشکه در روز در این کشور به بهره‌برداری برسد. در سال



رشد ظرفیت پالایش کشورهای حاشیه خلیج فارس (میلیون بشکه در روز)



خاورمیانه به جمع واردکنندگان LNG دنیا پیوسته است

در جست‌وجوی گاز

برق و دیگر صنایع مصرف‌کننده گاز سبب شود میزان تقاضا برای این منبع انرژی تا سال ۲۰۴۰ میلادی بیشتر شود. در سال ۲۰۱۲ میلادی میزان مصرف گاز طبیعی در خاورمیانه بیش از ۴۰۰ میلیارد مترمکعب بود و تا سال ۲۰۴۰ میلادی از مرز ۸۰۰ میلیارد مترمکعب می‌گذرد. نکته مهمی که در مورد بازار گاز طبیعی در خاورمیانه مطرح می‌شود این است که با وجود اینکه خاورمیانه سهم بزرگی از ذخایر گازی دنیا را در خود جای داده است ولی ۸۰ درصد از این ذخایر در کشورهای ایران و قطر جای گرفته‌اند و دیگر کشورهای منطقه برای تامین نیاز داخلی خود مجبور به واردات هستند. ضمن اینکه نرخ رشد تقاضا در کشورهایی از قبیل امارات متحده عربی و کویت از نرخ رشد تولید بیشتر است و تولید داخل نمی‌تواند پاسخگوی تقاضای داخلی باشد. در سال ۲۰۱۴ میلادی میزان تقاضای گاز در کشورهای امارات و کویت به ترتیب ۱۲/۱ میلیارد مترمکعب و ۳/۸ میلیارد مترمکعب بیشتر از میزان تولید بود. در مصر هم شرایط کم و بیش بر همین منوال بود به گونه‌ای که در سال ۲۰۱۰ میلادی این کشور ۶۱/۳ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی تولید کرد و ۱۶/۲ میلیارد مترمکعب از این گاز وارد بازارهای جهانی شد، در حالی که در سال ۲۰۱۴ میلادی تمامی ۴۸/۸ میلیارد مترمکعب گاز تولیدی در این کشور در بازار داخل مصرف شده است. از آنجا که در سال‌های اخیر هم سرمایه‌گذاری‌های زیادی برای توسعه زیرساخت‌های صنعتی فعال با گاز طبیعی در این منطقه انجام شده است، انتظار می‌رود نرخ بالای رشد مصرف گاز طبیعی تا سال ۲۰۴۰ میلادی ادامه داشته باشد. گفته می‌شود یکی از دلایل مهم در افزایش واردات LNG به این منطقه و افزایش مصرف، کاهش قیمت این منبع انرژی در سال‌های اخیر است. در واقع طی دو سال اخیر خاورمیانه توانسته است از یک بازار صادراتی به یک واردکننده بزرگ تبدیل شود و در همین بازه زمانی هم قیمت LNG روند کاهشی داشته است. ■

پلاتس: خاورمیانه که سال‌های زیادی به عنوان یکی از بزرگ‌ترین صادرکنندگان LNG دنیا شناخته می‌شد، هم‌اکنون به دلیل نرخ بالای تقاضا در جهان مورد توجه قرار گرفته است. در سال‌های اخیر شمار زیادی از کشورهای خاورمیانه برای تامین نیاز انرژی داخلی خود اقدام به واردات LNG کردند که از جمله این کشورها می‌توان به مصر، اردن، کویت و امارات متحده عربی اشاره کرد. در این مطالعه پاکستان در میان کشورهای واردکننده LNG در خاورمیانه قرار گرفته است زیرا مسیر واردات LNG به این کشور آسیایی از طریق خلیج فارس است. نرخ رشد تقاضا در کشورهای خاورمیانه به اندازه‌ای بالاست که سبب شد واردات LNG به منطقه طی سه سال گذشته ۳۸۰ درصد رشد کند. این رشد در شرایطی اتفاق افتاد که دیگر کشورهای بزرگ مصرف‌کننده سوخت‌های فسیلی نه‌تنها رشدی را تجربه نکردند بلکه شاهد کاهش میزان تقاضا هم بودند و نیاز انرژی خود را با کمک منابع پاک تامین می‌کردند یا شاهد ثبات میزان تقاضا بودند. در سال ۲۰۱۴ میلادی کشورهای خاورمیانه ۵/۹ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی به صورت LNG وارد کردند که معادل دو درصد از کل واردات LNG در دنیا بود. اما در سال ۲۰۱۶ میلادی واردات LNG به این منطقه به ۲۸/۶ میلیارد مترمکعب (معادل ۲۰/۹ میلیون تن) رسید که برابر با ۷/۹ درصد از کل واردات دنیا بود.

دلیل نرخ بالای واردات LNG به منطقه بیشتر بودن نرخ رشد تقاضا در مقایسه با ظرفیت خطوط لوله موجود در خاورمیانه و میزان تولید در این منطقه است. از سوی دیگر بخش اعظم زیرساخت‌های صنعتی و اقتصادی در کشورهای خاورمیانه بر مبنای مصرف گاز طبیعی طراحی و احداث شده است و گاز طبیعی نیمی از انرژی مصرفی این منطقه را تشکیل می‌دهد. بررسی‌ها نشان می‌دهد صنعت برق و دیگر صنایع فعال در خاورمیانه با استفاده از گاز متان کار می‌کنند و انتظار می‌رود توسعه صنعت

تمرکز ترکیه روی اصل تنوع در منابع تامین انرژی

چالش‌های تامین انرژی ترکیه

را متنوع تر کند. هم‌اکنون ترکیه قراردادهای بلندمدتی برای خرید آل‌ان‌جی با کشورهای نیجریه، الجزایر و قطر دارد ولی همچنان به تولیدکنندگان بزرگی همچون آمریکا چشم دوخته است تا شرکای تجاری خود را متنوع تر کند. امکان استفاده ترکیه از آل‌ان‌جی و کاهش تنش در تامین نیاز به این کشور فرصت می‌دهد قراردادهای بلندمدتی برای ساخت خط لوله انتقال گاز منعقد کند که تا واسطه یا سال‌های پایانی دهه ۲۰۲۰ به بهره‌برداری می‌رسد. ترکیه در اواخر ۲۰۱۶، یک شناور ذخیره‌سازی و تبدیل مجدد آل‌ان‌جی به گاز (موسوم به FSRU) را به کار گرفت که در فصل سرد می‌تواند ماهانه ۰/۶ میلیارد مترمکعب به ظرفیت واردات این کشور اضافه کند.

خطوط لوله

هم‌اکنون ظرفیت واردات ترکیه از طریق خطوط لوله برابر با ۲۱۰ میلیون مترمکعب در هر روز است ولی پروژه‌هایی برای افزایش ۱۹۰ میلیون مترمکعبی ظرفیت تولید در هر روز در کشور اجرا می‌شود. ظرفیت انتقال گاز طبیعی ترکیه از خط لوله Blue Stream روزانه ۴۷ میلیون مترمکعب و خط لوله Trans Balkan روزانه ۴۲ میلیون مترمکعب است که هر دو خط لوله بین روسیه و ترکیه احداث شده است. ظرفیت انتقال گاز طبیعی از ایران از طریق خط لوله تبریز-انکارا با ظرفیت ۲۹ میلیون مترمکعب در هر روز است. خط لوله‌ای که از آذربایجان به ترکیه گاز طبیعی را انتقال می‌دهد خط لوله قفقاز جنوبی با ظرفیت ۱۹ میلیون مترمکعب در روز است. از سوی دیگر برنامه‌ریزی برای ساخت خط لوله‌ای دیگر با کشور آذربایجان با ظرفیت ۴۴ مترمکعب در روز با نام خط لوله TANAP هم انجام شده است که بهره‌برداری از آن می‌تواند بخش بزرگی از نیاز گاز طبیعی ترکیه را تامین کند. آمار نشان می‌دهد در سال ۲۰۱۶ ترکیه ۷/۶ میلیارد مترمکعب آل‌ان‌جی وارد کرد، در حالی که میزان واردات این کشور در سال ۲۰۰۸ برابر با ۵/۵ میلیارد مترمکعب بود. ■

مکینزی: بازار گاز طبیعی در کشور ترکیه طی ۱۰ سال اخیر با سرعت بالایی رشد کرد و از ۲۷ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۰۵ به ۴۸ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۶ رسید. حدود ۷۰ درصد از این رشد به دلیل افزایش فعالیت‌های صنعتی و افزایش تولید برق در کشور اتفاق افتاد و ۳۰ درصد هم به دلیل افزایش تقاضا برای گاز طبیعی به منظور تامین گرما در فصل زمستان در بخش‌های مسکونی و تجاری این کشور به وقوع پیوست. یکی از بزرگ‌ترین چالش‌های ترکیه را می‌توان تفاوت فاحش در تقاضای گاز طبیعی در فصل سرما و فصل گرما دانست که به دلیل ضعف این کشور در ذخیره‌سازی گاز طبیعی در فصل گرم برای تامین نیاز فصل سرد به مشکلی جدی برای ترکیه تبدیل شده است. مطالعات نشان می‌دهد ده سال قبل تقاضای گاز طبیعی در فصل سرد در ترکیه یک میلیارد مترمکعب بیش از فصل گرم بود ولی هم‌اکنون ۳/۵ میلیارد مترمکعب بیشتر است و نیاز به واردات در فصل سرما بیشتر شده است. به گزارش اداره اطلاعات انرژی آمریکا از سال ۲۰۰۰ تاکنون مصرف گاز طبیعی در ترکیه سالانه هفت درصد رشد کرد ولی تقاضا در فصل زمستان نسبت به تابستان با رشد ۲۲۰ درصدی همراه بود.

محدودیت ظرفیت وارداتی

ترکیه به دلیل ظرفیت محدود وارداتی در تامین نیاز گاز طبیعی در فصل سرما با مشکل روبه‌رو است. این کشور از طریق خطوط لوله انتقال گاز تنها می‌تواند از کشورهای ایران، روسیه و آذربایجان گاز طبیعی وارد کند که در فصول سرد از تمامی این ظرفیت استفاده می‌شود. از سویی توان ذخیره‌سازی این کشور محدود و تنها امید به پیشرفت‌هایی است که در بازار آل‌ان‌جی دنیا اتفاق افتاده است. این پیشرفت‌ها به ترکیه فرصت می‌دهد تا از مزایای عرضه‌ای که تا سال ۲۰۲۴ در بازار آل‌ان‌جی ایجاد می‌شود استفاده کند و در ضمن منابع انرژی مصرفی خود

واگذاری سهام آرامکو





عربستان سعودی در صدد است بخشی از سهام سعودی آرامکو را واگذار کند

سعودی‌ها به دنبال واگذاری ۴۹ درصد از سهام آرامکو هستند

فروش جواهر عربستان

■ نسیم علائی

بخش خصوصی واگذار کنند.

اشتیاق برای عرضه آرامکو

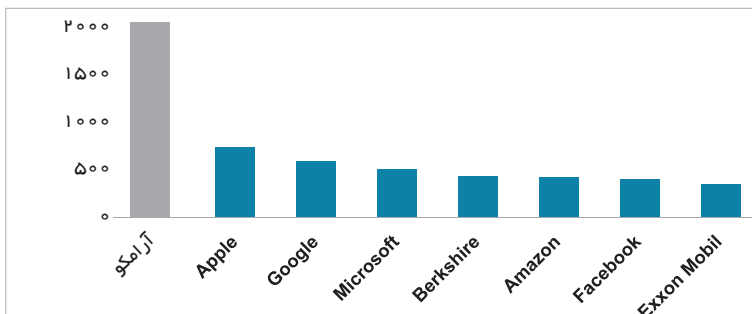
به دلیل ارزش بالای بازار سهام این شرکت، عرضه اولیه آن برای بازار پذیرنده سهام با سیل عظیمی از سرمایه و نقدینگی جدید همراه خواهد بود. این موضوع باعث شده رقابت شدیدی در بازارهای سهام دنیا برای ثبت سهام آرامکو ایجاد شود. تداول، بورس داخلی عربستان، به عنوان یکی از بازارهایی که IPO آرامکو در آن عرضه می‌شود، معرفی شده است. هرچند تداول با ارزشی بالغ بر ۴۴۰ میلیارد دلار، به عنوان بزرگ‌ترین بازار سهام منطقه شناخته می‌شود، اما به یقین برای IPO آرامکو که احتمالاً حدود یک‌چهارم ارزش کل بورس عربستان ارزش خواهد داشت، بازار مناسبی نخواهد بود.

