

اقتصاد بالادستی نفت ایران و برنامه توسعه پنجم

با توجه به نرخ افت تخلیه مخازن و میزان سرمایه‌گذاری برای تولید مازاد



چکیده

در آستانه ورود به سده دوم عمر صنعت نفت کشور، مهندس جشن‌ساز مدیر عامل شرکت ملی نفت، پارامترهای ویژه‌ای را در برنامه پنجم توسعه به خصوص با تغییر از فضای ساختار فعلی دولت در بخش نفت مطرح کردند از جمله: سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، تولید صیانتی نفت و گاز، اصلاح سیاست‌های عرضه نفت خام به بالایشگاه‌های داخلی، ارتقای جایگاه ایران در بازارهای جهانی و... با توجه به اعلام برنامه پنجم توسعه نفت از طرف مدیر عامل شرکت ملی نفت و اقتصاد توسعه‌ای نفت کشورمان و جذب سرمایه در بخش بالادستی که چندی پیش طی یک مقاله از بخش مهندسی محیط زیست و جغرافیای دانشگاه جان هاوکینز مطرح شد در صدد بر آمدیم با یک تحلیل تکمیلی برای تأکید در اجرای این سیاست‌ها و ضرورت نگاه حساس سیاست‌گذاران به بخش برنامه‌ریزی در این چشم‌انداز اشاره کنیم.

اقتصاد
تولید

۴

اقتصاد و تولید

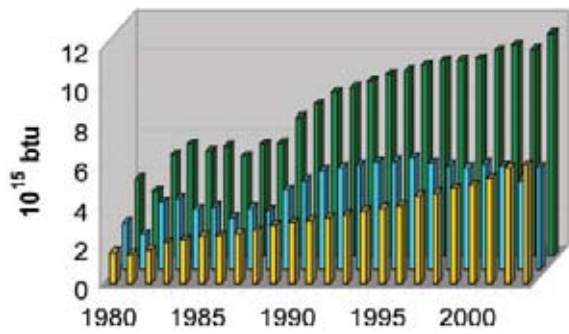
نشریه فنی تخصصی
شرکت ملی نفت ایران

در اجرای برخی طرح‌های توسعه‌ای از مشکلات اصولی بخش بالادستی است که مناسبتی با نقطه اوج صادرات نفتی ندارد. بیشترین درآمدهای صادراتی نفت کشورمان به طور انحصاری به صورت مشارکت در تولید و یا واگذاری به صورت بیع متقابل به شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار صورت می‌گیرد که در سال ۲۰۰۴ حدود ۶۳ درصد درآمد کشور را شامل شده است (۱). این درآمدها از تفاوت بین قیمت نفت بازار و قیمت‌های رقابتی حاصل می‌شود که پس از کسر مجموعه هزینه تولید به اضافه بازگشت سرمایه ثابت سرمایه‌گذاران (IRR) به دست می‌آید. برای کشوری مثل ما که نیاز به پرداخت یارانه محلی دارد، این وابستگی مشکل‌آفرین است. اگر این یارانه‌ها خارج از رشد تقاضا و افزون‌بر رشد تولید باشد کسر قابل صادرات از تولید، کاهش پیدا خواهد کرد. این چیزی است که در ایران از سال ۱۹۸۰ به بعد اتفاق افتاده. رشد تقاضای انرژی (درصد ۶/۴) از افزایش رشد عرضه (درصد ۵/۶) فزونی یافته است (۴، ۳ و ۲). به توقف و رکورد صادرات با نقطه اوج آن در سال ۱۹۹۶ نگاه کنید (نگاه کنید به تصویر یک).

مدتی است که برخی آنالیست‌های صنعتی، کاهش صادرات نفت ایران را مطرح کرده‌اند (به طور مثال: Clark JR در سال ۲۰۰۵ و یا ژورنال نفت و گاز ۳۹-۳۴: (۱۸) ۱۰۳). اجازه دهید به بررسی اقتصاد بالادستی نفت کشورمان برای مدلل کردن این افت صادراتی بپردازیم. مشخص می‌کنیم که نرخ افت صادرات ایران (EDR) که از نرخ تولید و رشد نیاز داخلی به دست می‌آید، آن طوریکه محاسبه شده معادل ۱۳ تا ۱۵ درصد است. تخمین می‌زنیم که هزینه کلی مترتب بر هر بشکه تولید اضافی برای ما که از حد توقف سرمایه‌گذاریمان مشتق می‌شود باعث نرخ افت صادرات نفتی شده است. سپس با مقایسه این حد توقف سرمایه‌گذاری با سرمایه‌گذاری حقیقی می‌فهمیم که این تغییر افت صادرات نفتی برای تبیین این تفاوت کافی نیست. حتی اگر یک برنامه افزایش ظرفیت آتی خوش‌بینانه نسبی را هم در نظر بگیریم نرخ صادرات از ۲۰۰۶ تا ۲۰۱۱ فقط ۴۰٪ تا ۵۲٪ خواهد بود. یک سناریوی محتمل دیگر این است که با عدم تغییر سیاست‌ها، این نرخ از ۳۳٪ تا ۴۶٪ افت صادرات نفت تا سال‌های ۲۰۱۴-۲۰۱۵ به میزان صفر نیز کاهش پیدا کند. یارانه‌های انرژی، عدم تناسب سرمایه‌گذاری خارجی و ناکارآمدی



