



ماهنامه صنعت انرژی

سال اول - شماره ۱۲ و ۱۳ - آذر و دی ۱۳۹۶

نفت و نیرو

ایران

رویای عراق

پس از نابودی داعش، توسعه صنعت نفت و
نیرو دوباره در دستور کار قرار گرفته است

گاز شیل آمریکا چگونه بر
پتروشیمی‌های اروپا اثر می‌گذارد؟

شکل‌گیری مرکز قیمت‌گذاری
فرآورده‌های نفتی در خاورمیانه

آژانس بین‌المللی انرژی و اوپک
درباره نفت چه می‌گویند؟



► در پرونده ویژه این شماره به تحولات صنعت نفت و نیروی عراق پرداخته‌ایم. (عکس جلد: میدان نفتی بدرا)
صفحات ۱۴ تا ۲۳

۲۴

بالادستی نفت

- نقطه واگرایی ۲۶
- هدف مشترک نفتی ۲۸
- دریای خاکستری ۳۰
- تعدیل بی‌اثر ۳۲
- دوران احیاء ۳۳

۴

انرژی و برق

- سناریوهای انرژی ۶
- در پی آزادسازی ۸
- شبکه‌های برق ۱۰
- تجدیدپذیر و ارزان ۱۲
- رکود سیاه ۱۳

۳۴

پایین‌دستی نفت

- عطش نفتی ۳۶
- قطب فجیره ۳۸
- انقلاب جدید ۴۰
- بازار نوظهور ۴۲
- اشتعال گران ۴۴
- سولفورزدايي روی آب ۴۵

۱۴

عراق

- پتانسیل‌های رشد ۱۶
- چالش قراردادهای ۱۸
- بیم و امید پالایش ۲۰
- برق پس از داعش ۲۲

نویسندگان:

محسن داوری - محسن شجاعی
سپهر عبدالله پور - محمد علی نژاد - نسیم علایی

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 ۱۲ و ۱۳
آذر و دی ۱۳۹۶



صاحب امتیاز:

موسسه باشگاه اندیشه‌ورزان نفت و نیروی ایرانیان

شورای سیاست‌گذاری:

محمد آقایی تبریزی - فریدون ثقفیان - آیدین ختلان
احمد داودی - مهدی عسلی - فرناز علوی

مدیر مسئول:

سید محمد صفی

سردبیر:

رامین فروزنده

چالش‌های تامین مالی شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی

مصائب تامین مالی

■ صادق شیرازی

کارشناس ارشد تامین مالی

یا محموله نفتی افزوده‌های نفتی^۲ را به عنوان تضمین در دوران توسعه و قبل از تولید میدان و شروع دوره بازپرداخت می‌پذیرند، نکته‌های مهم و کلیدی در عملیاتی‌بودن این مسیر است. برای شرکت‌های ایرانی که به تازگی فعالیت خود را در حوزه اکتشاف و تولید به معنای اعم آن کلید زده‌اند طبیعی است که جریان تولید منابع نفت و گازی که منجر به جریانات نقدی بشود نداشته باشند. این موضوع یعنی فقدان جریانات نقدی پایدار آتی، ریسک تامین منابع مالی را افزایش می‌دهد. به عبارت ساده‌تر سرمایه‌گذاران یا موسسات مالی ریسک بالایی را باید بپذیرند و نتیجه آن در صورتی که همچنان تمایل به سرمایه‌گذاری یا ارائه تسهیلات وجود داشته باشد، چیزی جز اخذ سایر تضامین موردنظر و همچنین انتظار نرخ بالای کارمزد نخواهد بود. رتبه اعتباری ایران بر اساس طبقه‌بندی OECD در حال حاضر شش از هفت است. این یعنی بهترین شرکت ایرانی هم در این چارچوب رتبه بهتری نخواهد داشت. امروز موسسات مالی بین‌المللی که موفق به ایجاد خط اعتباری یا بانک‌های داخلی شده‌اند، برای ارائه هرگونه تسهیلات بانکی از طرف ایرانی خود تضمین دولتی می‌خواهند. به عبارت دیگر شناسایی و اعتبارسنجی شرکت و پروژه داخل ایران را به دولت و بانک ایرانی واگذار کرده‌اند. به این ترتیب در صورتی که مسیر تامین مالی از طریق آژانس‌های اعتبار صادراتی^۳ کشورهای خارجی صورت بگیرد ضمانتنامه دولتی یکی از پیش‌شرط‌های اساسی آن است. یکی از محدودیت‌های این روش برای شرکت استقراض‌کننده تعهد خرید کالا و خدمات درصدی از حجم پروژه از کشور مربوطه است. این در حالی است که شرکت ایرانی نقش تعیین‌کننده‌ای در انتخاب تامین‌کنندگان کالا و خدمات به عنوان شریک سرمایه‌گذار ندارد. همچنین ممکن است این الزام با قانون «استفاده حداکثری از توان تولیدی و خدماتی در تامین نیازهای کشور» نیز متناقض باشد. صرف‌نظر از این محدودیت‌ها از آنجا که وزارت نفت هیچ تعهدی را در

مهم‌ترین دغدغه این روزهای مدیران ارشد شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی، تامین نقدینگی و سرمایه موردنیاز فعالیت‌های توسعه‌ای آنهاست. اهمیت این موضوع تا آنجا است که در صورتی که شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی قادر به تامین مالی سهم خود در مشارکت با شریک خارجی خود به عنوان شریک سرمایه‌گذار^۱ نباشند عملاً عقد هرگونه قراردادی از پیش شکست‌خورده محسوب خواهد شد. با توجه به اینکه پروژه‌های توسعه میادین نفت و گاز به حجم بالایی از سرمایه نیاز دارند، تعدادی از روش‌های تامین مالی که در مقیاس بزرگ امکان‌پذیر نیستند از فهرست گزینه‌های مدیران شرکت‌های اکتشاف و تولید حذف می‌شوند. در این مجال سعی شده است عمده چالش‌های پیش‌روی تامین مالی شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی طرح و بررسی شوند. طی سال‌های گذشته با کاهش قیمت نفت در بازارهای جهانی به طور کلی اشتیاق سرمایه‌گذاران بین‌المللی برای ریسک‌پذیری و سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نفتی جهان کاهش پیدا کرده است. در ایران نیز سیستم بانکی به عنوان نخستین گزینه تامین مالی آمادگی ریسک‌پذیری و تامین حجم بالای سرمایه مورد نیاز پروژه‌های توسعه میادین را ندارد. همچنین در صورت وجود چنین آمادگی نیز با توجه به ضوابط حاکم بر بانک‌های داخلی تامین تضامین و وثایق موردنیاز برای اخذ تسهیلات از سوی شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی مقدور نیست. حتی در صورتی که بانک‌ها به عنوان بانک عامل از منابع صندوق توسعه ملی نیز راغب به ارائه تسهیلات باشند موضوع تامین تضامین و وثایق مجدداً مطرح می‌شوند. اینکه آیا اساساً بانک‌های داخلی ریسک قراردادهای جدید نفتی را می‌پذیرند و صرف‌نظر از آشنایی با سازوکار آنها عایدات آتی این قراردادهای اعم از وجوه نقد

اکتشاف و تولید ایرانی با وجود حسن روابط و همکاری نزدیک در همه حوزه‌های فنی، قراردادی و... از تقبل تامین مالی سهم شریک داخلی سر باز می‌زنند.

انتشار اوراق قرضه از روش‌های رایج تامین مالی در عرصه بین‌المللی است. شرکت‌های نفتی بین‌المللی با انتشار انواع اوراق قرضه نیازهای تامین مالی خود را برآورده می‌کنند. این روش برای شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی نیز غیرممکن نیست. شرکت‌های ایرانی باید با بهره‌گیری از مشاور حرفه‌ای تامین مالی بین‌المللی، تهیه اسناد و مدارک مالی شرکت و طرح موردنظر مطابق استانداردهای بین‌المللی و همچنین برگزاری جلسات معرفی طرح^۱ برای سرمایه‌گذاران بین‌المللی اقدام به تامین مالی کنند. این روش نیز مانند بسیاری از روش‌های دیگر به دلیل نبود تجربه کافی و شرایط سیاسی حاکم بر روابط با ایران هزینه‌های غیرمترقبه و چالش‌های خاص خود را دارد. انتخاب کشور موردنظر برای انتشار اوراق، احیاناً ثبت شرکت ناشر اوراق به عنوان زیرمجموعه شرکت اکتشاف و تولید ایرانی در کشور مذکور، ملاحظات مالیاتی بین‌المللی، تعریف رابطه شرکت ناشر اوراق در چارچوب IPC و ملاحظات حقوقی و قراردادی آن، تهیه صورت‌های مالی با استاندارد موردقبول سرمایه‌گذاران مثلاً استانداردهای گزارشگری مالی بین‌المللی^۲، از جمله مواردی هستند که باید مورد توجه قرار گیرند. نقش مذاکره‌کنندگان حرفه‌ای و متخصص تامین مالی در مراحل مختلف انتشار این اوراق از انتخاب مشاور بین‌المللی گرفته تا نهایی کردن مشخصات اوراق و متقاعد کردن سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری غیرقابل انکار خواهد بود.

با توجه به برآورد نیاز به سرمایه‌گذاری ۲۰۰ میلیارد دلاری در صنعت نفت و گاز برای تحقق اهداف برنامه ششم توسعه کشور و همچنین در امتداد بلندنظری وزارت نفت و هیات محترم وزیران در خصوص پیش‌بینی حضور شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی با هدف انتقال فناوری و توانمندسازی این شرکت‌ها در مصوبه مربوط به IPC، امید است با ادامه حمایت‌های مسئولان امر گامی موثر در راستای تامین مالی سهم شرکت‌های مذکور در IPC و عملی شدن بخش عمده‌ای از برنامه‌های توسعه‌ای کشور برداشته شود. ■

پی‌نوشت‌ها:

- 1- Non-Operator / 2- Off-take / 3- Export Credit Agency /
- 4- Roadshow / 5- IFRS

خصوص تامین مالی پروژه‌های توسعه میادین در قالب IPC نمی‌پذیرد، طبیعتاً ارائه تضمین دولتی هم برای این نوع قرارداد امکان‌پذیر نیست. لازم به توضیح است که عمده امکانات تامین مالی که در شرایط فعلی مهیا شده از این مسیر است. بازار سرمایه ایران سابقه تامین مالی برای خرید دکل حفاری خشکی در صنعت نفت از طریق انتشار اوراق صکوک اجاره و همچنین عرضه سهام شرکت حفاری شمال را در کارنامه خود ثبت کرده است. آنچه در خصوص تامین مالی شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی مطرح است حجم قابل انتشار و نوع ابزار تامین مالی در بورس اوراق بهادار تهران خواهد بود. شرکت‌های تامین سرمایه داخلی اخیراً روش انتشار اوراق ریالی بر پایه ارز خارجی را معرفی کرده‌اند. فارغ از چالش‌های اجرایی این روش، با توجه به حجم بالای تامین مالی مورد نیاز پروژه‌های توسعه میادین، موضوع تضامین و وثایق مورد قبول سازمان بورس و اوراق بهادار در ساختار ابزارهای اسلامی موجود حائز اهمیت است. استفاده از روش‌هایی همچون ایجاد صندوق پروژه جهت تامین مالی امکان بررسی دارد. مهم‌ترین موضوع در این روش عرضه عمومی سهام شرکت پروژه (مالک بخشی از پروژه) از طریق صندوق پروژه خواهد بود. این در حالی است که خود پیمانکار (شرکت اکتشاف و تولید ایرانی به همراه شریک خارجی) نیز مالکیتی بر دارایی‌های طرح ندارند و صرفاً به عنوان پیمانکار شرکت ملی نفت با اجرای پروژه، محق به دریافت اصل سرمایه‌گذاری و دستمزد خود می‌شود و سهامداران صندوق پروژه از روز اول دارایی به عنوان وثیقه آورده‌شان نخواهند داشت. تامین مالی از طریق انتشار اوراق سهام یعنی افزایش سرمایه یا عرضه اولیه شرکت پروژه که به دلیل اثر کمرنگ‌شدن سهامداران اصلی شرکت و همچنین نبود دارایی مشهود بازرشی در شرکت و توقع اینکه در حجم بالا سرمایه‌گذاران به عایدات IPC اکتفا کنند بعید به نظر می‌رسد.

یک روش دیگر برای تامین مالی سهم شریک ایرانی این است که شریک خارجی با توجه به فرصت مشارکت بلندمدت و راهبردی فی‌مابین آنها در قالب IPC، تامین سهم شریک داخلی را نیز بر عهده بگیرد. این روش در شرایط عادی بین‌المللی جز در موارد استثنایی، که تامین مالی شرکت ملی نفت یک کشور بخشی از الزام قراردادی بوده صورت نگرفته است، در شرایط فعلی با توجه به عدم پیش‌بینی این موضوع در شرایط IPC، طبیعی است که شرکت‌های خارجی در مواجهه با شرکت‌های



انرژی و برق



مکزیک به منظور معکوس کردن روند نزولی تولید نفت و تقویت رشد به آزادسازی بازار انرژی روی آورده است.

قیمت سوخت‌های فسیلی و سناریوهای آژانس بین‌المللی انرژی

سناریوهای انرژی

■ سپهر عبدالله‌پور

سناریوی توسعه پایدار

سناریوی توسعه پایدار برای نخستین بار در چشم‌انداز انرژی ۲۰۱۷ معرفی شده و یک رویکرد اساسی متفاوت نسبت به سناریوهای مورد بحث در بالا دارد. در حالی که سناریوی سیاست‌های جدید و سناریوی سیاست‌های جاری با مفروضات معین درباره سیاست‌ها آغاز می‌شوند و به بررسی اثرات آنها بر بخش انرژی می‌پردازند، سناریوی توسعه پایدار با چشم‌انداز معین مورد نیاز بخش انرژی آغاز می‌شود و به صورت پس‌نگر^۲ به بررسی سیاست‌های مورد نیاز برای رسیدن به آن چشم‌انداز می‌پردازد. این چشم‌انداز آینده سه عنصر اصلی را شامل می‌شود: اول، توصیف یک مسیر برای دسترسی جهانی به سرویس‌های مدرن انرژی در سال ۲۰۳۰، دوم، ترسیم تصویری از سال ۲۰۴۰ که در آن اهداف توافق پاریس لحاظ شده است، سوم، مفروض دانستن یک کاهش بزرگ در آلاینده‌های مرتبط با بخش انرژی، شامل بهبود در کیفیت هوا در سطح جهان و به تبع آن کاهش در مرگ و میر زودرس ناشی از آلودگی هوا.

رویکرد روش‌شناسی به کار گرفته شده در سناریوی توسعه پایدار در گام اول بر دسترسی جهانی به انرژی تأکید دارد. فناوری‌های کم‌کربن یک مسیر پایدار برای دستیابی به انرژی فراهم می‌کنند. به عنوان مثال در حال حاضر راهکارهای غیرمتمرکز انرژی مانند شبکه‌های هوشمند، ارزان‌تر از توسعه شبکه هستند. علاوه بر این در سناریوی توسعه پایدار همه فناوری‌ها و سوخت‌ها از جمله سوخت‌های فسیلی به عنوان راه‌حلی برای دسترسی به انرژی در نظر گرفته شده است.

سایر سناریوها و موارد

سایر سناریوها و مواردی که در این گزارش به آنها اشاره شده عبارتند از:

■ **سناریوی انتقال سریع‌تر:** این سناریو که در سال ۲۰۱۷ توسعه داده شده است، یک نقشه راه برای دستیابی به صفرشدن انتشار آلاینده‌ها در بخش انرژی در سال ۲۰۶۰

آژانس بین‌المللی انرژی: فصل اول گزارش چشم‌انداز انرژی جهان ۲۰۱۷ به معرفی سناریوها و قیمت حامل‌های انرژی می‌پردازد. در ادامه خلاصه‌ای از چند سناریوی منتخب و قیمت سوخت‌های فسیلی می‌آید.

سناریوی سیاست‌های جدید

این سناریو نه تنها سیاست‌ها و اقدامات انجام‌شده دولت‌ها در سراسر جهان را دربر می‌گیرد، بلکه اثرات اجرای سیاست‌های اعلامی و اهداف و برنامه‌های رسمی را نیز ارزیابی می‌کند. سند مشارکت ملی^۱ که توسط توافقنامه پاریس ارائه شده شامل راهنمایی‌های مهمی در خصوص این سیاست‌ها در کشورهای مختلف است. بازتاب اهداف سیاستی از جمله سند مشارکت ملی در سناریوی سیاست‌های جدید به نحوه تحقق آنها به وسیله خط‌مشی‌ها و اقدامات اجرایی مشخص بستگی دارد. در اینجا فرض می‌شود که اهداف اعلام‌شده محقق می‌شوند. با این حال تحقق اغلب اهداف سیاستی اعلام‌شده به ارزیابی از زمینه‌های نهادی و محدودیت‌های مرتبط با آن در حوزه‌های مالی، سیاسی، قانونگذاری، بازار و زیرساخت‌ها بستگی دارد.

سناریوی سیاست‌های جاری

در این سناریو تنها اقدامات و اهداف سیاستی که تا نیمه سال ۲۰۱۷ مصوب شده‌اند در نظر گرفته می‌شود. علاوه بر این، هر جا که سیاست‌های موجود طبقی از خروجی‌ها را دربر می‌گیرند، پایین‌ترین هدف اعلام‌شده به عنوان مرجع در نظر گرفته شده است. بدین ترتیب این سناریو یک ارزیابی محتاطانه از نتایج اجرای سیاست‌های فعلی انرژی در غیاب سایر اقدامات اضافی از سوی دولت‌ها ارائه می‌دهد. بنابراین این سناریو مرجعی را در اختیار قرار می‌دهد که بر اساس آن می‌توان اثرات هر گونه سیاست اضافی «جدید» را ارزیابی کرد.

سال گذشته پایین تر هستند. با وجود این برخلاف نفت برای گاز طبیعی قیمت جهانی واحدی وجود ندارد. روند قیمت گاز طبیعی در آمریکای شمالی یک نقش حیاتی در شکل دهی به قیمت جهانی مورد استفاده در این گزارش بازی می کند، به این ترتیب که قیمت هنری هاب^۱ به عنوان مرجع مورد استفاده می گیرد. در پیش بینی ها بازار گاز به عنوان یک بازار جهانی در نظر گرفته می شود که در آن تجارت جهانی گاز بین هر منطقه بر اساس سیگنال های قیمتی شکل می گیرد و تعادل عرضه و تقاضا را در هر منطقه برقرار می کند. در این مدل تفاوت قیمت های مناطق تنها هزینه انتقال گاز بین هر منطقه را نشان می دهد.

فرصت های سودآور صادرات گاز طبیعی از آمریکا به دلیل مازاد عرضه در بازار جهانی محدود می شود. بازار در ۲۰۲۰ به تعادل جدید می رسد و قیمت های متوسط وارداتی اروپا حدود چهار دلار به ازای هر میلیون BTU خواهد بود که از قیمت هنری هاب در تمام سناریوها بیشتر است و هزینه های تحویل گاز ترمینال های صادراتی آمریکا، حمل و نقل و مایع سازی را نشان می دهد. در آسیا نیز قیمت گذاری مبتنی بر قیمت نفت همچنان معتبر است.

قیمت زغال سنگ

در بلندمدت، سخت تر شدن شرایط عملیات زمین شناسی، افت کیفیت زغال سنگ در مناطق معدنی که هم اکنون تحت بهره برداری هستند و فاصله طولانی تر حمل مواد معدنی از مناطق جدید باعث افزایش ملایم قیمت زغال سنگ خواهد شد. همچنین هزینه های معدن مانند مواد منفجره و سوخت نیز در حال افزایش است که باعث فشار بر قیمت خواهد شد. در سال ۲۰۴۰ قیمت زغال سنگ چین در حدود ۹۰ دلار بر هر تن خواهد بود، در همین حال قیمت ها در ژاپن و اتحادیه اروپا به ۸۷ دلار بر تن و ۸۲ دلار بر تن خواهد رسید. اگرچه واردات زغال سنگ چین در طول دوره چشم انداز کاهش خواهد یافت، فرصت های آربتراژ^۲ بین زغال سنگ داخلی و زغال سنگ وارداتی به عنوان یک مولفه کلیدی در قیمت گذاری باقی می ماند. ■

پی نوشت ها:

- 1- Nationally Determined Contributions
- 2- Backward
- 3- Henry Hub

ترسیم می کند.

■ **قیمت پایین نفت:** این مورد به شرایطی اشاره دارد که در آن نفت در طولانی مدت در قیمت پایین باقی می ماند.

■ **سناریوی ۴۵۰:** این سناریو برای چشم انداز ۲۰۱۷ توسعه داده نشده اما یکی از اصلی ترین سناریوهای کربن زدایی در سایر گزارش های اخیر چشم انداز انرژی است.

■ **سناریوی هوای پاک:** این سناریو که در سری گزارش های چشم انداز انرژی ۲۰۱۶ معرفی شد، یک استراتژی مبتنی بر بهرهوری هزینه و بر پایه فناوری ها و سیاست های موجود معرفی می کند که بر اساس آن میزان آلاینده های بخش انرژی در سال ۲۰۴۰ به کمتر از نصف سناریوی سیاست های جدید کاهش پیدا می کند.

قیمت نفت

قیمت های بلندمدت نفت در همه سناریوهای چشم انداز ۲۰۱۷ از گزارش چشم انداز سال گذشته کمتر است. این تغییر سه مولفه عمده را نشان می دهد: اول، یک بازنگری قابل توجه در برآورد ذخایر نفت شیل و میعانات گازی آمریکا که در گزارش امسال نسبت به سال گذشته افزایش ۳۰ درصدی را نشان می دهد. با این حال هنوز عدم قطعیت هایی در این برآوردها وجود دارد. دوم، کاهش در چشم انداز هزینه های پروژه های بالادستی که به معنای افزایش عرضه نفت خام در بازار و کاهش قیمت است. سوم، افزایش سهم سرمایه گذاری های کوتاه مدت در سمت عرضه. در سناریوی سیاست های جاری و سناریوی سیاست های جدید قیمت نفت تا سال ۲۰۴۰ افزایش خواهد یافت. یکی از دلایل این افزایش، چالش های موجود در توسعه مخازن هیدروکربنی جدید مانند میدان های نفتی در آب های عمیق است که به رغم پیشرفت های فناوری باعث افزایش هزینه های تولید و به تبع آن افزایش قیمت ها در بازارهای جهانی خواهد شد. در سناریوی توسعه پایدار، پویایی های بازار و روندهای قیمتی کاملاً متفاوت هستند. در این سناریو پایداری نفت شیل آمریکا باعث می شود که تا قبل از نقطه اوج تقاضا در ۲۰۲۰ م فروضات سناریوی سیاست های جدید به واقعیت تبدیل نشود. این باعث می شود که قیمت نفت در حالت «پایین برای همیشه» باقی بماند.

قیمت های گاز طبیعی

مانند نفت، قیمت های گاز طبیعی نیز نسبت به گزارش

تحولات سیاست‌گذاری در بخش انرژی مکزیک

در پی آزادسازی

■ محمد علی نژاد

میانگین رشد سالانه GDP مکزیک در سه سال گذشته شده و در نتیجه مکزیک به منظور معکوس کردن روند نزولی تولید نفت و تقویت رشد به آزادسازی بازار انرژی این کشور روی آورده است. تولید نفت مکزیک در ماه می به روزانه دو میلیون بشکه در روز رسید که بسیار پایین‌تر از تولید ۳/۴ میلیون بشکه‌ای در روز این کشور در سال ۲۰۰۴ بوده است. جایگاه مالی ضعیف پمکس مانع از این شد که این شرکت سرمایه‌گذاری‌های مورد نیاز را برای افزایش تولید نفت خام یا دست‌کم کند کردن سرعت کاهش تولید انجام دهد. مهم‌ترین عامل کاهش تولید را می‌توان افت تولید «مجموعه کانتارل»، بزرگ‌ترین میدان نفتی مکزیک، دانست که نزدیک به ۶۰ درصد از کل تولید نفت این کشور را در سال ۲۰۰۴ تشکیل می‌داد. تولید کنونی این میدان تنها اندکی بیشتر از ۱۰۰ هزار بشکه در روز است که تنها شش درصد از کل تولید نفت مکزیک را شامل می‌شود. بر اساس گزارش کمیسیون ملی هیدروکربن‌ها مخازن نفتی اثبات‌شده مکزیک در پنج سال گذشته نزدیک به ۵۰ درصد کاهش یافته و در اول ژانویه ۲۰۱۷ به هفت میلیارد بشکه رسیده است.