امین ناصر، مدیرعامل سعودی آرامکو، بورس نیویورک را به عنوان اصلی‌ترین گزینه برای عرضه سهام آرامکو معرفی کرده است. با وجود این مشکلات قانونی، حقوقی و سیاسی ممکن است ریاض را از دنبال کردن این برنامه منصرف کند. چراکه بورس نیویورک قوانین بسیار سختگیرانه‌ای برای پذیرش شرکت‌ها دارد و بر اساس این قوانین تمامی اسناد مالی و حجم ذخایر نفتی عربستان باید به طور شفاف در اختیار سرمایه‌گذاران قرار گیرد. علاوه بر این پیامدهای قانونی دست‌داشتن برخی مقامات سعودی در واقعه ۱۱ سپتامبر می‌تواند عرضه سهام آرامکو در بورس نیویورک را پیچیده‌تر کند. بورس لندن نیز به عنوان یکی دیگر از گزینه‌های مهم برای عرضه اولیه سهام آرامکو مطرح است. ترزا می، نخست‌وزیر جدید بریتانیا، قصد دارد با جذب IPO آرامکو در بورس لندن، در دوران پسایرگزیت به معاملات این بازار رونق دهد و از انتقادات نسبت به خروج بریتانیا از اتحادیه اروپا بکاهد. در این میان بازارهای سهام هنگ‌کنگ، تورنتو، سنگاپور و توکیو نیز به عنوان گزینه‌های احتمالی مطرح هستند.

«واگذاری آرامکو به هیچ‌وجه عادی نیست و به واگذاری دیگر شرکت‌هایی که تاکنون در بورس‌های جهانی عرضه شده‌اند، شباهت ندارد.» این را کارشناسان فایننشال تایمز می‌گویند که مقالات بسیاری در خصوص چگونگی فروش آرامکو نوشته‌اند. قسمتی از وجه تمایز این واگذاری به ابهامات بسیار آن بازمی‌گردد. تاکنون هیچ صورت‌مالی‌ای از آرامکو منتشر نشده و از اطلاعات مالی این شرکت مانند یکی از اسرار امنیتی طبقه‌بندی‌شده محافظت می‌شود. همچنین ارزش، زمان دقیق، نحوه عرضه و بسیاری از موارد دیگر در خصوص این واگذاری هنوز مشخص نشده است. اما وجه تمایز دیگر واگذاری آرامکو نسبت به دیگر شرکت‌ها، به ارزش بالای برآوردی این شرکت بازمی‌گردد. محمد بن سلمان، جانشین ولیعهد عربستان ارزش شرکت آرامکو را دو هزار میلیارد دلار اعلام کرده است؛ این مبلغ نزدیک به سه برابر ارزش شرکت ایل است که با ارزش بازار بیش از ۷۰۰ میلیارد دلار باارزش‌ترین شرکت حال حاضر دنیاست.

بزرگ‌ترین IPO تاریخ

IPO (عرضه اولیه سهام) آرامکو احتمالاً حدود پنج درصد از این شرکت خواهد بود و قرار است تا پایان سال ۲۰۱۸ در برخی از بازارهای بزرگ سهام دنیا عرضه شود. در صورتی که برآورد سعودی‌ها از ارزش آرامکو درست باشد، IPO این شرکت ارزشی بالغ بر ۱۰۰ میلیارد دلار خواهد داشت. این در حالی است که بزرگ‌ترین عرضه اولیه‌ای که تاکنون در بورس‌های جهانی انجام شده، متعلق به هلدینگ علی‌بابا به ارزش ۲۵ میلیارد دلار بوده است. از این‌رو IPO ۱۰۰ میلیارد دلاری آرامکو چهار برابر IPO علی‌بابا ارزش خواهد داشت و رکورد بزرگ‌ترین عرضه اولیه تاریخ را خواهد شکست. سعودی‌ها قصد دارند به تدریج ظرف ۱۰ سال حدود ۴۹ درصد از آرامکو را به



ارزش بازار بزرگان بورس‌های بین‌المللی (میلیارد دلار)

ابهام در حجم ذخایر

در جریان این واگذاری، اعلام شده که ذخایر نفت این کشور نیز جزو دارایی‌های آرامکو محسوب می‌شود و در صورت مالی این شرکت لحاظ خواهد شد. از این‌رو گمانه‌زنی بسیاری در خصوص حجم ذخایر این کشور انجام شده است. عربستان حجم ذخایر نفتی خود را ۲۶۱ میلیارد بشکه اعلام می‌کند. این مقدار در گزارش‌های سالانه شرکت بی‌بی، تایید شده است. با این حال بسیاری آن را اغراق شده می‌دانند. تردیدها از آنجا ناشی می‌شود که سعودی‌ها در سال ۱۹۸۷ یعنی زمانی که آرامکو به طور کامل از شرکای آمریکایی‌اش خریداری شده و در اختیار عربستان قرار گرفته بود، بدون هیچ توضیح منطقی ۱۷۰ میلیارد بشکه به حجم ذخایر نفتی خود افزودند و آن را به ۲۶۰ میلیارد بشکه رساندند. علاوه بر این، عربستان در فاصله سال‌های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۵ به طور متوسط سالانه ۳/۵ میلیارد بشکه نفت تولید کرده که با این حساب حجم ذخایر قابل استحصال این کشور در حال حاضر باید ۹۴ میلیارد بشکه کاهش می‌یافت. این در حالی است که در تمام این سال‌ها رقم ثابتی برای میزان ذخایر عربستان اعلام شده است. جان کمپ، تحلیلگر خبرگزاری رویترز، می‌گوید ادعای سعودی‌ها به این معناست که به ازای هر یک بشکه نفتی که استخراج کرده‌اند، یک بشکه اکتشاف و به ذخایر نفتی خود افزوده‌اند. کارشناسان Rystad Energy نیز بر این باورند که هرچند ممکن است عربستان ۲۶۰ میلیارد بشکه نفت در زیر زمین داشته باشد، اما نه به این معنا که همه

آن قابل برداشت است. در مقابل این دیدگاه کارشناسان آکسفورداثری قرار دارند که معتقدند افرادی چون جان کمپ نقش پیشرفت تکنولوژی و افزایش ضریب بازیافت را در نظر نمی‌گیرند. در حال حاضر سعودی‌ها دو شرکت حسابرسی را استخدام کرده‌اند که حجم ذخایر این کشور را برآورد کند و به همه تردیدها پایان دهد. گفته می‌شود کار این گروه اواخر سال ۲۰۱۷ به اتمام می‌رسد.

واکنش‌ها در داخل عربستان

بر خلاف اینکه در بدنه آل‌سعود تقریباً هیچ مخالفتی با فروش آرامکو نمی‌شود و همه با آن موافق‌اند، اما عموم مردم از فروش این شرکت نگران و عصبانی هستند. محمد بن سلمان، جانشین ولیعهد، اخیراً سعی در اقناع افکار عمومی داشته است. وی اعلام کرده است که قرار نیست ذخایر نفتی این کشور را به فروش رسانند بلکه تنها حق امتیاز استخراج نفت را به سرمایه‌گذاران خواهند داد و در مقابل از سرمایه‌گذاران مالیات و بهره‌مالکانه دریافت خواهد شد. در واقع اوضاع و احوال درست مانند دوران پادشاهی جدش، عبدالعزیز بن عبدالرحمن، می‌شود و کنترل ذخایر نفت و میزان تولید در دست دولت باقی خواهد ماند. با این حال گفته می‌شود احتمالاً سعودی‌ها برای جلب رضایت عموم مردم، تدابیری بیندیشند تا سرمایه‌گذاران داخلی در کنار خارجی‌ها فرصت بیشتری برای سرمایه‌گذاری در آرامکو داشته باشند، به این شکل که ممکن است تخفیف‌های بیشتر و امتیازاتی را برای سرمایه‌گذاران داخلی در نظر بگیرند. ■

دامنه برآورد ارزش آرامکو ۴۰۰ تا ۲۰۰۰ میلیارد دلار است

اختلاف پنج برابری

اگزون موبیل ۵۳ درصد کاهش می‌یابد. بسیاری از کارشناسان بر این باورند که ارزش گذاری یک شرکت باید بر اساس مدل‌های رایج مانند تنزیل جریان نقدینگی آتی یک شرکت انجام شود که این مدل‌ها به میزان تولید و حاشیه سود تولید هر بشکه نفت بستگی دارند. حاشیه سود تولید نیز به نوبه خود به مقدار مالیات و بهره مالکانه که در اینجا از سوی دولت سعودی تعیین می‌شود، وابسته است.

تاثیر مالیات بر ارزش آرامکو

پیش از این آرامکو ۸۵ درصد مالیات و ۲۰ درصد بهره مالکانه به دولت سعودی پرداخت می‌کرد که در مجموع ۹۳ درصد درآمد این شرکت می‌شد. این مقدار مالیات و نرخ بهره مالکانه میزان درآمد آرامکو را به شدت کاهش می‌داد و باعث می‌شد ارزیابی موسسات بین‌المللی و کارشناسان از ارزش آرامکو فاصله بسیار زیادی با برآورد سعودی‌ها (دو هزار میلیارد دلار) داشته باشد. به طور مثال با فرض قیمت ۷۰ دلاری برای نفت، تولید روزانه ۱۰ میلیون بشکه طی ۷۰ سال و هزینه تولید هشت دلار برای هر بشکه، خالص ارزش فعلی آرامکو از سوی موسسه Boslego تنها ۲۵۱ میلیارد دلار با نرخ تنزیل ۱۰ درصد برآورد شده است.

از این‌رو، عربستان اخیراً اقدام به کاهش مالیات آرامکو کرد و آن را به ۵۰ درصد کاهش داد. این اقدام سعودی‌ها موجب رشد بیش از ۲۰۰ درصدی درآمد آرامکو شده است که تاثیر بسیاری در ارزش گذاری این شرکت دارد، با این حال برآوردهایی که از ارزش آرامکو می‌شود همچنان به شکل معناداری با برآورد سعودی‌ها فاصله دارد. به طور مثال Boslego با در نظر گرفتن نرخ جدید مالیات، خالص ارزش فعلی آرامکو را ۴۱۹ میلیارد دلار برآورد کرده که یک‌پنجم برآورد سعودی‌هاست. وودمکنزی نیز اعلام کرده ارزش آرامکو حدود ۴۰۰ میلیارد دلار است.

مقامات عربستان سعودی با در نظر گرفتن ذخایر نفتی عربستان در صورت‌های مالی آرامکو، ارزش این غول نفتی را دو هزار میلیارد دلار برآورد کرده‌اند. این در حالی است که غالب کارشناسان و موسسات ارزش آرامکو را بسیار کمتر از این مقدار برآورد می‌کنند به طوری که برخی از این ارزش گذاری‌ها تا یک‌پنجم ارزش اعلامی از سعودی‌ها کاهش می‌یابد. با این حال ارزش بالای آرامکو قابل کتمان نیست و اگر بخت با مقامات سعودی یار باشد، آرامکو می‌تواند عنوان «اولین شرکت تریلیون دلاری جهان» را آن خود کند. کارشناسان سه مولفه قیمت نفت، میزان تولید و مالیات این شرکت را در ارزش گذاری سهام آرامکو موثر می‌دانند.