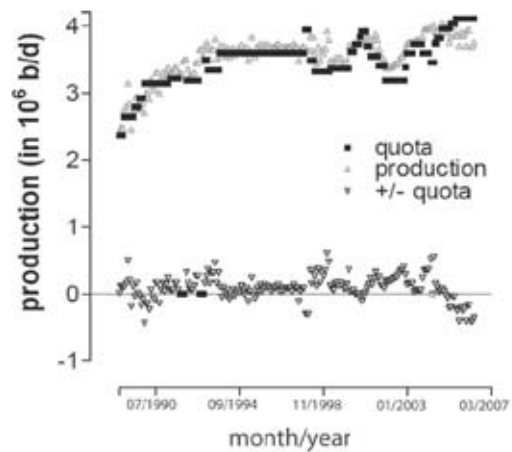
نگاره ۱ - خالص بالانس انرژی ایران در کل تجارت آن بین سال‌های ۱۹۸۰-۲۰۰۳



۴/۳ درصد این مقدار از بخش نیروگاه‌های آبی است. بنابراین اقتصاد انرژی کشور از این نمودارها مشخص است. رنگ سبزه تولید و واردات، رنگ آبی صادرات و رنگ طلایی مصرف داخلی را نشان می‌دهد.

محتوای این عدم تعادل، یعنی افت تولید اخیر و بنابراین نرسیدن به سهمیه مشخص شده در سازمان کشورهای صادرات نفت (OPEC) است. (نگاه کنید به تصویر ۲)

نگاره ۲ - تولید ایران در مقابل سهمیه اوپک بین سال‌های ۱۹۸۹-۲۰۰۶



ایران تنها در ۲۲ درصد از ماه‌های جنگ با عراق را نتوانست به حفظ سهمیه خود در اوپک دسترسی پیدا کند. بنابراین ما یک ناهنجاری ۱۸ ماهه به صورت افت صادرات در نمودار می‌بینیم. دو افت ۱۲ ماهه در خلال جنگ ناشی از تخریب صنایع نفتی در حمله عراقی‌هاست و مشخص می‌کند که متغیرهایی با

منشأ خارج از مسائل جنگ در تفسیر و توجیه افت صادرات‌های طولانی‌تر و بعدی قابل استناد نیستند.

این تحولات می‌تواند نشان‌دهنده این موضوع باشد که افت صادرات نفت از قبل شروع شده است (۳ و ۲). با احتساب وابستگی ما به درآمد صادرات نفت به نظر جواب به این مسئله که ایران چه مقدار احتیاج به تولید جدید برای نگهداری سهم صادرات آتی دارد و این تولید جدید چه مقدار هزینه می‌برد.

حد توقف در ظرفیت مازاد و نیازهای سرمایه‌گذاری

صادرات عبارت است از باقی‌مانده تولید منهای تقاضای داخلی. تولید نیز بر اثر تخلیه مخزن به تدریج افت می‌کند و در مورد ایران کسر حاصل از پالایشگاه‌ها نیز هست (۶). فرض کنیم کسر پالایش و تخلیه مخزن ثابت باشد، نرخ سالانه تولید نفت با ظرفیت اضافی برای نگاهداشت صادرات برابر است با ۸٪ درصد نرخ تخلیه مخزن در ایران (۳) به اضافه نرخ رشد تقاضای داخلی (۵٪ درصد) (۲) که به صورت درصد کل تولید یعنی ۱۳٪ بیان می‌شود.

