سیدغلامحسین حسن‌تاش
تحلیلگر ارشد صنعت نفت

سایه روشن یک قرارداد

تاملی در زمینه قرارداد جدید توسعه میادین نفتی موسوم به IPC

وزارت نفت در دولت یازدهم این مساله را مطرح کرد که قراردادهای قبلی طراحی‌شده برای توسعه میادین نفتی موسوم به بیع‌متقابل، به‌اندازه کافی برای شرکت‌های نفتی بین‌المللی جذاب نیست و لذا اگر بنا بر ادامه کار با بیع‌متقابل باشد، سرمایه‌گذاری خارجی به میزان کافی و در حد نیاز توسعه بخش بالادستی صنعت نفت جذب نخواهد شد، همچنین مطرح می‌شود که قرارداد بیع‌متقابل برای تامین نیازهای فنی ایران و جذب دانش فنی مورد نیاز بخش بالادستی نیز قابلیت لازم را ندارد. با این رویکرد کمیته‌ای مامور شدند که در این زمینه بازنگری کنند و چارچوب قرارداد جدیدی را پیشنهاد کنند. بگذریم از اینکه برخی از اعضای این کمیته تا چه حد با مختصات و ویژگی‌های بخش بالادستی و توسعه میادین آشنایی داشتند و تا چه حد از نظرات و دیدگاه‌های متنوع استفاده شد و چرا حتی از بدنه‌های مطالعاتی و پژوهشی خود صنعت نفت در این بازنگری استفاده نشد، این کمیته کار خود را به پایان رساند و در یک مرحله در اسفندماه ۹۲ و مرحله دیگر در آذرماه ۹۴ از مدل جدید قراردادی تحت عنوان اختصاری IPC رونمایی شد.

بسیاری از شرکت‌کنندگان در این همایش‌ها اظهارنظر می‌کنند که هنوز بسیاری از جزییات روشن نیست و ابهامات زیادی در مورد IPC وجود دارد.

نگارنده در گذشته چندین یادداشت[1] در این زمینه داشته‌ام که از جمله یکی از آنها در همان همایش اسفندماه ۹۲ ارائه شد و در اینجا قصد تکرار مطالب آن یادداشت‌ها را ندارم ولی شاید بتوان مهم‌ترین مطالب آنها را در سه مورد زیر جمع‌بندی کرد.

۱- خوب بود قبل از بازنگری در قراردادها کل تجربه بیع‌متقابل، از نقدهایی که از ابتدا در مورد آن مطرح بود تا عملکرد آن مورد بازنگری قرار می‌گرفت و آسیب‌شناسی می‌شد تا معلوم شود که عدم تحقق اهداف وزارت نفت در دوره بیع‌متقابل تا چه حد مربوط به نوع قرارداد بوده است و تا چه حد مربوط به عوامل دیگر و اصولاً اهداف چه بوده است و تا چه حد درست انتخاب شده بوده و معتبر بوده است. و نیز مشخص شود که ادعاهای شرکت‌های خارجی در مورد بیع‌متقابل تا چه حد برای چانه‌زنی (که به هر حال همیشه وجود دارد) بوده و تا چه حد واقعیت داشته است.

۲- با توجه به تنوع و تفاوت‌های بسیار زیاد میادین هیدروکربنی ایران، انتخاب یک الگوی توسعه و یک مدل قراردادی برای همه میادین غلط است و همان قدر که محور کردن و ژنریک کردن بیع‌متقابل غلط بود، محور کردن IPC هم می‌تواند غلط باشد. نیازها و کمبودهای توسعه همه میادین یکسان نیست و توسعه میادین هیدروکربنی کشور نیاز به یک نقشه راه دارد که در آن اولویت‌ها و کمبودها مشخص شود و راه تامین کمبودها برای هر میدان یا حداقل هر گروه از میادین مشخص شود.

۳- نگارنده هیچ مخالفتی با تعامل با شرکت‌های خارجی ندارد اما بر این مساله تاکید دارد که این تعامل باید در راستای حداکثر کردن منافع ملی و به گونه‌ای باشد که نه‌تنها ظرفیت‌های ملی نادیده گرفته نشود و تحت‌الشعاع قرار نگیرد، بلکه هر قراردادی تنها منجر به توسعه حتی بهینه یک میدان هیدروکربنی نشود بلکه در کنار آن ظرفیت‌های ملی نیز توسعه پیدا کند.

اما در این نوشتار و آنچه خواهد آمد قصدم این است که تا حدی که اطلاعات منتشر شده است و نیز فارغ از برخورد ارزشی با موضوع، مقایسه‌ای میان IPC و بیع‌متقابل به عمل آورم تا هم متهم به کلی‌گویی نشوم و هم زمینه‌ای شود که دست‌اندرکاران IPC نیز دست از کلی‌گویی بردارند و به روشنی تبیین کنند که در IPC کدامین اشکالات بیع‌متقابل برطرف شده است و چگونه.

مساله ثبت کردن سهم نفت (Booking of Reserves)

شرکت‌های بین‌المللی نفتی یکی از عوامل عدم جذابیت قرارداد بیع‌متقابل در مقایسه با قرارداد مشارکت در تولید (PS) را مساله ثبت کردن دارایی حاصل از قرارداد یا BOOK کردن نفت سهم خود در قرارداد ذکر می‌کردند. باید دانست که یک تفاوت بسیار اساسی میان قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای خدماتی (که بیع‌متقابل نوعی از آن است)، این است که در قرارداد مشارکت در تولید بخشی از نفت استخراجی به شرکت خارجی طرف قرارداد بابت مستهلک کردن کل هزینه‌ها (اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی و تامین مالی)، تعلق می‌گیرد. گرچه ممکن است در قرارداد توافق شود که دولت ملی (یا شرکت ملی نفت) این نفت را می‌فروشد و پول آن را به شرکت می‌دهد اما به هر حال سهمی از نفت استخراجی متعلق به شرکت است و با توجه به قیمت روز نفت (یا گاز و میعانات گازی) از آن کسب درآمد می‌کند. اما در قرارداد خدماتی سهم نفتی در کار نیست و شرکت خارجی بابت هزینه‌های خود در مقاطع و به روش معینی پول می‌گیرد هرچند که ممکن است طبق قرارداد این پول تبدیل به نفت شود و به جای پول، نفت دریافت کند، یعنی در سررسید هر دریافتی به قیمت روز به جای پول نفت بگیرد.