ابهام در ارزش ذخایر نفتی عربستان

قرار گرفتن ذخایر نفتی عربستان در فهرست دارایی‌های آرامکو موجب شده که ظرف یک سال گذشته گمانه‌های بسیاری در خصوص ارزش واقعی ذخایر نفتی این کشور مطرح شود. در این خصوص دو مساله قابل طرح است. برخی از کارشناسان بر این باورند که حجم ذخایر نفتی عربستان بسیار کمتر از مقداری است که دولت این کشور اعلام می‌کند. اما دسته دیگری فارغ از اینکه حجم ذخایر چه مقدار است، شیوه دولت سعودی را برای لحاظ کردن ارزش ذخایر نفتی در ارزش بازار آرامکو اشتباه می‌دانند. در واقع عربستان از طرح مالی ساده‌ای برای ارزش گذاری ذخایر نفتی خود استفاده کرده است، به این شکل که مقدار ۶۱ میلیارد بشکه ذخایر نفتی این کشور را در هشت دلار (شاخصی برای ارزش گذاری ذخایر نفتی) ضرب کرده است. این در حالی است که اگر این مدل مالی را برای دیگر شرکت‌های نفتی استفاده کنیم، به رقم‌های بسیار متفاوت از ارزش واقعی و کنونی آنها می‌رسیم. به طور مثال ارزش بازار شرکت روس‌نفت از ۶۴ میلیارد دلار به ۲۷۲ میلیارد دلار خواهد رسید و ارزش شرکت

ریسک مدیریت دولتی آرامکو

برخی کارشناسان بر این باورند که عوامل دیگری نیز در ارزش گذاری IPO آرامکو تاثیر دارد که موجب خنثی شدن اثر کاهش مالیات آرامکو می شود. به طور مثال احتمال می رود دولت که با داشتن ۵۱ درصد از سهام آرامکو همچنان بزرگترین سهامدار این شرکت باقی می ماند، با مطالبه مکرر تخصیص سود موجب خروج نقدینگی از این شرکت و تضعیف مالی آن شود. در مجموع، اینکه بیشتر سهم آرامکو در اختیار دولت عربستان باقی می ماند موجب کاهش جذابیت و ارزش سهام آرامکو نسبت به شرکت های مشابه مستقل می شود، چرا که سرمایه گذاران نگران اند با تصمیم گیری های پیش بینی نشده از سوی دولت عربستان مواجه شوند. با این حال شرکت هایی نیز هستند که بر این باورند که کاهش مالیات جذابیت سهام آرامکو را به شدت افزایش داده است. به طور مثال رایستاد انرژی که پیش از این با فرض قیمت نفت ۷۵ دلار، ارزش آرامکو را ۴۰۰ میلیارد دلار برآورد کرده بود معتقد است کاهش مالیات آرامکو یک هزار میلیارد دلار به ارزش این شرکت افزوده و آن را به ۱/۴ هزار میلیارد دلار رسانده است که البته همچنان با برآورد مقامات این کشور فاصله دارد.

سه سناریوی فایننشال تایمز

فایننشال تایمز نیز مدل مالی برای ارزش گذاری آرامکو را بر اساس دو پارامتر قیمت نفت و میزان تولید و با توجه به نرخ فعلی مالیات در نظر گرفته که خلاصه ای از داده های آن در جدول زیر آمده است. فایننشال تایمز برای این مدل مالی، سه سناریو تعریف کرده است. اما

حتی در سناریوی خوش بینانه که قیمت نفت ۶۵ دلار و تولید نفت آرامکو ۱۱ میلیون بشکه در نظر گرفته شده، ارزش این شرکت حدود ۱/۱۳ هزار میلیارد دلار به دست می آید. شاید این موضوع مطرح شود که قیمت ۶۵ دلاری نفت در بلندمدت رقم پایینی است. اما حتی اگر در سناریویی فرضی در مدل فایننشال تایمز قیمت بلندمدت نفت را ۱۰۰ دلار و تولید را ۱۱ میلیون بشکه در نظر گرفته شود، هرچند فرض محالی به نظر می رسد، اما ارزش آرامکو حدود ۱/۸ میلیارد دلار برآورد می شود. این گمانه ها در حالی در خصوص ارزش بازار سهام آرامکو مطرح است که ظاهراً در داخل آرامکو نیز اعتقادی به ارزش دو هزار میلیارد دلاری این شرکت وجود ندارد. وال استریت ژورنال به نقل از برخی افراد در داخل آرامکو اعلام کرده است که با وجود کاهش مالیات، ارزش این شرکت در بهترین حالت از حدود ۱/۳ تا ۱/۵ هزار میلیارد دلار بیشتر نیست و اظهارات محمد بن سلمان در خصوص ارزش آرامکو بلندپروازانه و غیرواقعی است. ■

پی نوشت:

1- Raystad Energy

رایستاد انرژی که پیش از این با فرض قیمت نفت ۷۵ دلار، ارزش آرامکو را ۴۰۰ میلیارد دلار برآورد کرده بود معتقد است کاهش مالیات آرامکو یک هزار میلیارد دلار به ارزش این شرکت افزوده و آن را به ۱/۴ هزار میلیارد دلار رسانده است که البته همچنان با برآورد مقامات این کشور فاصله دارد.

سناریوهای قیمت گذاری آرامکو - منبع: فایننشال تایمز

واقع بینانه		خوش بینانه		بدبینانه	
تولید (میلیون بشکه)	قیمت نفت (دلار)	تولید (میلیون بشکه)	قیمت نفت (دلار)	تولید (میلیون بشکه)	قیمت نفت (دلار)
۱۱	۵۲	۱۰	۵۰	۹	۴۲
۱۱	۵۸	۱۰	۵۲	۹	۴۲
۱۱	۶۱	۱۰	۵۳	۹	۴۲
۱۱	۶۵	۱۰	۵۴	۹	۴۲
۱۱۳۲		۸۸۱		۵۳۹	
ارزش آرامکو (میلیارد دلار)					

عرضه آرامکو چه تاثیری بر بازار طلای سیاه خواهد داشت؟

بازی جدید نفت

نخستین بار سهام آرامکو را در بورس‌های جهانی عرضه کند، شانس تمدید توافق بسیار بیشتر می‌شود. این در حالی است که قیمت نفت طی هفته‌های اخیر بار دیگر به کانال ۴۰ دلاری سقوط کرده و برخی کارشناسان بر این باورند که افت قیمت نفت احتمال تاخیر در عرضه آرامکو را افزایش می‌دهد. اما دسته دومی که به طور مستقیم از قیمت بالای سهام آرامکو سود می‌برند، پذیرنویسان هستند. در حال حاضر جی‌پی مورگان، مورگان استنلی و HSBC، سه بانک خوش‌شانسی هستند که به عنوان پذیرنویسان عرضه اولیه سهام آرامکو معرفی شده‌اند. در واقع این سه بانک وظیفه مشاوره و معرفی آرامکو در بورس‌های بین‌المللی را بر عهده دارند. هر چند بسیاری از موسسات سرمایه‌گذاری در سراسر دنیا مشتاق خرید سهام آرامکو هستند، اما به طور قطع سه بانک پذیرنویس بیشترین سود را از IPO آرامکو می‌برند و هرچه عرضه اولیه سهام آرامکو در قیمت‌های بالاتری رقم بخورد، این موسسات سود بیشتری کسب خواهند کرد. اینجاست که حمایت‌های سازمانی از سوی پذیرنویس‌ها می‌تواند کارساز باشد. از این‌رو ممکن است این سه بانک دست به اقداماتی بزنند تا قیمت نفت را بالا ببرند و با این کار علاوه بر سعودی‌ها، خود نیز به پول بیشتری دست یابند.

نفت بعد از فروش آرامکو

با این حال برخی کارشناسان بر این باورند که عرضه سهام آرامکو نقش عربستان را در بازار نفت کمرنگ می‌کند که این خود می‌تواند در بلندمدت موجب افت قیمت‌ها شود. عربستان سال‌ها با داشتن ظرفیت مزاد تولید همواره نقش کلیدی در اوپک بازی کرده است. هرچند مقامات سعودی گفته‌اند که کنترل میزان تولید را همچنان در دست خواهند داشت، اما بخش خصوصی به دنبال کسب سود حداکثری است. از این‌رو احتمال اینکه مانند بخش دولتی مصلحت‌اندیشی کند و برای رشد قیمت‌ها سطح تولید را کاهش دهد، بسیار اندک است. ■

سرمایه‌گذاران و معامله‌گران بازار نفت به دنبال دانستن زمان عرضه سهام آرامکو هستند. ماجرا بسیار ساده است و به ارتباط ارزش سهام آرامکو و قیمت نفت بازمی‌گردد. چراکه برخلاف بسیاری از شرکت‌های جهان که محاسبات پیچیده‌ای برای ارزش‌گذاری دارند، روشن است که ارزش آرامکو به شدت به قیمت نفت وابسته است. در واقع افزایش قیمت نفت به معنای افزایش درآمد آرامکو است. افزایش درآمد یک شرکت نیز ارتباط مستقیمی با ارزش سهام آن دارد. یعنی هرچه قیمت نفت بیشتر شود، ارزش سهام آرامکو بیشتر می‌شود.

منتفعان افزایش ارزش آرامکو

از افزایش ارزش سهام آرامکو دو دسته به طور مستقیم سود می‌برند. طبیعتاً بزرگ‌ترین برنده عربستان است. انتظار می‌رود عربستان به عنوان بزرگ‌ترین عضو سازمان کشورهای صادرکننده نفت در زمان نزدیک به عرضه سهام این شرکت دست به اقداماتی بزند تا قیمت نفت را بالا بکشد. برخی بر این باورند که عرضه اولیه آرامکو بزرگ‌ترین دلیل عربستان برای تغییر سیاست این کشور در بازار نفت است. این کشور از سال ۲۰۱۴ با وجود افت شدید قیمت‌ها در برابر هرگونه اقدامی در اوپک که به کاهش عرضه و رشد قیمت‌ها منتهی شود، مقاومت می‌کرد. با این حال طی یک سال گذشته نشانه‌هایی مبنی بر تغییر سیاست نفتی این کشور در بازار نفت از حفظ سهم بازار به سیاست رشد قیمت نفت دیده شد. برکناری وزیر نفت کارکنده این کشور، علی النعیمی، را می‌توان به عنوان اولین نشانه تغییر سیاست‌های نفتی آل سعود تعبیر کرد. از آن پس نیز هر روز نشانه‌های بیشتری از تلاش عربستان برای ایجاد اتحاد بین تولیدکنندگان نفت و رشد قیمت‌ها دیده می‌شود. از این‌رو لثام دنینگ، تحلیلگر بلومبرگ بر این باور است که IPO آرامکو متغیر بسیار مهمی در نشست آتی اوپک خواهد بود و اگر عربستان همچنان قصد دارد سال آینده برای

عربستان مدعی تنوع اقتصادی و اشتغال‌زایی با فروش آرامکو است

آینده مبهم

(چشم‌انداز سعودی ۲۰۳۰) دست یافت. بن سلمان همچنین وعده داده که حداقل ۵۰ درصد از درآمد حاصل از فروش آرامکو را در داخل عربستان در بخش‌هایی چون بخش نظامی، گردشگری و رفاهی سرمایه‌گذاری کند و صدها هزار واحد مسکونی برای شهروندان این کشور بسازد. با این حال، کارشناسان آکسفورد انرژی بر این باورند که واگذاری آرامکو و ذخیره درآمد حاصل از آن در صندوق سرمایه‌گذاری عمومی موجب «تنوع درآمدی» این کشور می‌شود که اساساً با «تنوع اقتصادی» متفاوت است. در واقع احتمالاً عواید حاصل از IPO آرامکو در صندوق سرمایه‌گذاری عمومی (PIF) این کشور ذخیره شده و با استفاده از آن در هر کجای دنیا که فرصتی برای سرمایه‌گذاری در صنایع غیرنفتی (فناوری، صنعت و خدمات) وجود دارد، سرمایه‌گذاری شود. PIF عربستان تاکنون ۵۰ میلیارد دلار در خارج از کشور سرمایه‌گذاری کرده، اما به نظر می‌رسد سیاست‌های سرمایه‌گذاری این صندوق اخیراً به سمت خرید سهام شرکت‌های با فناوری بالا مانند اوپر و سافت‌بانک چرخیده است.