نرخ افت تخلیه مخزن جهانی کمتر است و میانگین ۶-۵ درصد است (۷). مجموع نرخ افت تخلیه مخزن و نرخ‌های رشد تقاضای داخلی «نرخ افت صادرات EDR» را می‌دهد یا به معنی دیگر آن «نرخ حد توقف Standstill rate» را می‌دهد. یک نرخ افت صادرات که توسط مهندس زنگنه وزیر سابق نفت اعلام شد عبارت بود از: نرخ افت تولید یا تخلیه مخزن سالانه $10^6 \times 4\%$ بشکه در روز (۵)، که حاکی از نرخ افت تخلیه مخزن ۱۰ درصد و بنابراین ۱۵ درصد EDR است. هر دو نرخ ۱۳ درصد و ۱۵ درصد محافظه کارانه است. این تخمین‌ها تولید در دریا را در نظر نگرفته‌اند. جایی که نرخ افت تخلیه مخزن بالاتر است و فرض بر این بوده است که افت حاصل از پالایشگاه و تخلیه مخزن نیز خطی است در حالی که اخیراً نرخ تخلیه مخزن افزایش داشته است (۶). کسر حاصل از پالایشگاه با فرض محتمل از صفر تا سطح فعلی افزایش داشته اما با چه نرخ، ما نمی‌دانیم. با ضرب گستره EDR با توان تولید امروزی $10^6 \times 4\%$ بشکه در روز (۶) می‌رسیم به گستره مازاد توان حد توقف یعنی $10^6 \times 4\%$ تا $10^6 \times 4.8\%$ بشکه در روز. سرمایه‌گذاری لازم برای ساخت این توان از ضرب گستره مازاد حد توقف در هزینه بهای کلی توان تولید مازاد یا هزینه‌سنجشی برای کشورمان (MCIran).

این هزینه چیست؟ مقدار MC یک پروژه جدید عبارت است از خارج قسمت هزینه پروژه بر ظرفیت پیش‌بینی شده آن. برای مثال مقدار $10^9 \times 92\%$ دلار سرمایه‌گذاری در نفت سبک میدان دارخوبین برای توسعه در حد $10^6 \times 16\%$ بشکه در روز (۸۹) MC آن برابر است با: $10^9 \times 16\% / 10^9 \times 92\%$ که برابر است با (بشکه در روز / دلار) ۵۷۵۰.





آیا میزان سرمایه‌گذاری‌ها باز هم کاسته خواهد شد؟

ایران تنها کشوری است که به‌وسیله سرمایه‌گذاری به شکل بیع متقابل مشکلات مالی صنعت نفت خود را حل می‌کند. در اغلب کشورهای صادرکننده، شرکت‌های اکتشاف و توسعه خارجی با تقبل سرمایه‌گذاری ثابت، فن‌آوری و مدیریت در ازای بخشی از ذخایر تولیدشده مشارکت می‌کنند. این محدودیت باعث عدم سرمایه‌گذاری و بدتر شدن مشکلات زیربنایی ایران که اغلب قبل از انقلاب شکل گرفته، می‌شود. جمع شدن مشکلات در نهایت عدم توانایی NIOC در رهبری پروژه‌های سازنده را دربرداشته است.

در برنامه توسعه ۵ ساله ایران از سال ۱۹۹۵ این مشکل ضمنی تشخیص و تدبیر بیع متقابل برای جلب سرمایه‌گذاری خارجی و احتراز از حاکمیت خارجی ارائه شد. سرمایه‌گذاری خارجی‌ها در قالب بیع متقابل یعنی مقروض شدن مقتدرانه ایران با نرخ بازگشت بهره ثابت ۱۵-۱۷ درصد. این شیوه در جهان غیرمتداول است. ایرانی‌ها از بهره بالا دادن تفر دارند (۱۲). سرمایه‌گذارهای اکتشاف و تولید به‌خاطر محدودیت‌های عملی و سیاسی در رنجش هستند. بدتر از همه فرآیند بی‌نظم مناقصه‌ها است که در بعضی مواقع به صورت غیرقابل توضیح، پس گرفته شده، دوباره برگزار شده یا تکرار شده، دیده می‌شود. این موارد در کل نقاط حساسی است که ستاد NIOC و به‌خصوص مدیرعامل در برنامه‌ریزی پنجم توسعه با آن روبه‌روست.