حال با توجه به این تفاوت شرکت‌های نفتی اظهار می‌کردند که در قرارداد مشارکت در تولید به محض امضای قرارداد، حداقل نفت استخراجی سهم ایشان در طول قرارداد، مشخص می‌شود و لذا با رسمیت یافتن قرارداد، می‌توانند این سهم نفت را به دارایی بالقوه خود اضافه کنند و از این طریق ارزش سهام شرکت خود را نیز افزایش دهند و از این طریق هم منفعت اضافی ببرند و هم به تبع آن هزینه تامین مالی (COST OF MONY) پروژه توسعه میدان را کاهش دهند و ادعا می‌کردند که این مورد اخیر به نفع شرکت ملی صاحب میدان نیز هست.

البته در این زمینه اخباری وجود دارد که بسیاری از شرکت‌های بین‌المللی نفتی طرف قراردادهای بیع‌متقابل، راهکارهایی را پیدا کردند که در این نوع قرارداد نیز (با توجه به اینکه پول خود را به صورت نفت دریافت می‌کنند) درآمد خود را بر اساس حداقل پیش‌بینی از قیمت‌های جهانی نفت به بشکه‌های نفت تبدیل کنند و همان کار را انجام دهند. حال حتی اگر از این مورد صرف‌نظر کنیم، سوال این است که IPC از این منظر چه تفاوتی با بیع‌متقابل دارد؟ و این عدم جذابیت ادعایی شرکت‌های خارجی چگونه در IPC حل شده است؟ دست‌اندرکاران IPC ادعا می‌کنند IPC نیز قرارداد خدماتی است و تفاوتش با بیع‌متقابل این است که پیمانکار یا سرمایه‌گذار خارجی در بهره‌برداری نیز حضور دارد (بعداً به این مورد خواهیم پرداخت) و نیز به جای دریافت پول در مقابل صورت‌وضعیت اجرای پروژه و در سررسیدهای مشخص، به ازای هر بشکه استخراجی حق‌الزحمه یا کارمزد خود را دریافت می‌کند که البته مانند بیع‌متقابل این حق‌الزحمه با توجه به قیمت روز تبدیل به نفت می‌شود. بنابراین IPC و بیع‌متقابل از نظر تفاوت اساسی مذکور در قراردادهای خدماتی و مشارکتی تفاوتی با هم ندارند و معلوم نیست IPC از این منظر چه جذابیت بیشتری برای سرمایه‌گذار خواهد داشت. البته بعضی‌ها عنوان می‌کنند که نکاتی در IPC گنجانده شده که با ظرافت راه را برای ثبت یا BOOK کردن سهم نفت شرکت خارجی باز می‌کنند، در این مورد هم باید گفت که اگر چنین باشد یا ظرافت این نکات (Terms)، به‌گونه‌ای است که عملاً IPC را به PS (مشارکت در تولید) تبدیل کرده و به قول معروف خودش را آورده و اسمش را نیاورده یا هر چه که هست قطعاً در مورد همان بیع‌متقابل هم قابل اعمال است. در هر حال امید است مردان IPC صراحتاً برتری آن نسبت به بیع‌متقابل را از این جهت مشخص کنند.

ریسک افزایش هزینه سرمایه‌گذاری (OPEN CAPEX)

شرکت‌های نفتی بین‌المللی ادعا می‌کردند که در قرارداد مشارکت در تولید ریسک بالا رفتن هزینه‌های پروژه با امتیاز یا درآمد بالارفتن قیمت نفت‌خام پوشش پیدا می‌کند و جبران می‌شود. به این معنا که تجربه و سابقه نشان داده است که معمولاً وقتی قیمت نفت‌خام بالا می‌رود به تبع آن هزینه اجرای پروژه‌های نفتی هم افزایش می‌یابد و این افزایش، ریسک سرمایه‌گذار است اما در قرارداد مشارکتی چون ارزش سهم نفت سرمایه‌گذار (پیمانکار) نیز متقابلاً افزایش می‌یابد این ریسک پوشانده می‌شود.

البته لازم به توضیح است که قبلاً در یک مقاله علمی برگرفته از یک پایان‌نامه که اینجانب ایده‌پرداز و مشاور آن بودم، نشان داده‌ایم که مساله فوق تنها در روند افزایشی قیمت‌های نفت‌خام مطرح است و زمانی که پیش‌بینی شرکت‌های بین‌المللی نفتی نزولی بودن روند قیمت نفت در ۵ تا ۱۰ سال آتی باشد، حتی ممکن است قرارداد خدماتی را به قرارداد مشارکتی ترجیح دهند، چون در صورت کاهش قیمت‌های نفت در قرارداد خدماتی هزینه سرمایه‌گذاری‌شان کاهش می‌یابد ولی درآمدشان تغییری نمی‌کند ولی در قرارداد مشارکتی ارزش سهم نفت‌شان کم می‌شود.

نکته دیگر در این زمینه این است که ریسک افزایش هزینه‌ها در همه پروژه‌ها وجود دارد بنابراین شرکت سرمایه‌گذار یا پیمانکار در زمانی که

پروژه را برآورد می‌کند و هزینه پول خود را نیز محاسبه می‌کند، می‌تواند برآوردها را بر این اساس تنظیم کند که اقلام عمده‌ای را که ریسک افزایش قیمت دارند در ابتدای کار خریداری کند و این ریسک را تا حدود زیادی بپوشاند.