صندوق‌های ثروت ملی

در منطقه، عربستان مبدع ایده صندوق‌های دولتی که به شکل بین‌المللی سرمایه‌گذاری می‌کنند (SWF) نیست؛ بلکه پیش از این کشورهای دیگری در منطقه از جمله کویت، امارات و قطر اقدام به ایجاد SWF کرده‌اند. اما تجربه این کشورها نشان می‌دهد که SWF لزوماً به تنوع‌بخشی پایه‌های اقتصاد و ایجاد اشتغال منتهی نمی‌شود. چراکه این‌گونه کشورها به دلیل ضعف پایه اقتصادشان، نبود نیروی انسانی ماهر و ضعف صنایع داخلی، توان جذب حجم عظیمی از سرمایه را ندارند. از این‌رو آنها معمولاً حجم زیادی از ذخیره صندوق‌های سرمایه‌گذاری خود را در خارج از کشور سرمایه‌گذاری می‌کنند که تاثیر بسیار اندکی بر ساختار اقتصاد می‌گذارد. سرمایه‌گذاری اخیر PIF عربستان در اوپر و سافت‌بانک از نیز می‌توان به عنوان سندی بر این مدعا در نظر گرفت. ■

با وجود گذشت بیش از یک سال از اعلام خبر فروش بخشی از آرامکو، هنوز هدف اصلی آل سعود از این اقدام مشخص نیست و گمانه‌های بسیاری در این خصوص مطرح می‌شود. با این حال روشن است که «واگذاری آرامکو» با سرنوشت این کشور گره خورده است. در واقع موفقیت در واگذاری سهام آرامکو به موفقیت آل سعود در پیاده کردن اصلاحات اقتصادی این کشور وابسته است و تحولات این کشور نقش تعیین‌کننده‌ای در ارزش سهام آرامکو ایفا می‌کنند. از سویی اجرای اصلاحات اقتصادی عربستان و کاهش وابستگی این کشور به نفت در گرو موفقیت آنها در واگذاری آرامکو است. بنابراین کارشناسان بر این باورند که «اگر شما قصد دارید روی موفقیت یا عدم موفقیت سهام آرامکو شرط‌بندی کنید، روی آینده عربستان شرط‌بسته‌اید».

مانع فساد

محمد بن سلمان، جانشین ولیعهد عربستان افزایش شفافیت و اطلاع عموم از صورت‌های مالی آرامکو را یکی از دلایل واگذاری این شرکت اعلام کرده است. وی بر این باور است که این اقدام از فسادهای احتمالی که در بدنه آرامکو در حال وقوع است، جلوگیری خواهد کرد. اما کارشناسان آکسفورد انرژی این استدلال را نمی‌پذیرند. آنها بر این باورند که می‌توان با انتشار مرتب آمار و صورت‌های مالی سالیانه آرامکو بدون واگذاری آن شفافیت موردنظر را ایجاد کرد. از سویی عرضه سهام یک شرکت در بورس لزوماً موجب ایجاد شفافیت و مانع وقوع فساد نمی‌شود؛ در این زمینه می‌توان به تجربه واگذاری پتروبراس و برملاشدن فساد گسترده این شرکت در سال‌های اخیر، اشاره کرد.

تنوع اقتصادی و اشتغال‌زایی

محمد بن سلمان همچنین تلاش برای قطع وابستگی اقتصاد عربستان به نفت با هدف تنوع‌بخشی به اقتصاد و اشتغال‌زایی را دلیل دیگر واگذاری آرامکو می‌داند. وی اخیراً اعلام کرده است که بدون عرضه سهام آرامکو نمی‌توان با سرعت مطلوبی به اهداف طرح تحولات اقتصادی عربستان

انرژی





بیش از یک‌پنجم الکتریسیته کشورهای OECD از تجدیدپذیرهای احتراق‌ناپذیر تامین شد

عمده رشد الکتریسیته کشورهای OECD از انرژی‌های تجدیدپذیر تامین شد

صعود به کمک تجدیدپذیرها

الکتریسیته، تجدیدپذیرهای احتراق ناپذیر ۳۰ درصد از تولید را در اروپا تامین کردند؛ در حالی که در آمریکا این رقم ۲۱ درصد و در آسیا و اقیانوسیه ۱۲ درصد بود. سوخت‌های احتراق پذیر به عنوان منبع مسلط تامین الکتریسیته باقی ماندند و سهم ۶۱ درصدی را در آمریکا، ۷۸ درصدی را در آسیا و اقیانوسیه و ۴۷ درصدی را در اروپا داشتند. انرژی هسته‌ای ۲۳ درصد الکتریسیته را در اروپا تامین کرد؛ در حالی این رقم در آمریکا ۱۸ درصد و در آسیا و اقیانوسیه ۹/۵ درصد بود.

سوخت‌های احتراق پذیر

کل تامین الکتریسیته OECD از سوخت‌های احتراق پذیر در سال ۲۰۱۶ مساوی ۶۱۷۴/۳ تراوات ساعت بود؛ یعنی ۰/۲ درصد یا به عبارتی ۱۲/۹ تراوات ساعت کمتر از سال ۲۰۱۵. این افت در آسیا و اقیانوسیه و آمریکا، به ترتیب ۰/۵ و ۱/۵ درصد بود؛ در حالی که اروپا رشد ۲/۶ درصدی را تجربه کرد. یکی از تحولات صورت گرفته در این میان، حرکت از زغال سنگ به سمت گاز طبیعی در ایالات متحده آمریکا و انگلستان بود که در اولی ناشی از قیمت پایین گاز و در دومی ناشی از سیاست‌های قیمت گذاری کربن ارزیابی می‌شود.

هسته‌ای

کل تولید الکتریسیته هسته‌ای در OECD طی سال ۲۰۱۶ مساوی ۱۸۷۳/۶ تراوات ساعت بود که افت ۰/۱ درصدی، معادل ۲/۷ تراوات ساعت را نسبت به سال ۲۰۱۵ نشان می‌دهد. اروپا تنها منطقه‌ای بود که تولید الکتریسیته از انرژی هسته‌ای در آن کاهش یافت و افت ۲/۴ درصدی، یعنی به میزان ۱۹/۶ تراوات ساعت را شاهد بود. دلیل این افت، از مدار خارج شدن تولید الکتریسیته هسته‌ای در آلمان و کاهش تولید در جمهوری چک، فرانسه، اسلونی و سوئیس بود.

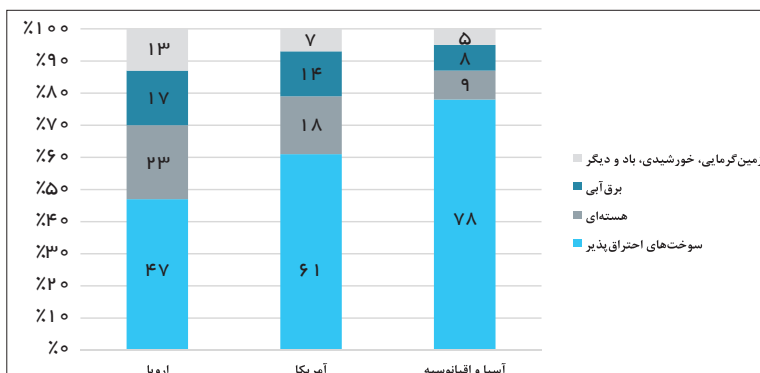
برق آبی

کل تولید برق آبی OECD در سال ۲۰۱۶ مساوی

آژانس بین‌المللی انرژی: بررسی صورت گرفته بر مبنای اطلاعات ماهانه نشان می‌دهد خالص تولید الکتریسیته کشورهای عضو سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه (OECD) در سال ۲۰۱۶ نسبت به سال پیش از آن ۰/۹ درصد افزایش پیدا کرد. این رشد اندک، با رشد قابل توجه انرژی‌های تجدیدپذیر (شامل زمین گرمایی، خورشیدی، بادی و...) به میزان ۹/۵ درصد همراه بود. این رشد برای برق آبی ۲/۲ درصد بود. تولید برق از سوخت‌های احتراق پذیر ۰/۲ درصد کاهش پیدا کرد و تولید الکتریسیته از انرژی هسته‌ای با افت ۰/۱ درصدی مواجه شد. در OECD، انرژی‌های تجدیدپذیرهای احتراق ناپذیر ۲۲/۴ درصد از کل الکتریسیته را تامین کردند که این رقم در سال ۲۰۱۵ برابر ۲۱/۶ درصد بود. سهم سوخت‌های احتراق پذیر (از جمله انرژی‌های تجدیدپذیر احتراق پذیر) با افت ۰/۷ درصدی به ۵۹/۵ درصد رسید و بقیه الکتریسیته از محل انرژی هسته‌ای تامین شد.

روند قاره‌ها

در کشورهای آمریکایی عضو OECD، سهم سوخت‌های احتراق پذیر ۱/۵ درصد کاهش و انرژی هسته‌ای ۰/۷ درصد رشد یافت. همچنین برق آبی با رشد ۳/۲ درصدی مواجه شد و دیگر تجدیدپذیرها رشد چشمگیر ۲۲/۵ درصدی را تجربه کردند. در کشورهای آسیا و اقیانوسیه عضو OECD، روندی مشابه حاکم بود. سوخت‌های احتراق پذیر افتی معادل ۰/۵ درصد داشتند؛ ولی رشد هسته‌ای ۶/۶ درصد، برق آبی ۱/۴ درصد و انواع دیگر تجدیدپذیر ۱۲/۶ درصد بود. در کشورهای اروپایی عضو OECD، روند متفاوت بود: بیشترین رشد از سوخت‌های احتراق پذیر به میزان ۲/۶ درصد تامین شد و برق آبی رشد یک درصدی داشت. دیگر تجدیدپذیرهای احتراق ناپذیر تقریباً ثابت باقی ماندند و هسته‌ای افتی معادل ۲/۴ درصد را تجربه کرد. به لحاظ سهم در تولید



سهم تولید الکتریسیته به تفکیک منبع در مناطق مختلف OECD (درصد)

بیشترین رشد را در تمامی مناطق تجربه کرد و انرژی‌های خورشیدی و باد، به ترتیب حدود ۲۵ و ۷۰ درصد از این نوع الکتریسیته را تامین کردند. حدود ۲۸ درصد از انرژی خورشیدی و باد اروپا طی سال ۲۰۱۶ از آلمان تولید شد که افت به ترتیب یک درصد و هفت درصد را ناشی از تغییرات آب‌وهوایی نشان می‌دهد.

تجارت الکتریسیته

تجارت الکتریسیته OECD، صرفاً شامل اروپا و آمریکا می‌شود؛ چرا که در آسیا و اقیانوسیه تجارتی وجود ندارد. این تجارت طی سال ۲۰۱۶ در آمریکا حدود هشت درصد رشد داشت. در اروپا، واردات الکتریسیته در سال ۲۰۱۶ افتی معادل ۸/۷ درصد داشت و به ۳۸۶/۱ تراوات‌ساعت رسید. صادرات الکتریسیته نیز رشد ۳۷۸/۴ تراوات‌ساعت (معادل ۹/۸ درصد) داشت. نکته جالب اینکه کشورهای متعددی تراز تجاری خود را در سال ۲۰۱۶ نسبت به سال ۲۰۱۵ تغییر دادند و از جمله پرتغال و ایرلند از واردکننده خالص به صادرکننده خالص تبدیل شدند. همزمان، اسپانیا، سوئیس و لهستان از صادرکننده خالص به واردکننده خالص تبدیل شدند. فرانسه کماکان یک صادرکننده خالص باقی ماند، اما صادرات به طرز چشمگیری کاهش یافت که ناشی از افت الکتریسیته هسته‌ای بود. همچنین افت تولید برق‌آبی سوئد به کاهش صادرات آن منجر شد. ■

۱۴۵۱/۶ تراوات‌ساعت بود که ۳۰/۷ تراوات‌ساعت، معادل ۲/۲ درصد، بیشتر از سال ۲۰۱۵ ارزیابی می‌شود. طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۵، تولید برق‌آبی تنها ۰/۸ درصد رشد کرد؛ چرا که عمده پتانسیل موجود در کشورهای OECD به کار گرفته شده بود. رشد سال ۲۰۱۶ عمدتاً ناشی از افزایش بارندگی در کشورهایی مثل کانادا، ایالات متحده آمریکا و نروژ بوده است که سه تولیدکننده اصلی برق‌آبی در OECD به شمار می‌روند و توانست افت تولید فنلاند و سوئد را پوشش دهد. بیشترین رشد در پرتغال به میزان ۱۷۳ درصد مشاهده شد که افزایش صادرات الکتریسیته را به اسپانیا در بالاترین سطح از سال ۲۰۰۵ تاکنون ثمر داد. همزمان با رسیدن واردات اسپانیا از پرتغال و دیگر کشورها به بالاترین سطح خود، این کشور کمترین سطح تولید داخلی را از سال ۲۰۰۵ تاکنون تجربه کرد.