مدیر فنی

مراجع:

1. Stern R (2۰۰۶) Proc Natl Acad Sci USA 1۰۳: 165۰-1655.
2. Kashfi MS (2۰۰۳) Oil Gas J 1۰۳ (18) : 34-39.
3. Clarck JR (2۰۰۵) Oil Gas J 1۰۳ (18) : 34-39.
4. Energy Information Agency (2۰۰۳) International Energy Annual (US Department of Energy, Washington, DC).
5. (April, 2۰۰۶) Petroleum Economist, P 34.
6. (Feb 19, 2۰۰۶) Iran Daily, p 3.
7. Fletcher S (2۰۰۵) Oil Gas J 1۰۳ (25):38-4۰.
8. Anonymous (2۰۰۶) Oil Gas J 1۰۴ (9) : 26-29.
9. Dinmore G (Jul 2, 2۰۰۱) Financial Times, p ۰۵.
1۰. Watkins E (2۰۰۴) Oil Gas J 1۰۲ (15) : 26-29.
11. International Monetary Fund (2۰۰۶) Islamic Republic of Iran : Statistical Appendix, IMF Country Report ۰۶/129 (Int Monetary Fund, Washington, DC), p 54.
12. Amuzegar, (2001) Oil Gas, 99(35): 20-22

به‌طور مشابه برای نفت سنگین توسعه میدان آزادگان MC= ۷۶۹۲ (۱۰). حالا MC Iran می‌شود درصد وزنی میانگین MC های همه پروژه‌های جدید آن. به هر حال ما داده‌های همه این پروژه‌های جدید را نداریم. به دلیل اینکه اغلب پروژه‌های ۸-۲۰۰۶ پتانسیل‌هایی هستند که تازه روی آنها بحث می‌شود ما عدد (دلار/ بشکه) ۶۷۲۱ در هر روز را به عنوان MC ایران یا هزینه‌سنجشی در نظر می‌گیریم. دلیل اعتقاد و اعتماد ما به این تخمین با تکیه بر شباهت‌های هزینه‌سنجش‌شده (MC) پروژه‌های عراق و عربستان سعودی است (۱). حالا ضرب ۶۷۲۱ دلار/ بشکه در روز در گستره مازاد تولید برای حد توقف می‌دهد میزان سرمایه‌گذاری لازم برای رسیدن به نقطه حد توقف یا Standstill، یعنی $۲/۷ \times ۱۰^۹$ تا $۳/۲ \times ۱۰^۹$ دلار در هر سال.

آیا این سرمایه‌گذاری حقیقی کافی است؟

اغلب سرمایه‌گذاری‌های موجود در پتانسیل‌های هیدروکربنی کشور اخیراً به صورت بیع متقابل بوده است که در آن شبکه‌های خارجی اکتشاف و تولید ۶۰ درصد هزینه‌ها را تأمین و بقیه آن برعهده ماست. فرض بر اینکه بخش خارجی ۶۰ درصد سرمایه‌ها کل را تأمین کند پس سرمایه‌گذاری حد توقف می‌شود (سالانه $۳/۲ \times ۱۰^۹$ تا $۲/۷ \times ۱۰^۹$) که برابر است با $۱/۹ \times ۱۰^۹$ تا $۱/۶ \times ۱۰^۹$ دلار در سال. این رقم سرمایه‌گذاری برای رسیدن به نقطه حد توقف درست مطابق سرمایه‌گذاری واقعی است که از سال ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۴ به ترتیب به‌صورت ۰/۲۷، ۰/۸۶، ۱/۴، ۲/۵، ۲ و ۲/۵ بیلیون دلار (اعداد اسمی) در کشور انجام شده است (۱۱). به دلیل اینکه ۳ تا ۶ سال فاصله بین سرمایه‌گذاری و تولید آتی وجود دارد، ما نتیجه می‌گیریم که ظرفیت موجود، از جریان مستمر با مبنای سال ۲۰۰۰ ناشی می‌شود که معادل $۲/۱ \times ۱۰^۹$ دلار در سال است. این میانگین پیشتر از میزان تخمینی حد توقف سرمایه‌گذاری است که قبلاً محاسبه شد یعنی $۱/۹ \times ۱۰^۹$ تا $۱/۶ \times ۱۰^۹$ دلار در سال، بنابراین ما مازاد ظرفیت تولید اخیر را برای تغییر و جابجایی مقدار نرخ افت صادرات (EDR) انتظار داریم. به هر حال افت تولید پس از سال ۲۰۰۴ ما (نگاره ۲) با این انتظار هم‌خوانی نداشته و متنافر است.

این اختلاف می‌تواند براساس فرضیات فوق محافظه‌کارانه‌ای در اختلاف بین هزینه‌سنجشی ایران MC Iran در حال حاضر با مقادیر عقب‌ماندگی یا هر دو آن باشد.

حال اگر پروژه گسترده میدان اهواز و آزادگان طبق برنامه پیش رود، مازاد تولید سالیانه ۲۰۱۰ عدد بشکه در روز $۱/۵۵ \times ۱۰^۹$ و قابل مقایسه با گستره حد توقف $۰/۴ \times ۱۰^۹$ تا $۰/۴۸ \times ۱۰^۹$ بشکه در روز خواهد بود.