اما در اینجا مهم‌ترین نکته این است که در نسخه‌های قبلی قرارداد بیع‌متقابل هزینه‌های ثابت یا CAPEX در قرارداد توافق و قطعی می‌شد ولی در نسخه نهایی آن این هزینه‌ها شناور یا به اصطلاح قراردادی OPEN CAPEX شد و این ریسک بر طرف شد. قرارداد IPC هم به گفته آقایان یک قرارداد خدماتی است و علی‌القاعده از منظر ثابت بودن و مشخص بودن بازیافتی یا درآمد پیمانکار تفاوتی با بیع‌متقابل ندارد و بنابراین برای پوشش این ریسک یا باید این قاعده به هم خورده باشد و باز هم مشارکت در تولید خودش را بیاور و اسمش را نیاور شده باشد، یا OPEN CAPEX باشد یا راه‌حل دیگری ارائه شده باشد، که خوب است تدوین‌کنندگان IPC در این مورد نیز به روشنی توضیح بفرمایند.

مدت قرارداد

واقعیت این است که مهم‌ترین وجوه تفاوت مدل IPC با قرارداد بیع‌متقابل در دو نکته مرتبط به هم نهفته است: یکی طول مدت قرارداد و دومی حضور پیمانکار (سرمایه‌گذار) در دوران بهره‌برداری. در قرارداد بیع‌متقابل پیمانکار بر مبنای طرح مورد توافق برای توسعه میدان (MDP)، چاه‌ها را حفر می‌کرد تاسیسات روزمینی را نصب می‌کرد و طرح توسعه میدان را به مرحله آماده استخراج و بهره‌برداری می‌رساند و میدان و تاسیسات را تحویل می‌داد و خداحافظی می‌کرد اما در قرارداد IPC کار پیمانکار با توسعه میدان و حفر چاه و نصب تاسیسات بهره‌برداری خاتمه نمی‌یابد و در عملیات استخراج و تولید نفت یا گاز از میدان توسعه‌یافته نیز حضور دارد. طول مدت قرارداد بیع‌متقابل از ۸ تا ۹ سال تجاوز نمی‌کرد و البته می‌توانست کمتر هم باشد، دو تا سه سال توسعه میدان (حفر چاه‌ها و نصب تاسیسات روزمینی) طول می‌کشید و چهار تا پنج سال بازپرداخت پروژه، و کار پیمانکار پایان می‌یافت. قرارداد IPC از نظر زمان شبیه به قرارداد مشارکت در تولید است. قراردادهای مشارکت در تولید نیز برای ۲۰ تا ۲۵ سال منعقد می‌شوند و پیمانکار در بهره‌برداری و تولید نیز حضور دارد.

اینکه چرا مردان IPC (که همان مردان بیع‌متقابل هستند)، به این نتیجه رسیدند که پیمانکار در بهره‌برداری هم حضور داشته باشد و نتایج و تبعات این حضور چه خواهد بود و نحوه این حضور چگونه خواهد بود، از جهات مختلفی قابل بحث و بررسی است که در سطور زیر به برخی از این جهات خواهم پرداخت.

۱- مساله بازپرداخت: در قرارداد بیع متقابل بازپرداخت به پیمانکار (سرمایه‌گذار) از زمان شروع تولید میدان آغاز می‌شود. پیمانکار صورت‌وضعیت هزینه‌های خود شامل کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه پول (بهره) و پاداش‌های مربوطه را طبق اقساط تعیین‌شده دریافت می‌کند، البته بازپرداخت به‌صورت نفت و از محل تولید میدان انجام می‌شود. البته در نسخه اول بیع‌متقابل که تنها در پروژه میادین سیری A و E به کار گرفته شد، بازپرداخت محدود به نفت تولیدی این دو میدان نبود و این مساله از نظر منافع ملی خطرناک بود چرا که اگر تولید پیش‌بینی‌شده در طرح توسعه (MDP) پیشنهادی از طرف پیمانکار تحقق پیدا نمی‌کرد نیز پیمانکار پول خود را می‌گرفت و هیچ ریسکی متوجه پیمانکار نبود. ولی در اصلاحات بعدی و در نسخه دوم بیع‌متقابل این مساله تصحیح شد و بازپرداخت به نفت تولیدی میدان (یا میعانات نفتی در میادین گازی)، محدود شد. رقم هر قسط پیمانکار با توجه به قیمت روز نفت‌خام به نفت (یا میعانات گازی) تبدیل می‌شود و البته در قرارداد سقفی پیش‌بینی می‌شود که برداشت از سقف مشخصی از تولید میدان (معمولاً ۶۰ درصد) نباید تجاوز کند و از این جهت نسبت به نسخه اول بیع‌متقابل ریسک بسیار محدودی برای پیمانکار وجود دارد. حال اگر قیمت نفت‌خام بالا باشد بازپرداخت در دوره کوتاه‌تری انجام خواهد شد و اگر پایین باشد بازپرداخت قدری طولانی‌تر خواهد شد.

در مورد قراردادهای IPC حداقل تا حدی که نگارنده مطالعه کرده‌ام نحوه بازپرداخت به روشنی تبیین نشده است. برخی می‌گویند IPC از این جهت شبیه به مدل قراردادی کشور عراق است. قراردادهای حکومت جدید عراق (غیر از اقلیم کردستان) قراردادهای خدماتی هستند که برای ۲۰ تا ۲۵ سال منعقد می‌شوند و پیمانکار در بهره‌برداری هم حضور دارد و به ازای هر بشکه تولیدی بابت جبران کل هزینه‌های خود اعم از هزینه‌های ثابت و جاری، رقم مشخصی را دریافت می‌کند که طبعاً این رقم میدان به میدان (با توجه به ویژگی‌های هر میدان) متفاوت است. در میادین تولیدی قدیمی(Brown Field) که پروژه برای افزایش تولید بوده است، این دریافتی به بشکه‌های اضافه تولیدشده تعلق می‌گیرد. خوب است که دست‌اندرکاران IPC به‌صورت روشن و مشخص اعلام کنند که مکانیسم بازپرداخت IPC دقیقاً چگونه است؟ گاهی شنیده می‌شود که دریافتی پیمانکار به ازای هر بشکه قابل تغییر پیش‌بینی شده است که در صورت افزایش قابل توجه قیمت نفت‌خام، تعدیل شود، چنین تعدیلی یا باید به‌صورت یک فرمول باشد که عملاً به همان قرارداد مشارکتی تبدیل می‌شود یا بسیار پیچیده خواهد بود. ضمن این‌که وقتی از طریق شناور شدن هزینه‌های ثابت ریسک این هزینه‌ها از دوش پیمانکار برداشته شده است چه دلیلی برای شناور کردن درآمد (به ازای هر بشکه) وجود دارد؟