به منظور معکوس کردن روند اکتشاف و تولید، تا به امروز، هفت مناقصه منابع گاز و صنایع بالادستی نفت در مکزیک برگزار شده که شامل سه منطقه پوشش داده‌شده در آب‌های کم‌عمق خلیج مکزیک، یک پروژه در آب‌های عمیق خلیج و سه پروژه در خشکی بوده است. همچنین توافقی میان شرکت‌های خصوصی و پمکس برای توسعه میدان واقع در آب‌های عمیق و نقاط دیگر به امضا رسیده است. از سوی دیگر مکزیک به دنبال بازگشایی بخش فرآورده‌های پتروشیمی پالایش‌شده مختص خود، رقابتی کردن بازار گازوئیل و بنزین، واردات و همچنین پایان دادن به محدودیت قیمت خرید و فروش نفتی است. کمیسیون نظارت انرژی مکزیک انتظار دارد با سرمایه‌گذاری ۱۲ میلیارد دلاری تعداد پمپ‌بنزین‌های

پلاتس: تغییرات بازار آزاد در طیف وسیعی از صنعت انرژی مکزیک صورت گرفته و در حال دگرگون‌ساختن صنایع بالادستی، میان‌دستی و پایین‌دستی بخش‌های نفت، گاز، طبیعی و برق این کشور است. سه سال و نیم از زمانی که دولت مکزیک تحت ریاست جمهوری انریکه پنا نینو وعده اصلاح سه اصل از قانون اساسی را داد می‌گذرد، اما سال ۲۰۱۸ نشان خواهد داد که مکزیک تا چه حد توانسته در از بین بردن انحصار دولت و ایجاد شرایط بازار باز موفق باشد. رئیس‌جمهور قانون اصلاحات انرژی را در تاریخ ۲۰ دسامبر ۲۰۱۳ امضا کرد و هشت ماه بعد در آگوست ۲۰۱۴ دور دوم اصلاحات را با تصویب ۹ قانون جدید و اصلاح ساختاری ۱۲ قانون موجود به اجرا درآورد. از مهم‌ترین تغییرات ایجادشده در قانون، اجازه دادن به سرمایه‌گذاران خصوصی داخلی و خارجی برای حضور فعال در بخش‌های نفت، گاز و نیرو و پایان دادن به انحصار ۷۶ ساله شرکت ملی نفت مکزیک (پمکس) بود که حق انحصاری اکتشاف، تولید، فرآیند، پالایش و تجاری‌سازی مواد هیدروکربنی را از زمان ملی‌شدن صنعت نفت به وسیله رئیس‌جمهور لازارو کاردناس در سال ۱۹۳۸ در اختیار داشت.

نفت

کاهش تولید نفت مکزیک اثر مستقیم چشمگیری بر تامین مالی عمومی این کشور داشته است. تنها پنج سال پیش، درآمد مالی وابسته به نفت تقریباً ۴۰ درصد از کل درآمد دولت بود اما امروز سهم درآمدهای نفتی ۱۵ درصد کاهش داشته است. واکنش دولت به کاهش درآمدهای نفتی کاهش هزینه‌های عمومی بود به طوری که این هزینه‌ها در پنج سال گذشته در مجموع ۳۰ درصد کاهش داشته است. در نتیجه، بسیاری از پروژه‌های بزرگ (عمدتاً مربوط به بخش حمل‌ونقل) لغو شد. کاهش هزینه‌های عمومی به تنهایی موجب افت ۰/۳ درصدی

نشان می‌دهد که در کوتاهمدت مشتریان ممکن است نسبت به تعویض شرکت عرضه‌کننده گاز خود از پمکس به شرکتی دیگر تمایلی نداشته باشند. با وجود این، خریداران صنعتی نگران این هستند که افزایش سقف قیمتی می‌تواند موجب افزایش قیمت در بخش‌هایی از کشور شود که با محدودیت عرضه مواجه هستند.

نیرو

در حالی که سال ۲۰۱۶ با اصلاحاتی در نیروگاه‌های ملی مکزیک آغاز شد، بازار نیروی این کشور در سال ۲۰۱۷ به سیر تکاملی سریع خود برای رقابتی شدن بازار ادامه داد. در این بخش در سال ۲۰۱۶ شرکت خدمات نیروی دولتی کمیسین برق فدرال، به شش شرکت تولید نیروی مستقل تفکیک شد و خود به صورت جداگانه شرکت‌های انتقال نیرو، توزیع و بازاریابی ایجاد کرد. در ۱۸ ماه گذشته، شرکت مهندسی SENER گام‌های مهمی را در گذار به بازار نیروی رقابتی برداشت که تحت مدیریت مرکز ملی کنترل انرژی بود. بازارهای خدمات وابسته و عمده‌فروشی نیز سال گذشته راهاندازی شد. CENACE همچنین دو مناقصه بلندمدت را برای انرژی‌های تجدیدپذیر در سال ۲۰۱۶ برگزار کرد و به توسعه بیشتر مولفه‌های بازار در سال ۲۰۱۷ ادامه داد. نیروگاه‌های مستقل در حال حاضر می‌توانند برق را در شرایطی مشابه با شرکت‌های خدماتی دولتی در بازارهای عمده‌فروشی جدید به فروش برسانند. اصلاحات این بخش همچنین شامل تأسیس نخستین اپراتور سیستمی مستقل کشور می‌شود که می‌تواند تا زمانی که تقاضا برآورده شود به صورت اقتصادی نیروگاه‌ها را به اتمام برساند و قیمت لحظه‌ای برق را تعیین کند. ■

از مهم‌ترین تغییرات ایجادشده در قانون، اجازه‌دادن به سرمایه‌گذاران خصوصی داخلی و خارجی برای حضور فعال در بخش‌های نفت، گاز و نیرو و پایان دادن به انحصار ۷۶ ساله شرکت ملی نفت مکزیک (پمکس) بود که حق انحصاری اکتشاف، تولید، فرآیند، پالایش و تجاری‌سازی مواد هیدروکربنی را در اختیار داشت.

مکزیک از سطح ۱۱ هزار و ۵۰۰ جایگاهی کنونی به ۲۳ هزار جایگاه در سال ۲۰۲۲ برسد. در بخش میان‌دستی، پمکس مناقصه‌هایی را برای استفاده از ذخایر و خطوط لوله فرآورده‌های پالایشگاهی آغاز کرده که شرکت‌های خارجی نیز می‌توانند در آن رقابت کنند. با این حال، کشور به ظرفیت بیشتری برای برطرف کردن تقاضا نیاز دارد. این در حالی است که پروژه‌های ذخیره‌سازی، ترمینال‌های ریلی و خطوط انتقال سوخت جدیدی به ارزش چهار میلیارد دلار پیشنهاد شده‌اند.

گاز

تولید گاز طبیعی مکزیک با رسیدن به ۵/۱ میلیارد فوت مکعب در روز در سال ۲۰۱۰ به اوج خود رسید اما روند نزولی تولید باعث شد تا در سال جاری این کشور روزانه ۲/۲ میلیارد فوت مکعب گاز تولید کند و مجبور شود برای برطرف کردن تقاضا به واردات LNG و خطوط گاز آمریکا روی آورد. در بازار گاز طبیعی، تغییرات اخیر شامل جداسازی عرضه گاز و قراردادهای حمل‌ونقل در ژوئیه و حذف سقف قیمت گاز طبیعی بوده که موجب شده بازار آزاد، قیمت گاز طبیعی را در سراسر کشور تعیین کند. این آزادسازی قیمت‌ها به دنبال مناقصه‌های برخی از ظرفیت خطوط لوله گاز طبیعی در مکزیک و مرز این کشور با آمریکا انجام گرفت. انتظار می‌رود تخصیص قراردادهای گاز طبیعی پمکس در سه فاز و حداکثر در یک بازه زمانی چهارساله انجام گیرد. پمکس نزدیک ۷۰ درصد از کل حجم گاز طبیعی را به همراه فعالیت‌های بازاریابی کنونی خود را در اختیار شخص ثالث قرار خواهد داد. خریداران این انتخاب را خواهند داشت که به عنوان تأمین‌کننده گاز با پمکس همکاری کنند؛ موضوعی که منجر به مهاجرت آهسته‌تر آنها به بازارهایی می‌شود که دارای محدودیت‌های عرضه و ناطمینانی هستند. با توسعه بیشتر بازار گاز مکزیک در سال‌های آینده، انتظار می‌رود مراکز معاملاتی جدیدی با سیستم قیمت‌گذاری شفاف شکل بگیرند. به نظر می‌رسد برخی از مراکز مهم تجارت گاز در مناطق غربی و مرکزی شبه‌جزیره یوکاتان تشکیل شوند. با این حال، در بازار گاز مکزیک چالش‌های بسیار مهمی وجود دارد. نبود بازار ثانویه برای ظرفیت حمل‌ونقل مانع مهمی است که می‌تواند توسعه بازار گاز را متوقف کند. شواهد

فناوری و مشوق‌های اقتصادی برای نوآوری

شبکه‌های برق

مانند ذخیره‌سازی و پاسخگویی به نیازها، اندازه‌گیری‌های هوشمند، خودروهای برقی، مدیریت داده‌های مشتریان و ارتباطات مخابراتی است. در کنار این موارد، بسترهای عملیاتی مانند تولید و خرده‌فروشی زمینه‌هایی است که به طور شفاف در پارادایم فعلی نهی شده‌اند.

اساس سیستم توزیع

مسیرهای مختلفی برای تکامل نقش شرکت‌های شبکه برق وجود دارد. این مسئله به طور مشخص به شرکت‌های شبکه توزیع که آماده سرمایه‌گذاری هستند و گزینه‌های توسعه مختلفی را پیش روی خود می‌بینند، مربوط می‌شود. برای مثال، آنها می‌توانند به سمت به‌کارگیری راهکارهای هوشمند در جهت بهبود بهره‌وری بروند یا به سمت تغییرات اساسی و تبدیل شدن به تسهیل‌گری طرف بازار با ظرفیت اپراتوری در سیستم حرکت کنند.

در سال‌های اخیر، علاقه فزاینده‌ای به بستر سیستم توزیع یا DSP به عنوان الگوی غالب شبکه توزیع برق در آینده ایجاد شده است. هدف DSP تجمع منابع جدید و نوآورانه انرژی و رقابت‌پذیر کردن آنها با منابع سنتی انرژی در یک بازی برابر است. بر اساس این الگو، تأمین سیم برق مشتریان برای شرکت‌های توزیع کافی نیست؛ بلکه آنها باید به عنوان واسطه ارتباط مشارکت‌کنندگان، مراکز کاهش هزینه نقل و انتقال، و محل تبدیل داده به اطلاعات در راستای کمک به مشتریان و تأمین‌کنندگان جهت ارائه یا دریافت خدمات به بهترین و کارآمدترین روش ممکن عمل کنند. تغییر الگوی کسب‌وکار از اپراتور شبکه به تأمین‌کننده بستر ارتباطی جایگزین‌های بسیاری را برای پاسخ به نیاز ایجاد زیرساخت‌های فیزیکی شبکه ارائه می‌کند. شبکه به عنوان تأمین‌کننده بستر، فرصت‌های کسب‌وکار را در اختیار سایر بازیگران قرار می‌دهد تا بدون نیاز به تملک دارایی‌های گران‌قیمت، خدمات خود را ارائه کنند.

در مدل بستر، سود شرکت‌های شبکه از واسطه‌گری بین خرده‌فروشان و مصرف‌کنندگان به دست می‌آید؛

آکسفورد انرژی: در حالی که اقتصاد فناوری‌های سبز به دلیل سیاست‌گذاری‌ها و مشوق‌های بازار به شدت در حال توسعه است، نوآوری در شبکه‌های برقی به طور کاملاً مشهودی، حرکت کندتری دارد. این کندی موضوعی چالش‌برانگیز است؛ چرا که شبکه‌های برق، کلید انتقال انرژی به شمار می‌آیند. سرمایه‌گذاری جدی به همراه نوآوری در بخش شبکه از زنجیره تأمین برق، دو عامل مهم در افزایش استفاده از تجهیزات برقی در صنعت است. نوآوری شبکه برق تنها به بخش تکنولوژیک آن برنمی‌گردد؛ بلکه نوآوری در الگوهای تجاری و سازمانی را نیز شامل می‌شود. هم‌زمان با تغییرات در محیط‌های عملیاتی شبکه برق و بازتعریف نقش‌ها و الگوهای کسب‌وکار شرکت‌های ذی‌نفع، بسترهای عملیاتی جدیدی نیز در دسترس قرار می‌گیرند. در سطح شبکه‌های توزیع، جایی که بیشترین میزان تغییرات در حال رخ‌دادن است، بسترهای عملیاتی اصلی، به طور سنتی شامل سرمایه‌گذاری، عملیات شبکه به منظور حفظ امنیت سیستم و در نهایت مدیریت هدررفت است. این الگوی سنتی، شبکه‌های توزیع را به عنوان اپراتورهای شبکه توزیع یا به اختصار DNO می‌شناسد. با یکپارچه‌سازی منابع توزیع انرژی و نیاز به مدیریت فعال عملیات‌های شبکه، نقش شرکت‌های توزیع‌کننده از DNO به اپراتور سیستم توزیع یا به اختصار DSO تکامل پیدا کرد. تفاوت میان این دو در این است که DSO علاوه بر انجام وظایف DNO تعادل شبکه توزیع را برقرار می‌سازد تا تراکم لحظه‌ای را با استفاده از منابع با هماهنگی اپراتور سیستم انتقال یا TSO مدیریت کند. حرکت از DNO به سمت DSO نیازمند این است که شرکت‌های توزیع برق به محیط‌های عملیات ورود کنند که بر اساس وضعیت فعلی، فراتر از کسب‌وکار اصلی خودشان است. به عبارت دیگر، مشخص نیست که آیا این فعالیت‌ها در شرکت‌های توزیع شبکه، باعث به هم خوردن تعادل پارادایم فعلی آنهاست یا خیر. این فعالیت‌ها شامل خدمات منعطفی



معناست که بستر هانمی توانند از خارج محدوده تعیین شده مشتری جذب کنند.

در خصوص محصولات و خدمات قابل ارائه در بسترها، انعطاف زیادی وجود دارد. این محصولات می‌توانند از انرژی مرسوم فعلی تا محصولات مختص توزیع باشند. همچنین امکان ارائه خدمات ویژه مانند مدیریت ریسک و برنامه‌های نرم‌افزاری جهت تصمیم‌گیری برای مصرف انرژی به جای افراد وجود دارد. با این حال، چگونگی استفاده از این خدمات و اینکه آیا سوددهی آنها پاسخگوی هزینه‌های عملیاتی و تعمیر و نگهداری آنها خواهد بود یا خیر، ابهاماتی است که به بررسی بیشتر نیاز دارد. در نهایت، پرسش‌های حائز اهمیتی درباره نحوه تعامل بین الگوی بازار در سطح توزیع با سیستم برق‌رسانی فعلی در راستای جلوگیری از تعارضات عملیاتی مالی و فیزیکی نیازمند پاسخگویی است. در حال حاضر، تعدادی پروژه در دنیا وجود دارد که بازارهای بستر توزیع را با هدف درک بهتر از مفهوم بستر و پاسخگویی به پرسش‌هایی که گفته شد بررسی می‌کنند. یکی از این پروژه‌ها در نیویورک آمریکا در حال انجام است که در حال آزمایش DSP تحت شرایط تحول چشم‌انداز انرژی است. در نهایت، مفهوم TE در پروژه‌های پایلوت مختلف در دنیا در حال بررسی است. برای مثال، پروژه شهر سازگار با برق در هلند، سیستم شبکه هوشمند یکپارچه برق در شهر خرونینخن، ۲۵ خانه را به ژنراتورهای انرژی تجدیدپذیر، خودروهای برقی، تجهیزات هوشمند و... متصل می‌سازد. به طور خلاصه، این قدم‌های کوچک نوید تحولات بزرگی را در آینده سیستم توزیع برق داده و اهمیت نوآوری را نه تنها از بعد تکنولوژیک، بلکه از بعد الگوی کسب‌وکار یادآور می‌شود. ■

تغییر الگوی کسب‌وکار از اپراتور شبکه به تامین‌کننده بستر ارتباطی جایگزین‌های بسیاری را برای پاسخ به نیاز ایجاد زیرساخت‌های فیزیکی شبکه ارائه می‌کند. شبکه به عنوان تامین‌کننده بستر، فرصت‌های کسب‌وکار را در اختیار سایر بازیگران قرار می‌دهد تا بدون نیاز به تملک دارایی‌های گران‌قیمت، خدمات خود را ارائه کنند.

مشابه با آنچه شرکت‌های نرم‌افزاری مانند اوبر برای اتصال رانندگان و مسافران انجام می‌دهند، کارمزد هزینه‌های شبکه می‌تواند بر اساس اشتراک، نقل و انتقال، قیمت‌گذاری هزینه حاشیه‌ای یا قیمت‌گذاری پرمیوم باشد و می‌تواند به هر دو طرف تولیدکننده یا مصرف‌کننده تحمیل شود.

مفهوم Transactive Energy یا همان TE نیز شبکه را برای استفاده بهینه از اثرات این بستر ترغیب می‌کند. در مدل TE، مشابه با الگوهای مشارکت اقتصادی کسب‌وکار، شرکت‌های توزیع و انتقال به محصولات قابل اطمینان (مانند ولتاژ کمکی، برق اضطراری و خدمات کمکی) دسترسی دارند. واژه «Transactive» نشانگر این است که تصمیمات بر اساس ارزش گرفته می‌شوند. این مدل به نفوذ بالای فناوری‌های ارتباطی وابستگی دارد. تقاضا برای تبدلات در حال و آینده، مکان‌ها و برنامه‌های سرمایه‌گذاری منابع توزیع انرژی را تعیین می‌کند. اجرای مدل بستر در سایر کسب‌وکارها به مراتب آسان‌تر از شبکه برق است؛ چرا که بسیاری از کسب‌وکارهای اینترنتی نیازمند سرمایه‌گذاری بزرگ نیستند و از طریق سیستم قانونی در محیط فیزیکی یا مجازی محدود نمی‌شوند.

با نیم‌نگاهی به آینده، متوجه ابهامات زیاد در خصوص نقش، ساختار سازمانی و الگوی کسب‌وکار شرکت‌های شبکه برق می‌شویم. برای مثال، مشخص نیست که آیا باید اپراتوری شرکت‌های توزیع از طریق شرکت ثالث مستقلی انجام گیرد یا مالکان همانند گذشته باید نقش اپراتوری را نیز ایفا کنند. علاوه بر این، پیشنهادهایی برای تبدیل DSOها به سازمان‌های غیرانتفاعی وجود دارد که در تضاد با ساختار انتفاعی فعلی آنها است.

در خصوص الگوی درآمدی، به‌رغم انطباق بازارهای بستر با بسیاری از استراتژی‌های کسب درآمد مرسوم، هنوز مشخص نیست که کدام الگو بهترین کارایی را برای DSOها دارد. بسیاری از بازارهای موفق بستر، هزینه‌ها را بین هر دو طرف تقسیم می‌کنند؛ با این حال، به دلیل سهم بسیار اندک برق خانگی، تامین‌کنندگان برای جبران هزینه‌ها دچار مشکل می‌شوند. علاوه بر این، مدل بستر زمانی رشد می‌کند و سودده می‌شود که تعداد استفاده‌کنندگان نیز افزایش یابد. با این حال، شبکه‌ها بر اساس نوع خدمت قابل عرضه، محدود می‌شوند. این بدان



افت روزافزون قیمت انرژی بادی و خورشیدی برای تولید برق

تجدیدپذیر و ارزان

■ محسن شجاعی

است. در اینجا سه عامل کلیدی عبارتند از: فناوری، مقررات و قابلیت اجرا برای ساخت انبوه.

پس از فاجعه فوکوشیما ژاپن در سال ۲۰۱۱، انرژی هسته‌ای مشمول افزایش محدودیت استانداردهای ایمنی شد. طرح‌های رآکتورهای جدید پیچیده‌تر هستند و به نظر می‌رسد استانداردسازی به فراموشی سپرده شده است. فناوری هسته‌ای به دلیل اینکه شکل خطرناکی از تولید برق است باید به‌طور مداوم با روندهای ایمنی و رگولاتوری سازگار باشد. این باعث افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای می‌شود و بدان معناست که کاهش هزینه از طریق دیگر انجام می‌پذیرد.

نیروگاه‌های با سوخت زغال‌سنگ و به مقدار کمتر نیروگاه‌های با سوخت گاز دارای محدودیت‌های رگولاتوری ویژه هستند که این محدودیت‌ها برای کاهش آلودگی هوا و انتشار کربن دی‌اکسید طراحی شده است. نیروگاه‌های مدرن برق با سوخت زغال‌سنگ بسیار کارآمدتر از کارخانه‌های ساخته‌شده در ۲۰ سال گذشته هستند، اما هزینه ساخت آنها بالاست و استانداردهای انتشار آلاینده‌های بالایی دارد.

کاهش هزینه‌های انرژی خورشیدی

مسیر هزینه‌های آینده انرژی بادی روشن است. با وجود این انرژی خورشیدی آینده درخشان‌تری دارد و در هشت سال گذشته ۷۲ درصد هزینه‌های خود را کاهش داده است. پنل‌های خورشیدی برخلاف توربین بادی ویجت هستند. آنها بیشتر از اقتصادهای مقیاس ساخت انبوه سود می‌برند و به راحتی امکان حمل دارند، بنابراین می‌توانند در مراکز ساخت کم‌هزینه جهان تولید شوند. اینها همه ویژگی‌های مشترک با باتری‌های لیتیوم-یون است.

مطالعات هزینه هم‌تراز شده انرژی لازارد چه چیزی را نشان خواهد داد؟ انرژی خورشیدی از باد پیشی می‌گیرد و به ارزان‌ترین منبع تولید برق تبدیل می‌شود، انرژی‌های تجدیدپذیر و هسته‌ای بزرگ‌تر خواهند شد و آیا گاز و زغال‌سنگ با همین روند پیش می‌روند؟ ■

پلاتس: انرژی بادی و خورشیدی برای تولید برق ارزان‌تر از سوخت‌های فسیلی است. بر اساس مطالعه جدید بانک سرمایه‌گذاری لازارد، موقعیت مناسبی برای شتاب بیشتر گسترش منابع انرژی تجدیدپذیر برای پاسخ به افزایش تقاضای برق وجود دارد. مطالعه هزینه هم‌تراز شده انرژی از سوی لازارد نشان می‌دهد که در سال ۲۰۱۷ انرژی بادی با ۴۵ دلار در مگاوات‌ساعت ارزان‌ترین منبع برای تولید برق است؛ مبلغی حدود ۱۵ دلار ارزان‌تر از هزینه تولید در توربین‌های گازی با سیکل ترکیبی و کمتر از نصف هزینه تولید برق با سوخت زغال‌سنگ. هزینه انرژی خورشیدی در مقیاس بوتیلیتی کاهش یافته و به ۵۰ دلار در مگاوات‌ساعت رسیده است. این پژوهش نشان می‌دهد هزینه‌های تجدیدپذیرها کاهش پیدا کرده، اما با این حال خبر خوبی برای انرژی هسته‌ای وجود ندارد. طبق گزارش لازارد، هزینه‌های تولید برق با انرژی هسته‌ای ۲۰ درصد بالاتر از سطح سال ۲۰۰۹ و ۱۴۸ دلار در مگاوات‌ساعت است و این موجب شده که سه برابر گران‌تر از انرژی بادی باشد. مطالعات هزینه هم‌تراز شده قطعی و مستقیماً قابل مقایسه نیستند و بستگی به مفروضاتی دارد؛ مانند هزینه سرمایه و انتظارات قیمت‌های سوخت در آینده. هزینه تولید برق به ویژه در مورد تجدیدپذیرها تحت تاثیر مکان است. مثلاً کاهش هزینه‌های انرژی خورشیدی متاثر از مناقصه‌های اخیر در خاورمیانه و مناطق دیگر با تابش بالاست. رقم مناقصه‌ها برای فتوولتائیک خورشیدی در مقیاس بوتیلیتی در سال جاری ۳۰ دلار در مگاوات‌ساعت یا کمتر است اما این مناقصه‌ها هنوز در مناطق شمالی نمی‌توانند انجام شوند.

