

آسیب شناسی الگوی جدید قراردادهای نفتی در ایران

مقدمه

در سالهای اخیر انتشار متن قراردادهای نفتی، در برخی از کشورها به یک مطالبه عمومی تبدیل شده است و ایجاد حداکثر شفافیت در این بخش که همواره متهم به مناسبات ناسالم و رانتی بوده، از سوی بسیاری از تشکلهای مدنی و کارشناسی مطرح شده است.

از ابتدای تشکیل دولت یازدهم کمیته ای در وزارت نفت و به دستور وزیر نفت تشکیل گردید تا شیوه ای نوین در عقد قراردادهای نفتی با جذابیت لازم برای سرمایه گذاران خارجی تدوین نماید. پس از جلسات متعدد، پیش نویسی توسط مسئول کمیته قراردادها تهیه و پس از تایید وزیر نفت به هیات دولت ارائه شد. این الگوی جدید قراردادی مورد تصویب هیات دولت قرار گرفته و توسط معاون اول رئیس جمهور به وزارت نفت و وزارت امور اقتصادی و دارایی ابلاغ شد. از آنجا که این شیوه قراردادی دارای نواقص و ضعف های عمده ای بوده و منافع کلان کشور را در کوتاه مدت و بلند مدت به مخاطره انداخته و دولت های آینده را نیز متعهد خواهد ساخت، لازم است آسیب شناسی و نقد دقیقی بر روی آن انجام شده و مراکز تصمیم گیری کلان کشور همچون مجلس شورای اسلامی، شورای عالی امنیت ملی و سایر نهادهای ذیربط پیش از اجرایی شدن، به بررسی دقیق آن پردازند. با این وصف در یک ارزیابی مقدماتی نقدهایی به نظام نوین قراردادهای نفتی وارد است که از آن جمله می توان به موارد ذیل اشاره نمود:

- تدوین کنندگان الگوی جدید قراردادهای نفتی، مفاد این الگو را در راستای اجرای بندهای "۱۲"، "۱۳" و "۱۴" سیاست های ابلاغی اقتصاد مقاومتی برشمرده اند. با مطالعه این سه بند و بند "۱۵" به وضوح می توان دریافت که صنعت عظیم نفت و گاز الزاماً باید از خام فروشی فاصله گرفته و به سمت تولید محصولات متنوع جهت گیری نماید. باید دقت نمود که در بند "۱۳" و "۱۵" صراحتاً به افزایش صادرات محصولات پتروشیمی، افزایش صادرات فرآورده های نفتی و افزایش صادرات گاز اشاره شده اما از افزایش صادرات نفت خام، نامی به میان نیامده است.

ضمناً تأکید بند ۱۴ بر افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز و توسعه ظرفیت‌های تولیدی بخصوص در میادین مشترک است. لذا از مجموع بندهای ۱۳، ۱۴ و ۱۵ می‌توان دریافت که اولاً: اولویت اصلی افزایش ذخایر و ظرفیت تولید نفت و گاز باید به میادین مشترک اختصاص داده شود. ثانیاً: در صورت افزایش ظرفیت تولید نفت خام نباید راهبرد بلند مدت کشور خام‌فروشی این ثروت زیر زمینی باشد، بلکه راهبرد صحیح ایجاد صنایع پایین دستی و تولید محصولات متنوع جهت فروش می‌باشد. لذا جهت‌گیری و روح حاکم بر قراردادهای نفتی نیز باید در این راستا باشد و به این دو نتیجه ختم شود. اما الگوی جدید قراردادی به گونه‌ای تدوین شده است که اولاً تمامی منابع و ذخایر استراتژیک نفت و گاز کشور را در حال و آینده شامل می‌شود و هیچ استثناء و محدودیتی در انتخاب میادین در نظر گرفته نشده است. به عبارت دیگر تمام میادین کشور پتانسیل قرار گرفتن در فهرست قراردادهای نفتی را دارند. ثانیاً مطابق بند "ب" ماده ۶ این الگو، شرکت‌های خارجی الزامی برای فعالیت در میادین مشترک و پرریسک نداشته و حداکثر کارکرد الگوی مذکور تنها "تشویق" شرکت‌ها به سمت این میادین است. به عبارت دیگر هیچ تضمین و الزامی برای توسعه میادین مشترک از مجرای این الگوی قراردادی وجود ندارد. ثالثاً شرکت ملی نفت ایران ناچار است جهت بازگشت هزینه‌ها و پرداخت سود و پاداش، به صادرات هرچه بیشتر و سریع‌تر نفت خام روی آورده و شرکتهای طرف قرارداد هیچ الزام و یا تشویقی جهت تکمیل چرخه ارزش افزوده و توسعه صنایع پایین دست ندارند. لذا نتیجه حاصل از اجرای این الگوی قراردادی به خام‌فروشی بیشتر ختم خواهد شد. این نتایج در تعارض آشکار با سیاست‌های ابلاغی اقتصاد مقاومتی خواهند بود.