ضمناً از آنجا که IPC به عنوان نسخه‌ای واحد برای همه میادین اعم از دست‌نخورده (Green Fields) و بهره‌برداری‌شده (Brown Field) در نظر گرفته شده است، باید توجه کرد که در میادین قدیمی و بهره‌برداری‌شده که دارای افت تولید طبیعی سالانه هستند تفکیک میزان تولید اضافه‌شده در اثر طرح توسعه از روند تولید قبلی میدان، بسیار دشوار است. در دانش مهندسی مخازن نفتی عدد و رقم‌ها، دقیق و تضمین‌شده نیست. نه میزان افت تولید هر میدان قطعی است که بشود ادامه روند قبلی (Base Line) را دقیقاً مشخص کرد و نه میزان افزایش تولید در اثر اجرای طرح توسعه را می‌توان تضمین کرد.

۲- مساله طرح توسعه میدان (MDP): در پروژه‌هایی که به‌صورت بیع‌متقابل اجرا شد، پیشنهاد طرح توسعه میدان یا تهیه MDP عمدتاً بر عهده پیمانکار گذاشته شد. بسیاری و از جمله صاحب این قلم معتقد بودند که این کار اشتباه است. موضوع MDP خصوصاً در روش بیع‌متقابل می‌توانست بزنگاه تقلب شرکت خارجی طرف قرارداد باشد. برای روشن شدن دقیق این مساله ذکر یک مثال حدی لازم است: تصور کنید یک میدان نفتی جدید وجود دارد که اقتصادی شدن طرح توسعه و استخراج و بهره‌برداری از آن در قیمت‌های فعلی نفت، مستلزم رسیدن به تولید حداقل X هزار بشکه در روز است و با تولید کمتر از این، پروژه غیراقتصادی است و در واقع کل سرمایه از بین رفته است، در چنین شرایطی اگر پیمانکار این واقعیت را افشا کند اصولاً پروژه‌ای تعریف نخواهد شد که قراردادی منعقد شود. بنابراین پیمانکار انگیزه دارد که تا مرز اطمینان از بازپرداخت خود، یک MDP غیرواقعی را عرضه کند که قرارداد منعقد شود و از ظرفیت‌هایش استفاده شود و پیمانکار پول خود را می‌گیرد و می‌رود و ضرر سرمایه‌گذاری برای میزبان می‌ماند. تجربیات تقلب در قرارداد از طریق MDP غلط، هم در قراردادهای بیع‌متقابل خود ایران وجود دارد و حتی در قراردادهای مشارکتی در سایر نقاط جهان نیز سابقه دارد و به همین دلیل من بر این باور بوده و هستم که تهیه طرح جامع توسعه یک میدان یک امر حاکمیتی است و قابل واگذاری به پیمانکار نیست.

حال ممکن است دست‌اندرکاران IPC بگویند در قرارداد بلندمدت که پیمانکار در بهره‌برداری نیز حضور و منافع دارد چنین اتفاقی نمی‌افتد. در این مورد باید توجه داشت که ممکن است در یک نوع قرارداد نسبت به نوع دیگر، منافع دو طرف قدری نزدیک‌تر شود اما اصولاً در هیچ نوع قراردادی منافع دولت ملی مالک میدان با منافع شرکت نفتی سرمایه‌گذار خارجی (پیمانکار)، کاملاً منطبق نمی‌شود. صاحب میدان می‌خواهد میزان بهره‌برداری تاریخی از میدان را بهینه کند، (ما میادینی داریم که بیش از ۵۰، ۶۰ سال است از آنها نفت تولید می‌کنیم)، اما برای شرکت خارجی پورتفویی از منافع وجود دارد و اصولاً منافع شرکت‌ها با حاکمیت متفاوت است. در موارد بسیاری اتفاق افتاده است که حتی یک شرکت ملی نفت پروفایل غیرصیانتی و نامناسبی را برای تولید یک میدان انتخاب کرده است که در دوره‌ای شرکت موفق جلوه کند و مدیران آن منتفع شوند یا مشکل نقدینگی‌اش را حل کند و بعد مشکلات میدان و افت فشار و افت تولید روی دست کشور و حاکمیت باقی مانده است. در IPC هم اگر MDP به عهده پیمانکار گذاشته شود خصوصاً با تجربیاتی که از کار کردن در کشورهای در حال توسعه و تمام ریسک‌های آن دارند، ممکن است برنامه تولید را طوری تنظیم کنند که در ۵ تا ۱۰ سال اول خود را از نظر درآمد و سود تضمین کنند که بعد هر اتفاقی هم که افتاد ضرر نکنند.

بنابراین، اینکه یک طرف قرارداد بپذیرد که دانش توسعه و مدیریت بهینه مخزن و میدان نفتی را ندارد و نمی‌تواند هم داشته باشد و مسائل علمی و دانشی توسعه میدان را به پیمانکار واگذار کند و تصور کند می‌تواند با نوع قرارداد جلوی تقلب را بگیرد، تصوری نادرست است. ضمن اینکه این تصور با یک پارادوکس بزرگ هم همراه است. قرارداد نفتی یک ترکیب پیچیده از حداقل چهار بعد فنی، اقتصادی، مالی و حقوقی است که با هم در تعامل و داد و ستد نیز هستند. اگر کسی دانش ندارد باید بیاموزد یا باید کار را به کاردان بدهد وگرنه به هر حال از جایی کلاه سرش خواهد رفت. و صدالبته مدیریت و مهارت‌های مدیریتی بالاترین چیز است و با درایت مدیریتی هم می‌توان دانش را در خدمت گرفت و هم می‌توان راه‌های تقلب را بست. مدیر هوشمند اگر حتی در زمینه‌ای در جهل مرکب باشد می‌تواند با مشاوره و سفارش مطالعه از جهل مرکب به جهل ساده منتقل شود تا بداند که چه نمی‌داند و چگونه باید آن را به کف آرد.