دیگر تجدیدپذیرها

کل تولید الکتریسیته OECD از محل زمین‌گرمایی، خورشیدی، باد و دیگر تجدیدپذیرها در سال ۲۰۱۶ مساوی ۸۷۲/۹ تراوات‌ساعت بود؛ یعنی ۸/۴ درصد یا ۷۵/۶ درصد بیش از سال ۲۰۱۵. اروپا کمترین رشد را به میزان ۱/۹ تراوات‌ساعت (۰/۴ درصد) داشت. در آسیا و اقیانوسیه، رشد ۹/۶ تراوات‌ساعت (۱۲/۶ درصد) و در آمریکا ۶۴/۱ تراوات‌ساعت (۲۲/۵ درصد) بود که عمده این رشد از محل خورشیدی و باد تامین شد. اروپا

زمان استفاده شرکت‌های انرژی از ابزارهای جدید تصمیم‌گیری فرا رسیده است

گام بعدی شرکت‌های انرژی

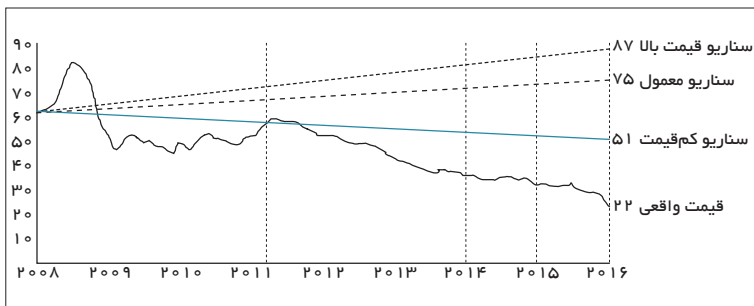
■ مونا مشهدی‌رجبی

شوکه‌های ژئوپولیتیک در بسیاری از کشورهای دنیا باعث تغییرات ناگهانی در شمار زیادی از شرکت‌های فعال در حوزه انرژی شده است و اخیراً هم بالاگرفتن موج مقابله با جهانی‌سازی سبب شد برنامه‌ریزی‌های انجام‌شده در زمینه انرژی در شرکت‌های کوچک و بزرگ تغییرات زیادی را تجربه کند. برآورد نتایج چنین اتفاقاتی کار بسیار دشواری است؛ مثلاً تجربه کشور آلمان را در نظر بگیرید که تلاش کرد با توسعه انرژی‌های پاک استفاده از انرژی‌های فسیلی را کاهش دهد و ساختار انرژی پایدارتری به دست آورد. برای پیش‌بینی تاثیر این سیاست روی قیمت انرژی الکتریسیته، اغلب شرکت‌ها به سناریوهای کلاسیک که سناریوهای پایه و اولیه هستند تکیه کردند. در این سناریوها بهترین حالت و بدترین حالت باعث ایجاد چولگی اندکی در نمودار توزیع در دو جهت می‌شود؛ ولی اگر اتفاق بیفتد تغییرات زیادی در ساختار اقتصادی و برنامه‌ریزی شرکت ایجاد می‌کند. اما حادثه فوکوشیما باعث شد تلاش برای جایگزینی منابع دیگر انرژی به جای انرژی هسته‌ای تقویت شود و شدت این جایگزینی افزایش یابد. در نتیجه این حادثه قیمت برق بالغ بر ۵۰ درصد رشد کرد که بسیار بدتر از وضعیتی بود که پیش‌بینی می‌شد. نتیجه حادثه فوکوشیما بسیار مخرب بود زیرا شرکت‌های تولیدکننده برق باید ده‌ها میلیارد از زیرساخت‌های فعال با انرژی هسته‌ای را تخریب می‌کردند و این کار میلیارد‌ها یورو به آنها زیان وارد می‌کرد.

وارد کردن تست تنش

در بیشتر شرکت‌ها تحلیل سناریو به دنبال یافتن پیشرفت‌های احتمالی در مولفه‌های ریسک‌های هسته‌ای در طول زمان است. این دیدگاه در زمانی که تغییرات تدریجی اتفاق بیفتد کارایی زیادی دارد ولی در زمانی مانند شرایط کنونی که وقوع ریسک‌های شدید باعث نگرانی شرکت‌های فعال در حوزه انرژی شده و احتمال وقوع ریسک‌های روزمره و عادی بسیار کم است، کارایی تحلیل‌های سناریو بسیار کم است. از سوی دیگر این تغییرات ناگهانی است

تحلیل سناریوهای استراتژیک و مالی تاریخی طولانی در شرکت‌های فعال در حوزه انرژی دارد. شرکت شل در دهه ۱۹۷۰ میلادی این تکنیک را همگانی کرد و تقریباً تمامی شرکت‌های فعال در حوزه انرژی در آن سال‌ها از این تحلیل‌ها به عنوان بخشی ضروری در پروسه‌های تصمیم‌گیری خود نام می‌بردند و از آنها استفاده می‌کردند. ولی همان‌طور که مدیران ارشد به خوبی می‌دانند این تحلیل‌ها نقص‌هایی هم دارد و همیشه نتیجه‌ای که حاصل می‌شود با آنچه انتظار می‌رود یکسان نیست. شرکت‌های فعال در حوزه انرژی دریافته‌اند که در دنیای مملو از نوسان کنونی یک نقص بزرگ در برنامه‌ریزی سناریویی وجود دارد و همین نقص است که باعث افزایش شدت تاثیرپذیری آنها در مقابل شوک‌ها می‌شود. زمانی که روسای تجاری و صنعتی مجموعه‌ای از سناریوها را مورد بررسی قرار می‌دهند، معمولاً وضعیت‌های حادث‌شده در دنباله‌های نمودار توزیع را، که اصطلاحاً به آنها وضعیت‌های حدی یا وضعیت‌های با شانس کم می‌گویند، در نظر نمی‌گیرند. زیرا بر این باورند که احتمال وقوع اتفاقی در آن وضعیت بسیار کم است و همین مسأله باعث می‌شود تا شرکت‌ها به طرز خطرناکی در معرض خطرات ناگهانی و تغییرات غیرقابل‌پیش‌بینی قرار بگیرند که برای مواجهه با آنها هیچ برنامه‌ریزی‌ای انجام نشده است. مثلاً شوک‌ها و اختلالات ایجادشده در بازار در سال‌های اخیر را در نظر بگیرید. فاجعه‌ای که در سال ۲۰۱۰ میلادی در حوزه‌های آب‌های بسیار عمیق اتفاق افتاد تاثیری بسیار بزرگ روی شرکت‌های نفتی و شماری از شرکت‌های دیگر برجای گذاشت. حادثه زمین‌لرزه فوکوشیما در سال ۲۰۱۱ میلادی و سونامی‌ای که پس از آن اتفاق افتاد باعث شد تا سیاست‌های هسته‌ای در ژاپن و شمار دیگری از کشورهای دنیا تحت تاثیر قرار بگیرد و ساختار صنعتی دنیا تغییر کند.



قیمت عمده‌فروشی برق آلمان (بورو به ازای هر مگاوات ساعت)

به طرف کردن آن می‌تواند موثر باشد. شرکت‌های فعال در حوزه انرژی باید به پیشرفت‌هایی که به سرعت در حوزه انرژی اتفاق می‌افتد با دقت توجه کنند. مثلاً در روزگار اخیر شمار زیادی از شرکت‌های فعال در حوزه انرژی به پیشرفت‌های سریعی که در زمینه باتری‌های خودروهای الکتریکی اتفاق می‌افتد توجه می‌کنند، به این دلیل که پیشرفت در این زمینه می‌تواند باعث تغییرات زیادی در بازار انرژی دنیا شود. اگر قیمت باتری‌های خورشیدی با شدت کاهش پیدا کند - همان‌طور که قیمت باتری‌های فوتوولتائیک کاهش پیدا کرد - ژنراتورهای تولید برق و نیروگاه‌ها آسیب زیادی متحمل می‌شوند. در نتیجه این تغییر شمار زیادی از شرکت‌های بزرگ فعال در زمینه انرژی به سرمایه‌گذاری در ساخت باتری‌های الکتریکی می‌پردازند. نکته مهم این است که با ایجاد ظرفیت تست تنش یک شرکت می‌تواند نقطه تمرکز و توجه را شناسایی کند و در اولین گام باید دو روش مختلف را به کار گیرد؛ اول، تست تنش از طریق بررسی سیستم‌های کسب‌وکار و روش دوم، مورد سوال قراردادن فرضیه‌های اولیه و اساسی. سپس می‌توان تأثیرات بالقوه هر ریسک را تعیین کرد و قدرت برگشت‌پذیری شرکت و واحدهای تجاری خود را به دقت ارزیابی کرد. به همین دلیل تست تنش باید به عنوان ابزاری مهم در تصمیم‌گیری شرکت‌های بزرگ و کوچک در نظر گرفته شود و گروه‌های تصمیم‌گیر از قبیل مدیران اجرایی و استراتژیست‌ها و کمیته‌های سرمایه‌گذاری از این روش به درستی استفاده کنند. ■

که عامل اصلی ناراحتی و نگرانی شرکت‌های فعال در حوزه انرژی می‌شود و برنامه‌ریزی در جهت کاهش تأثیرات منفی این تغییرات یک امر بسیار ضروری است. با وارد کردن تست‌های تنش، نوعی از برنامه‌ریزی سناریویی که روی دنباله‌های نمودار توزیع متمرکز است ایجاد می‌شود. دو روش تست‌های تنش و برنامه‌ریزی سناریویی از نظر روش کاملاً یکسان هستند و تنها از نظر احتمال وقوع سناریوهایی که در نظر گرفته می‌شود با هم تفاوت دارند. در فضای کنونی مجموع اتفاقات با احتمال بسیار کم می‌تواند یک احتمال بالا را تشکیل دهد و به همین دلیل احتمال وقوع یکی از این اتفاقات بسیار بالاست. برای تشریح بهتر شرایط می‌توان گفت که تست‌های تنش مانع از ایجاد تنش نمی‌شود و حتی نمی‌تواند با اطمینان زیاد شناسایی کند که چه سناریوی پرتنش در آینده اتفاق می‌افتد؛ به خصوص که ممکن است ناشناخته‌های زیادی تأثیرگذار باشد. این روش تنها می‌تواند به عنوان یک جزء کوچک از سیستم مدیریت ریسک شناخته شود و ابزاری برای ایجاد برگشت‌پذیری در فضای پرتنش امروزی باشد.