- با توجه به مواد ۲ و ۷: الگوی جدید قراردادی در سه دسته از میادین نفتی و گازی قابل اعمال است. دسته اول میادین کشف نشده (که در صورت اکتشاف، توسعه میدان نیز در اختیار شرکت خارجی قرار می‌گیرد)، دسته دوم میادین کشف شده‌ی توسعه نیافته (Green Fields) و دسته سوم میادین توسعه یافته (با هدف بهبود/ازدیاد برداشت از این میادین در حال بهره‌برداری) (Brown Fields). در واقع الگوی جدید قراردادی تمامی منابع و ذخایر نفت و گاز کشور را در حال و آینده در بر می‌گیرد (مجموع سه دسته فوق) و قراردادهای آتی توسعه و تولید کلیه میادین نفت و گاز در ذیل این الگو تنظیم خواهند شد. از طرفی در این الگو مجوز عقد قرارداد با شرکتهای بین‌المللی

برای دوره های ۲۰ یا ۳۰ ساله داده شده است. این بدان معنی است که در صورت استقبال شرکت‌های بزرگ نفتی جهت سرمایه‌گذاری در منابع نفت و گاز کشور با هر انگیزه‌ای (از جمله انگیزه نفوذ)، در تمام میادین نفت و گاز فعلی کشور و آنچه که ممکن است در آینده کشف شود چارچوب اصلی عقد قراردادهای بلندمدت تعیین شده است. مسأله‌ای با این درجه از اهمیت و حساسیت که نتایج آن اقتصاد حال و آینده کشور را تا چندین نسل را ممکن است متأثر کند، نیازمند رعایت ملزوماتی می‌باشد. اولاً باید متن الگوی جدید قراردادی علاوه بر دولت، در مجلس شورای اسلامی و مراجع عالی دیگر مورد بازبینی قرار گرفته و نتایج آن به استحضار شخص مقام معظم رهبری که تدوین کننده سیاست‌های کلان نظام می‌باشند، رسانده شود. ثانیاً تجارب قبلی بدست آمده در قراردادهای بیع متقابل نشان می‌دهد که وزارت نفت سابقه مناسبی در بررسی دقیق و همه جانبه این نوع تصمیم‌گیری‌های مهم نداشته و نیاز است که سایر مراجع ذی ربط نیز در این خصوص ورود داشته باشند. شایان ذکر است که اسناد دقیق تولید میادینی که قبلاً قراردادهای بیع متقابل در آنها به اجرا در آمد نشان می‌دهد با وجود بزرگنمایی‌های صورت گرفته در مورد نتایج حاصل از این قراردادها توسط تدوین‌کنندگان مدل جدید قراردادی (که خود متولی تدوین قراردادهای بیع متقابل بوده اند)، هیچ یک از شرکتهای بین المللی به اهداف تولیدی ادعا شده نرسیدند.