۳- مساله دانش فنی: گفته می‌شود مساله مدیریت میدان نفتی

برای تحقق تولید بهینه و به اصطلاح صیانتی از یک میدان، یک مساله مستمر است که از مطالعات مخزن شروع می‌شود و در طول عمر مخزن و در جریان استخراج و تولید و بهره‌برداری تداوم می‌یابد و نیز دائماً ممکن است روش‌ها و دانش‌های جدیدی در آزمایشگاه‌های بعضی شرکت‌ها یا پژوهشگاه‌ها شناخته شود که بتوان ضریب بازیافت از مخزن را افزایش داد و هر میزان افزایش ضریب بازیافت مخزن به معنی افزایش ذخایر نفتی کشور بدون اکتشاف جدید است.

گفته می‌شود در چارچوب قرارداد بیع‌متقابل شرکت‌های بین‌المللی نفتی انگیزه‌ای ندارند که همه دانش فنی خود را در توسعه میدان به‌کار گیرند چون منافعی در این زمینه ندارند و اگر هم به‌کار گیرند به پروژه توسعه میدان محدود می‌شود در صورتی که همان‌گونه که ذکر شد بخشی از اقدامات مربوط به مدیریت مخزن و افزایش دادن ضریب بازیافت، به نحوه مدیریت مخزن در دوران بهره‌برداری مربوط می‌شود. ضمن اینکه اگر پیمانکار در فرآیند بهره‌برداری حضور داشته باشد و از استخراج بشکه‌های بیشتر منتفع شود انگیزه دارد نتایج تحقیقات و پژوهش‌های جدید خود را نیز مستمراً منتقل کند. اینکه مدیریت بهینه مخزن یک فعالیت مستمر و هم‌آغوش دانش و پژوهش است مطلب کاملاً درستی است اما اینکه بتوان با نوع قرارداد خیال خود را از این جهت آسوده کرد، ساده‌اندیشی است و آنچه در بند قبلی گفته شد در این مورد نیز مصداق دارد. علاوه بر این همه میادین هیدروکربنی کشور به یک اندازه پیچیدگی و نیاز به دانش و فناوری ندارند پیچیدگی میادین گازی (که سیالیت بیشتری دارد)، بسیار کمتر است. نکته دیگری که باید توجه داشت این است که دانش فنی لزوماً در دست شرکت‌های بزرگ نفتی که سرمایه‌گذاری می‌کنند نیست و بسیاری از شرکت‌های کوچک تخصصی و مراکز و موسسات پژوهشی وجود دارند که شرکت‌های بزرگ نفتی از خدمات آنها استفاده می‌کنند و شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های تابعه آن نیز می‌توانند برای خدمات و مشاوره‌های فنی با چنین شرکت‌ها و مراکزی قرارداد ببندند و از خدمات آنها استفاده کنند. اینکه کسانی فکر کنند دانش فنی در این زمینه چیزی است که ما از آن هیچ نمی‌دانیم و به اصطلاح در جهل مرکب هستیم این توهم ایشان یا شاید قیاس به نفس است و در عین حال به نوعی تخطئه توانایی‌های ملی است که به نوبه خود نگران‌کننده است. ما متخصصانی داریم که در جهل مرکب نیستند، خیلی چیزها را نمی‌دانند ولی می‌دانند که چه چیزهایی را دقیق و کامل نمی‌دانند و می‌دانند در کجاها ضعف و نیاز دانشی دارند و چگونه می‌توانند خلاء دانشی خود را پر کنند و اگر به این متخصصان بها و فرصت بدهیم و امکانات و امتیازاتی بسیار کمتر از آنچه به شرکت‌های خارجی می‌دهیم را در اختیار ایشان قرار دهیم، می‌توانند با به‌کارگیری همان شرکت‌های کوچک و مراکز تخصصی خارجی توانایی‌های خود را کامل کنند. در حال حاضر مشکل بسیاری از میادین قدیمی کشور تزریق گاز به میزان کافی است که از برنامه‌های مصوب عقب است. اگر شرکت خارجی هم بیاید تعهد خود را منوط به تحویل گاز کافی برای تزریق به میدان نفتی خواهد کرد، اگر گاز کافی به او تحویل ندادیم آیا اجازه واردات گاز به او خواهیم داد؟

۴- مساله شرکت مشترک بهره‌بردار: یکی از ابهامات مهم در مدل IPC نحوه بهره‌برداری و استخراج از میدان است. ظاهراً پیش‌بینی شده است که بهره‌برداری توسط یک شرکت مشترک ایرانی و خارجی انجام شود. اما اینکه این شرکت در چه زمانی تاسیس خواهد شد دقیقاً مشخص نیست. به خصوص با توجه به این نکته که طبق سیاست‌های ابلاغی اصل ۴۴ قانون اساسی بخش بالادستی صنعت نفت قابل انتقال به بخش خصوصی نیست. صرف‌نظر از جنبه قانونی، یک وضعیت می‌تواند این باشد که از ابتدا برای توسعه یک میدان یک شرکت مشترک با سهامداران ایرانی و خارجی تاسیس شود و این شرکت طرف قرارداد شرکت ملی نفت ایران یا یکی از شرکت‌های زیرمجموعه آن (مانند شرکت ملی فلات قاره یا شرکت نفت مناطق مرکزی) بشود و برای ۲۵ سال توسعه یک میدان نفتی یا گازی و بهره‌برداری از آن را بر عهده گیرد. حالت دیگر می‌تواند این باشد که شرکت خارجی با یکی از همان شرکت‌های زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران شرکت مشترکی را برای تکمیل مراحل اکتشافی و توسعه و بهره‌برداری از یک میدان خاص تاسیس کنند. این دو مورد شاید ساده‌تر به نظر آیند اما اینکه چه نظام پرداختی و چه آیین‌نامه‌های مالی و معاملاتی در این شرکت‌ها حاکم خواهد بود و اگر متفاوت با شرکت ملی نفت ایران باشد چه تاثیری بر منابع انسانی شرکت ملی نفت ایران خواهد گذاشت و چه مشکلاتی را برای ساختار صنعت نفت به وجود خواهد آورد زیر سوال است. همچنین اگر هم این دو روش در مورد میادین جدید (Green Fields) امکان‌پذیر باشد ولی برای میادین قدیمی (Brown Fields) که سال‌هاست تحت بهره‌برداری هستند و طرح توسعه برای افزایش تولید روی آنها اجرا می‌شود، بسیار دشوارتر است. چطور می‌شود برنامه توسعه و بهره‌برداری از بخش توسعه‌ای میدان را از بهره‌برداری جاری آن تفکیک کرد؟ اینها مسائلی است که باید به دقت مطالعه شود و آثار و تبعات آن پیش‌بینی شود.