مقررات، کلید فناوری

آنچه توجه سیاست‌گذاران و توسعه‌دهندگان را جلب کرده عوامل اصلی این روندها و چشم‌انداز کاهش هزینه‌های آینده

کاهش تقاضای جهانی زغال سنگ برای دومین سال متوالی

رکود سیاه

تامین خواهد شد. بنگلادش، مصر و امارات متحده عربی نیز روندی صعودی در تقاضای زغال سنگ خواهند داشت. با این حال سهم این کشورها در مصرف جهانی زغال سنگ بسیار ناچیز خواهد بود به طوری که دو کشور بنگلادش و پاکستان در مجموع حدود پنج درصد از مصرف زغال سنگ هند را در سال ۲۰۲۲ خواهند داشت.

تنگنای بازار چین و برخی حوادث در سمت عرضه موجب افزایش قیمت زغال سنگ در سال ۲۰۱۷ شد. در سه ماه نخست سال ۲۰۱۷ قیمت زغال سنگ حرارتی به ۷۰ دلار به ازای هر تن سقوط کرد. از آن به بعد رشد تقاضای نیرو در چین و مسائل مربوط به عرضه این کالای اساسی از سوی برخی صادرکنندگان موجب شد قیمت هر تن زغال سنگ در سپتامبر ۲۰۱۷ از مرز ۹۵ دلار نیز عبور کند. با این حال تغییرات در چین و شرایط اقتصادی و سیاسی موجب ایجاد نوساناتی در بازارهای زغال سنگ شد و اختلال در عرضه این نوسانات را تشدید کرد. به نظر می‌رسد توجه ویژه اندونزی به بازار داخلی، محدودیت‌های افزایش تولید در چین و مسائل دیگر در کشورهای صادرکننده از یک‌سو و بلا تکلیفی‌های موجود در سطوح واردات کشورهای متقاضی زغال سنگ نظیر چین، هند، کره و ژاپن از سوی دیگر بر نوسانات قیمتی بیفزاید.

با وجود افزایش قیمت‌ها، سرمایه‌گذاری در معادن زغال سنگ کاهش یافته است. از سوی دیگر فرمان نخست‌وزیر چین برای «آبی کردن دوباره آسمان» موجب شده با وجود افزایش تولید برق از سوختن زغال سنگ، تقاضای چین برای زغال سنگ در سال ۲۰۱۶ کاهش پیدا کند. از سوی دیگر با وجود رشد سریع مقبولیت انرژی‌های تجدیدپذیر در هند، میزان مصرف زغال سنگ در این کشور همچنان رو به افزایش است. این در حالی است که صنعت زغال سنگ در آمریکا نیز سال درخشانی را در ۲۰۱۷ به ثبت رساند و اقدامات انجام‌شده از سوی دولت فدرال خوش‌بینی‌هایی را در این بخش ایجاد کرده است. ■

آژانس بین‌المللی انرژی: تقاضای جهانی زغال سنگ در سال ۲۰۱۶ برای دومین سال متوالی کاهش یافت و به رکورد سقوط دوساله اوایل دهه ۹۰ میلادی نزدیک شد. تقاضای جهانی زغال سنگ در سال ۲۰۱۶ با افتی ۱/۹ درصدی به ۵۳۵۷ میلیون تن رسید. این در حالی بود که کاهش قیمت گاز، بهبود بهره‌وری انرژی و اوج‌گیری انرژی‌های تجدیدپذیر دلایل کاهش شدید مصرف زغال سنگ بود. افت ۴/۲ درصدی تقاضای زغال سنگ از سال ۲۰۱۴ تقریباً برابر با نرخ کاهش تقاضایی بوده که از سال ۱۹۹۰ تا ۱۹۹۲ گریبانگیر این صنعت بوده است. در سال ۲۰۱۶، افزایش مصرف زغال سنگ در هند و دیگر کشورهای آسیایی نیز نتوانست افت شدید تقاضا در آمریکا، چین و بریتانیا را جبران کند.

پیش‌بینی می‌شود سهم زغال سنگ در مصرف جهانی انرژی از ۲۷ درصد در سال ۲۰۱۶ به ۲۶ درصد در سال ۲۰۲۲ کاهش پیدا کند که ناشی از رشد تقاضای ضعیف در مقایسه با سوخت‌های دیگر خواهد بود. تقاضای زغال سنگ تا سال ۲۰۲۲ در هند، جنوب شرق آسیا و چین رشد خواهد کرد. در نتیجه چنین روندی تقاضای جهانی زغال سنگ در سال ۲۰۲۲ به ۵۵۳۰ میلیون تن خواهد رسید که تنها اندکی بیشتر از سطح کنونی خواهد بود. با این حال تولید برق از زغال سنگ در بازه زمانی ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۲ سالانه ۱/۲ درصد رشد خواهد داشت. در اروپا نیز آینده زغال سنگ به شدت وابسته به لهستان و آلمان خواهد بود. دو کشوری که در مجموع بیش از نیمی از زغال سنگ مصرفی اتحادیه اروپا را به خود اختصاص داده‌اند. با توجه به ذخایر وسیع در میدان زغال سنگ تار و کمبود شدید انرژی، پاکستان شاهد رشد واردات و تولید داخلی زغال سنگ برای تامین برق در سال‌های آینده خواهد بود. پیش‌بینی می‌شود تقاضای زغال سنگ پاکستان در بازه زمانی ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۲ تقریباً چهار برابر شود؛ این در حالی است که نیمی از میزان مصرف زغال سنگ این کشور از طریق واردات





پرونده ویژه: رویای عراق



وزارت برق عراق قراردادی با شرکت زیمنس آلمان برای روزآمدی و نگهداری هفت واحد توربین گازی تولید برق امضا کرده است.

پروژه‌ها و ظرفیت‌های اکتشاف و تولید نفت عراق

پتانسیل‌های رشد

■ نسیم علایی

در روز پیش از آغاز درگیری‌ها خبر می‌دهد. صادرات این منطقه در ماه‌های اخیر به حدود ۲۷۵ هزار بشکه در روز کاهش یافته است.

پروژه‌های در دست اجرا

امسال میدان‌های اصلی عراق به فعالیت خود برای افزایش تولید ادامه می‌دهند. فاز سوم توسعه میدان نفتی حلقایا توسط پتروچاینا آغاز شده و پیش‌بینی می‌شود تولید از این میدان به ۴۰۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۸ برسد. انی نیز یک واحد تزریق آب ساخته است و قصد دارد برای افزایش تولید از میدان زبیر یک واحد تصفیه جدید بسازد.

با وجود اینکه شل اعلام کرده به دنبال خروج از میدان نفتی مجنون است، اما در اوایل سال ۲۰۱۷ هالیرتون را برای حفر ۳۰ حلقه چاه برای دست‌یافتن به تولید ۱۸۰ هزار بشکه در روز در فاز دوم توسعه این میدان به کار گرفت. با این حال، به دلیل توافق اوپک، سرنوشت پیشرفت این پروژه مشخص نیست.

لوک اوایل پس از مشخص شدن نتیجه لرنه‌نگاری سه‌بعدی در حال ارائه طرح توسعه میدان نفتی قرنه غربی است. بی‌بی در ژانویه ۲۰۱۷ تعمیر و نگهداری میدان رمیله را به پایان رساند و حالا آماده تولید روزانه ۱/۵ میلیون بشکه نفت از این میدان است.

ظرفیت‌های اکتشاف

از لحاظ موقعیت جغرافیایی میداین نفت و گاز عراق را می‌توان به مناطق زیر تقسیم کرد.

جنوب: بیشتر نفت تولیدی عراق از میدان‌های بزرگ این ناحیه یعنی رمیله، مجنون، زبیر، قرنه غربی، حلقایا و نهر عمران تولید می‌شود. بخش مهمی از برنامه افزایش تولید عراق قرار است در فازهای بعدی توسعه این میدان اتفاق افتد. قسمت جنوبی عراق به خوبی مورد بررسی قرار گرفته است، از این رو ظرفیت کمتری برای اکتشاف در این منطقه وجود دارد. دور پنجم مناقصه‌های عراق بر سر ۹ میدان نفتی در نقاط مرزی جنوب این کشور است.

بیزنس مانیستور اینترنشنال: عراق پس از عربستان، ونزوئلا، کانادا و ایران دارای پنجمین ذخایر اثبات‌شده بزرگ جهان است. این کشور در سال ۲۰۱۷ حجم ذخایر قابل استحصال خود را از ۱۴۳ میلیارد بشکه به ۱۵۳/۱ میلیارد بشکه افزایش داد. این در حالی است که بهبود تکنولوژی‌های برداشت از جمله تزریق آب دریا موجب افزایش حجم ذخایر قابل استحصال آن در آینده خواهد شد. بر اساس آمار منابع ثانویه اوپک، در سال ۲۰۱۷ عراق به طور متوسط ۴/۴۸ میلیون بشکه در روز نفت تولید کرده است. با این حال آمار مصرف داخلی و صادرات نفت نشان می‌دهد تولید نفت این کشور حدود ۴/۵۳ میلیون بشکه در روز بوده است. با فرض سرمایه‌گذاری‌های جدید، ظرفیت تولید عراق در سال ۲۰۱۸ به پنج میلیون بشکه در روز خواهد رسید، با این حال ریسک‌هایی رشد تولید این کشور را در آینده تهدید می‌کند.

ظرفیت‌های تولید و صادرات

به دنبال تمدید توافق اوپک تا پایان سال ۲۰۱۸، پیش‌بینی می‌شود تولید نفت عراق در این سال به طور متوسط حدود ۴/۵۸ میلیون بشکه در روز باشد. این در حالی است که بر اساس توافق اوپک این کشور باید تولیدات خود را در سطح ۴/۳۵۱ میلیون بشکه در روز نگه دارد. اما به دلیل بهبود تقاضا به خصوص در تابستان، پیش‌بینی می‌شود تولیدات این کشور تا حدودی افزایش پیدا کرده و متوسط پایبندی آن به توافق در سال ۲۰۱۸ ضعیف‌تر از سال گذشته خواهد بود.

در کنار رشد تولید، واردات گاز از ایران به کاهش مصرف داخلی این کشور منجر شده و به افزایش صادرات نفت عراق کمک خواهد کرد. صادرات نفت از بصره در سه‌ماه سوم ۳/۲۴ میلیون بشکه در روز بوده، اما به دنبال کاهش صادرات از شمال عراق، در دسامبر سال ۲۰۱۷ افزایش یافته به ۳/۵۳۵ میلیون بشکه در روز رسیده است. صادرات از کرکوک شفافیت کمتری دارد اما برآوردها از متوسط ۵۳۶ هزار بشکه



تق تق را از ۶۸۳ میلیون بشکه در اواخر سال ۲۰۱۵ به ۲۴۲ میلیون بشکه تقلیل یافت. سپس در پایان سال ۲۰۱۶ مجدداً این مقدار به ۱۶۱ میلیون بشکه تقلیل داد. در حال حاضر تولید در میدان تق تق کاهش یافته، اما پیش‌بینی می‌شود با افزایش تولید در میدان اترش و تاوکه جبران شود.

فرصت‌ها و تهدیدها

ضریب بازافت در میدان نفتی عراق همچنان بسیار پایین بوده و این ظرفیتی را برای جذب سرمایه برای فاز دوم توسعه این میدان ایجاد کرده است. ذخایر عظیم دست‌نخورده گاز در این کشور موجب شده که پتانسیل عظیمی برای ساخت نیروگاه‌ها و واحدهای پتروشیمی با خوراک گاز به وجود آید. گازهای همراه در میدان نفتی عراق می‌تواند موجب افزایش تنوع درآمدهای این کشور شود که ظرفیتی برای صادرات به ترکیه به شکل خط‌لوله یا تولید ال‌ان‌جی ایجاد کرده است. صادرات نفت عراق با ریسک دست‌وپنجه نرم می‌کند، آب و هوای بد می‌تواند صادرات از جنوب عراق یعنی از بندر بصره را مختل کند و همچنین خط‌لوله کرکوک-جیهان با خطر حملات تروریستی مواجه است. این موضوع در کنار برنامه‌های عراق برای افزایش تولید و صادرات، ظرفیتی را برای ایجاد زیرساخت‌های جدید صادراتی به وجود آورده است. با این حال قیمت پایین نفت موجب توان دولت مرکزی عراق را برای بازپرداخت به شرکت‌های نفتی کاهش می‌دهد. ریسک حملات سیزه‌جویان به زیرساخت‌های نفتی این کشور همچنان باقی است. سهمیه‌بندی اوپک نیز مانع افزایش تولید این کشور می‌شود. بازشدن مجدد پرونده اختلافات دولت مرکزی و دولت اقلیم کردستان بر سر سهم تولید نفت این منطقه در بودجه کشور تهدید دیگری است که صنعت نفت عراق را نشانه گرفته.

بی‌ام‌آی با وجود در نظر گرفتن ظرفیت‌های بالای صنعت نفت عراق، در خصوص رشد تولید این کشور در بلندمدت محتاط عمل می‌کند. چرا که بخش مهمی از افزایش تولید عراق بسته به فازهای بعدی توسعه میدان‌های اصلی این کشور است و فعالیت در پروژه‌های نفت عراق زمانی جذابیت می‌یابد که قیمت نفت افزایش یابد و از بودجه‌های سرمایه‌گذاری شرکت‌های بزرگ نفتی حمایت کند. انتظار می‌رود با افزایش قیمت نفت، شرکت‌های بزرگ نفتی به صنعت نفت عراق بازگردند. ■

غرب و مرکز: عراق مرکزی نیز دارای یک میدان نفتی بزرگ در شرق بغداد است. همچنین میدان کوچک‌تری در این منطقه کشف شده است. مانند جنوب عراق، منطقه مرکزی به خوبی مورد اکتشاف قرار گرفته و به احتمال زیاد محل بسیاری از پروژه‌های توسعه‌ای خواهد بود. لوک‌اویل در بلوک ۱۰ منطقه اریکو-۱ چاه اکتشافی حفر کرده اما تاکنون هیچ برآورد حجمی را منتشر نکرده است.

به دلیل مشکلات امنیتی، پروژه‌های غرب عراق شرایط بسیار بدی دارد. به نظر می‌رسد این منطقه گاز بیشتری نسبت به نفت داشته باشد که می‌تواند به اقتصاد عراق به خوبی کمک کند. اما تا زمانی که مشکلات و ناامنی در سوریه و غرب عراق کاملاً رفع نشود، بعید است که هیچ عملیات اکتشافی در این منطقه انجام شود و حل این مشکلات احتمالاً چندین سال زمان می‌برد.

کردستان: اقدام نیروهای امنیتی عراق در تملک دارایی‌های دولت کردستان که برای تامین مالی دولت این منطقه ضروری است، چشم‌انداز اکتشاف در منطقه کردستان را تحت تاثیر قرار می‌دهد. تولید نفت در منطقه کردستان عراق تنها ۳۰۰ هزار بشکه در روز است که به شکل قابل توجهی نسبت به قبل از درگیری‌های اخیر با دولت مرکزی کاهش نشان می‌دهد. این در حالی است که بر اساس قراردادهای مشارکت در تولید منعقدشده در منطقه کردستان، دولت باید به طور منظم مبلغی را به شرکت‌های خارجی برای تولید نفت بپردازد.

DNO برای حفر چاه‌های ارزیابی در پشکبیر-۳ و هاولر-۱ در اواخر سال ۲۰۱۷ برنامه‌ریزی کرده بود. وسترن زاگرس نیز قصد داشت در سال ۲۰۱۷ برای حفر چاه‌های توسعه‌ای جدید در کوردامیر اقدام کند. گنل انرژی نیز برای لرزننگاری سهبعدی روی میدان گازی میران‌بینا باوی در اواخر سال ۲۰۱۷ برنامه‌ریزی کرده بود. با این حال همه پروژه‌ها به دلیل مشکلات مالی دولت در خطر هستند. دومین نگرانی در خصوص میدان کردستان به لغو بسیاری از مجوزها در سال‌های اخیر بازمی‌گردد، چراکه ساختار زمین‌شناسی میدان در کمربند زاگرس پیچیده‌تر از آن است که گمان می‌شد. از اوایل سال ۲۰۱۵ شرکت‌های افرن، پتروسلتیک، هس، شورون، گنل و گلف کیستون از موقعیت‌های خود خارج شدند. گنل همچنین برآورد خود از تولید تجمیعی میدان

آیا عراق دوباره موفق به جلب شرکت‌های خارجی می‌شود؟

چالش قراردادها

خروج برخی شرکت‌های اکتشاف و تولید از پروژه‌های عراق منجر شده است. به طور مثال شرکت آمریکایی اکسیدنتال، ۲۳/۴۴ درصد از سهم خود را در میدان نفتی زبیر با ظرفیت تولید ۴۵۰ هزار بشکه در روز در نوامبر ۲۰۱۶ واگذار و سپتامبر گذشته نیز شل اعلام کرد با وزارت نفت عراق به توافق رسیده که از سهم ۴۵ درصدی خود در میدان نفتی مجنون خارج شود. علاوه بر این زمزمه‌هایی مبنی بر احتمال خروج این شرکت از سهم ۲۰ درصدی‌اش در قرنه غربی نیز شنیده می‌شود.

بازنگری در قراردادها

عدم اقبال شرکت‌های خارجی به سرمایه‌گذاری در عراق به دنبال افت قیمت‌ها از سال ۲۰۱۴ شرایط پیچیده‌تری به خود گرفت. از این رو دولت این کشور به صرافت تغییر در قراردادهای خدماتی خود افتاده است. عراق اعلام کرده این بار شرایط قراردادها از طریق مذاکره با طرف‌های خارجی تعیین می‌شود و از شرکت‌ها خواسته می‌شود الگوهای مالی پیشنهادی خود را ارائه دهند. بر اساس الگوی جدید قراردادی عراق مناقصه برای واگذاری پروژه‌ها در ۹ مرحله انجام می‌شود. با این حال نخستین تلاش عراق برای عقد قرارداد با شیوه مذاکره توفیق چندانی برای این کشور به همراه نداشته است. در سال ۲۰۱۶ عراق ۱۲ میدان کوچک و متوسط خود را به شرکت‌های نفتی معرفی کرد. از این ۱۲ میدان، چهار مورد در بصره، پنج میدان در میسان و سه میدان در نواحی مرکزی عراق قرار دارد. در ماه ژوئن وزارت نفت عراق مجدداً اعلام کرد می‌خواهد ۹ بلوک نفت و گاز را که غالباً در نقاط مرزی قرار دارند واگذار کند. نام سندیباد، هویره، شهایی، زرباطیه و نفت‌خانه که همگی جزو میادین مشترک با ایران محسوب می‌شوند، بین این بلوک‌ها دیده می‌شود. سه بلوک نیز در مرز مشترک با کویت و یکی هم در آب‌های خلیج فارس قرار دارد. بر اساس برنامه زمان‌بندی که در وب‌سایت وزارت نفت این کشور آمده است، مناقصه‌هایی برای واگذاری این

عراق به مدد قراردادهای خدماتی در گذشته توانست تعداد زیادی از شرکت‌های نفتی را به خود جلب کند و تولیداتش را در کمتر از پنج سال حدود دو میلیون بشکه در روز افزایش دهد. این کشور برای جذب این شرکت‌ها و انعقاد قرارداد با آنها طی سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۲ چهار دور مناقصه برگزار کرد که به انعقاد ۱۸ قرارداد از نوع خدماتی با شرکت‌های خارجی منتهی شد. عقد این قراردادها موجب شد که عراق در ابتدا رسیدن به تولید ۱۱/۲ میلیون بشکه در روز را هدف‌گذاری کند، اما بعداً این هدف را تعدیل کرد و به شش میلیون بشکه در روز تا سال ۲۰۲۰ کاهش داد. معاون نخست‌وزیر عراق در آن زمان اعلام کرد که با کاهش هدف تولید قصد دارند شروع افت تولید در میادین نفتی این کشور را تا سال ۲۰۳۵ به تعویق ببنداند. اما با کاهش تولید هدف، شرکت‌های نفتی خواهان تغییر در الگوهای مالی شدند، چرا که سود آنها از تولید به شدت کاهش یافته بود. علاوه بر این از سال ۲۰۱۴، به دنبال افت قیمت نفت دولت بارها و بارها در پرداخت دیون خود با مشکل مواجه شد. لذا از شرکت‌های نفتی خواست تا سرمایه‌گذاری در پروژه‌ها را به منظور کاهش دیون کاهش دهند؛ این موضوع نارضایتی شرکت‌های نفتی از فعالیت در پروژه‌های عراق را افزایش داد. بر اساس گزارش بیزینس مانی‌تور اینترنشنال سود پایین بهره‌برداری در قراردادهای نفتی عراق موجب کاهش انگیزه برای سرمایه‌گذاری در بالادست صنعت نفت این کشور شده و رقابت‌پذیری آنها را در منطقه کاهش داده است. حاشیه سود برای تولید هر بشکه نفت تنها ۱/۱۵ تا دو دلار بوده و از سویی آزادی عمل شرکت‌ها برای توسعه میادین بسیار محدود است. علاوه بر این ریسک‌های عدم ثبات سیاسی عراق و کل منطقه خاورمیانه و همچنین رواج فساد، منجر به افزایش ریسک سرمایه‌گذاری در این کشور شده است. ضعف در پروسه‌های بوروکراتیک و همچنین اخذ مجوز از ادارات در این کشور، موجب تأخیر در انجام پروژه‌ها می‌شود. این موارد در سال‌های اخیر به



بلوک‌ها در ماه ژوئیه برگزار خواهد شد. ۲۶ شرکت برای حضور در این دور از مناقصات ثبت‌نام کرده‌اند و این بار نام شرکت‌های بزرگی چون بی‌پی، توتال، اگزون موبیل و انی بین آنها دیده می‌شود. با وجود این باید دید تغییر در قراردادهای این بار می‌تواند شرکت‌ها را برای سرمایه‌گذاری در صنعت نفت این کشور مجاب کند یا خیر؟ ■

زمان‌بندی پنجمین دور از مناقصه‌های عراق - منبع: وزارت نفت عراق

مرحله	تاریخ	توضیحات
۱	۱۹ نوامبر ۲۰۱۷	پایان مهلت دریافت مدارک و اطلاعات اولیه شرکت‌های متقاضی
۲	۲۹ نوامبر ۲۰۱۷	معرفی شرکت‌های واجد شرایط و فروش اطلاعات میدان
۳	۱۴ دسامبر ۲۰۱۷	پایان مهلت ارسال الگوی مالی از طریق شرکت‌های واجد شرایط
۴	۲۵ ژانویه ۲۰۱۸	تشکیل جلسه برای بررسی الگوهای مالی شرکت‌ها و فرم عمومی قراردادها
۵	۲۸ فوریه ۲۰۱۸	مصدور پیش‌نویس اولیه قرارداد و پروتکل مناقصه اولیه و ارسال نظرات به شرکت‌ها
۶	۱۵ مارس ۲۰۱۸	پایان مهلت دریافت نظرات شرکت‌ها درباره پیش‌نویس اولیه قرارداد و پروتکل مناقصه اولیه
۷	۳۰ آوریل ۲۰۱۸	برگزاری کارگاه برای بحث درباره نظرات شرکت‌ها درباره پیش‌نویس اولیه قرارداد و پروتکل مناقصه اولیه
۸	۳۱ ژوئن ۲۰۱۸	مصدور الگوی قرارداد و پروتکل مناقصه نهایی
۹	۲۱ جولای ۲۰۱۸	انجام فرآیند مناقصه

چهار دور مناقصه برای واگذاری پروژه‌های نفتی و گازی عراق - منبع: بی‌زینس مانیتور اینترنشنال

مناقصه‌ها	تاریخ	نام میدان	نوع میدان	شرکت
دور اول	۲۰۰۹	رمیله	نفتی	بی‌پی
		قرنه غربی (۱)	نفتی	اگزون موبیل
		زبیر	نفتی	انی
دور دوم	۲۰۰۹	گروه میسان	نفتی	CNOOC
		قرنه غربی (۲)	نفت	لوک‌اویل
		مجنون	نفت	شل
		حلقایا	نفت	پتروچاینا
		قراق	نفت	پتروناس
		بحرا	نفت	گاز پروم نفت
دور سوم	۲۰۱۰	قیاره	نفت سنگین	سونانگل
		نجمه	نفت سنگین	سونانگل
		عکاظ	گاز	کوگاز
دور چهارم	۲۰۱۲	منصوریه	گاز	TPAO
		سیبا	گاز	کویت انرژی
		بلوک ۸	مستعد گاز	پاکستان پترولیوم
		بلوک ۹	مستعد نفت	کویت انرژی
		بلوک ۱۰	مستعد نفت	لوک‌اویل
		بلوک ۱۲	مستعد نفت	بشفت

رشد مصرف فرآورده‌های نفتی در عراق در نتیجه بهبود شرایط امنیتی

بیم و امید پالایش

■ محسن داووری

کم کرد. پس از تصرف مناطق شمال عراق توسط داعش، ظرفیت پالایش این کشور ۳۷۰ هزار بشکه در روز کاهش یافت. اینک با خروج داعش از خاک عراق، راه برای بازسازی تاسیسات آسیب‌دیده هموار شده است. در حال حاضر پالایشگاه غیاره با ظرفیت ۱۴ هزار بشکه در روز راه‌اندازی شده و بهره‌برداری مجدد از دو پالایشگاه حدیثه (با ظرفیت ۱۰ هزار بشکه در روز) و صینییه (با ظرفیت ۲۰ هزار بشکه در روز) آغاز شده است.