آمادگی برای بازگشت

در زمان وقوع شوک‌های بزرگ می‌توان از روش‌هایی برای کاهش فشار استفاده کرد. مثلاً داشتن بیمه می‌تواند تا حدی از فشار بکاهد یا ایجاد تیم پاسخگویی به بحران در هر شرکتی می‌تواند راهی برای کاهش تنش در روزهایی بحرانی کار باشد. آمادگی بهتر از طریق داشتن تیم تحلیلگر قوی‌تر و گزارش‌دهی شفاف‌تر در شناسایی مشکل و

ابزارهای مبتنی بر بازار چگونه افزایش بازده انرژی را رقم می‌زنند؟

بازده بازار محور

یک سال بعد، ۵۲ ابزار مبتنی بر بازار وجود داشته و ۲۴ ایالت آمریکا، ۱۲ کشور اروپایی، چهار ایالت استرالیا، برزیل، کانادا، چین، کره، آفریقای جنوبی و اروگوئه همگی تعهداتی را به کار گرفتند و مزایده‌های بازده انرژی در شش حوزه قضایی آمریکا و اروپا عملیاتی شد. با این تفاسیر می‌توان نتیجه گرفت طی یک دهه تعداد MBIها چهار برابر شده است.

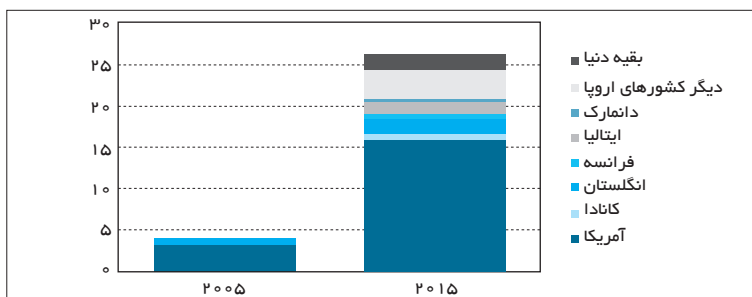
پژوهش‌های آژانس بین‌المللی انرژی نشان می‌دهد میزان سرمایه‌گذاری انجام‌شده به وسیله MBIها در ۱۰ سال گذشته شش برابر شده است. افزایش تعداد MBIها در کنار رشد بلندپروازی‌های آنها موجب افزایش چشمگیر مخارج و سرمایه‌گذاری‌ها از سوی طرف‌های متعهد و برندگان مزایده‌های بازده انرژی شده است. میزان کل سرمایه‌گذاری‌های بازده ایجادشده به وسیله MBIها و با استفاده از برنامه‌هایی که روی خانوارهای کم‌درآمد متمرکز شده است، کمترین همبستگی منفی را میان دارایی و برگشت سرمایه داشته، و آن دسته از برنامه‌هایی که اقدامات بیشتری را در بخش صنعت انجام دادند بیشترین اثر بدهی^۲ را به خود اختصاص دادند. کل سرمایه‌گذاری‌های ناشی مبتنی بر MBIها در سال ۲۰۱۵ در حدود ۲۶ میلیارد دلار بود که ۱۲ درصد از کل ۲۲۱ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری‌شده در بازده انرژی در سطح جهان به حساب می‌آید.

تجربه کشورهای مختلف

در اغلب کشورهای مورد اشاره، شاهد صرفه‌جویی مقرون به صرفه (موثر از نظر اقتصادی) سه درصد از مصرف سالانه برق، کاهش قبوض و صورت‌حساب انرژی مصرف‌کننده و سرمایه‌مورد نیاز در طرف عرضه بودیم. به عنوان نتیجه یک دهه سرمایه‌گذاری از طریق MBIها، مصرف انرژی جهانی ۱/۵٪ کاهش^۳ کمتر از سال ۲۰۱۵ بوده است. اگر برنامه‌های کنونی بلندپروازی‌های خود را در یک دهه آینده حفظ کنند، تا سال ۲۰۲۵

آژانس بین‌المللی انرژی: یافتن راهی برای بیشتر کردن بازدهی انرژی، یک اولویت برای کشورهایی به حساب می‌آید که به دنبال رسیدن به اهداف سیاستگذاری انرژی خود هستند. بازده برای ایجاد پیشرفت در زمینه کربن‌زدایی و امنیت انرژی و همچنین در تقویت توسعه اجتماعی و اقتصادی، موضوعی محوری است. در ضمن، بسیاری از شکست‌های بازار مانعی در راه تحقق پتانسیل کاملی بازدهی انرژی به شمار می‌آیند. به همین دلیل، نقشی که بازارها در کاهش نیاز به هزینه‌های مستقیم دولتی و ارائه مزایای بهره‌وری مقرون به صرفه ایفا می‌کنند روز به روز اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. در نشست وزرای انرژی کیتاکویشو در سال ۲۰۱۶، کشورهای گروه هفت بازدهی انرژی را به عنوان «سوخت نخست» به رسمیت شناخته و از آژانس بین‌المللی انرژی خواستند پژوهشی را در خصوص ابزارهای مبتنی بر بازار^۱ (MBI)، نظیر مزایده و تعهدات بهره‌وری انرژی به انجام برسانند.

تمامی ابزارهای سیاستگذاری بهره‌وری انرژی در حوزه‌های مختلف با بازار در تعاملند، برخی روی تصمیم‌های سرمایه‌گذاری تأثیر گذارند و برخی دیگر راه‌های مصرف انرژی را تحت تأثیر قرار می‌دهند. چیزی که MBIها را از ابزارهای دیگر متمایز می‌کند این است که با دادن آزادی انتخاب به بازیگران بازار، بازار قادر خواهد بود مقرون به صرفه‌ترین راه را برای دستیابی به نتایج مورد انتظار سیاستگذاران پیدا کند. به طور کلی ابزارهای مبتنی بر بازار برای بهره‌وری انرژی یک چارچوب سیاستگذاری را مشخص می‌کند که نتیجه ارائه‌شده از سوی بازیگران بازار را بدون تجویز سازوکارهای تحویل تعیین می‌کند. در سال ۲۰۱۵ هیچ مزایده بهره‌وری انرژی در جهان وجود نداشت و تنها ۱۳ تعهد موجود بود؛ هفت مورد در آمریکا، چهار مورد در اروپا و یک مورد در برزیل و کره.



سرمایه‌گذاری ناشی از MBI ها (میلیارد دلار واقعی)

تعهدی و اعتبارات مالیاتی، هزینه‌های طرف‌های متعهد را کاهش داده است. علاوه بر این، بررسی برنامه‌های مختلف نشان می‌دهد در این کشور رویکردهای متفاوتی برای سنجش صرفه‌جویی انرژی حاصل از اقدامات بهره‌وری انرژی وجود دارد.

مزایای MBI ها در مقایسه با ابزارهای سیاست‌گذاری دیگر از آزادی بخش خصوصی برای نوآوری و کشف فناوری‌ها و مسیرهایی که بهترین عملکرد را در بازار داشته باشند نشأت می‌گیرد. خطری که پیش‌روی سیاست‌گذاران وجود دارد این است که اگر طراحی یا اجرا ضعیف باشد، بازار راهی را پیدا خواهد کرد تا سیستم را به بازی گرفته یا روی تحویل نتیجه‌ای مشخص تمرکز می‌کند؛ نتیجه‌ای که سیاست‌گذاران ترجیح می‌دهند از آن اجتناب کنند. این خطر می‌تواند با طراحی سیاست خوب (سیاستی که تغییر در شرایط بازار را در نظر بگیرد)، نظارت باکیفیت، شناسایی و ارزیابی کاهش یابد. با وجود این، اعمال قیدوبندهای فراوان روی انتخاب‌های موجود برای مشارکت‌کنندگان بازار توانایی MBI ها را برای استفاده از قدرت‌های بازار تضعیف خواهد کرد. ■

پی‌نوشت:

1- Market-based Instruments

۲- Leverage Effect به همبستگی منفی میان دارایی و بازگشت سرمایه اطلاق می‌شود.

۳- Exa برابر است با ۱۰ به توان ۱۸.

4- Fuel Poverty

تاثیر آنها دو برابر شده و به سه اگزاژول خواهد رسید، که این میزان اندکی بیشتر از مصرف انرژی کنونی لهستان خواهد بود. با توجه به کمبود شواهد، هیچ مدرک قطعی برای اثبات این موضوع وجود ندارد؛ ولی در عمل، MBI ها نتایج بهره‌وری بسیار مقرون به صرفه‌تری را در مقایسه با گزینه‌های معادل ایجاد می‌کنند. با توجه به تمامی برنامه‌هایی که آمار آنها در دسترس بوده، کل هزینه متوسط به ازای هر کیلووات ساعت صرفه‌جویی شده کمتر از ۰/۰۳ دلار آمریکا بوده است. این مقدار بدون احتساب مزایای زیست‌محیطی و اجتماعی-اقتصادی‌ای است که بهره‌وری انرژی با خود به همراه دارد.

تازه‌ترین آمار نشان می‌دهد، هزینه‌های برنامه (مخارج طرف‌های متعهد و پرداختی به پرنندگان حراجی‌ها) به طور متوسط حدود ۰/۰۱۳ دلار برای هر کیلووات ساعت صرفه‌جویی شده بوده است. تنوع گسترده هزینه‌های برنامه می‌تواند ناشی از عوامل متعددی نظیر بلندپروازی، تمرکز سیاست‌ها، برهم‌پوشانی با ابزارهای دیگر و رویکرد مورد استفاده باشد. در ایالات متحده، برنامه‌های بلندپروازانه‌تری نظیر آنچه در جزیره رود، ماساچوست، ورمونت و کالیفرنیا انجام می‌شود، منجر به صرفه‌جویی بیشتری شده اما هزینه‌های آن کمی بیشتر بوده است. در برخی از کشورها نظیر برزیل و بریتانیا، برنامه‌ها به شدت روی فقر سوخت متمرکز شده‌اند، به همین دلیل مقیاس صرفه‌جویی‌ها محدود بوده و انتخاب‌های پیش‌روی شرکت‌کنندگان کم شده است. در کشورهای دیگر نظیر فرانسه، توانایی تامین مالی از برنامه‌های

عوامل تغییرساز در سیستم‌های انرژی دنیا چه هستند؟

بازی‌سازان انرژی

۲) تحرک

نحوه جابه‌جایی ما در شهرها در نتیجه تغییرات تکنولوژیک و تلاش برای کاهش انتشار گازهای آلاینده تغییرات زیادی کرده است و نماد اصلی این تغییرات را می‌توان در ساخت و استفاده از خودروهای الکتریکی دید. هنوز هزینه استفاده از خودروهای الکتریکی بیشتر از خودروهای فعال با سوخت‌های فسیلی است، ولی به دلیل کاهش هزینه تولید باتری‌های خودروهای الکتریکی انتظار می‌رود استفاده از آنها تا اواسط دهه ۲۰۲۰ میلادی مقرون به صرفه شود. تا اواسط دهه ۲۰۳۰ خودروهای الکتریکی ۲۷ تا ۳۷ درصد از خودروهای جدید فروخته شده در بازار را به خود اختصاص می‌دهند که این مساله کمک بزرگی به کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی در دنیا خواهد کرد.

۳) تکه تکه شدن

طی نیم‌قرن گذشته، شرکت‌های بزرگ بازار انرژی دنیا را تحت تأثیر قرار دادند ولی با عرضه منابع تازه انرژی و تکنولوژی‌های مدرن شمار زیادی از شرکت کوچک به فعالیت در حوزه انرژی پرداختند. زمانی تنها دولت‌ها و سرمایه‌گذاران بزرگ بین‌المللی در بخش انرژی فعالیت می‌کردند، زیرا سرمایه مورد نیاز برای حضور در این صنعت بسیار زیاد بود. با مواجهه شمار بیشتری از دولت‌ها با مشکل کمبود بودجه و ارتقای سطح تکنولوژی و کاهش منابع مالی مورد نیاز برای راه‌اندازی شرکت‌هایی که به تولید برق با استفاده از منابع جایگزین انرژی می‌پردازند، حضور بخش خصوصی در این صنعت بیشتر شد. کوچک‌شدن شرکت‌های فعال در حوزه انرژی باعث شد تا ساختار بازار انرژی دنیا تغییر زیادی بکند و دیگر تصمیم یا عملکرد یک یا چند شرکت خاص نتواند عرضه را تغییر دهد. نمونه این تحول در ایجاد شمار زیادی از شرکت‌های فعال در تولید نفت و گاز شیل در آمریکا و شرکت‌های فعال در تولید برق بادی و برق آبی در اقصی نقاط دنیاست. ■

مکینزی: سیستم انرژی دنیا پیوسته در حال تغییر است و پیشرفت‌های تکنولوژیک و تغییر در عرضه و تقاضا عامل اصلی این تغییر به شمار می‌آید. افزایش تقاضا در بازارهای در حال گذار، کشف منابع تازه انرژی و ساخت خودروهای الکتریکی و رشد استفاده از آنها را می‌توان در شمار عواملی برشمرد که زمینه‌ساز تغییر در سیستم می‌شود. موسسات مک کینزی و مجمع جهانی اقتصاد در گزارشی اقدام به معرفی عوامل ایجادکننده تغییر کردند که خلاصه‌ای از آن در ادامه می‌آید.