البته اینکه شرکت سرمایه‌گذار و پیمانکار خارجی وادار شود که در مرحله توسعه میدان و ساخت تاسیسات از ابتدا با مشارکت یک شرکت ایرانی وارد شود کار خوبی است که در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل هم قابل اجراست و موجب انتقال دانش مدیریت پروژه‌های بزرگ نفتی به شرکت‌های پیمانکاری ایرانی و توسعه ظرفیت‌های ملی می‌شود. ولی نحوه حضور شرکت خارجی در مرحله بهره‌برداری، خصوصاً با توجه به شرایط و قوانین و مقررات ایران با ابهامات زیادی مواجه است که اصولاً ممکن است مورد پذیرش شرکت‌های خارجی قرار نگیرد و به یک عدم امتیاز برای جذب سرمایه تبدیل شود. مردان IPC باید این ابهامات را روشن کنند.

۵- مساله تصمیمات تولید: باید توجه داشت که به‌هرحال قرارداد هرچه بلندمدت‌تر باشد تعهدات و محدودیت‌ها و ریسک‌هایی را هم برای کشور ایجاد می‌کند و اگر تعداد میادین تحت این‌گونه قراردادها زیاد شود، تصمیمات تولیدی چه برای هماهنگی با اوپک یا برنامه‌های کشور تنها در اختیار صنعت نفت نخواهد بود و این مساله نیز باید مورد توجه قرار گیرد. اگر همین روند و نگرش ادامه یابد ممکن است در آینده شرکت‌های طرف قرارداد بعضی مشکلات تولید و دست نیافتن به تولید هدف را به مشکلات بازاریابی نسبت دهند (کما اینکه در مقطعی در طرح توسعه میادین سروش و نوروز همین اتفاق افتاد) و تحقق تعهدات خود را منوط به این کنند که بازاریابی و فروش نفت‌خام نیز به عهده ایشان باشد.

موخره

به نظر می‌رسد موارد فوق‌الذکر مسائل کلیدی قراردادها هستند که باید شفاف شوند و شفافیت است که مانع هرگونه فساد و سوءاستفاده است. در عین حال این موارد ادعای مذکور در مقدمه این یادداشت را بیشتر روشن می‌کند که تنوع میادین هیدروکربنی کشور و مسائل و مشکلات و نیازهای آنها بیشتر از آن است که همه را با یک چوب برانیم.

ذکر این مطلب نیز لازم است که گاهی کسانی شاید برای تحت‌الشعاع قرار دادن تمام مسائل فنی قرارداد یا هر نیت دیگری، یک مساله سیاسی را وسط می‌کشند و می‌گویند انعقاد قراردادهای بزرگ و ایجاد منافع بلندمدت برای شرکت‌های قوی غربی، تضمین‌کننده برجام است. به این معنا که اگر دولت‌های غربی خواستند به هر بهانه‌ای با استفاده از Snap Back، تحریم‌ها را برگردانند با مقاومت و فشار و لابی شرکت‌ها روبه‌رو خواهند شد. این حرف چیز تازه‌ای نیست. در دوران قراردادهای بیع‌متقابل نیز همواره چنین ادعایی برای پوشاندن ضعف‌های فنی وجود داشت. من نمی‌خواهم این مساله را یکسره نفی کنم و بدیهی است که روابط دیپلماتیک تنها مقدمه توسعه روابط در زمینه‌های دیگر است و گرنه متزلزل خواهد بود. اما به نظر من این تلقی چندان دقیق نیست. ذکر یک تجربه به درک مساله کمک می‌کند. در دوران ریاست‌جمهوری «بیل کلینتون» صدها شرکت نفتی با محوریت «دیک چنی» که در آن زمان در راس شرکت نفتی هالیبرتون قرار داشت و با همیاری خانم «کاندولیزا رایس» که در شرکت شورون بود، یک گروه فشار و لابی بسیار قوی را شکل داده بودند که به هیات حاکمه ایالات‌متحده فشار بیاورند که موانع حضور شرکت‌های آمریکایی در صنعت نفت ایران را برطرف کند. در همان زمان نگارنده، همایشی را در لندن برگزار کردم که کثیری از شرکت‌های آمریکایی از آن حمایت و در آن شرکت کردند و در نطق‌های خود اعتراضات تندی را در این زمینه علیه دولت آمریکا مطرح می‌کردند و حتی بعضی هیات حاکمه خود را مضحکه می‌کردند. چندی نگذشت دوران بیل کلینتون تمام شد و جرج بوش دوم و نئوکان‌ها بر سر کار آمدند و همان جناب «دیک چنی» معاون رئیس‌جمهور و خانم رایس وزیر خارجه شد و برعکس آنچه شاید ابتدا تصور می‌شد، تحریم‌ها علیه ایران و محدودیت‌های شرکت‌های نفتی آمریکایی برای کار در ایران تشدید شد و نشان داد که اراده سیاسی مقدم بر این امور است. اینک به نظر می‌رسد آن اراده سیاسی قدری تغییر کرده است و شاید بدون برجام حاصل نمی‌شد. اما تجربه نشان می‌دهد شرکت‌های بزرگ غربی حداقل در مورد کار کردن با کشورهایی که متحد استراتژیک کشورشان نیستند، از دولت‌های متبوع‌شان اجازه می‌گیرند و مدتی را برای خود در چارچوب فرصتی که ایجاد شده است مشخص می‌کنند و سعی می‌کنند بار خود را در همان مدت ببندند. در هر حال بازار ایران به اندازه کافی خصوصاً در شرایط موجود اقتصاد غرب، برای سرمایه‌گذاران جذاب هست. ما هستیم که باید در فرصت پیش آمده به فکر اولی‌ترین نیازهای توسعه و اقتصاد خود باشیم و سرمایه‌گذاران را در این مسیر هدایت کنیم.