بر اساس اعلام مدیران وزارت نفت عراق، به زودی عملیات تعمیرات پالایشگاه ۱۰ هزاربشکه‌ای کسک در نزدیکی موصل انجام خواهد شد. همچنین دو واحد ۱۳ هزاربشکه‌ای به پالایشگاه کرکوک اضافه خواهد شد. بدین ترتیب مجموع ظرفیت این پالایشگاه از مرز ۵۶ هزار بشکه در روز فراتر خواهد رفت.

ساخت پالایشگاه‌های جدید

وزارت نفت عراق در سال‌های اخیر، مذاکرات گسترده‌ای برای ساخت پالایشگاه‌های جدید در این کشور انجام داده است. با اجرای این پروژه‌ها، مجموع ظرفیت پالایش نفت عراق با افزایش دوبرابری نسبت به عدد کنونی به یک میلیون بشکه در روز افزایش خواهد یافت. در شرایط کنونی به دلیل مصرف تولیدات پالایشگاه‌های جدید در داخل عراق و تعیین قیمت ارزان و یارانه‌ای برای سوخت، سرمایه‌گذاران بین‌المللی تمایل چندانی به مشارکت در این پروژه‌ها ندارند. چرا که امکان صادرات فرآورده‌ها به بازارهای جذاب خارجی وجود نخواهد داشت. با عدم تغییر در راهبردهای کنونی بغداد، ممکن است اجرای این طرح‌ها برای همیشه به فراموشی سپرده شود. تنها پروژه‌ای که در سال‌های اخیر از پیشرفت برخوردار بوده، پروژه پالایشگاه ۱۴۰ هزاربشکه‌ای کربلاست که اجرای این طرح مهندسی، خرید و ساخت شش

میس: با خروج جنگجویان داعش از عراق، وزارت نفت این کشور با هدف کاهش وابستگی به واردات فرآورده‌های نفتی، نوسازی پالایشگاه‌ها را در دستور کار قرار داده و بازسازی پالایشگاه‌های آسیب‌دیده در دوره جنگ با داعش را آغاز کرده است. شرکت پالایشگاه‌های شمال عراق، مناقصه‌ای را برای خرید تجهیزاتی شامل موتورهای الکتریکی، پمپ و کمپرسور برای نصب در عملیات نوسازی دو واحد پالایشگاه بیجی در استان شمال غربی صلاح‌الدین برگزار کرده است.

جبار العیسی، وزیر نفت عراق، در ماه سپتامبر گذشته اعلام کرد، شرکت پالایشگاه‌های شمال عراق، فعالیت شبانه‌روزی نوسازی واحد یک پالایشگاه صلاح‌الدین در استان بیجی و مجتمع‌های کوچک صینییه و کسک را آغاز کرده است. بیجی تا پیش از نبرد جنگجویان داعش و دولت مرکزی و آسیب‌دیدن آن در ژوئن ۲۰۱۴ بزرگ‌ترین پالایشگاه عراق با ظرفیت ۳۱۰ هزار بشکه بوده است. شرکت پالایشگاه‌های شمال عراق در حال نوسازی واحدهای یک و دو پالایشگاه صلاح‌الدین است که هر یک از آنها تا پیش از حملات داعش از ظرفیت پالایش ۷۰ هزار بشکه نفت خام برخوردار بوده‌اند. واحد سوم این پالایشگاه که بیجی شمال نام دارد، ظرفیتی معادل با ۱۲۰ هزار بشکه در روز دارد. وزارت نفت عراق در نظر دارد یک پالایشگاه جدید با ظرفیت ۲۰۰ هزار بشکه را در بیجی احداث کند. هر چند کمبود منابع مالی، یک مانع بزرگ محسوب می‌شود.

عسیم جهاد، سخنگوی وزارت نفت عراق، می‌گوید: با نوسازی این پالایشگاه می‌توان نیاز مناطق شمالی به فرآورده‌های نفتی را تامین و از مقدار واردات کنونی

عراق در سال ۲۰۲۰ به ۷۴۰ هزار بشکه در روز افزایش خواهد یافت. اما نسبت به دوره پیش از ظهور داعش، همچنان شاهد کاهش ۱۵۴ هزار بشکه‌ای (برابر با ۱۷ درصد) ظرفیت پالایش این کشور که ۸۹۴ هزار بشکه بوده، هستیم. در کشور عراق ۱۵ پالایشگاه بزرگ و کوچک وجود دارد. ظرفیت نصب‌شده این پالایشگاه‌ها ۷۰۱ هزار بشکه است.

مصرف سوخت‌های فسیلی

با بهبود شرایط امنیتی، مصرف فرآورده‌های نفتی در عراق افزایش یافته است. با تغییر سوخت نیروگاه‌ها از نفت سفید به گاز شاهد تعدیل این افزایش و افزایش صادرات نفت سفید هستیم. مقایسه مصرف فرآورده‌های نفتی در سال ۲۰۱۷ نسبت به سال پیش از آن رشدی ۱۰/۷ درصدی را نشان می‌دهد. در این دوره مصرف بنزین و گازوئیل نیز از رشد ۱۵ درصدی برخوردار بوده است.

چشم‌انداز آینده

صنعت پالایش عراق با معضل عدم حضور بخش خصوصی روبه‌رو است. در کنار پالایشگاه ۱۴۰ هزار بشکه‌ای کربلا و طرح توسعه ۷۰ هزار بشکه‌ای پالایشگاه بصره، سایر برنامه‌های اعلام‌شده در هاله‌ای از ابهام قرار دارند. در ماه‌های اخیر، شرکت پتروچاینا خواهان سرمایه‌گذاری در پالایشگاه برنامه‌ریزی‌شده ناصریه است.

انتظار می‌رود ساخت پالایشگاه ۳۰۰ هزار بشکه‌ای ناصریه در کنار توسعه میدان نفتی ناصریه انجام شود. در آگوست سال ۲۰۱۷ فرآورده‌های پالایشی تولیدشده برابر با ۵۳۴ هزار بشکه در روز بوده و این عدد نسبت به رقم مشابه در سال پیش از آن ۲۱ درصد رشد نشان می‌دهد. ■

صنعت پالایش عراق با معضل عدم حضور بخش خصوصی روبه‌رو است. در کنار پالایشگاه ۱۴۰ هزار بشکه‌ای کربلا و طرح توسعه ۷۰ هزار بشکه‌ای پالایشگاه بصره، سایر برنامه‌های اعلام‌شده در هاله‌ای از ابهام قرار دارند.

میلیارد دلاری در سال ۲۰۱۴ به کنسرسیومی به رهبری هیوندایی کره جنوبی سپرده شد. به دلیل تامین بودجه ساخت این پالایشگاه از منابع داخلی، اجرای آن در حال پیشرفت بوده است، اگرچه با تناوب و تاخیر. تاکنون دست کم یک‌بار به دلیل عدم پرداخت به موقع، اجرای پروژه متوقف شده است.

هنگامی که اجرای این پروژه در نزدیکی شهر کربلا آغاز شد، هدف‌گذاری تولید اولیه آن برای سال ۲۰۱۹ بود. بر اساس آخرین گزارش سالانه شرکت هیوندایی، پیشرفت این پروژه در پایان سال ۲۰۱۶، ۳۴ درصد بوده است.

با این درصد پیشرفت در سال ۲۰۲۲ شاهد تکمیل این پالایشگاه خواهیم بود. هر چند این پیش‌بینی نیز به دلیل تنگنای مالی بغداد بسیار خوش‌بینانه و دور از واقعیت است. بر اساس گزارش بلومبرگ، دولت عراق در نظر دارد تا دو میلیارد دلار وام نیز جهت تکمیل این طرح هزینه کند.

فعالیت‌های تعمیر و نوسازی

در سایه تنگنای مالی در پروژه کربلا، در آینده نزدیک شاهد اتمام آن نخواهیم بود. به هر ترتیب، مدیران صنعت نفت عراق تلاش می‌کنند فعالیت‌های تعمیر و نوسازی پالایشگاه کسک با ظرفیت ۱۰ هزار بشکه را در ماه‌های آینده و نوسازی دو واحد ۷۰ هزار بشکه‌ای پالایشگاه بیجی را در دو تا سه سال آینده اجرا کنند. از این‌رو در سال ۲۰۲۰ ظرفیت پالایش عملیاتی عراق از مرز ۷۴۰ هزار بشکه در روز فراتر خواهد رفت. در سال ۲۰۱۵ دولت عراق ساخت یک واحد پالایشی ۷۰ هزار بشکه‌ای جدید را در پالایشگاه ۲۱۰ هزار بشکه‌ای بصره واگذار کرد.

افزایش پرشتاب فرآورده‌های نفتی

آخرین اطلاعات در دسترس موسسه JODI نشان می‌دهد که در ۱۰ ماه نخست سال ۲۰۱۷ ظرفیت پالایشگاه‌های عراق ۵۲۰ هزار بشکه در روز بوده است. این عدد نسبت به دوره اشغال مناطق شمالی عراق از سوی داعش ۱۱۰ هزار بشکه در روز، معادل ۲۴ درصد، رشد داشته است. با اجرای پروژه‌های پالایشی در دست اجرا، مجموع ظرفیت طرح‌های پالایشی



نوسازی نیروگاه‌ها در دستور کار رهبران بغداد

برق پس از داعش

در استان بصره، نیروگاه ۶۱۷ مگاواتی کرکوک، نیروگاه ۴۵۰ مگاواتی مصیب در استان بابل و نیروگاه رشید در بغداد است. این قرارداد زمانی به امضا رسیده که عراق هفت نیروگاه گازی با مجموع ظرفیت ۱۰/۲۱ گیگاوات را در دست ساخت دارد. پیش‌بینی می‌شود چند طرح دیگر نوسازی نیز در نیروگاه‌های عراق اجرا شود. از مجموع واحدهای نیروگاهی عراق با ظرفیت ۲۶/۱۵ گیگاوات، تنها واحدهایی با ۱۶/۹۱ گیگاوات ظرفیت، عملیاتی هستند.

هفت واحدی که شرکت زمینس عملیات ارتقای آنها را انجام خواهد داد، هم‌اکنون از تولید روزانه ۶۰۰ مگاوات برخوردارند. بر اساس اعلام شرکت زمینس با انجام این عملیات، تولید برق این نیروگاه‌ها به یک گیگاوات افزایش یافته و مصرف سوخت آنها نیز ۱۰ درصد کاهش می‌یابد.

از میان طرح‌های بزرگ توربین گازی سیکل ترکیبی و گذارنده از طریق وزارت برق عراق در سال‌های گذشته، شرکت اردنی مس هلدینگ عملیات ساخت چهار واحد توربین گازی ۲۵۰ مگاواتی را آغاز کرده است. بر اساس طراحی کنونی، این واحدها روزانه ۲۰۰ میلیون فوت مکعب گاز مصرف می‌کنند. شرکت آمریکایی جنرال الکتریک در سال ۲۰۱۸ چهار واحد ۲۵۰ مگاواتی را به دولت عراق تحویل خواهد داد. با تکمیل بخش سیکل ترکیبی به ظرفیت تولید برق این نیروگاه، یک گیگاوات افزوده خواهد شد. بدین ترتیب بدون افزایش مصرف گاز، مجموع ظرفیت تولید برق این مجتمع به سه گیگاوات خواهد رسید.

شرکت جنرال الکتریک در حال نصب توربین‌های نیروگاه‌های کنونی است. در ژوئیه گذشته، این شرکت بهره‌برداری از دو توربین گازی ۱۸۰ مگاواتی را در نیروگاه منصوریه استان دیاله آغاز کرد.

همچنین شرکت جنرال الکتریک توربین‌های دو نیروگاه جدید سیکل ترکیبی ناصریه و سماوا را تأمین خواهد کرد. نصب و راهاندازی این واحدها در چند فاز انجام خواهد شد. در هر یک از این پروژه‌ها، چهار توربین گازی در سال ۲۰۱۸

میس: وزارت برق عراق قراردادی با شرکت زمینس آلمان برای ائتلاف و نگهداری هفت واحد توربین گازی تولید برق امضا کرده است. این نیروگاه‌ها دارای مجموع ظرفیت ۲/۶۲ گیگاوات بوده و بر اساس اعلام شرکت زمینس با اجرای ارتقا در این نیروگاه‌ها، شاهد رشد ۱۵ درصدی تولید برق، برابر با ۴۰۰ مگاوات خواهیم بود.

با وجود کمبود گاز طبیعی، سهم این سوخت در تولید برق عراق از ۴۷ درصد در سال ۲۰۱۴ به ۵۶ درصد در سال ۲۰۱۷ افزایش یافت. یکی از دلایل این افزایش گاز عرضه‌شده به نیروگاه‌ها، کاهش فلرینگ در میدین نفتی عراق بوده است. اگرچه عراقی‌ها بیش از ۶۰ درصد گاز خود را در سال ۲۰۱۶ در فلرها سوزانده‌اند، با افزایش تولید گاز به ویژه از سوی شرکت گاز بصره، شاهد کاهش حجم فلرینگ هستیم. حجم گاز تولیدی این شرکت در سال ۲۰۱۶ میلادی ۵۷۴ میلیون فوت مکعب در روز بوده و در سال ۲۰۱۷ میلادی، این عدد به ۷۲۳ میلیون فوت مکعب در روز افزایش یافته است. همچنین پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۱۸ این عدد از مرز یک میلیارد فوت مکعب در روز عبور کند.

در سپتامبر گذشته، حجم گاز مصرف‌شده به رکورد ۱/۲۹ میلیارد فوت مکعب در روز رسید. در همین حال، ایران عرضه گاز با خط لوله به عراق را آغاز کرده است. حجم اولیه گاز صادراتی ۲۴۵ میلیون فوت مکعب در روز بوده که در ماه مارس گذشته این صادرات به روزانه ۴۹۰ میلیون فوت مکعب افزایش یافت. پیش‌بینی می‌شود در تابستان سال ۲۰۱۸ این عدد به ۱/۲ میلیارد فوت مکعب در روز افزایش یابد. خط دوم صادرات گاز ایران به بصره نیز با ظرفیت انتقال روزانه ۱/۲ میلیارد فوت مکعب در حال ساخت است.

گاز طبیعی، سوخت جدید نیروگاه‌ها

چهار نیروگاهی که شرکت زمینس عملیات نوسازی آنها را انجام خواهد داد، شامل نیروگاه ۱/۴۶ گیگاواتی رمیله

نصب می‌شود.

بر اساس پیش‌بینی میس، با تکمیل ۱۶/۹۱ گیگاوات ظرفیت توربین‌های گازی سیکل ترکیبی جدید عراق، تقاضای گاز برای زمان‌های اوج تولید ۱/۴ میلیارد فوت مکعب افزوده می‌شود. افزایش تقاضای گاز طبیعی با اجرای طرح‌های روزآمدی و عملیاتی‌شدن واحدهای جدید تولید برق برابر با ۱/۴۸ میلیارد فوت مکعب در روز خواهد بود. این عدد تقریباً برابر با رکورد مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌های عراق در سپتامبر سال ۲۰۱۷ است. در شرایط کنونی یافتن منابع جدید عرضه گاز برای تامین رشد تقاضای پیش‌بینی شده یک ضرورت است.

نوسازی شبکه انتقال و توزیع

در کنار ساخت و روزآمدی طرح‌های تولید برق، عراق باید شبکه انتقال برق خود را روزآمد کند. در پاییز گذشته، وزارت برق عراق قراردادی ۴۰۰ میلیون دلاری با شرکت جنرال الکتریک آمریکا برای ساخت ۱۴ پست توزیع به صورت کلید در دست به همراه تامین تجهیزات دیگر نظیر ترانس و قطع‌کننده جریان برای نوسازی شبکه کنونی انتقال و توزیع برق امضا کرد. این پست‌های جدید در استان‌های نینوا، صلاح‌الدین، انبار، کربلا، بغداد، قادسیه و بصره نصب خواهند شد. چهار پست برق نیز برای اتصال نیروگاه سیکل ترکیبی بیسمایه به شبکه سراسری احداث خواهد شد.

وزارت برق عراق اعلام کرده در ابتدای سال ۲۰۱۷ در شبکه توزیع برق این کشور، ۳۷ پست ۴۰۰ کیلووات و ۴۰۳ پست ۱۳۲ کیلووات عملیاتی بوده است. تا سال ۲۰۲۰ و بر اساس پیش‌بینی وزارت برق این کشور، باید ۲۵ پست ۴۰۰ کیلووات و ۱۴۵ پست ۱۳۲ کیلووات جدید احداث شود.

مقدار پیک تولید برق عراق در سال ۲۰۱۶ میلادی ۱۴/۳۵ گیگاوات بوده است. وزارت برق عراق پیش‌بینی کرده در سال ۲۰۱۷ میلادی این عدد با رشد ۷/۷ درصدی به ۱۵/۴۵ گیگاوات افزایش یابد. ظرفیت نصب‌شده نیروگاه‌های تولید برق ۲۶/۱۵ گیگاوات است، اما تنها دوسوم این ظرفیت و برابر با ۱۶/۹۱ گیگاوات آن، عملیاتی است.

برنامه‌های آینده

هم‌اکنون ۶۰ درصد گازهای سرچاهی سوزانده می‌شود و می‌توان حجم زیادی از این گازها را در نیروگاه‌ها مصرف کرد. دولت عراق در سال‌های اخیر تمرکز زیادی بر سرمایه‌گذاری در بخش تولید نفت داشته و کاهش فلرینگ از اولویت چندانی برخوردار نبوده است. در سال ۲۰۱۷ میانگین گاز بازیافت‌شده از طریق شرکت گاز بصره به رهبری شرکت شل روزانه ۷۲۰ میلیون فوت مکعب بوده است. این عدد با برنامه‌ریزی اولیه دو میلیارد فوت مکعبی در هر روز فاصله چشمگیری دارد. عراق سال‌هاست که از سوخت‌های مایع به عنوان جایگزین گاز طبیعی بهره می‌برد. ■

در پاییز گذشته، وزارت برق عراق قراردادی ۴۰۰ میلیون دلاری با شرکت جنرال الکتریک آمریکا برای ساخت ۱۴ پست توزیع به صورت کلید در دست به همراه تامین تجهیزات دیگر نظیر ترانس و قطع‌کننده جریان برای نوسازی شبکه کنونی انتقال و توزیع برق امضا کرد.

پیک تولید برق عراق (مگاوات) - منبع: میس

نوع نیروگاه	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶	تخمین ۲۰۱۷
توربین بخار	۳۰۳۲	۴۵۴۱	۴۳۹۲	۴۴۰۰
توربین گاز	۵۸۲۷	۶۰۰۰	۷۳۲۷	۸۷۰۰
دیزل	۸۵۲	۵۲۸	۲۱۱	۱۵۰
برق آبی	۶۷۷	۳۸۰	۴۲۰	۲۰۰
واردات و شناور	۱۹۳۲	۱۹۵۱	۲۰۰۰	۲۰۰۰
کل بار پیک	۱۲۳۲۰	۱۳۴۰۰	۱۴۳۵۰	۱۵۴۵۰



بالادستی نفت



شرکت‌های بزرگ نفتی اروپا موفقیت‌های صنعت نفت دریای شمال را در کاهش هزینه‌ها از زمان سقوط قیمت نفت در ۲۰۱۴ ستوده‌اند.

آژانس بین‌المللی انرژی و اوپک درباره نفت چه می‌گویند؟

نقطه‌واگرایی

تبادل می‌رسد و این مبنای تصمیم اوپک برای تمدید توافق برای کاهش تولید تا پایان سال جاری بوده است.

اشکال محاسبات اوپک

اما محاسبات اوپک دارای اشکالات ساختاری است. در واقع بخش مهمی (نزدیک به ۸۰ میلیون بشکه) از کاهش فاصله ذخایر با متوسط پنج‌ساله آنها، به دلیل افزایش مقدار میانگین پنج‌ساله موجودی این انبارها رخ می‌دهد. به طور مثال اگر میزان موجودی انبارها در اکتبر را با متوسط پنج‌ساله حجم این ذخایر در حد فاصل ابتدای ۲۰۱۲ تا پایان ۲۰۱۶ مقایسه کنیم، با مازاد نزدیک به ۲۰۰ میلیون بشکه مواجه است. اما فقط کافی است که داده‌های سه ماه ابتدایی سال ۲۰۱۷ را نیز که در دسترس قرار دارند در محاسبات متوسط پنج‌ساله لحاظ کرده و نقطه شروع را نیز از سه ماه پایانی سال ۲۰۱۲ در نظر بگیریم، میزان متوسط پنج‌ساله موجودی ذخایر به ۲/۹ میلیارد بشکه در روز افزایش می‌یابد که با حجم ذخایر نفتی در اکتبر تنها ۱۰۰ میلیون بشکه فاصله دارد.