۱) ایجاد منابع تازه انرژی

در سال‌های اخیر منابع تازه‌ای در حوزه انرژی کشف شده است. بر اساس آمارهای موجود طی دو دهه اخیر بالغ بر ۲۰ منبع تازه انرژی کشف شد که استفاده از آنها زمینه را برای تقویت اقتصادی دنیا فراهم کرد. با وجود اینکه سوخت فسیلی همچنان یک منبع بسیار مهم در تامین نیاز انرژی دنیاست ولی سهم منابع انرژی تجدیدپذیر در طول زمان افزایش پیدا کرده است و دلیل آن را می‌توان افزایش توجه به محیط‌زیست و کاهش هزینه‌های اقتصادی استفاده از منابع تجدیدپذیر انرژی به دنبال ارتقای سطح تکنولوژی در سال‌های اخیر دانست. از سوی دیگر رشد تقاضا برای انرژی الکتریسیته هم می‌تواند نقش مهمی در تلاش دنیا برای پیدا کردن منابع انرژی جایگزین داشته باشد. انتظار می‌رود تا سال ۲۰۵۰ میلادی تقاضای برق در دنیا دو برابر شود که دلیل آن توسعه اقتصادی و صنعتی در کشورهای چین و هند است. تا این سال انرژی برق تولیدشده با استفاده از منابع پاک، از قبیل انرژی باد و خورشید، ۲۵ درصد از تقاضای برق دنیا را پاسخ می‌دهد. دولت‌ها در سال‌های اخیر برای ایجاد امنیت در تامین نیاز انرژی کشور متبوع‌شان تلاش زیادی کردند و سرمایه‌گذاری در توسعه تکنولوژی و تولید برق با منابع غیرفسیلی هم بخشی از این تلاش بود.

پاکستان برای مدیریت بحران انرژی چه می‌کند؟

چاره انرژی

منظور کاهش وابستگی خود به واردات، شرکت‌های انرژی را به اکتشاف و تولید بیشتر نفت و گاز ترغیب می‌کند. در دو، سه سال گذشته طرح‌های تشویقی دولت باعث شده بیش از ۹۰ اکتشاف جدید صورت گیرد. اما با توجه به اینکه تعداد میادین گازی افزایش قابل توجهی نداشته، تولید گاز این کشور در حدود چهار میلیارد فوت مکعب در روز ثابت مانده و انتظار می‌رود نرخ تولید با افت سالانه پنج درصدی در سال ۲۰۲۲ به کمتر از سه میلیارد فوت مکعب در روز برسد. مصرف نفت و گاز وئیل پاکستان که جایگزین گران‌تری برای گاز محسوب می‌شود در سال مالی ۲۰۱۵-۲۰۱۴ به اوج خود یعنی ۳۸۷ هزار و ۱۴۰ بشکه در روز رسیده است. این در حالی است که در سال ۲۰۱۵-۲۰۱۴ میزان مصرف یک درصد کاهش داشته است. هدف پاکستان برای آغاز واردات گاز از طریق خط لوله نیز با مشکلاتی مواجه شده است. پروژه خط لوله ایران-پاکستان که می‌توانست روزانه ۰/۷۵ میلیارد فوت مکعب گاز برای پاکستان تامین کند از زمان آغاز به کار در دهه ۱۹۹۰ با تاخیر ساخت‌وساز طولانی مدتی مواجه شده؛ موضوعی که بخش عمده‌ای از آن ناشی از مشکلات اقتصادی حاصل از تحریم‌های آمریکا بوده است. از سوی دیگر پروژه خط لوله، ترکمنستان-افغانستان-پاکستان-هند، موسوم به تاپی، نیز با یک سال تاخیر تا سال ۲۰۲۰ به تعویق افتاده است. این خط لوله قرار است در سال ۲۰۲۰ حدود ۰/۶ میلیارد فوت مکعب در روز گاز به پاکستان برساند و این میزان از سال ۲۰۲۱ به ۲/۱ افزایش خواهد یافت. با توجه به کاهش تولید و مشکلات موجود در مسیر پروژه‌های خط لوله، انتظار می‌رود تقاضای گاز طبیعی پاکستان از ۳/۵ میلیون تن (معادل ۰/۴۷ میلیارد فوت مکعب در روز) در سال ۲۰۱۶ به ۲۰ میلیون تن در سال ۲۰۱۸ و ۳۰ میلیون تن در سال ۲۰۲۲ برسد. همچنین پیش‌بینی می‌شود واردات گاز طبیعی پاکستان از حدود ۲/۵ میلیون تن در سال ۲۰۱۶ به حدود ۵/۷ میلیون تن در سال ۲۰۱۷ افزایش یابد. ■

پاکستان با بحران انرژی بی‌سابقه‌ای دست‌وپنجه نرم می‌کند. این کشور با تقاضای بالای انرژی و کمبود تامین هشت هزارمگاواتی برق مواجه بوده که پیامدهای شدیدی برای اقتصاد این کشور به همراه داشته است. به منظور حل مشکل کمبود نیرو، دولت این کشور باید استراتژی مشخصی را برای آینده تعریف کند. با توجه به مشکلات تولید گاز در داخل کشور و بالاترکلفی پروژه‌های واردات خطوط لوله، انتظار می‌رود پاکستان از واردات گاز طبیعی مایع برای حل بحران انرژی بلندمدت خود استفاده کند. به خصوص حالا که عرضه جهانی ال‌ان‌جی بسیار فراوان بوده و قیمت‌ها نیز به نسبت پایین هستند. پیش‌بینی می‌شود واردات سوخت پاکستان در پنج سال آینده با رشد شدیدی مواجه شود، به طوری که تا سال ۲۰۲۲ نیمی از تقاضای ۶۰ میلیون تنی در سال (معادل هشت میلیارد فوت مکعب در روز) این کشور از طریق واردات تامین شود. در بلندمدت، توسعه تقاضای ال‌ان‌جی از رشد دو رقمی در سال ۲۰۱۹ به کمتر از هفت درصد پس از سال ۲۰۲۲ کاهش خواهد یافت. بر اساس آمار رسمی دولتی، هم‌اکنون مصرف گاز پاکستان در حدود ۶/۲ میلیارد فوت مکعب در روز در تابستان و ۶/۸ میلیارد فوت مکعب در روز در زمستان است. دمای زیر پنج درجه سانتیگراد استان پنجاب که پرجمعیت‌ترین استان پاکستان به شمار می‌آید باعث شده تقاضای سوخت مورد نیاز برای گرمایش در زمستان افزایش یابد. بر اساس آمار وزارت نفت پاکستان، انتظار می‌رود در سال‌های آتی مصرف گاز در این کشور به رشد سالانه پنج درصدی خود ادامه دهد. رشدی که ناشی از اقتصاد روبه‌رشد، افزایش تقاضای بخش‌های صنعتی و گسترش شبکه تامین و توزیع گاز خواهد بود. مقامات پاکستانی بر این باورند که با حل بحران انرژی، تولید ناخالص داخلی این کشور از پنج درصد به هفت تا هشت درصد افزایش خواهد یافت. پاکستان که نزدیک به نیمی از کل نیاز به انرژی خود را از طریق گاز تامین می‌کند به

گزارش عملکرد واحدهای پتروشیمی در سال ۱۳۹۵

منطقه	ردیف	نام	تولید (هزار تن)			صادرات		فروش داخلی
			ظرفیت اسمی سالانه	برنامه تولید سالانه	تولید واقعی	هزار تن	میلیون دلار	
مشهور	۱	اروند	۲۸۳۴/۴۵	۲۱۰۰/۰۰	۱۴۱۵/۶۱	۱۱۳/۶۲	۴۳/۷۹	۴۰۱/۵۳
	۲	آریافسفریک	۱۲۵/۰۰	۹۰/۰۰	۵۶/۴۲	۰/۰۰	۰/۰۰	۳۹/۵۵
	۳	شهید رسولی	۶۶/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
	۴	امیرکبیر	۱۷۹۴/۱۰	۱۷۹۴/۱۰	۱۲۹۹/۳۲	۱۹۵/۹۸	۲۰۲/۶۵	۳۳۳/۴۴
	۵	بندر امام	۶۶۳۸/۱۸	۵۵۴۵/۱۰	۵۲۳۳/۵۱	۱۷۸۷/۱۱	۷۲۴/۶۳	۸۷۰/۸۱
	۶	بوعلی سینا	۱۷۴۰/۰۰	۱۵۴۸/۰۰	۱۲۱۲/۱۸	۳۴۰/۴۸	۱۴۸/۱۳	۱۰۵/۱۴
	۷	تخت جمشید	۴۵/۰۰	۴۵/۰۰	۳۵/۸۵	۱۸/۲۳	۲۲/۷۶	۲۰/۵۵
	۸	تندگوبان	۱۵۶۱/۳۰	۱۲۴۴/۱۰	۸۹۹/۲۶	۵۸/۴۴	۴۳/۵۰	۳۲۲/۷۴
	۹	خوزستان	۶۵/۰۰	۲۲/۰۰	۹/۳۰	۵/۳۸	۹/۰۴	۴/۶۴
	۱۰	رازی	۳۳۳۶/۱۵	۲۰۶۲/۰۰	۱۷۳۱/۴۱	۸۸۲/۴۴	۱۷۵/۵۴	۲۶۲/۸۸
	۱۱	رجال	۱۸۰/۰۰	۹۵/۰۰	۹۵۹۳/۱۰	۲۲/۰۰	۲۳/۸۷	۷۶/۶۰
	۱۲	شیمی بافت	۱۵۰/۰۰	۱۴۰/۰۰	۱۱۹/۹۳	۲۶/۸۴	۸/۹۷	۶۴/۹۶
	۱۳	شیمی تکس آریا	۳/۵۰	۳/۵۰	۱/۸۵	۰/۰۰	۰/۰۰	۲/۵۴
	۱۴	غدير	۲۷۰/۰۰	۳۶۰/۰۰	۲۴۳/۳۸	۳۴/۸۰	۲۳/۵۰	۸۰/۴۰
	۱۵	فارابی	۸۹/۵۰	۳۰/۰۰	۲۵/۴۹	۳/۷۷	۳/۰۳	۱۴/۳۰
	۱۶	فن آوران	۱۲۹۰/۰۰	۱۱۲۵/۰۰	۱۲۰۱/۳۱	۷۱۶/۵۸	۱۸۹/۲۳	۶۷/۳۹
	۱۷	کارون	۳۶۸/۵۵	۲۶۰/۱۶	۱۰۸/۲۷	۸/۲۶	۱۴/۸۶	۶۷/۰۸
	۱۸	لاله	۳۰۰/۰۰	۳۰۰/۰۰	۳۱۳/۱۹	۲۴۷/۳۹	۳۷۸/۵۵	۶۶/۰۶
	۱۹	مارون	۴۶۳۷/۰۰	۴۱۴۲/۲۰	۴۰۸۰/۰۱	۵۷۶/۰۸	۴۶۸/۶۵	۲۷۴/۲۸
	۲۰	نوید زرشیمی	۱۶۰/۰۰	۱۶۰/۰۰	۱۴۴/۶۵	۲۸/۱۶	۲۹/۹۹	۱۱۹/۷۵
عسلویه	جمع		۲۵۶۵۳/۷۲	۲۰۹۷۶/۱۶	۱۸۲۲۶/۰۶	۵۰۶۵/۵۶	۲۵۱۰/۷۱	۳۱۹۴/۶۴
	۲۱	انتخاب	۲۵۰/۰۰	۲۵۰/۰۰	۰/۰۰	۱/۰۰	۱/۳۲	۵/۴۰
	۲۳	آریاسول	۱۶۹۰/۰۰	۱۶۷۰/۱۸	۱۶۸۴/۶۶	۵۹۷/۵۷	۶۶۴/۰۸	۹۸/۴۲
	۲۴	اهتمام جم	۲۴/۶۶	۲۲/۰۰	۲۲/۱۳	۰/۰۰	۰/۰۰	۲۲/۸۹
	۲۵	پارس	۴۴۸۱/۰۰	۴۱۶۸/۰۰	۴۰۰۶/۳۳	۱۶۰۴/۵۷	۸۰۳/۲۷	۱۲۴/۲۵
	۲۶	پردیس ۱ و ۲	۳۵۱۰/۰۰	۳۱۵۹/۰۰	۳۳۷۶/۳۴	۱۶۴۲/۹۸	۳۲۵/۷۰	۵۲۱/۴۱
	۲۷	پلی پروپیلن جم	۳۰۰/۰۰	۲۸۷/۰۰	۲۵۰/۹۰	۵۳/۰۱	۴۸/۸۳	۱۹۸/۳۴
	۲۸	تخت جمشید پارس	۵۰/۰۰	۳۹/۰۰	۱۱/۸۵	۳/۸۵	۴/۹۲	۳/۷۰