پی‌نوشت:

۱- مطالب شماره ۴۳۹ و ۴۴۰ وبلاگ hassantash.blogfa.com

مهدی دعوتی / تحلیلگر اقتصادی

در مذمت یکجانبه‌نگری

تجزیه و تحلیل سود دریافتی بانک‌ها از تسهیلات پرداختی

در ماه‌های اخیر بانک مرکزی هدف‌گذاری خود را به درستی روی کاهش نرخ سود (سپرده و تسهیلات) قرار داده که با عدم تمایل بانک‌ها (به جهت کمبود نقدینگی به دلیل عدم تعادل در عرضه و تقاضا در بازار پول، مطالبات معوق، بنگاهداری بانک‌ها، موسسات پولی غیرمجاز، میزان سوددهی بیشتر به جهت گردش مالی بالاتر) روبه‌رو شد و مقاومت بانک‌ها را در پی داشت. باتوجه به اینکه عوامل ذکرشده، عمدتاً زمان‌بر و ساختاری هستند، بانک مرکزی با دو سیاست سعی کرد مقدمات لازم، جهت فشار به بانک‌ها در راستای یک حرکت خودجوش با اجماع داخلی (و نه دستوری) را فراهم سازد. ۱- کاهش نرخ سپرده قانونی از ۱۳/۵ درصد به ۱۰ درصد (هرچند که طبق قانون، کمتر از این میزان نیز مقدور نیست) ۲- کاهش نرخ سود بین‌بانکی از ۲۸/۵ درصد به ۱۸/۵ درصد (هر چند که به دلیل وجود اوراق خزانه با نرخ ۲۳ درصد و اوراق مشارکت با سود تضمین‌شده ۱۸/۵ درصد قبل از سررسید، منطقاً کمتر از این میزان، دور از دسترس به نظر می‌رسد). بعد از این اقدامات، بانک‌ها نیز در مورخه ۹۴/۱۱/۲۶ برسر کاهش نرخ سپرده‌ها از ۲۰ درصد به ۱۸ درصد به اجماع رسیدند و متعاقب آن شورای پول و اعتبار در مورخه ۹۴/۱۱/۲۷ در مصوبه‌ای به کاهش نرخ سود تسهیلات از ۲۴ درصد به ۲۲ درصد رای داد (عقود مشارکتی از ۲۴ درصد به ۲۲ درصد و عقود مبادله‌ای از ۲۱ درصد به ۲۰ درصد).

لیکن اخیراً به دفعات مقامات عالی‌رتبه بانک مرکزی به ذکر این جمله پرداخته‌اند که متوسط میزان سود سپرده‌های بانکی در اکثر نقاط دنیا یک تا دو درصد بالاتر از میزان تورم است که بیانگر هدف‌گذاری مقامات پولی، روی این رقم است. در این ارتباط ذکر دو نکته ضروری است. ۱- یقیناً عملکرد سایر کشورها به عنوان ملاک عمل برای کشورمان نیست بلکه اصولاً تعیین نرخ سود سپرده بانکی بنا به سیاست هر کشور و بر اساس تعادل نیروهای موجود در بازار پولی آن کشور تعیین می‌شود به عنوان مثال در حالی که متوسط نرخ سود سپرده‌ها در آمریکا شش‌دهم درصد (به نقل از سایت CNN Money) است در چهار کشور دانمارک، سوئد، سوئیس و ژاپن، منفی است، قطعاً هر یک از آنها محاسبات و مصالح خود را در اعمال این ارقام مد نظر قرار داده‌اند. بنابراین ذکر این جمله صرفاً به عنوان شاهد یک ادعا برای یک استنتاج داخلی است. ۲- این رقم باید متناسب با ارقام سایر شاخصه‌های اقتصادی بوده و نباید به صورت مجرد بیان شود. به عنوان مثال درعبارت مذکور اشاره نشده که در آن نقاط، میزان سود و هزینه بانک‌ها چقدر است؟