موجودی‌ها بدون تغییر می‌مانند

آژانس بین‌المللی انرژی چشم‌انداز به مراتب ضعیف‌تری را پیش روی بازار نفت ترسیم می‌کند. اول اینکه برآورد این سازمان از رشد تقاضا در سال ۲۰۱۸ حدود ۱/۳ میلیون بشکه در روز و ۲۰۰ هزار بشکه کمتر از برآورد اوپک است. آژانس بین‌المللی انرژی همچنین پیش‌بینی کرده که رشد تولید کشورهای غیرعضو اوپک ۶۰۰ هزار بشکه بیشتر از برآورد اوپک باشد و به حدود ۱/۶ میلیون بشکه در روز برسد. اختلافات در این اعداد بسیار بزرگ است و موجب می‌شود که برآورد آژانس بین‌المللی انرژی از تقاضا برای نفت اوپک در سال جاری میلادی تنها ۳۲/۵ میلیون بشکه در روز باشد. این رقم نه‌تنها ۷۰۰ هزار بشکه با برآورد اوپک تفاوت دارد، بلکه تنها ۲۲ هزار بشکه از میزان تولید این سازمان در نوامبر کمتر است. بنابراین اگر اوپک در سال ۲۰۱۸ تنها یک درصد به تولیداتش بیفزاید، بیش از آنچه بازار نفت نیاز دارد، تولید

پترولیوم اکونومیست: اوپک و آژانس بین‌المللی انرژی در آخرین گزارش خود که در دسامبر ۲۰۱۷ منتشر شد، تصاویر بسیار متفاوتی از بازار نفت در سال ۲۰۱۸ ترسیم کردند. از این رو احتمالاً یکی از این دو در سال جاری مدام به بازیابی برآوردهای خود خواهد پرداخت. سال‌هاست که برآورد دو سازمان با هم تفاوت‌هایی دارد، اما چشم‌انداز آنها از بازار نفت در سال ۲۰۱۸ دارای اختلافات اساسی است. به طوری که به یقین هر دو نمی‌توانند محقق شوند. به هر حال در ۱۲ ماه آینده مشخص می‌شود کدام سازمان در خصوص بازار نفت اشتباه کرده است.

امید اوپک به نفت ۲۰۱۸

آخرین گزارش اوپک، پر از اخبار خوب برای تولیدکنندگان این گروه بود. تقاضای نفت همچنان قوی باقی می‌ماند و ۱/۵ میلیون بشکه در روز خواهد بود. میزان تولید تولیدکنندگان خارج از اوپک نیز تنها یک میلیون بشکه در روز رشد خواهد کرد. بنابراین نتیجه این خواهد شد که تقاضا برای نفت اوپک در سال ۲۰۱۸ حدود ۳۰۰ هزار بشکه افزایش خواهد یافت و به ۳۲/۲ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. این در حالی است که تولید این سازمان در ماه نوامبر ۳۲/۵ میلیون بشکه در روز بوده و از پیش‌بینی تقاضا برای نفت اوپک در سال ۲۰۱۸ به شکل معناداری کمتر است. وجود این فاصله بخشی از برنامه اوپک برای متعادل کردن بازار است، در واقع با تمدید توافقی برای کاهش تولید در سال جاری، به راحتی مازاد نفت در ذخایر کشورهای OECD کاهش خواهد یافت و سمت عرضه و تقاضای بازار به تعادل خواهد رسید. بر اساس این گزارش موجودی ذخایر نفتی کشورهای OECD در اوایل سال ۲۰۱۷ حدود ۳۰۰ میلیون بشکه بیشتر از متوسط پنج‌ساله خود بوده، اما در اکتبر گذشته این مقدار به ۱۳۷ میلیون بشکه کاهش یافته است. در واقع توافقی اوپک به خوبی بر کاهش موجودی ذخایر تجاری اثرگذار بوده، اما همچنان فاصله زیادی با نقطه هدف دارد. از این رو این سازمان اذعان دارد که بازار نفت در «پایان» سال ۲۰۱۸ به

برای نفت اوپک را تشدید کند. از سوی دیگر اگر برآورد آژانس محقق شود و قیمت نفت با توجه به چشم‌انداز مازاد عرضه کاهش یابد یا تولیدات شیل به بازار هجوم بیاورند، آن دسته از کشورهای حاضر در توافق که چندان با تمدید توافق موافق نبودند، از جمله روسیه، دلیل دیگری برای پایان دادن به آن به دست می‌آورند؛ به طوری که ممکن است ماه ژوئن نقطه شروعی برای پایان دادن به توافق نفتی باشد.

به هر حال زمان نشان خواهد داد که کدام برآورد درست بوده است، اما در حال حاضر رشد حتی چند سنت قیمت نفت فرصت بیشتری را به تولیدکنندگان شیل برای پوشش ریسک^۱ نفت‌شان می‌دهد. به طوری که در حال حاضر بر اساس گزارش آژانس، تولیدکنندگان پرمیان ۷۲ درصد و باکن ۶۹ درصد از تولیدات خود را در سال ۲۰۱۸ فروخته‌اند.

پی‌نوشت:

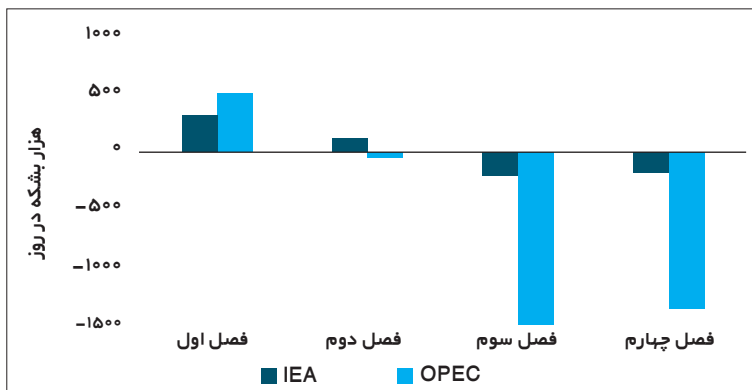
1- Hedging

آخرین گزارش اوپک، پراز اخبار خوب برای تولیدکنندگان این گروه بود. تقاضای نفت همچنان قوی باقی می‌ماند و ۱/۵ میلیون بشکه در روز خواهد بود. میزان تولید تولیدکنندگان خارج از اوپک نیز تنها یک میلیون بشکه در روز رشد خواهد کرد.

کرده است. در خصوص موجودی ذخایر تجاری نیز آژانس بر این باور است که امسال به میزان قابل توجهی بیشتر از متوسط پنج‌ساله باقی خواهد ماند و تغییر چندانی نخواهد داشت. به این معنا که موجودی این ذخایر در نیمه اول سال روزانه ۲۰۰ هزار بشکه افزایش می‌یابد و در نیمه دوم سال نیز افت موجودی‌ها به اندازه‌ای است که تنها رشد نیمه اول سال را جبران می‌کند. بنابراین مقدار آن در سال ۲۰۱۸ تغییر محسوسی نخواهد داشت. از این رو آژانس در این گزارش می‌گوید، با وجود افزایش قیمت‌ها در سه ماه پایانی سال ۲۰۱۷، به نظر می‌رسد اوپک چندان خوشحال نباشد، و ۲۰۱۸ سال چندان خوبی برای این سازمان نخواهد بود.

با این حال هر دو چشم‌انداز نیز می‌تواند اشتباه باشد، معمولاً اوپک و آژانس هر دو در طول سال پیش‌بینی خود را از رشد عرضه و تقاضای بازمینی می‌کنند. از سویی باید توجه داشت که هر دو پیش‌بینی بر این اساس استوار است که اوپک و روسیه مانند سال ۲۰۱۷ به توافق پایبند خواهند ماند، بنابراین در صورتی که این پیش‌فرض محقق نشود، همه برآوردها را تحت تاثیر قرار خواهد داد.

به طور مثال، اگر همان‌طور که اوپک انتظار دارد، در سال ۲۰۱۸ بازار به نفت اوپک نیازمند باشد، این بسیار غیرعادی است که تولیدکنندگان به تولید بیشتر نفت روی بیاورند و به تقاضای بازار پاسخ ندهند. به خصوص اگر افت تولید در ونزوئلا بیش از چیزی باشد که پیش‌بینی می‌شود و تقاضا



برآورد IEA و اوپک از تغییر در موجودی ذخایر نفت در سال ۲۰۱۸

روابط ریاض و روسیه از چارچوب نفتی خارج می‌شود؟

هدف مشترک نفتی

■ نسیم علایی

زمانی که در ماه اکتبر سلمان، پادشاه عربستان، با پوتین در مسکو دیدار کرد، ناظران اعلام کردند که دو تولیدکننده اول جهان در تلاش‌اند حداقل در کوتاهمدت بازار نفت را مدیریت کنند. پس از این دیدار، پوتین اعلام کرد که توافق روسیه و برخی کشورهای تولیدکننده نفت با اوپک مثال خوبی از همکاری است. او گفت: «برای دهه‌ها روابط دو کشور بسیار سطحی بود، اما حال این روابط تغییر ساختاری کرده است.»

شاید بدون حضور روسیه هیچ‌گونه توافقی بین اعضای اوپک شکل نمی‌گرفت، چرا که عربستان به شدت نگران از دست‌دادن سهم بازارش به کشورهای غیر عضو اوپک به خصوص روسیه بود. گذشت زمان نیز نشان داد که رابطه این دو برای بازار نفت کارساز بوده است؛ در اثر این توافق قیمت نفت به بیش از ۶۰ دلار رسیده و حتی گذشتن آن از مرز ۷۰ دلار بر بشکه نیز دور از دسترس به نظر نمی‌رسد. اما حال این سوال مطرح است که در این سطوح قیمتی آیا ممکن است روابط دو کشور همچنان قوی باقی بماند؟

نقطه واگرایی

به وضوح مشخص است که اقتصاد عربستان نسبت به اقتصاد روسیه به قیمت‌های بالاتری برای نفت نیاز دارد و این ممکن است نقطه پایانی بر روابط نفتی دو کشور بگذارد. پیش از نشست، اخباری مبنی بر عدم موافقت روسیه با تمدید توافق منتشر می‌شد، چرا که روسیه نمی‌خواست قیمت‌ها از سطوح آن زمان (۶۰ دلار بر بشکه) بیشتر شود تا فرصت بیشتری برای رشد تولید در اختیار تولیدکنندگان نفت شیل در آمریکا قرار نگیرد. از سویی قیمت ۶۰ تا ۶۵ دلار برای روسیه که بودجه خود را بر اساس نفت ۴۰ دلاری تنظیم کرده، کافی است. حتی اسمال با همین سطوح قیمتی ۱۳ میلیارد دلار درآمد بیشتری کسب خواهد کرد و در حالی که انتخابات ریاست‌جمهوری در آن برگزار می‌شود به سطح درآمدی مناسبی دست می‌یابد. از این رو به نظر می‌رسد نگرانی شرکت‌های تولیدکننده نفت روسی از نگرانی دولت

۳۰ نوامبر ۲۴ کشور عضو و غیر عضو اوپک برای تمدید توافق کاهش تولید تا پایان سال ۲۰۱۸ متحد شدند. آن طور که خالد الفالح، وزیر انرژی و معادن عربستان سعودی، توصیف کرده است، در این توافق روسیه و عربستان به عنوان بزرگان این توافق «شانه به شانه» هم ایستادند. اوپک می‌گوید می‌خواهد همکاری‌ای که بین این سازمان و روسیه ایجاد شده، دائمی باشد. اما این موضوع تا چه حد شدنی است و آیا روسیه به ادامه همکاری‌ها علاقه‌مند است؟

تلاش برای هدف مشترک

روابط مسکو و ریاض در سال‌های اخیر با سرعت بسیار زیادی توسعه یافته است. تنها دو سال پیش بود که روسیه عربستان را متهم به کاهش تعمدی قیمت نفت برای حمایت از اهداف سیاسی آمریکا کرد. روسیه همچنین مدعی شد که سعودی‌ها اسلامگرایان را برای انجام فعالیت‌های تروریستی در مسکو تامین مالی می‌کنند. اما چندی است ورق برگشته. وزیر انرژی روسیه، الکساندر نواک، در حال حاضر عربستان را «شریک استراتژیک» این کشور می‌نامد.

افت قیمت نفت، نقطه مشترکی برای آغاز روابط دو کشور شد. فشارهای اقتصادی به دنبال رسیدن قیمت‌ها به زیر ۳۰ دلار در سال ۲۰۱۶ موجب شد روسیه و عربستان با وجود اختلافات اساسی در خصوص برخی موضوعات سیاسی در سوریه و ایران، به یکدیگر نزدیک شوند. هر چند که عربستان برای توافقی نفتی اهداف قیمتی را دنبال نمی‌کند و به دنبال متعادل کردن عوامل بنیادی بازار است. زیرا عربستان پس از دهه‌ها حضور در بازار نفت به تجربه دریافته که اهداف قیمتی قابل دسترسی نیستند؛ چرا که قیمت‌ها مدام نوسان می‌کند و اوپک نمی‌تواند آن را به کنترل خود درآورد. عربستان هدف رساندن حجم موجودی ذخایر نفتی کشورهای OECD به متوسط پنج‌ساله را دنبال می‌کند و به نظر می‌رسد روسیه نیز با این هدف گذاری موافق است.

است که مذاکره درباره خروج از توافق زود است، اما در عین حال به دلیل فشار شرکت‌های نفتی روسی در خصوص پایان دادن به توافق ظرف سه تا شش ماه بعد از مارس ۲۰۱۸ نیز اظهاراتی داشته است.

هر چند در نهایت این بازار نفت است که تصمیم می‌گیرد آخر داستان توافق چگونگی به پایان برسد، اما همین اختلافات ظریف ممکن است گسترش یابد و توافق را به طور کامل از هم بپاشاند.

چشم‌انداز همکاری روس-سعودی

محمد بارکیندو، دبیر کل اوپک، اعلام کرده که اوپک امیدوار است یک چارچوب دائمی برای ارتباط این سازمان با روسیه و دیگر تولیدکنندگان خارج از اوپک ایجاد شود، به طوری که همکاری‌ها حتی پس از پایان توافق نیز ادامه یابد. بارکیندو می‌گوید هر چند توافق به خوبی بر پارامترهای بازار نفت اثر گذار بوده، اما با توجه به چشم‌انداز رقابت فزاینده، در این بازار کارهای بیشتری برای انجام وجود دارد و همکاری مستمر بین تولیدکنندگان نفت برای تداوم ثبات در بازار ضروری است. اما روسیه و عربستان اختلافات زیادی با هم دارند که ممکن است مانع تداوم همکاری‌ها شود. یک مانع اساسی برای گسترش روابط دو کشور، اتحاد تنگاتنگ ریاض و واشنگتن است. یک کارشناس روس در این خصوص به نشریه «نژری کامپس» می‌گوید: با وجود اینکه مسکو و ریاض روابط دوجانبه سودآوری دارند، اما این رابطه نمی‌تواند به راحتی به یک «اتحاد همه‌جانبه» منتهی شود. چرا که عربستان سعودی آزاد نیست و بیش از اندازه به آمریکایی‌ها وابسته است.

با این حال به نظر می‌رسد روسیه و عربستان، هر دو به مزایای تنوع بیشتر در شرکای سیاسی خود واقفند و حتی اگر اهداف اقتصادی دو کشور از هم دور شوند، سیاست می‌تواند اتحاد آنها را زنده نگه دارد. در واقع روسیه پس از تحریم‌های غرب، به دنبال سرمایه‌گذاری خاورمیانه در اقتصاد خود و یافتن مشتریانی برای سلاح‌هایش است. عربستان نیز به نوبه خود به رابطه با مسکو نیاز دارد، به خصوص اینکه روسیه می‌تواند نقش یک میانجی را در مشکلات این کشور با قطر و ایران، ایفا کند یا اینکه در جنگ یمن به عربستان کمک کند. با این حال همه اینها روابط جدید و تازه‌ای است و به راحتی می‌تواند مجدداً از هم بپاشد. ■

این کشور که تصمیم‌گیرنده نهایی است، بیشتر باشد. چرا که شرکت‌های نفتی روسیه از افزایش بیشتر قیمت نفت سود نمی‌کنند، در واقع سیستم مالیاتی روسیه به این شکل است که در زمان افزایش قیمت‌ها، مالیات‌ها نیز افزایش می‌یابد. از این رو شرکت‌های نفتی به افزایش ۹ ماهه زمان توافق اعتراض کردند و دولت را برای کاهش زمان توافق تحت فشار قرار دادند.

دلیل دیگر روسیه برای مخالفت با تمدید توافق این بود که «قیمت بالاتر نفت موجب می‌شود روبل بیش از اندازه قوی شود». البته به نظر می‌رسد این نگرانی تا حدودی اغراق‌آمیز باشد. چرا که به گفته مدیرعامل لوک‌ویل، در حال حاضر ارزش روبل آزاد و شناور است و از قیمت نفت خالی شده. تحلیلگران نیز می‌گویند افزایش‌های اخیر قیمت نفت موجب افزایش ارزش روبل نشده است. از سویی بانک مرکزی روسیه قصد دارد دلارهای نفتی را خریداری و از بازار خارج کند.

این شرایط در حالی است که عربستان همچنان به افزایش قیمت‌ها نیاز دارد. آن طور که آخرین بررسی‌های صندوق بین‌المللی پول نشان می‌دهد این کشور نیازمند قیمت بالای ۷۰ دلار نفت برای سر به سر کردن هزینه‌های خود است. از سوی دیگر عربستان امسال می‌خواهد پنج درصد سهام آرامکو را در بورس‌های بزرگ دنیا عرضه کند. IPO آرامکو در شرایطی که قیمت نفت در سطوح پایینی قرار دارد، به یقین به ضرر سعودی‌ها خواهد بود.

با وجود این تضادها در نشست ۳۰ نوامبر روسیه در کنار عربستان و دیگر تولیدکنندگان نفت تمدید توافق تا پایان سال را امضا کرد. اما اظهارات وزیر نفت کویت، در ماه گذشته نشان داد که اختلافات بر سر زمان پایان دادن به توافق همچنان پابرجاست و ممکن است در نشست بعدی اوپک در ماه ژوئن مجدداً بحث پایان دادن به توافق داغ شود. عصام المرزوق گفته است اگر بازار تا ماه ژوئن به توازن باز گردد، ممکن است توافق را پایان دهیم؛ چرا که روسیه برای پایان دادن هر چه زودتر به توافق اوپک، فشار می‌آورد. این در حالی است که عربستان به عنوان رهبر اوپک اعلام می‌کند هنوز زود است درباره یک استراتژی خروج صحبت شود و تلاش می‌کند کشورهای حاضر در توافق را تا حد اکثر زمان ممکن به این توافق پایبند نگه دارد. نواک نیز هر چند معتقد



چشم‌انداز ناهمگون صنعت نفت دریای شمال

دریای خاکستری

می‌کند، به فروش می‌رساند.

فروش دارایی‌ها اغلب نشان از سلامت سازمان دارد؛ چنان‌که شل در معامله فوق حداقل سه میلیارد دلار دریافت خواهد کرد. رویکرد دولت‌گرایانه نروژ در شرکت‌هایی مثل استات‌اویل، Petoro و شرکت خطوط لوله گاز Gassco در دنیا طرفداران زیادی ندارد. استات‌اویل که سهم ۳۶ درصدی از کل تولید نفت نروژ در سال گذشته را به خود اختصاص داده، در هشت بازه سه‌ماهه از دوازده بازه سه‌ماهه آغاز شده از نیمه سال ۲۰۱۴ زیان‌ده بوده که این امر سرمایه‌گذاران را به انتقاد از سطح بدهی‌های این شرکت واداشته است. شعار مسوولان انگلیسی «دارایی درست در دستان درست» است؛ به این معنی که با توجه به کاهش اندازه میدان، شرکت‌های کوچک‌تر و چابک‌تر ممکن است عملکرد بهتری در قیاس با شرکت‌های بزرگ با دغدغه‌های فراوان داشته باشند.

شرکت کوچک آلفا پترولیوم، غول بزرگ GE را برای سرمایه‌گذاری در پروژه ۵۵ میلیون‌بشکه‌ای پروژه نفتی Cheviot متقاعد کرده است. واگذاری‌های بی‌بی‌گاش شامل فروش دارایی‌ها به شرکت‌هایی است که بعداً بخشی از سهام آنها را در اختیار می‌گیرد، مانند شرکت انگلیسی مستقل Serica Energy. شکل‌گیری اتحاد Aker-BP در سال گذشته بر همین اساس بود که بی‌بی‌را از مسئولیت‌های مستقیمش در دارایی‌های سابق نروژی رها می‌کرد.

دولت انگلیس نیز اقداماتی را در راستای حمایت از این صنعت انجام داده است؛ مانند کاهش مالیات بالادستی در سال گذشته و اعلام حمایت پنج میلیون پوندی در سپتامبر گذشته از مطالعات لرزه‌نگاری به خصوص در مناطقی که کمتر در مورد آنها مطالعه صورت گرفته است.

در هر حال، همه این فعالیت‌ها نمی‌تواند مانع از آشکارشدن این حقیقت شود که منابع رو به کاهش هستند. به نظر می‌رسد تولید نفت انگلستان و نروژ تا پایان دهه در حدود فعلی، یعنی روزانه یک میلیون بشکه برای انگلستان

پلاتس: صنعت نفت ۵۰ ساله دریای شمال با بهره‌گیری از سقوط قیمت نفت، اکنون تعاریف درخشان‌ی را در صنعت به خود می‌بیند. با این حال، ظاهراً مسابقه یک صندلی و دو نفر در حال اجراست و اگر نروژ در وضعیت خوبی باشد، انگلستان در موقعیت شکننده‌ای قرار خواهد گرفت.

شرکت‌های بزرگ نفتی در اروپا همگی موفقیت‌های صنعت نفت دریای شمال را در کاهش هزینه‌ها از زمان سقوط قیمت نفت در ۲۰۱۴ ستوده‌اند. در ماه سپتامبر، مدیرعامل بی‌بی، باب دادلی، از دارایی‌های شرکتش در دریای شمال به عنوان «جواهرات سلطنتی» یاد کرد. در اکتبر، پاتریک پویانه، مدیرعامل توتال، دریای شمال را به عنوان «باغ محصول» شرکت توصیف و به نقش مهم آن به عنوان پایه آموزشی شرکت اشاره کرد. انجمن نفت و گاز انگلستان (با بیش از ۵۰۰ شرکت نفت و گاز فراساحل) در گزارشی از کاهش ۵۰ درصدی هزینه‌های عملیاتی در دریای شمال از سال ۲۰۱۴ و رسیدن آن به ۱۵/۳۰ دلار در هر بشکه در سال گذشته خبر می‌دهد که بخشی از آن مربوط به دستاوردهای بهره‌وری است.