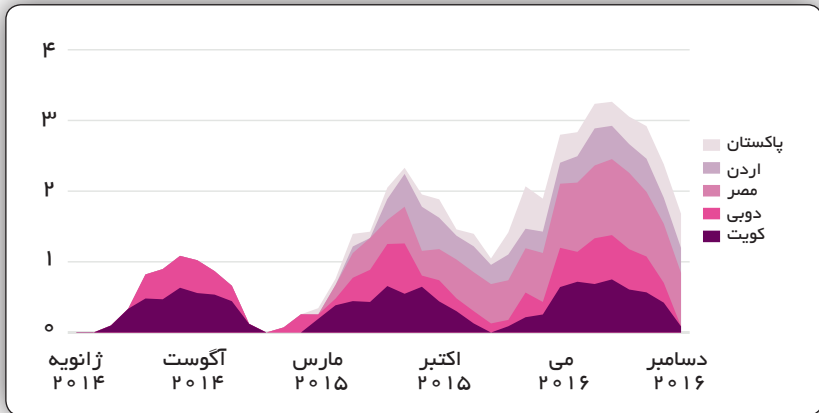


منطقه	ردیف	نام	ظرفیت اسمی سالانه	برنامه تولید سالانه	تولید (هزار تن)		صادرات		فروش داخلی
					تولید واقعی	هزار تن	میلیون دلار	هزار تن	
عسلویه	۲۹	جم	۳۰۷۹/۵۲	۲۶۷۴/۸۰	۲۷۶۶/۹۴	۵۳۶/۳۱	۵۵۴/۰۵	۲۶۷/۹۶	
	۳۰	زاگرس	۳۳۰۰/۰۰	۲۹۷۰/۰۰	۳۲۰۴/۶۵	۳۰۸۲/۰۲	۸۲۲/۸۴	۱۲۹/۳۶	
	۳۱	فرسشیمی	۴۴۳/۰۰	۳۹۲/۷۰	۳۱۹/۵۶	۲۹۸/۶۳	۳۱۹/۱۵	۲۰/۵۶	
	۳۲	کاوایان	۲۱۶۰/۰۰	۱۲۹۶/۰۰	۹۸۸/۳۸	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۶۸	
	۳۳	مروارید	۱۱۰۰/۴۰	۱۱۲۷/۷۵	۸۶۸/۰۲	۴۴۶/۱۷	۲۸۱/۵۲	۱۸/۳۸	
	۳۴	مهر	۳۰۰/۰۰	۳۰۰/۰۰	۲۸۹/۷۱	۲۴۲/۸۶	۲۳۴/۲۰	۴۴/۵۲	
	۳۵	نوری	۴۴۷۹/۰۰	۳۸۰۷/۰۰	۴۷۶۹/۹۱	۲۹۰۶/۷۲	۱۳۰۶/۳۶	۱۳۷/۳۲	
		جمع	۲۵۱۶۷/۵۸	۲۲۱۶۳/۴۳	۲۲۵۵۹/۳۷	۱۱۴۱۵/۶۹	۵۳۶۶/۰۵	۱۵۹۳/۱۹	
	۳۷	آبادان	۱۴۹/۷۰	۷۶/۶۵	۶۹/۵۳	۰/۰۰	۰/۰۰	۱۵/۵۰	
	۳۸	ارومیه	۸۰/۴۰	۶۵/۴۰	۸۱/۵۴	۰/۰۰	۰/۰۰	۴۸/۵۶	
سبیر	۳۹	اصفهان	۴۸۰/۸۱	۴۵۸/۱۰	۴۳۶/۳۲	۱۷۵/۱۲	۱۰۳/۹۶	۳۶/۷۸	
	۴۰	آلیانس	۲۵۰/۰۰	۱۲۰/۰۰	۲/۱۶	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	
	۴۱	ایلام	۳۰۰/۰۰	۱۸۰/۰۰	۱۷۰/۷۴	۱۲۰/۰۰	۱۲۲/۷۰	۳۶/۰۸	
	۴۲	بیستون	۵۶/۵۰	۴۰/۹۰	۴۸/۸۰	۱۹/۳۲	۱۷/۹۱	۲۸/۵۲	
	۴۳	پلی‌نار	۶۵/۰۰	۷۰/۰۰	۷۱/۴۲	۱۸/۳۵	۱۷/۲۳	۵۱/۵۶	
	۴۴	پلیمرگرمانشاه	۳۰۰/۰۰	۳۰۰/۰۰	۳۱۴/۳۲	۲۴۳/۴۲	۲۶۳/۲۱	۵۱/۴۶	
	۴۵	تبریز	۸۱۸/۴۷	۶۳۹/۵۰	۷۹۵/۶۴	۱۵۳/۷۶	۱۵۸/۳۶	۱۴۷/۲۵	
	۴۶	خارک	۱۱۳۵/۰۰	۱۰۹۰/۰۰	۱۱۵۱/۷۵	۱۱۶۱/۰۶	۳۱۰/۳۸	۰/۰۰	
	۴۷	خراسان	۸۴۵/۰۰	۸۲۰/۲۰	۷۸۳/۹۹	۲۱۶/۱۰	۵۷/۹۷	۳۰۸/۲۹	
	۴۸	شازند	۱۵۳۴/۴۷	۱۴۱۴/۶۵	۱۴۰۰/۵۵	۴۵۸/۳۷	۲۸۸/۱۷	۴۴۹/۰۲	
	۴۹	شیراز	۳۲۸۴/۷۲	۲۶۲۶/۲۰	۳۰۶۹/۹۸	۹۶۶/۶۱	۱۸۹/۷۷	۷۹۸/۷۴	
	۵۰	قاندبصیر	۳۵/۰۰	۳۱/۳۰	۳۸/۴۸	۲/۷۰	۳/۶۴	۳۴/۳۷	
	۵۱	کرین‌ایران	۳۶/۰۰	۳۰/۰۰	۳۵/۵۱	۶/۹۱	۳/۷۲	۲۷/۵۲	
	۵۲	کرمانشاه	۱۰۵۶/۰۰	۱۰۷۸/۴۴	۱۰۴۷/۶۲	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	
	۵۳	لرستان	۳۳۰/۰۰	۲۸۰/۰۰	۱۹۰/۹۵	۳۰۹/۴۸	۷۲/۷۵	۳۶۱/۸۴	
	۵۴	مهلاد	۳۳۰/۰۰	۲۶۵/۰۰	۱۲۰/۶۰	۴۳/۵۸	۴۶/۹۷	۳/۴۵	
		جمع	۱۱۰۸۷/۰۶	۹۵۸۶/۳۴	۹۸۲۹/۴۱	۳۹۰۸/۸۵	۱۶۷۲/۶۲	۲۴۷۲/۰۵	
		جمع کل	۶۱۹۰۸/۳۷	۵۲۷۲۵/۹۲	۵۰۶۱۴/۸۴	۲۰۳۹۰/۱۰	۹۵۴۹/۳۸	۱۵۷۰۱/۸۰	

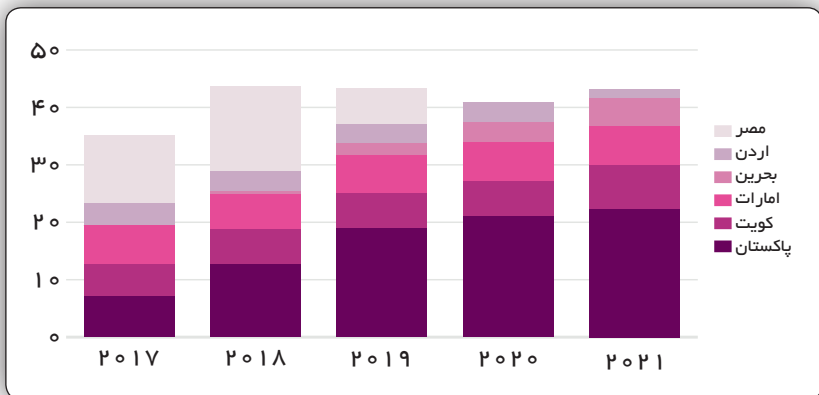
منبع: شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران

شماره صفحه	منبع
٨	BMI: Global O&G Spending To Rise 5.1% In 2017
٩	McKinsey: Preserving the downturn's upside
١٣-١٢	IMF: World Economic Outlook April 2017
١٥-١٤	World Oil: Following a six-year drilling low, East Africa is picking up the pieces
٢٤	PLATTS: Major changes in 2020 for the global refining industry
٢٥	Bloomberg: Middle East Gasoline Boom Stirs Sales Fight From Europe to Asia
٢٦	PLATTS: Middle East Emerges as LNG Demand Center
٢٧	McKinsey: Turkey's floating LNG imports deliver cheaper gas and energy security
٣٩-٣٨	IEA: Statistics: Key electricity trends 2016
٤١-٤٠	McKinsey: From scenario planning to stress testing: The next step for energy companies
٤٣-٤٢	IEA: Market-based Instruments for Energy Efficiency
٤٤	McKinsey: Three game changers for energy
٤٥	PLATTS

ال ان جی در خاورمیانه



واردات ال ان جی خاورمیانه (میلیارد مترمکعب)



پیش بینی تقاضای ال ان جی خاورمیانه (میلیارد مترمکعب)

منبع: پلاتس



The 3rd Iranian Petroleum & Energy Club Congress

۱۸ الی ۲۰ مهرماه ۱۳۹۶- مرکز همایش های بین المللی صداوسیما

10-12 October 2017-IRIB International Conference Center



- چشم انداز تحول بزرگ تولید نفت ایران با محوریت ازدیاد برداشت
- بررسی آینده بازار فراورده های نفتی و نقش آینده ایران و بخش خصوصی در عرضه و تجارت آن (برنامه های تولید، عرضه، صادرات، سواپ و بانکینگ)
- تحولات و تجارب موفق جهانی در استفاده از انرژی های تجدید پذیر، حضور شرکت های NOC و IOC درکسترش و توسعه آنها و راهکارهای توسعه در ایران
- راهکارهای بهبود راندمان زنجیره تولید، انتقال و توزیع برق؛ هوشمقی سرمایه گذاری فرصت ها و تهدیدها
- چالش های قیمت گذاری برق و سیستم های هوشمند توزیع
- راهکارهای به کارگیری کسترش مشارکت های عمومی - خصوصی (PPP) در بخش انرژی
- ظرفیت های استفاده از کسب و کارهای کوچک از توسعه بخش انرژی
- مدل های کسب و کار، تجارب و الگوهای موفق توسعه صنایع پایین دستی پتروشیمی