به همین جهت در این گفتار سعی برآن شده تا به تجزیه و تحلیل نرخ سود تسهیلات بانک‌ها پرداخته شود. طبق بیان ساده‌ای، می‌توان سود دریافتی بانک‌ها را به صورت زیر تجزیه کرد. میزان سود تسهیلات برابر حاصل جمع درآمد عملیاتی بانک‌ها و میزان سود سپرده‌هاست. در حالی که میزان سود سپرده بانک‌ها به دلایل متعددی، ازجمله میزان عرضه و تقاضای پول، بازدهی عامل سرمایه، رجحان نقدینگی، تورم، نرخ سپرده قانونی و... بستگی دارد که بحث گسترده آن، در این مقال نمی‌گنجد اما راجع به درآمد عملیاتی بانک‌ها می‌توان گفت: درآمد عملیاتی بانک‌ها از مجموع سود بانک‌ها از درآمد عملیاتی و هزینه‌های عملیاتی بانک‌ها حاصل می‌شود. نکته‌ای که آشکارا می‌توان از معادلات بالابه آن پی برد این است که برای کاهش سود تسهیلات (که باعث رفع مشکلات بخش تولید می‌شود) و همچنین همزمان برای بالا نگه داشتن حجم سپرده‌ها (با توجه به اینکه بانک‌ها با کمبود نقدینگی مواجه هستند) باید همزمان بر هر دو عامل یعنی میزان سود سپرده‌ها و درآمد عملیاتی بانک‌ها (میزان هزینه و سود آنها) متمرکز شد. بر همین اساس، طبق نرخ‌های مصوبه قبلی بانک مرکزی، ۲۴ درصد نرخ تسهیلات و ۲۰ درصد نرخ سپرده‌ها بود که از این ارقام چهار درصد سهم بانک‌ها بود که بعد از کسر سهم تورم ۱۵ درصد به رقم پنج درصد سهم صاحب سرمایه می‌رسیدیم. اما هم‌اکنون بعد از تحولات اخیر در نرخ‌های سود، ۲۲ درصد نرخ تسهیلات و ۱۸ درصد نرخ سپرده‌هاست که از این ارقام چهار درصد سهم بانک‌هاست که بعد از کسر سهم تورم ۱۳ درصد (طبق آخرین آمار منتشرشده میزان تورم ۱۳/۲ درصد است) به رقم پنج درصد سهم صاحب سرمایه خواهیم رسید. از مقایسه تجزیه‌های بالا دو نتیجه حاصل می‌شود. ۱- در حالی که نرخ‌های اسمی کاهش یافته‌اند اما نرخ‌های واقعی و سهم بانک‌ها و صاحبان سرمایه بدون تغییر، ثابت باقی مانده‌اند (مضاف بر اینکه به دلیل کاهش نرخ سپرده قانونی و افزایش قدرت خلق پول بانک‌ها، احتمال کاهش نقدینگی بانک‌ها نیز کاسته شده است). ۲- از جهت دیگر وقتی به مشاهده نرخ‌های مذکور در نقاط دیگر جهان می‌پردازیم، ملاحظه می‌شود به‌طور میانگین درآمد عملیاتی بانک‌ها حدود یک تا دو درصد است به عنوان مثال در حال حاضر (در CITY BANK آمریکا) نرخ تسهیلات یک‌ساله ۲/۹۲ درصد و نرخ سپرده‌های یک‌ساله ۱/۲۲ درصد است که در این صورت ۱/۷ درصد سهم بانک‌هاست که بعد از کسر سهم تورم ۰/۷ درصد به رقم ۰/۵۲ درصد سهم صاحب سرمایه می‌رسیم (این در حالی است که نرخ‌های مذکور نه‌تنها برای بانک‌های مختلف این کشور متفاوت است بلکه برای شعب مختلف یک بانک در ایالات مختلف به دلیل رجحان نقدینگی نیز متفاوت است). با توجه به نتایج بررسی مذکور می‌بینیم در حالی که در نقاط دیگر دنیا درآمد عملیاتی بانک‌ها چیزی نزدیک به دو درصد است در ایران این رقم چهار درصد است. در مجموع درمی‌یابیم که هرچند هدف‌گذاری انجام‌شده (میزان سود یک الی دو درصد بالاتر از نرخ تورم) صحیح است ولی عناصر تشکیل‌دهنده این رقم و میزان آنها از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. به عنوان مثال اگر در شرایطی که میزان درآمد عملیاتی بانک‌ها رقم چهار درصد باقی مانده و سود واقعی دو درصد برای صاحبان سرمایه محقق شود نه‌تنها باعث خروج سرمایه از بانک‌ها شده (که بالطبع مشکلات جدی برای بانک‌های موجود در کشور ایجاد خواهد کرد) بلکه باعث ایجاد فضای غیربانکی واسطه‌گری پولی می‌شود یا شاید با افزایش نسبی میزان درآمد عملیاتی بانک‌ها، فضای رانتی جدیدی ایجاد شود که سرمایه‌های سنگین، تمایل زیادی به تاسیس بانک داشته باشند که اینها خود به معنی از چاله درآمدن و به چاه افتادن است.

همان‌طور که در بالا ذکر شد از تجزیه درآمد عملیاتی بانک‌ها به دو عامل سود و هزینه‌های عملیاتی می‌رسیم و با توجه به اینکه بانک‌ها همواره از حاشیه سود پایین خود، ناراضی هستند ناخواسته به بررسی هزینه‌های بانک‌ها متمایل می‌شویم و این سوال مطرح می‌شود که دلایل بالا بودن هزینه‌های بانکداری در ایران چیست؟ آیا علت آن بازدهی به مقیاس، میزان کارایی آنها (فنی، تخصیصی و اقتصادی)، یا مربوط به مسائل اقتصاد کلان می‌شود؟

فارغ از عوامل اقتصاد کلان، یادآوری مواردی باعث درک بهتری از مساله می‌شود. مگر علت اصلی ایجاد بانک‌های خصوصی، ایجاد فضای رقابت بین بانک‌ها و کاهش هزینه‌های آنها نبود، مگر هدف از طرح تحول نظام بانکی (که یکی از هفت طرح تحول نظام اقتصادی بود) افزایش کارایی نظام بانکی نبود، چرا در این امور، هدف مورد نظر محقق نشد؟

به عنوان نمونه براساس آخرین تحقیقات (منتشرشده توسط خبرآنلاین) به ازای هر ۱۰۰ هزار نفر ۲۷/۴ شعبه بانک در ایران وجود دارد که از این لحاظ ایران بعد از کشورهای فرانسه، ژاپن، آمریکا و استرالیا در رتبه پنجم جهان قرار دارد.

این سوال ایجاد می‌شود که فارغ از این موضوع که آیا واقعاً، این وسعت فیزیکی در ایران لازم است یا خیر و اینکه کارایی این تعداد شعبه، پرسنل و تدارکات چه میزان است، چرا هزینه چنین بسط، گسترش و عدم کارایی آنها باید بر دوش وام‌گیرندگان به ویژه بخش تولید باشد؟

اینها سوالاتی هستند که باید مورد بررسی بیشتر قرار گرفته و اگر موضوع معقولی (مانند کاهش نرخ سود بانکی) را هدف‌گذاری کردیم باید به تمام عوامل ساختاری آن پرداخته شود و نه فقط روی یک عامل خاصی (مانند سهم درآمد صاحبان سرمایه) متمرکز شد.