ورای لفاظی‌ها، شرکت‌های بزرگ اروپایی به دنبال کانال‌هایی برای افزایش تولید هستند. در این راه، آنها از خلف‌های آمریکایی خود مانند اگزون‌موبیل و کونوکوفیلیس پیروی می‌کنند که صنعت نفت دریای شمال را در دهه‌های ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰ بنا نهاند؛ هرچند که امروز حضور حاشیه‌ای در آن دارند. شل در حال فروش آن بخش از دارایی‌های انگلیسی خود در دریای شمال است که سال گذشته سهم تولید ۱۱۵ هزار بشکه در روز را داشت. بی‌بی‌روندی تدریجی را دنبال می‌کند؛ تولید میعانات این شرکت از نروژ و انگلیس در سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۶ با کاهش ۳۰ درصدی به ۱۰۰ هزار بشکه در روز رسیده است. این شرکت همچنین سهم عملیاتی خود را از پایانه نفتی Sullom Voe در جزایر Shetland و خط لوله نفت خام Forties که دهه‌ها میدان نفتی را به ساحل اسکاتلند وصل

توانایی‌ها با غول مهندسی Aker و بازوی بالادستی آن تا حدودی متاثر از تمایل به دسترسی به این میادین است؛ همانند توتال که شرکت مرسک‌ویل را به عنوان سهامدار این میادین خریداری کرد. استات‌ویل نیز تلاش کرد ترس‌های خود را در خصوص بی‌ثباتی این پروژه با توجه به اندازه آن در وضعیت رو به افول فعلی صنعت کنار بگذارد؛ این شرکت هزینه‌های پیش‌بینی‌شده را در فاز اول توسعه برای تولید ۴۴۰ هزار بشکه در روز به میزان ۲۵ درصد کاهش داد و به ۱۱/۵ میلیارد دلار رساند. توسعه کامل برای عمر تولید ۵۰ساله نیازمند نقطه سربه‌سر ۲۵ دلار برای هر بشکه است. به‌رغم سلسله‌اکتشافات اخیر، توسعه میادین نفتی در دریای بارت به‌کندی پیش می‌رود. پروژه Johan Castberg با ۴۵۰ تا ۶۰۰ میلیون بشکه نفت تلاش کرده که از زمین برخیزد؛ چرا که کشور به دنبال کاهش هزینه‌ها و تردید در ساخت خط لوله و پایانه نفتی در ساحل دریای بارت است. با این حال، اکتشافات کوچکی مثل Kayak در ابتدای سال ۲۰۱۷، احتمال توسعه در دریای بارت را تقویت می‌کند و استات‌ویل امیدوار است این تصمیم مهم را تا پایان سال عملی کند.

برخلاف این سختی‌ها، چشم‌انداز صنعت نفت نروژ در میان‌مدت کاملاً امیدوارکننده است. فروش دارایی‌های نروژی شرکت Hess Corporations که تولید ۲۵ هزار بشکه‌ای روزانه را در نیمه اول سال ۲۰۱۷ داشت، روند خروج شرکت‌های آمریکایی را از منطقه تداوم بخشید و جایگاه شرکت نروژی Aker BP را با تولید ۱۵۰ هزار بشکه در روز از زمان امضای این قرارداد فروش مستحکم‌تر کرد. بر اساس گزارشی از مدیریت نفت نروژ، شش اکتشاف نفت و گاز در شش‌ماهه اول سال ۲۰۱۷ انجام شده است و شش پروژه توسعه‌ای مجوز فعالیت دریافت کرده‌اند. بر اساس این گزارش، بلوک نروژ بسیار فعال است. ■

شعار مسوولان انگلیسی «دارایی درست در دستان درست» است؛ به این معنی که با توجه به کاهش اندازه میادین، شرکت‌های کوچک‌تر و چابک‌تر ممکن است عملکرد بهتری در قیاس با شرکت‌های بزرگ با دغدغه‌های فراوان داشته باشند.

و کمی کمتر از دو میلیون بشکه برای نروژ باقی خواهد ماند. تولید هر دو کشور افزایش اندکی را در دو تا سه سال گذشته شاهد بوده است؛ ولی بعد از این دهه، چشم‌انداز مطمئنی به خصوص برای انگلستان نمی‌توان متصور شد. نهاد رگولاتوری نفت و گاز انگلستان اعلام کرده که در حال حاضر، ۳۵۰ میدان نفت و گاز با سه میلیارد بشکه از منابع در دریای شمال وجود دارد. با این حال، امیدواری اندکی از توسعه همه این منابع در وضعیت فعلی دیده می‌شود.

در کنار کاهش فعالیت حفاری، در سال گذشته فقط دو پروژه به ارزش مجموع کمتر از ۵۰۰ میلیون پوند تأیید شده‌اند که در قیاس با ۲۲ پروژه جدید در سال ۲۰۱۲ کاهش محسوسی را نشان می‌دهد. در نیمه اول سال ۲۰۱۷، فقط یک پروژه از پروژه‌های انگلستان موفق به اخذ تأییدیه آغاز شد که پروژه کوچک توسعه Uigard در مرز نروژ است. بر اساس گفته یکی از مسئولان اجرایی در دریای شمال به پلاس، در صورت عدم ورود منابع سرمایه‌گذاری جدید، تأثیر جدی‌ای را در سال‌های پس از ۲۰۲۰ شاهد خواهیم بود و از سال ۲۰۲۲، شرایط کاملاً بحرانی خواهد شد. در حالی که ورود شرکت‌های کوچک عمدتاً به فال نیک گرفته می‌شود، برخی از بازیگران فعلی نگرانی جدی‌ای از در اختیار قراردادن زیرساخت‌هایی مانند خطوط لوله و پایانه‌ها که شرکت‌های زیادی در حال حاضر به آنها وابسته‌اند، به این شرکت‌ها با قدرت مالی اندک دارند. اعلام بی‌بی‌مینی بر فروش بخشی از ۱۲ درصد سهمش و سهم اپراتوری در پایانه نفتی Sullom Voe به همراه خطوط لوله و سهام خود در میدان نفتی Magnus به شرکت مستقل Enquest تعجب همگان را برانگیخت. در نوامبر گذشته بود که این شرکت از سوی دوستان و خانواده مدیرعامل خود از ورشکستگی نجات پیدا کرد. در آگوست، این شرکت سهامداران خود را با پیش‌بینی کاهش در تولید ناامید کرد.

به سوی شمال

به وضوح، چشم‌انداز نروژ روشن‌تر به نظر می‌رسد. اکتشاف میادین Johan Sverdrup در ابتدای دهه جاری با منابعی بین ۱/۹ تا ۳ میلیارد بشکه تکان بزرگی به صنعت داد؛ چرا که این میادین در قلب صنعتی این منطقه قرار داشته و دسترسی خوبی به زنجیره تامین و پالایشگاه‌های منطقه‌ای دارند. تصمیم سال گذشته بی‌بی‌مینی



از کاهش هزینه‌ها تا ایجاد انعطاف در بالادستی نفت و گاز

تعدیل بی‌اثر

ماند که تقریباً نصف بالاترین قیمت نفت خام در سال ۲۰۱۴ بود. این سطوح قیمتی به تمامی شرکت‌های بالادستی نفت و گاز آسیب سنگینی وارد کرد. بسیاری از شرکت مدعی شدند ساختار هزینه‌ای آنها باید در نقطه‌ای بهبود پیدا کند که نفت ۵۰ دلاری برای آنها سودآور باشد. اما آیا چنین رویکردی واقعاً پایدار خواهد بود؟ پاسخ‌دادن به چنین پرسشی نیاز به فهم ماهیت کاهش هزینه‌های صنعتی دارد. بیشتر شرکت‌ها یکسری از اقدامات کاهش هزینه منتشر شده در کتاب‌های مرجع را اجرایی می‌کنند. نخست، کاهش هزینه‌های عملیاتی و مجبور کردن عرضه‌کنندگان به کم کردن هزینه‌های خود. دوم، کاهش تعداد کارکنان به خصوص در بخش‌های پشتیبانی به منظور کاهش پرداخت دستمزدها. سوم، به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری‌ها و پروژه‌های سرمایه‌گذاری بزرگ. تمامی این فعالیت‌ها منجر به صرفه‌جویی هزینه قابل توجهی می‌شود. برای مثال شرکت بی‌پی با چنین اقداماتی طی سال‌های ۲۰۱۴ تا ۲۰۱۶ هزینه‌های نقدی خود را نزدیک به یک‌سوم (سالانه تقریباً هفت میلیارد دلار) کاهش داد.

آمارها نشان می‌دهند شرکت‌های صنعتی در سراسر دنیا رویکردی تهاجمی و بی‌پروا اتخاذ کرده‌اند. هزینه‌های سرمایه‌گذاری ۳۰ شرکت بزرگ تولید و اکتشاف نفت در سال ۲۰۱۶ حدود ۶۰ درصد کمتر از سطوح اوج سال ۲۰۱۴ بوده است. میزان کاهش مشاغل نیز در سه سال اخیر قابل توجه بوده به طوری که بر اساس گزارش‌ها حدود ۴۴۰ هزار جایگاه شغلی در سطح جهان در تمامی بخش‌های صنعتی کنار گذاشته شدند. اما تلاش شرکت‌ها برای کاهش هزینه‌های عملیاتی مالی آنها تاثیر کوتاه‌مدتی داشته است. سه نشانه مهم نشان می‌دهد که این تلاش‌ها توانسته تغییری اساسی در صنایع بالادستی نفت و گاز ایجاد کند. نشانه اول ظهور مجدد افزایش هزینه پس از کاهش هزینه‌هاست. نشانه دوم عدم تغییر در رفتار شرکت‌ها به خصوص در سرعت تصمیم‌گیری و نوآوری است و نشانه سوم این که فرایندهای پیچیده تغییر خاصی نکرده‌اند. ■

گروه مشاوره بوستون: جای هیچ شک نیست که شرکت‌های بالادستی نفت و گاز در چند سال گذشته خود را نحیف و کم‌توان دیده‌اند. تولیدکنندگان در این مدت هزینه‌های خود را به شدت کاهش داده‌اند به طوری که کل هزینه‌های عملیاتی آنها دو تا سه دلار به ازای هر بشکه افت کرده است. شرکت‌های بزرگ جهانی با تعدیل ۲۰ تا ۳۰ درصدی نیروی کار و کاهش ۶۰ درصدی هزینه‌های سرمایه‌گذاری خود در مقایسه با سطوح اوج سال ۲۰۱۴ مواجه شده‌اند. اگرچه این تلاش‌ها به شرکت‌ها کمک کرد تا از شرایط قیمت‌های پایین نفت جان سالم به در ببرند اما بیشتر شرکت‌ها تغییری اساسی در نحوه کار خود ایجاد نکردند. آنها همچنان به فرآیندهای پیچیده و قدیمی و رفتارهای زیان‌بار خود ادامه می‌دهند. تعداد زیادی از شرکت‌ها نیز اشتیاق خود را برای کاهش هزینه‌ها از دست داده‌اند. بسیاری نیز همچنان امیدوارند قیمت نفت در آینده نزدیک بهبود ملموسی داشته باشد. با این حال همه پیش‌بینی می‌کنند با به اوج رسیدن احتمالی تقاضای نفت طی سال‌های ۲۰۲۵ و ۲۰۳۰، شرایط برای شرکت‌های بالادستی در میان‌مدت و بلندمدت وخیم شود. شرکت‌های بالادستی اگر می‌خواهند در این محیط نامطمئن زنده بمانند باید چیزی بیشتر از کنترل هزینه‌ها را در دستور کار خود قرار دهند. تجربه نشان می‌دهد که فاز بعدی گذار می‌تواند منجر به صرفه‌جویی دو تا شش دلاری هزینه تولید به ازای هر بشکه شود اما تقاضا را در رویکردی چندوجهی قرار خواهد داد. رویکردی که دربرگیرنده پورتفولیوی کسب‌وکار، عملیات، سازمان‌دهی، اثربخشی و کارایی و فرهنگ و در بسیاری از موارد شامل فناوری‌های دیجیتال و داده‌های بزرگ خواهد بود. تولیدکنندگانی که نمی‌خواهند حیاتشان به امید قیمت‌های بالای نفت وابسته باشد باید از همین حالا شروع کنند. تقریباً سه سال از زمانی که قیمت نفت برنت از کف ۵۰ دلاری خود عبور کرد می‌گذرد. از آن زمان، پس از سقوط قیمت به بشکه‌ای ۲۷ دلار در ژانویه ۲۰۱۶، بهای نفت مجدداً اوج گرفت ولی به طور کلی در محدوده ۴۵ تا ۵۵ دلاری باقی

سرعت احیاء خدمات میادین نفتی افزایش می‌یابد

دوران احیاء

پیش از آن است. این افزایش در مناطق جغرافیایی مختلف یکسان نبود. رشد سریع سرمایه‌گذاری در بخش خشکی آمریکا در نیمه اول سال ۲۰۱۷ ادامه یافت اما هم‌اکنون در حال کاهش است و بخش‌های فراساحلی و متعارف در حال بازیابی هستند. پروژه‌های کوچک‌تر نیازمند هزینه‌های کمتری هستند. آب‌های عمیق با ۱۹ پروژه در سال‌های ۲۰۱۶ و ۲۰۱۷ در مقایسه با ۲۲ پروژه در سال ۲۰۱۴، یک کاهش جزئی را تجربه کرد. آب‌های عمیق از سازماندهی مجدد سکویای قدیمی ناکارآمد، ساده‌سازی طراحی و مهندسی و توانایی ماندن در نرخ پایین دستگاه حفاری سود برده است که موجب می‌شود نقطه سربه‌سری به زیر ۵۰ دلار در هر بشکه برسد. همان‌طور که در فصل گذشته گزارش شده است، با وجود اینکه تعدادی از پروژه‌ها تصمیم سرمایه‌گذاری را دریافت کردند اما شرکت‌های بزرگ هنوز در حال کاهش یا ثابت نگه‌داشتن هزینه‌های خود در سال ۲۰۱۷ نسبت به سال ۲۰۱۶ هستند. تنها شرکت اگزون‌موبیل بودجه خود را افزایش داده و به ۲۲ میلیارد دلار رسانده است. این بودجه در سال گذشته ۱۹/۳ میلیارد دلار بوده است.

دستگاه‌های حفاری

تعداد دستگاه‌های حفاری در بخش خشکی آمریکای شمالی در فصل سوم افزایش یافته و بیشترین افزایش در کانادا بوده است. تعداد دستگاه‌های حفاری فعال در خارج از آمریکای شمالی کاهش یافته و فقط در اروپای غربی شاهد رشد کمی بودیم. بازار دستگاه‌های حفاری فراساحل در مقایسه با ماه ژوئن که ۲۲۱ دستگاه بود کاهش پیدا کرد و در ماه سپتامبر به ۲۰۹ دستگاه رسید. با این حال در چند هفته گذشته برخی پروژه‌های جدید شروع به صدور مجوز کرده‌اند و علائم بهبود در بازار دیده می‌شود. تعداد دستگاه‌های حفاری در فصل سوم در خاورمیانه و چین افزایش یافت و کاهش تعداد دستگاه‌های حفاری در آمریکا و آسیا-اقیانوسیه را جبران کرد. ■

مکینزی: درآمد فصل سوم ۲۰۱۷ خدمات میادین نفتی تا حدود یک‌پنجم نسبت به سال پیش از آن افزایش یافته است. محیط رقابتی در حال تغییر باعث شده که دسته‌بندی‌های خدمات میادین نفتی نیز تغییر کند و به دو بخش خدمات یکپارچه و خدمات تقسیم‌بندی شود. نخستین بخش از این تقسیم‌بندی شامل شرکت‌های هالپرینون، شلامبرژه و بیکرهوز است که توانایی ارائه پیشنهادهای یکپارچه را در میان خدمات میادین نفتی دارند. بخش خدمات نیز از شرکت‌هایی با مقیاس کوچک‌تر و اغلب با تمرکز بیشتر یا حضور محلی ایجاد شده‌اند. برای نخستین بار پس از شروع کاهش قیمت نفت، درآمد خدمات میادین نفتی در این فصل و برای امسال در همه بخش‌ها افزایش یافت. حاشیه سود نیز برای شرکت‌های خدماتی کوچک‌تر رشد کرد. سه شرکت خدمات یکپارچه با وجود رشد درآمد بالا، تغییر زیادی نداشتند زیرا اپراتورها خواستار افزایش بهره‌وری برای بهبود تولید و کاهش هزینه‌ها به منظور کسب درآمد بیشتر در شرایط افت قیمت نفت بودند. شلامبرژه در توسعه بیشتر استراتژی‌های خود گام‌هایی فراتر از خدمات میادین نفتی برمی‌دارد و به سمت مالکیت دارایی‌های بالادستی نفت و گاز حرکت می‌کند. استراتژی جدید شلامبرژه دسترسی به تمام قراردادهای پروژه‌هایی را که در آنها سهم دارد فراهم می‌کند و به عنوان یک الگوی بالقوه برای سایر شرکت‌های بزرگ خدمات میادین نفتی مطرح است که با وجود داشتن مهارت‌های زیاد در زمینه حفاری از فرصت‌های تجاری کمی در بعضی مناطق برخوردارند.

فعالیت بازار OFS

هزینه سرمایه‌ای اپراتورها در فصل سوم افزایش یافت و در بالاترین میزان خود از فصل اول ۲۰۱۶ قرار گرفت (به استثنای فصل چهارم ۲۰۱۶ که به دلایل فصلی بالاتر بود). هزینه سرمایه‌ای در این فصل ۵۴ میلیارد دلار بود که ۱۰ درصد بیشتر از فصل قبل و ۱۷ درصد بیشتر از سال



پایین دستی نفت



محدودیت‌های گوگرد جهانی برای سوخت نفتکش‌ها روزانه بیش از سه میلیون بشکه نفت کوره را تحت تأثیر قرار خواهد داد

آیا چین می‌تواند معادلات بازار نفت را به هم بریزد؟

عطش نفتی

دارایی خارجی طی دهه ۱۹۹۰ آغاز شد و با عرضه اولیه عمومی هر سه شرکت ملی نفت چین در سال ۲۰۰۰ پایان یافت. دوم، رشد ظرفیت پالایش داخلی حضور چین را در بازارهای بین‌المللی به عنوان یک خریدار بزرگ افزایش داد.

در پایان سال ۲۰۱۶، ظرفیت پالایش چین از ۷۳۰ میلیون تن در سال (حدود ۱۵ میلیون بشکه در روز) فراتر رفت که این ظرفیت نیازمند روزانه بیش از ۱۲ میلیون بشکه نفت خام است. با وجود این، ظرفیت‌های اضافی نیز در دست ساخت قرار دارد و انتظار می‌رود در چند سال آینده ظرفیت پالایش این کشور به ۱۸ میلیون بشکه در روز برسد. در آغاز دهه ۲۰۱۰ها سهمیه‌های واردات نفت خام را برای جبران کاهش تولید داخلی پذیرفتند.

در انتهای سال ۲۰۱۶، ۱۹ پالایشگاه مستقل در مجموع سهمیه‌ای در حدود ۱/۵ میلیون بشکه در روز داشتند. در نتیجه دهه ۲۰۱۰ها به موتور جدید رشد تقاضای نفت خام چین تبدیل شدند. با افزایش واردات میزان تولید فرآورده‌های پتروشیمی نیز افزایش پیدا کرد. اما سقوط قیمت نفت پس از بحران مالی آسیا در سال‌های ۱۹۹۷ و ۱۹۹۸ اشتیاق شرکت ملی نفت چین را به سرمایه‌گذاری خارجی کاهش داد. در همین بحبوحه، موضع دولت چین نیز تغییر کرد. در سال ۱۹۹۸، قیمت نفت برنت از بشکه‌ای ۱۶ دلار و ۵۹ سنت در ۲۹ ژانویه به ۹ دلار و ۷۵ سنت در ۲۱ دسامبر سقوط کرد.

با سقوط قیمت نفت به محدوده کمتر از ۱۰ دلار مقامات چین به این باور رسیدند که خرید نفت از بازارهای جهانی بسیار به‌صرفه‌تر از تولید آن در داخل کشور خواهد بود. این موضوع باعث شد ایده ذخایر استراتژیک نفت (که از اواسط دهه ۱۹۹۰ میلادی بحث آن شده بود)، در آستانه جنگ عراق (سال‌های

۲۰۱۱ تا امروز چین بزرگ‌ترین مصرف‌کننده و از سال ۲۰۱۵ بزرگ‌ترین واردکننده نفت جهان بوده است. از آن زمان به بعد این کشور نفوذ خود را در بازارهای جهانی نفت افزایش داده به طوری که تقاضای نفت در این کشور از سال ۱۹۹۰ تاکنون تقریباً پنج برابر شده و به ۱۲/۴ میلیون بشکه در روز رسیده است. رشد واردات نفت خام چین در سال ۲۰۱۷ دورقمی بوده است. در حالی که سایر کشورهای دنیا درگیر کاهش موجودی ذخایر نفت خود هستند، چین به افزایش ذخایر خود ادامه می‌دهد. در نتیجه چین امروز سکندار رشد تقاضای انرژی به حساب می‌آید. با توجه به مازاد عرضه‌ای که بازارهای جهانی را در اواخر سال ۲۰۱۵ به ورطه سقوط کشاند، تقاضای چین نقشی کلیدی در به تعادل رسیدن عرضه و تقاضای نفت جهان دارد. با این حال چین نسبت به افزایش وابستگی‌اش به واردات و آسیب‌پذیری بالقوه منابع عرضه نفت خود ابراز نگرانی کرده است.

عطش سیری‌ناپذیر چین به نفت از اصلاحات ساختاری صنعت نفت داخلی این کشور به خصوص ظهور رقابت در بخش پایین‌دستی چین از سوی پالایشگاه‌های مستقلی که به آنها «teapot» می‌گویند؛ سرشته می‌گیرد. چین به لطف توسعه منابع خود از دهه ۱۹۵۰ میلادی، اوایل دهه ۱۹۷۰ در تولید نفت خودکفا و در سال ۱۹۹۳ به یک صادرکننده تبدیل شد. از آن زمان به بعد شرایط تغییر کرد و دورقمی‌شدن رشد تقاضا باعث شد میزان تقاضا از تولید داخلی فراتر رود. در سال‌های گذشته، رشد تقاضای نفت چین به طور متوسط ۶/۱ درصد بوده، در حالی که میزان افزایش تولید نفت به طور میانگین تنها ۱/۴ درصد گزارش شده است. این موضوع به دو تحول اساسی انجامید: نخست، حرکت چین برای تضمین نفت در هر قیمتی با زیاده‌روی در تملک

ایجاد کرده است. در نتیجه تولید داخلی تنها یک سوم تقاضای نفت چین را پوشش می‌دهد. هر چند رشد مصرف کاهش یافته، اما در هفت ماه نخست سال ۲۰۱۷، رشدی ۲/۹ درصدی به ثبت رسیده است. میزان مصرف در سال‌های ۲۰۱۵ و ۲۰۱۶ به ترتیب ۶/۴ و ۲/۲۵ درصد رشد کرده بود. بدون در نظر گرفتن سطح ذخایر استراتژیک چین، این کشور همچنان به عنوان بزرگ‌ترین مصرف‌کننده نفت دنیا در ۱۰ سال آینده باقی خواهد ماند. گمانه‌زنی‌هایی در خصوص اینکه چین ممکن است پنج درصد از سهام آرامکو را بخرد، وجود دارد. خرید سهام شرکتی که بیشترین ذخایر کم‌هزینه دنیا را در اختیار دارد می‌تواند روش مناسبی برای رسیدن به این ذخایر باشد. با همه این اوصاف، چین به افزایش ظرفیت پالایش خود ادامه می‌دهد. در این میان، پالایشگاه‌های چینی نقش مهمی در برطرف کردن تقاضای روبه‌رشد سوخت‌های پاک‌تر آسیا خواهند داشت و می‌توانند در این مسیر با بزرگ‌ترین صادرکنندگان خاورمیانه، اروپا و هند رقابت کنند. ■

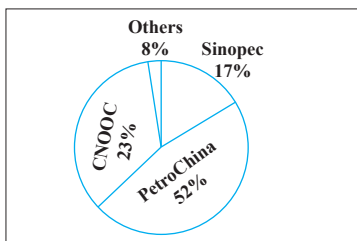
چین در نظر دارد ذخایر استراتژیک ملی خود را تا سال ۲۰۲۰ به ۷۲۰ میلیون بشکه که معادل ۹۰ روز واردات نفت این کشور است برساند. بر اساس برآورد ICIS تاکنون بیش از ۶۸۳ میلیون بشکه از ظرفیت این ذخایر تامین شده است.

۲۰۰۳ تا ۲۰۱۱) و افزایش نگرانی‌های چین در خصوص تامین یکنواخت نفت در دستور جلسه‌های سیاسی چین قرار بگیرد.

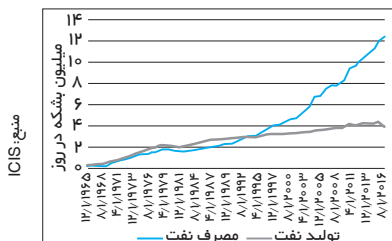
در سال ۲۰۰۴، سه شرکت ملی نفت چین به توافق رسیدند که به کمک نفت حاصل از دارایی‌های خارجی ذخایر استراتژیک ملی را پر کنند. چین در نظر دارد ذخایر استراتژیک ملی خود را تا سال ۲۰۲۰ به ۷۲۰ میلیون بشکه که معادل ۹۰ روز واردات نفت این کشور است برساند. بر اساس برآورد ICIS تاکنون بیش از ۶۸۳ میلیون بشکه از ظرفیت این ذخایر تامین شده است. عمده این ذخایر در مخازن سطحی واقع در مناطق ساحلی قرار دارند.

بر اساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، انتظار می‌رود چین در کنار هند بیشترین سهم را در رشد میزان مصرف نفت خام کشورهای غیر عضو OECD داشته باشند. به طوری که پیش‌بینی می‌شود مصرف روزانه نفت خام چین در سال ۲۰۱۸ حدود ۳۰۰ هزار بشکه افزایش پیدا کند. استفاده بیشتر از بنزین، سوخت جت و مایعات گازی هیدروکربنی موجب تقویت مصرف نفت چین و پیشی گرفتن این کشور از آمریکا می‌شود.

پس از اینکه میزان واردات چین برای مدتی به ۹/۲ میلیون بشکه در روز رسید، عطش واردات کاهش یافت و ۸/۲ میلیون بشکه در روز گزارش شد. کاهش تولید در میداین اصلی چین نظیر داکینگ و سنگلی در کنار قیمت‌های پایین نفت، انگیزه‌های بیشتری برای خرید نفت خام از بازارهای بین‌المللی



اصلی‌ترین تولیدکنندگان نفت چین در ۲۰۱۶



تقاضای نفت چین سریع‌تر از تولید رشد کرده است

شکل‌گیری مرکز قیمت‌گذاری فرآورده‌های نفتی در خاورمیانه

قطب‌فجیره

عربستان سعودی، کویت، ایران و امارات متحده عربی سرمایه‌گذاری‌های بزرگی را در بخش پایین‌دستی نفت انجام می‌دهند تا ارزش افزوده منابع خام طبیعی خود را افزایش دهند. در سال ۲۰۱۰ همه کشورهای اصلی تولیدکننده نفت در خاورمیانه به غیر از کویت واردکننده گازوئیل بوده‌اند. امروزه منطقه خاورمیانه به عنوان یکی از بزرگ‌ترین صادرکنندگان گازوئیل در دنیا شناخته می‌شود و هر کدام از کشورهای رقابت‌سختی را برای به دست آوردن بازارهای اروپایی و آفریقایی آغاز کرده‌اند. عربستان سعودی، کویت، امارات متحده و قطر محموله‌های گازوئیل و سوخت جت خود را به شمال غرب اروپا و کشورهای مدیترانه‌ای صادر می‌کنند که در این راه رقیب مستقیم شرکت‌های روسی و آمریکایی هستند.

در خصوص بنزین داستان کمی متفاوت است؛ تأکید روی فرآورده‌های میانی در کنار کیفیت خاص نفت خام این منطقه تولید بنزین را در مقایسه با گازوئیل دچار محدودیت‌هایی کرده است. این موضوع در کنار تقاضای فزاینده بنزین، این محصول را در توازن تقریبی عرضه و تقاضا در منطقه قرار داده است. تا سال ۲۰۲۰، عربستان سعودی، قطر و امارات به صادرکنندگان بزرگ این محصول تبدیل خواهند شد؛ ایران و کویت نیز در مقیاس کوچک‌تر صادرکننده این محصول خواهند بود. عراق تنها کشور نفتی خلیج فارس است که طبق پیش‌بینی‌ها تا سال ۲۰۳۰ همچنان واردکننده بزرگ بنزین باقی می‌ماند. در نفت کوره، روند دیگری را شاهد هستیم. این محصول در منطقه خاورمیانه به شدت تابع تغییرات فصلی است؛ به طوری که در فصل تابستان و به دلیل نیاز بالای نیروگاه‌های برقی، مصرف این فرآورده به شدت بالا می‌رود. طبق پیش‌بینی‌ها بیشتر کشورهای منطقه به واردکنندگان این فرآورده تبدیل خواهند شد. امارات متحده عربی که فجیره نیز در آن قرار دارد، بزرگ‌ترین واردکننده و ایران بزرگ‌ترین صادرکننده این محصول باقی خواهند ماند.

فرست‌هاو چالش‌ها

با در نظر گرفتن روندهای عرضه و تقاضا، طبق آنچه گفته

پلاتس: افزایش مصرف انرژی در کنار سرمایه‌گذاری‌های عظیم در زیرساخت‌های پالایشی و ذخیره نفت در دهه گذشته، خاورمیانه را به بازار پویای تجارت فرآورده‌های نفتی کرده تبدیل است. جذابیت این بازار در سال‌های اخیر به حدی رسیده که شرکت‌های دولتی نفت منطقه، تبدیل به تجار فعالی در عرصه این نوع فرآورده‌ها شده‌اند. افزایش ظرفیت پالایشی در سال‌های اخیر، خاورمیانه را به یکی از صادرکنندگان اصلی فرآورده‌هایی مانند گازوئیل و سوخت جت تبدیل کرده و ارتباطات تجاری معمول این منطقه را با آسیا و اروپا دگرگون ساخته است. قدرت رو به افزایش کشورهای منطقه در تجارت محصولات پالایشی توجه زیادی را به موضوع قیمت‌گذاری فرآورده‌ها جلب کرده است.

فرآورده‌های پالایشی نفت در خاورمیانه به طور تاریخی بر اساس ارزش نسبی محصولات نسبت به مرکز قیمت‌گذاری سنتی آسیا یا همان سنگاپور قیمت‌گذاری شده است. با این حال، تغییرات بنیادین در تعادل عرضه و تقاضا و نیز مولفه‌های فصلی می‌تواند تأثیر زیادی در قیمت‌های خاورمیانه داشته باشد. به طور مثال اختلاف قیمت تک محموله نفت کوره CST 180 در ماه می ۲۰۱۷ به ۱۷ دلار در تن متریک رسید که نسبت به زمستان (یعنی کمتر از ۱۰ دلار) تغییر عمده‌ای داشت. مسئله قیمت‌گذاری‌های مستقل محصولات پالایشی در خاورمیانه برای سالیان زیادی مدنظر صنعت بوده؛ ولی شکل‌گیری بازار دینامیک فعلی به همراه ایجاد زیرساخت‌های لازم، در حال فرم‌دهی به بستری مناسب برای انجام این کار است. چه مولفه‌هایی برای موفقیت این موضوع نیازمند است؟ آیا قیمت‌گذاری مستقل در بندر فجیره توسط پلاتس از سال ۲۰۱۶ مولفه‌های لازم را دارد؟

تغییر در تعادل عرضه و تقاضا

از سال ۲۰۰۵ تاکنون ظرفیت پالایشی نفت در خاورمیانه بیش از دو میلیون بشکه در روز افزایش داشته است که رشد ۲۰ درصدی را نشان می‌دهد. تا انتهای دهه جاری میلادی، این ظرفیت بیشتر نیز خواهد شد؛ چرا که کشورهای نفت‌خیز

در حال افزایش ۱۷/۳ میلیون بشکه‌ای ظرفیت ذخیره‌سازی خود است که تقریباً تمامی آن در خاورمیانه قرار دارد. از مجموعه فوق تعداد ۱۱ پروژه با مجموع ظرفیت ۱۳/۴ میلیون بشکه در بنادر فجیره و شارجه قرار دارند.

ارزیابی قیمت فرآورده‌ها در فجیره

از ۳ اکتبر ۲۰۱۶، پلاست قیمت‌های مستقلى را برای بنزین با اکتان ۹۵، گازوئیل با سولفورهای ۱۰ و ۵۰۰ ppm، سوخت جت و نفت کوره CST 380 با سولفور بالا برای آب‌های آزاد فجیره اعلام کرده است. پلاست از منابع اطلاعاتی متعددی برای قیمت‌گذاری روزانه محصولات در فجیره استفاده می‌کند. این منابع، معاملات و مناقصه‌ها در بازارهای جهانی، اطلاعات منتشرشده در فرایند MOC، تهاوت مشتقات در تجارت‌های بین‌المللی و قیمت در بازار غیررسمی است. مناقصه‌ها، پیشنهادهای و تراکنش‌های گزارش شده به MOC برای محصولات میانی پالایشگاهی در حال افزایش است که اطلاعات ارزشمند کلیدی برای این روند قیمت‌گذاری فراهم می‌کنند. از ابتدای قیمت‌گذاری محصولات در فجیره، قیمت‌های ارائه‌شده برای هر محصول به خوبی بیانگر دینامیک بازار آن محصول در منطقه و به نسبت آن در جهان است. این قیمت‌گذاری‌ها به دلیل استفاده از مولفه‌های فصلی بسیار پویاتر از نحوه قیمت‌گذاری نسبی محصولات نسبت به سنگاپور بوده است. مولفه‌های تاثیرگذار منطقه‌ای مانند افت‌وخیزهای ناگهانی و مقطعی عرضه و تقاضا در منطقه به خوبی در روند قیمت‌گذاری بررسی و اعمال می‌شوند. امروزه این قیمت‌گذاری مستقل در خاورمیانه علاوه بر انعکاس قیمت واقعی محصولات، اطلاعات ارزشمندی از بازار منطقه را نیز در اختیار مخاطبان جهانی قرار می‌دهد.

از زمان شروع قیمت‌گذاری از سوی پلاست، این موسسه سعی کرده تا مولفه‌های موثر در قیمت را به طور دقیق‌تری بررسی و بهبودهای لازم را به نحوه قیمت‌گذاری ارائه کند. ■

فجیره، امروزه ظرفیت ذخیره‌سازی بیش از ۵۰ میلیون بشکه فرآورده‌های نفتی را داراست. سایر بنادر نزدیک به آن یعنی جبل‌علی و شارجه در امارات نیز ظرفیت‌های بالایی در ذخیره‌سازی دارند.

شد، اهمیت موضوع قیمت‌گذاری دوچندان می‌شود. روش MOC پلاست که شفافیت بالایی را از نحوه قیمت‌گذاری محصولات در سنگاپور با به همان نسبت، قیمت محصولات خاورمیانه در اختیار مخاطبان قرار می‌دهد، می‌تواند روش مطمئنی برای قیمت‌گذاری مستقل محصولات در خاورمیانه باشد. با این حال، چالش‌هایی هستند که ایجاد این مرکز را با کندی مواجه کرده‌اند. یکی از اصلی‌ترین چالش‌ها در این راستا، ماهیت بازار خاورمیانه است. برخلاف سنگاپور، بازار خاورمیانه به لحاظ جغرافیایی از هم‌گسیخته است. سنگاپور به صورت هم‌زمان محل گسترده‌ای برای پالایش فرآورده‌ها و محل وسیعی برای ذخیره‌سازی محصولات است. در حالی که در خاورمیانه، این دو دارای کلیدی معمولاً از هم پراکنده‌اند. با توجه به این موضوعات، پلاست مرکز اصلی قیمت‌گذاری را بنادر فجیره امارات می‌داند.

چرافجیره؟

افزایش ظرفیت پالایشی در سالیان اخیر، تقاضای خاورمیانه را برای ایجاد زیرساخت‌های عظیم ذخیره‌سازی و ترکیب فرآورده‌ها بیشتر کرده است و به دلایل کلیدی، بیشتر این زیرساخت‌ها در فجیره و اطراف آن ایجاد شده‌اند. نخستین دلیل انتخاب فجیره نیز همین ظرفیت بالای ذخیره‌سازی محصولات در آن است. دلیل دوم نزدیکی و در عین حال بیرون‌بودن آن از تنگه هرمز است که گلوگاه جریان این محصولات به بیرون از خاورمیانه بوده و مستعد بسته‌شدن به دلیل هرگونه تعارض منطقه‌ای محتمل است. این مولفه اهمیت استراتژیک زیادی به این منطقه می‌دهد.

فجیره، امروزه ظرفیت ذخیره‌سازی بیش از ۵۰ میلیون بشکه فرآورده‌های نفتی را داراست. سایر بنادر نزدیک به آن یعنی جبل‌علی و شارجه در امارات نیز ظرفیت‌های بالایی در ذخیره‌سازی دارند. این سلسله بنادر می‌توانند به عنوان سیستم لجستیکی ارزشمندی به صورت یکپارچه فعالیت کنند. نزدیکی این بنادر به دوی به عنوان مرکز بزرگ تجارت نفت و گاز نیز می‌تواند یکی از عوامل مهم موفقیت آنها باشد. با این حال به دلیل گستردگی جغرافیایی و ظرفیت بالای پالایشی منطقه، فجیره و بنادر ذکرشده تنها مرکز ذخیره‌سازی محصولات نخواهند بود.

در کل، طبق گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، خاورمیانه

گاز شیل آمریکا چگونه بر پتروشیمی‌های اروپا اثر می‌گذارد؟

انقلاب جدید

از آمریکا هستند اعلام کرده‌اند که طرح‌هایی برای ساخت واحدهای PDH در شمال غرب اروپا در دست اقدام دارند. منبع تامین خوراک این واحدها هنوز مشخص نشده اما یک گزینه محتاطانه، واردات پروپان از آمریکا خواهد بود. با وجود این اروپا همچنان به کراکینگ نفتای سنگین ادامه می‌دهد. نفتا همچنان یک خوراک اصلی برای تولید محصولات پتروشیمی است و LPG در رتبه دوم قرار دارد، در حالی که اتان به‌رغم افزایش واردات از آمریکا همچنان سهم کوچک‌تری به خود اختصاص می‌دهد.

بهره‌وری در هزینه‌ها

در دسترس بودن اتان تولیدی آمریکا مانعی برای کسب درآمد تولیدکنندگان حاشیه‌ای که سایر خوراک‌های ارزان قیمت را مصرف می‌کنند نیست. علاوه بر این افزایش عرضه LPG گزینه دیگری را پیش‌روی تولیدکنندگان اروپایی قرار داده است. با این حال تصمیم‌گیری درباره انتخاب بهره‌ورترین راه برای انتخاب خوراک همچنان یک موضوع مهم باقی خواهد ماند. گزینه‌های اصلی برای شرکت‌های پتروشیمی در اروپا موارد زیر است:

- واردات اتان
- واردات LPG
- احداث یک واحد یکپارچه کراکینگ در آمریکا
- واردات اتیلن
- واردات پلیمر

واردات اتان تولیدی آمریکا از ترمینال سونوکو مارکوس هوک^۱ در پنسیلوانیا یا ترمینال اینترپرایز مورگان پورت^۲ در تگزاس یکی از مواردی است که نشان می‌دهد تولیدکنندگان اروپایی به سرمایه‌گذاری بر روی خوراک‌های ارزان در آمریکا علاقه‌مند هستند. پرسش اصلی اینجاست که این گزینه‌ها به لحاظ اقتصادی چگونه هستند؟

انتخاب خریدمندان

بررسی‌های کنونی نشان می‌دهد که ایجاد یک

پلاتس: انتظار می‌رود تولید اتان در آمریکا با یک رشد ۳۶ درصدی از ۱/۷۳ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۵ به ۲/۳۶ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰ برسد. اما تقاضا برای اتان در آمریکا از سوی پتروشیمی‌ها از یک میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۵ به ۱/۵۶ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰ خواهد رسید. این موضوع باعث ایجاد مازاد در سال‌های پیش‌رو خواهد شد. در نتیجه این مازاد تولید، اروپا به واردات روی خواهد آورد و از مزیت هزینه پایین‌تر گاز در برابر گزینه‌های داخلی مانند نفتا بهره خواهد برد. نگاهی به سال‌های ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۵ نشان می‌دهد تولیدکنندگان اروپایی محصولات پتروشیمی از این مزیت استفاده کرده و واردات اتان از آمریکا را آغاز کرده‌اند.

وفوراتان

در بازه زمانی ژانویه تا ژوئن ۲۰۱۷ آمریکا ۲/۷۸ میلیون بشکه اتان صادر کرده که نسبت به همین دوره در سال ۲۰۱۶ رشد ۸۳ درصدی را نشان می‌دهد. مقاصد عمده اتان صادراتی آمریکا اروپا بوده و مقادیر مازاد به کانادا، برزیل و هند صادر شده است. حجم اتان قابل دسترس برای صادرات و هزینه آن دو موضوع اصلی مورد سوال برای تولیدکنندگان پتروشیمی در اروپاست.

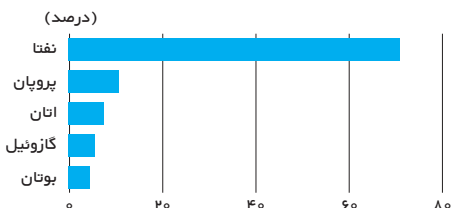
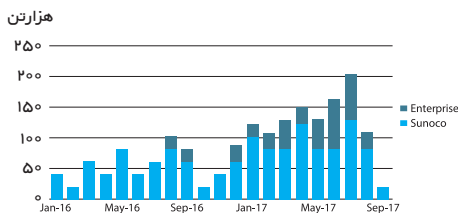
گزینه LPG

دسترسی به خوراک پتروشیمی در آمریکا محدود به اتان نیست. تولید و مازاد پروپان و بوتان همراه در نتیجه تولید گاز شیل افزایش یافته است. همزمان، صادرات LPG آمریکا نیز افزایش پیدا کرده و شاهد یک رشد نمایی در صادرات پروپان و بوتان هستیم. در حالی که آسیا یکی از مراکز حاشیه‌ای تقاضای LPG محسوب می‌شود، اروپا نیز به واردات LPG از آمریکا روی آورده است. به نظر می‌رسد اروپا اکنون آماده استفاده بیشتر از مزیت‌های LPG آمریکا، به خصوص به شکل پروپان برای واحدهای PDH است. شرکت‌های Ineos و Borealis که هر دو رهبر واردات اتان

کرده‌اند. بر اساس آمار انجمن شرکت‌های پتروشیمی و شیمیایی خلیج فارس، شرکت‌های مذکور در سال ۲۰۱۶، ۷۰۰ میلیون دلار برای تحقیق و توسعه هزینه کرده‌اند که رشد ۴۰ درصدی نسبت به سال ۲۰۱۵ را نشان می‌دهد. در همین حال، درآمد فروش شرکت‌های پتروشیمی در کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس به ۷۹/۷ میلیارد دلار در سال ۲۰۱۵ رسید که افت ۹ درصدی نسبت به سال ۲۰۱۴ را نشان می‌دهد. رقابت باعث ایجاد شفافیت بیشتر در شرکت‌های منطقه خاورمیانه شده است؛ شرکت‌هایی که سال‌ها با خوراک ارزان و حمایت‌های دولتی فعالیت می‌کردند. شرکت‌های پتروشیمی در منطقه خاورمیانه همچنین بر تحقیق روی پلیمرها متمرکز شده‌اند. زمان تحویل در فرآیند تولید یک گرید جدید پلیمری کمتر از زمان مورد نیاز برای توسعه یک محصول میان‌دستی یا آروماتیک است. در نتیجه شرکت‌های منطقه خاورمیانه قادر هستند تا چندین گرید جدید پلیمری را به بازار معرفی کنند. ■

پی‌نوشت‌ها:

- 1- Sunoco's Marcus Hook
- 2- Enterprise's Morgan's Point



واحد کراکینگ پلی‌اتیلن در آمریکا برای آن دسته از تولیدکنندگان اروپایی که به دنبال استفاده از خوراک‌های ارزان قیمت مبتنی بر شیل هستند، بهترین گزینه محسوب می‌شود. این گزینه نیازمند سرمایه‌گذاری سنگین است، زیرا هزینه ساخت یک واحد یکپارچه پلی‌اتیلن به شش میلیارد دلار می‌رسد. شرکت شل یکی از شرکت‌های اروپایی است که این گزینه را دنبال می‌کند و در حال ساخت یک واحد یکپارچه کراکینگ در مقیاس جهانی در پنسیلوانیای غربی با ظرفیت تولید ۱/۶ میلیون تن در سال است. گزینه دیگر واردات مستقیم اتیلن از آمریکا به اروپاست. این گزینه در حال حاضر به دلیل اینکه تنها یک ترمینال صادرات اتان در آمریکا وجود دارد، با محدودیت روبه‌روست. اما ساخت ترمینال‌های دیگر در حال بررسی است. انتظار می‌رود بازار اتیلن در اروپا طی دهه آینده به تعادل برسد. واردات بیشتر اتیلن از آمریکا نیازمند رشد ظرفیت‌های پایین‌دستی پلی‌اتیلن یا تثبیت ظرفیت واحدهای موجود است. پویایی‌های تغییرات نشان می‌دهد که خوراک‌های ارزان قیمت آمریکا تولیدکنندگان محصولات پتروشیمی در منطقه اروپا را وادار به نوآوری کرده است. صنایع شیمیایی در اروپا سعی دارند تولید

پروپیلن، بوتادین و محصولات پایین‌تری آنها را افزایش دهند. یکی از مقامات شرکت نفت و گاز مجارستانی به پلاتس گفته است که یکی از برنامه‌های اصلی این شرکت افزایش ظرفیت تولید پروپیلن در اروپاست. این شرکت در حال حاضر ۳۳۴ هزار تن در سال پروپیلن تولید می‌کند.

خاورمیانه بیدار می‌شود

همچنان که صنایع پتروشیمی مبتنی بر گاز شیل در آمریکا در حال رشد هستند، پتروشیمی در منطقه خاورمیانه نیز شاهد تغییرات چشمگیری است. شرکت‌های فعال در این منطقه مخارج تحقیق و توسعه را افزایش داده‌اند و تلاش‌هایی را برای ایجاد استقلال مالی آغاز



تحولات صادرات و واردات ال‌ان‌جی خاورمیانه

بازار نوظهور

بلندمدت را برجسته می‌کند. انتظار می‌رود طی سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۰ تولید گاز این کشور دو برابر شود. پیش‌بینی می‌شود مصر در نتیجه کاهش نرخ رشد تقاضا، با مازاد گاز روبه‌رو شود و در سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۱ واردات ال‌ان‌جی را به جز برای برخی نیازهای فصلی پایان دهد.

اردن رویکرد محافظه‌کارانه‌تری به کار گرفته اما ایده کوتاه‌مدت را در استراتژی خرید قرار داده است. بیشتر تقاضای گاز این کشور با قراردادهای دوساله و پنج‌ساله تامین و بقیه تقاضا نیز از طریق مناقصه‌هایی برای یک یا دو محموله ال‌ان‌جی برطرف می‌شود. مناقصه‌های بزرگ‌تر اردن به بخش‌های کوچک‌تر تقسیم شده است، اجازه می‌دهد مناقصه‌ها برندگان بیشتری داشته باشد و فرصت بیشتری را برای اتاق‌های بازرگانی کوچک‌تر فراهم می‌کند. تقاضای ال‌ان‌جی در اردن هم به وسیله عرضه از طریق خطوط لوله منطقه‌ای تهدید می‌شود. این کشور در حال مذاکره برای واردات گاز از رژیم صهیونیستی بوده و ممکن است از خط لوله گاز عربی نیز بهره‌مند شود. تقاضای کلی در منطقه، از سوی بحرین به عنوان واردکننده ال‌ان‌جی و با افزایش تقاضای کویت حمایت خواهد شد. انتظار می‌رود این دو کشور تا سال ۲۰۲۲ در مجموع ۱۰ میلیون تن در سال تقاضا داشته باشند و واردات ال‌ان‌جی کویت از رقم ۳/۶ میلیون تنی در سال ۲۰۱۶ بالاتر خواهد رفت. در حالی که استراتژی خرید این مشتریان روشن نیست، عرضه بین‌المللی در حال افزایش است و الگوهای خرید در حال تغییر هستند که این موارد احتمالاً موجب قدرت بیشتر آنها در هنگام مذاکره در مورد قراردادهای جدید می‌شود. در محموله‌هایی با منابع محلی، هزینه حمل‌ونقل شفاف است که این به نفع قطر خواهد بود. این موضوع امکان دارد تحت تاثیر تحریم تجاری علیه این کشور از سوی عربستان سعودی، مصر، امارات متحده عربی و بحرین قرار گیرد. گزینه قراردادن شخص ثالث بین خریدار و فروشنده در این سناریو، ممکن است به افزایش انگیزه برای تجارت ال‌ان‌جی در این منطقه بیفزاید.

پلاتس: افزایش سریع تقاضای گاز منطقه‌ای در خاورمیانه، منطقه را به یک بازار نوظهور ال‌ان‌جی تبدیل کرده اما اکنون با افزایش عرضه گاز طبیعی از طریق خطوط لوله منطقه‌ای این محصول مورد تهدید واقع شده است. پنج کشور مصر، رژیم صهیونیستی، اردن، کویت و امارات متحده عربی تا سال ۲۰۱۶ تنها واردکنندگان ال‌ان‌جی بودند. مصر و اردن پس از ورود به بازار در سال ۲۰۱۵، شکل‌های خرید سنتی را به چالش کشیدند. این یک شروع جدید برای خریداران در حال ظهور بوده و فرصت‌های جدیدی را برای تجارت‌کنندگان ال‌ان‌جی فراهم کرده است. مصر مفهوم قرارداد بلندمدت با یک عرضه‌کننده را به نفع مناقصه‌های کوتاه‌مدت کنار گذاشت، در حالی که اردن قراردادهای پنج‌ساله یا کمتر را با خرید گامبه‌گام تکمیل کرده است. در زمینه عرضه، رقابت افزایش می‌یابد و استراتژی‌های نوآورانه قرارداد فشار بر قطر را برای رهاکردن پارامترهای سابق فروش خود افزایش خواهد داد. قطر به عنوان بزرگ‌ترین تولیدکننده ال‌ان‌جی در دنیا به دنبال حفظ سهم خود در بازار جهانی از طریق افزایش ظرفیت است.

خرید به سبک مصر

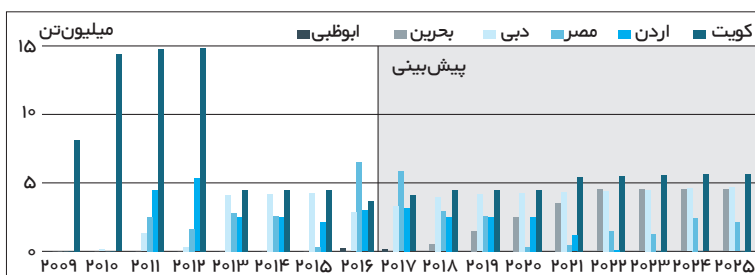
مصر به عنوان بزرگ‌ترین واردکننده ال‌ان‌جی در خاورمیانه، بهترین نمونه برای این است که چگونه الگوهای خرید در خاورمیانه تغییر کرده است. قاهره در آوریل ۲۰۱۵ به منظور برطرف کردن کمبود گاز خانگی وارد بازار ال‌ان‌جی شد و این کار را به شیوای غیرمعارف انجام داد. این کشور به جای انعقاد قراردادهای سنتی طولانی‌مدت ۲۰ تا ۲۵ ساله، به مناقصه‌های کوتاه‌مدت روی آورد. بیشتر مناقصه‌های عرضه مصر به شرکت‌هایی مانند Glencore، Trafigura و Vitol که از خودشان ظرفیت تولید ال‌ان‌جی نداشتند داده شد. این شرکت‌ها نیازمند بارگیری منابع از بازار هستند و در نتیجه تجارت تک‌محموله به‌طور قابل توجهی افزایش یافت. انعطاف‌پذیری مصر به دلیل قراردادهای آن، بالا بوده است. احیای بخش بالادستی مصر، مزایای اجتناب از تعهدات

قطر در بازار ال ان جی

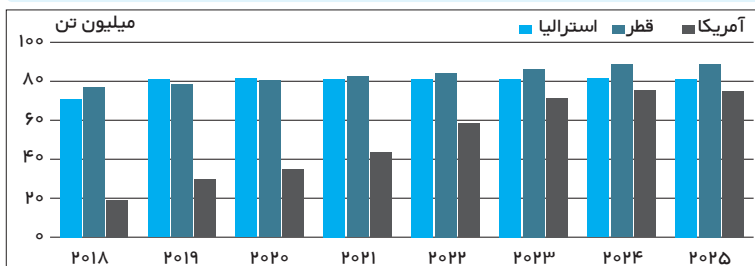
افزایش قدرت چانه‌زنی مشتریان، فشار بیشتر بر قیمت‌ها، افزایش شتاب تحول چشم‌انداز کسب‌وکار و انعطاف بیشتر بازار خواهد شد. قطر در مواجهه با رشد محدود و انقباضی قراردادهای شمال شرق آسیا، همکاری خود را با اتاق‌های بازرگانی و خریداران عمده افزایش داده و اخیراً روش مستقیم‌تری را برای بازاریابی ال ان جی خود در بازارهای نوظهور در سراسر خاورمیانه، آسیای جنوبی و آسیای جنوب شرقی به کار گرفته است. شرکت Nakilat که شرکت دولتی حمل‌ونقل قطر است در جولای ۲۰۱۷ قراردادی را با شرکت نیروی Hoegh LNG امضا کرد تا تقاضای جدیدی برای فروش ال ان جی خود در بازارهای نوظهور از طریق ترمینال‌های واردات شناور ایجاد کند. استراتژی بازاریابی بلندمدت قطر نیز تحت تأثیر قرار گرفته است. RasGas فرمول قیمت‌گذاری قرارداد بزرگ خود با پترونات را به نفع خریدار هندی بازنگری کرده است. دولت هند به طور فعال، واردکنندگان داخلی خود را به شرایط قراردادی بهتر تشویق می‌کند. ■

قطر در مواجهه با رقابت رو به رشد از مجموعه‌ای متنوع‌تر از تامین‌کنندگان ال ان جی، قیمت‌های پایین‌تر و بازارهای کمتر تضمین‌شده، تصمیم گرفته با افزایش حجم فروش خود درصدد جبران برآید. دوحه در آوریل ۲۰۱۷ ممنوعیت خود را برای توسعه بیشتر میدان گنبد شمالی لغو کرد. این کشور قصد دارد بخش جنوبی این میدان را طی یک دوره پنج تا هفت سال توسعه دهد و انتظار می‌رود این پروژه ظرفیت تولید این میدان را چهار میلیارد فوت مکعب در روز، معادل ۲۰ درصد تولید فعلی، افزایش دهد. بیشتر این گاز به سمت تولید ال ان جی هدایت می‌شود و ظرفیت صادرات این کشور از ۷۷ میلیون تن در سال به ۱۰۰ میلیون تن در سال افزایش می‌یابد. قطر یکی از کشورهایی است که به دلایل هزینه پایین تولید ال ان جی، برای گرفتن سهم بازار در موقعیت خوبی قرار دارد.

تصمیم به افزایش حجم فروش به احتمال زیاد طول دوره مازاد عرضه ال ان جی را افزایش می‌دهد که موجب



واردات ال ان جی خاورمیانه - منبع: پلاتس



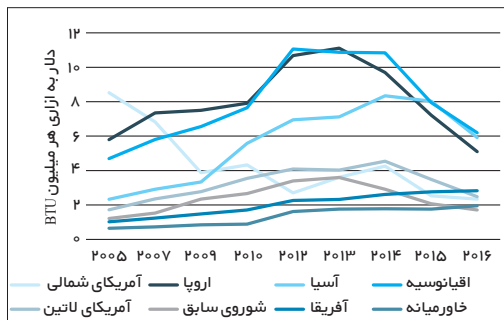
پیش‌بینی صادرات ال ان جی - منبع: پلاتس

چالش‌های آینده گاز طبیعی چیست؟

اشتعال گران

همچنین کشورهایی که مشتریان نیازمند تامین برق در ۲۴ ساعت روز و هفت روز هفته خواهند بود. در دنیای قیمت‌های پایین ۲۰۱۷، مهم‌ترین بحث در جوامع گاز این است که چه زمانی عرضه مازاد ال‌ان‌جی از بین خواهد رفت. زمانی که این اتفاق بیفتد (بسیاری معتقدند تعادل عرضه و تقاضا در اوایل یا اواسط دهه ۲۰۲۰ میلادی رخ خواهد داد)، قیمت‌ها به سطوحی نزدیک به سطوح سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۴ افزایش خواهد یافت و پروژه‌هایی که از اواسط دهه ۲۰۱۰ میلادی به جریان افتاده‌اند، مجدداً سودآور خواهند شد. در نتیجه، پروژه‌های جدید نیز مسیری روبه‌جلو را در پیش خواهند گرفت. در صورت وقوع چنین سناریویی، مشکلات عمده‌ای برای آینده گاز ایجاد خواهد شد. مهم‌ترین نکته برای اینکه گاز نقش بالقوه خود را به عنوان «سوخت انتقالی» بعد از سال ۲۰۳۰ انجام دهد این است که این سوخت باید با قیمتی زیر هشت دلار به ازای هر میلیون BTU به بازارهای پر درآمد و قیمتی زیر شش دلار (در حالت ایده‌آل در سطوح قیمتی نزدیک به پنج دلار) به بازارهای کم‌درآمد تحویل داده شود. بزرگ‌ترین چالش پیش‌روی آینده گاز تضمین این نکته خواهد بود که این ماده سوختنی در بسیاری از کشورهای کم‌درآمد غیرقابل پرداخت یا غیررقابتی نباشد. ■

آکسفورد انرژی: در بازه زمانی منتهی به سال ۲۰۳۰، تهدیدهای اساسی آینده گاز (خارج از آمریکای شمالی) رقابت‌پذیری و مقرون به صرفه بودن خواهد بود. پس از آن تاریخ (به خصوص پس از سال ۲۰۴۰)، اگر اهداف COP21 اجرایی شود، انتشار کربن از گاز طبیعی این سوخت را غیرقابل مصرف خواهد کرد. در سطح جهانی، افق ۲۰ ساله گاز را به عنوان یک «سوخت انتقالی» مطرح خواهد کرد. کشورهای اندکی خارج از OECD وجود دارند که بتوانند قیمت عمده‌فروشی (یا واردات) شش تا هشت دلار یا بیشتر به ازای هر میلیون BTU پرداخت کنند. از این رو قیمت‌های بالای این محدوده می‌تواند بازار گاز را بیش از پیش غیررقابتی کند و منجر به کاهش شدید تقاضا شود. شاخص‌های قیمت بین‌المللی برای اغلب زمان‌های سال ۲۰۱۶-۲۰۱۷ در محدوده پنج تا هشت دلار بود و همین موضوع موجب ایجاد تقاضای اضافی برای گاز در بسیاری از نقاط شد. در بخش تولید برق در هر دو بازارهای تثبیت‌شده و جدید، گاز در رقابت با انرژی خورشیدی، بادی و تکنولوژی‌های ذخیره باتری، که هزینه‌های آنها نزولی بوده، با مشکل مواجه شده است؛ چرا که این انرژی‌ها نو به دلیل اشتغال‌زایی بیشتر، وابستگی کمتر به واردات و هزینه‌های انرژی خارجی کمتر نسبت به گاز وارداتی



سطوح قیمت عمده‌فروشی گاز بر حسب منطقه - منبع: آکسفورد انرژی

جذاب‌تر به نظر می‌رسند. سیاست‌های کربن‌زدایی احتمالاً منجر به آن خواهد شد که گاز به تدریج از بخش تولید نیرو خارج شده یا نقشی کمکی در مواقعی که انرژی‌های تجدیدپذیر کافی نباشند، ایفا کند. در این میان مهم‌ترین استثنا چین است که در آن مشکلات کیفیت هوا ممکن است منجر به جایگزینی مقیاس وسیع زغال‌سنگ به وسیله گاز شود. استثنای دیگر کشورهایی هستند که در آنها گاز می‌تواند جایگزین فرآورده‌های نفتی شود و



تاثیر مقررات مارپل^۱ بر بازار پالایش و حمل و نقل دریایی

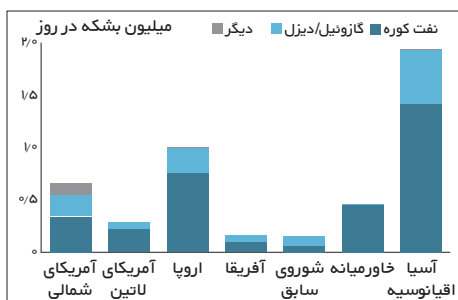
سولفورزدایی روی آب

لحاظ برای پالایشگاه‌ها جذاب بود که با افزودن نفت کوره با میزان گوگرد بالا به آن، از سرمایه‌گذاری‌های پرهزینه ارتقای کیفیت و فرآیندهای هیدروتریتینگ (تصفیه با هیدروژن) اجتناب می‌کردند. این در حالی است که بخشی از نفت کوره با محتوای سولفور زیر ۰/۵ درصد هم‌اکنون کاربردهای دیگری دارد. در شرایطی که نفت کوره با میزان گوگرد ۰/۵ درصد می‌تواند بخشی از راه‌حل باشد بعید به نظر می‌رسد بتواند کل تقاضای جدید سوخت کشتی با سطح گوگرد پایین را برطرف کند. بهترین منبع بعدی سوخت‌های کم گوگرد بنزین دریایی خواهد بود و انتظار می‌رود این ماده نقش مهمی را در سال‌های آینده ایفا کند. انتقال بخش بزرگی از تقاضای سوخت کشتی از نفت کوره با میزان گوگرد بالا به ترکیبی از بنزین دریایی و نفت کوره با سطح گوگرد پایین از جهات مختلفی بر بازار تاثیرگذار خواهد بود. تقاضای بیشتر بنزین منجر به افزایش تقاضای نفت شده و به فشار صعودی بر قیمت جهانی نفت خام و بالا رفتن سود پالایشگاه‌ها خواهد انجامید. افت تقاضای نفت کوره با میزان گوگرد بالا نیز منجر به سقوط قیمت این ماده و افزایش تفاوت قیمت میان نفت کوره با میزان گوگرد بالا و پایین خواهد شد. ■

پی‌نوشت:

۱- کنوانسیون بین‌المللی جلوگیری از آلودگی ناشی از کشتی‌ها

مکینزی: در سال ۲۰۲۰، محدودیت‌های گوگرد جهانی برای سوخت نفت‌کش‌ها از سطح ۳/۵ درصدی فعلی به ۰/۵ درصد کاهش خواهد یافت؛ افقی که بیش از سه میلیون بشکه در روز نفت کوره پسماند را تحت تاثیر قرار خواهد داد. انتظار می‌رود صنعت حمل و نقل دریایی با ترکیب گازوئیل دریایی و نفت کوره با سطح گوگرد پایین نسبت به این اقدام واکنش نشان دهد. این موضوع دست‌کم منجر به این خواهد شد که سود صنایع پالایشگاهی افزایش یافته و مشتقات نفتی سبک و سنگین گسترده‌تر شده و سرمایه‌گذاری‌ها در زمینه حذف گوگرد بسیار برطرف‌ر شود. با وجود این فرصتی که در اختیار شرکت‌های پالایشی قرار می‌گیرد به سرعت عکس‌العمل بخش‌های دیگر بستگی دارد. در اکتبر ۲۰۱۶، سازمان بین‌المللی دریانوردی (IMO) با محدود کردن میزان گوگرد در تمامی سوخت‌های دریایی به ۰/۵ درصد تا سال ۲۰۲۰ موافقت کرد. محدودیت ۰/۵ درصدی سطح بیشینه جهانی خواهد بود، هرچند مناطق کنترل انتشار گوگرد در دریای شمال، کانال انگلیس و در حاشیه کرانه شرقی آمریکایی شمالی همچنان در سطوح پایین خود باقی خواهند ماند. حجم تقاضای نفت برای سوخت کشتی‌ها بسیار قابل توجه است. در سال ۲۰۱۶، تقاضا برای نفت کوره با میزان گوگرد بالا برای سوخت کشتی به ۳/۳ میلیون بشکه در روز رسید. این در حالی است که کل میزان تقاضای نفت کوره در سطح جهان ۷/۲ میلیون بشکه در روز و کل میزان تقاضای نفت جهان ۹۵/۴ میلیون بشکه در روز گزارش شده بود. تقاضا برای این سوخت به طور گسترده در مناطق مختلف دنیا توزیع شده است؛ موضوعی که نشان می‌دهد تمامی پالایشگاه‌های دنیا تحت تاثیر قوانین IMO قرار خواهند گرفت. برطرف‌ساختن این تقاضا یک چالش خواهد بود. پالایشگاه‌ها برای تولید چنین حجمی از نفت کوره با میزان سولفور تنها ۰/۵ درصد طراحی نشده‌اند. از سوی دیگر بازار سوخت کشتی از این



تقاضای سوخت کشتی - منبع: مکینزی

مروری بر نگاه مخاطبان به نشریه باشگاه نفت و نیرو

نتایج نظرسنجی

و بالاتر دانسته‌اند. بیش از نیمی از پاسخ‌دهندگان، میزان رضایت خود را از نشریه در هر دو بُعد کارایی و اثربخشی، «زیاد» و «بسیار زیاد» اعلام کرده‌اند. بیش از نیمی از پاسخ‌دهندگان، تحلیل و یادداشت را اولویت اول خود دانسته‌اند و تقریباً همین تعداد تهیه و تدوین گزارش‌های موردی را بهترین راهکار برای ارائه محتوا دانسته‌اند. جزئیات نتایج نظرسنجی در ادامه می‌آید. لازم به ذکر است به دلیل گرد کردن اعداد و پاسخ‌دهی ناقص، جمع ارقام الزاماً ۱۰۰ درصد نیست. ■

در نشست ۳۰ آبان ماه ۱۳۹۶ باشگاه نفت و نیرو، نظرسنجی از طریق توزیع فرم مکتوب بین شرکت‌کنندگان صورت گرفت. نتایج نظرسنجی حاصل از دریافت ۲۹ فرم نشان می‌دهد بیش از سه‌چهارم پاسخ‌دهندگان، به طور مداوم نشریه را دریافت کرده‌اند. حدود ۸۰ درصد پاسخ‌دهندگان، رویکرد فعلی را در حد متوسط و بالاتر دانسته‌اند. در شاخص‌هایی مثل کارایی نشریه در دستیابی به اهداف و فرم نشریه (شامل طراحی، صفحه‌آرایی و موارد دیگر) نیز بیش از ۷۰ درصد وضعیت فعلی را در حد متوسط

۱) وضعیت موجود (درصد از پاسخ‌دهندگان)

۱-۱) آیا نسخه الکترونیکی نشریه از طریق پست الکترونیکی، به صورت مداوم به دست شما می‌رسد؟

بلی	خیر	ممتنع
۷۶ درصد	۱۰/۳ درصد	۱۳/۷ درصد

۲-۱) این رویکرد را چقدر مناسب می‌دانید؟ (اثربخشی نشریه چقدر بوده است؟)

بسیار زیاد	زیاد	متوسط	کم	بسیار کم	ممتنع
۷ درصد	۵۸/۶ درصد	۱۳/۷ درصد	۰ درصد	۳/۴ درصد	۱۷/۲ درصد

۳-۱) نشریه تا چه میزان توانسته است به هدف مذکور دست یابد؟ (کارایی نشریه چقدر بوده است؟)

بسیار زیاد	زیاد	متوسط	کم	بسیار کم	ممتنع
۰ درصد	۵۱/۷ درصد	۲۴/۱ درصد	۰ درصد	۳/۴ درصد	۲۰/۸ درصد

۴-۱) طراحی، صفحه‌آرایی، قطع و به طور کلی فرم نشریه را تا چه میزان مناسب می‌دانید؟

بسیار زیاد	زیاد	متوسط	کم	بسیار کم	ممتنع
۳/۴ درصد	۳۸/۴ درصد	۳۱ درصد	۳/۴ درصد	۰ درصد	۲۴/۱ درصد

۵-۱) به طور میانگین چه میزان از محتوای نشریه را مطالعه کرده‌اید؟

ممتنع	بیش از دوسوم	بین یک‌سوم تا دوسوم	کمتر از یک‌سوم
۱۷/۲ درصد	۱۳/۷ درصد	۴۸/۳ درصد	۲۰/۸ درصد

۶-۱) چه میزان از محتوای نشریه را (در مقایسه با نمونه‌های ایران)، غیر تکراری و مفید می‌دانید؟

ممتنع	بیش از دوسوم	بین یک‌سوم تا دوسوم	کمتر از یک‌سوم
۲۰/۸ درصد	۱۰/۳ درصد	۴۸/۳ درصد	۲۰/۸ درصد

۲) وضعیت مطلوب (درصد از پاسخ‌دهندگان)

۱-۲) اصلی‌ترین انتظار شما از مطالب نشریه، به ترتیب اولویت، چیست؟

اولویت	تحلیل و یادداشت	گزارش (خبری)	گزارش (آماري و سياست‌گذاري)	اطلاعات	ممتنع
اول	۵۵/۲	۰	۱۷/۲	۰	۳۱
دوم	۷	۲۴	۱۳/۷	۱۰/۳	۴۵
سوم	۱۳/۷	۱۳/۷	۲۰/۶	۷	۴۵
چهارم	۰	۱۳/۸	۳/۴	۳۱	۵۱/۷
ممتنع	۲۴/۱	۴۸/۵	۴۵/۱	۵۱/۷	

۲-۲) کدام یک از روش‌های زیر به ترتیب بیشترین بهره‌وری را برای ارائه محتوای مورد نظر شما دارد؟

اولویت	تهیه و تدوین گزارش‌های موردی	ترجمه محتوا	تلخیص محتوا به انگلیسی	ممتنع
اول	۵۲	۶/۸	۶/۸	۳۴/۴
دوم	۶/۸	۳۸	۱۰/۳	۴۴/۹
سوم	۳/۴	۱۰/۳	۴۱/۴	۴۵
ممتنع	۳۷/۸	۴۴/۹	۴۱/۵	

منبع	صفحه
IEA World Energy Outlook 2017	٧ و ٩
Platts Insight Magazine DEC 2017	٩ و ٨
Oxford Energy: Electricity Networks: Technology, Future Role and Economic Incentives for Innovation	١١ و ١٠
Platts Oilgram News Dec 11, 2017	١٢
IEA Coal 2017	١٣
Business Monitor International Iraq Q1 2018	١٧ و ١٦
MEES Dec 22, 2017	٢١ و ٢٠
MEES: Sep 8, Oct 27, Dec 8	٢٣ و ٢٢
Petroleum Economist: The IEA is now much more bearish on 2018 than OPEC	٢٧ و ٢٦
Platts Insight Magazine DEC 2017	٣١ و ٣٠
ICIS: Is China driving the global oil Markets?	٣٣ و ٣٢
BCG: From Cutting Costs to Building Resilience in Upstream Oil and Gas	٣٤
McKinsey: Recovery gains pace Q3 2017	٣٥
Platts: Middle East – a new refined oil pricing hub takes shape	٣٩ و ٣٨
Platts: The new revolution: how American shale is transforming European petro-chemicals	٤١ و ٤٠
Platts Insight Magazine DEC 2017 Platts: Dawn of a global commodity	٤٣ و ٤٢
Oxford Energy: challenges to the future of gas: unburnable or unaffordable?	٤٤
McKinsey: MARPOL implications on refining and shipping markets	٤٥