- با توجه به تعاریف موجود در بندهای "غ" تا "ک" ماده ۱ و نیز بند "د" ماده ۳: علیرغم اینکه این نوع الگوی قراردادی توسط تدوین‌کنندگان تحت عنوان "قرارداد انجام خدمت" (Service Contract) معرفی می‌شود که در آن بخشی از ریسک را سرمایه‌گذار متحمل می‌گردد اما در عمل به نوعی از قراردادهای "مشارکت در تولید" (Production Sharing) تبدیل شده است. چرا که با کشف میدان و توسعه آن (نوع ۱ قرارداد) و یا توسعه میادین اکتشاف شده موجود (نوع ۲ قرارداد) و یا بهبود تولید میادین در حال تولید (نوع ۳ قرارداد) هزینه‌ای به ازای هر بشکه تولیدی به نام دستمزد (Fee) یا به عبارت بهتر پاداش باید به شرکت طرف قرارداد پرداخت شود. در صورتی که شرکت ملی نفت ایران بخواهد در آن میادین تولید را به هر دلیل سیاسی، اقتصادی، کاهش سهم اوپک، پایین آمدن قیمت نفت، و حتی تحریم، کاهش داده یا متوقف کند باید علاوه بر هزینه‌های توسعه میدان که به

صورت معمول پرداخت می‌شود کل پاداش اضافه تولید را نیز برای کل دوره قرارداد پرداخت کند. عملاً این اجبار به پرداخت ارقام هنگفت پاداش در میادین بزرگ (که در قرارداد علاوه بر بازپرداخت هزینه‌ها در نظر گرفته شده) دولت را مجبور خواهد ساخت که تحت هیچ شرایطی در میادین منطقه‌ی قرارداد، تولید را کاهش ندهد و عملاً حاکمیت بر تولید از میادین نفت و گاز منطقه قرارداد از اختیار نظام خارج می‌شود. لازم به ذکر است که طبق اظهار نظر صریح تدوین‌کنندگان شرایط فورس مازور پیش بینی شده در بند "خ" ماده ۳ شامل شرایط پیش گفته از جمله تحریم نمی‌شود.

- با توجه به تعاریف موجود در بندهای "غ" تا "ک" ماده ۱ و بند "ج" ماده ۳ نکاتی که در ادامه می‌آید قابل توجه است: اصولاً یکی از اهداف اصلی این قراردادها افزایش ظرفیت تولید با روش‌های صیانت شده معرفی شده است. این در حالی است که مکانیزم‌های در نظر گرفته شده در متن قرارداد به این هدف ختم نمی‌شود. طبیعی است که جهت نیل به این هدف در هر میدان، شرکت طرف قرارداد باید تولید را با هزینه معقول نسبت به وضع موجود ارتقاء داده و نیز برنامه تولیدی پیشنهادی شرکت‌های بین‌المللی نسبت به سناریو شرکت ملی نفت ایران ارزش افزوده خالص بالاتری (آن هم در حد قابل توجه) ایجاد کند. برای نیل به این هدف شرکت طرف قرارداد باید پاداش تولید را تنها زمانی دریافت کند که تولید میدان در اثر قرارداد از تولید فعلی (در میادین در حال تولید) و یا ظرفیت تولید (در میادین اکتشافی یا توسعه نیافته) بیشتر شود. متأسفانه در این الگو مبنای پرداخت دستمزد (پاداش) نسبت به خط پایه تخلیه (Depletion Base Line) در نظر گرفته شده است. این خط پایه تعریف شده، تولیدی است که در حالت رها کردن مخزن بدون حفر و تعمیر چاه یا تزریق گاز یا آب و مطالعات مهندسی حاصل شود. در واقع در الگوی جدید قراردادی خط پایه تخلیه که مبنای ارزیابی طرف دوم قرارداد و نیز مبنای دریافت پاداش است، بدترین حالت ممکن در نظر گرفته شده است، در حالی که انتظار منطقی این است که شرکت‌های بین‌المللی میزان یا ظرفیت تولید را نسبت به وضع موجود (میزان تولید در میادین در حال تولید و ظرفیت تولید در میادین اکتشافی یا توسعه نیافته) بهبود بخشیده یا ضریب بازیافت را ارتقاء دهند نه نسبت به حالت انجام هیچ عملیاتی. با این کار طرف دوم قرارداد الزامی به بکارگیری تکنولوژی‌های نوین و نیز ارتقاء تولید و ضریب بازیافت فعلی نخواهد داشت. لازم

به ذکر است که تولید و ضریب بازیافت فعلی در حالت سخت ترین شرایط تحریمهای کالایی و مالی در وضع کنونی است و پایین تر گرفتن خط پایه تخلیه نسبت به تولید فعلی جفا به منافع ملی و نیروی انسانی بومی است. واضح است که شرکت های طرف قرارداد با انجام عملیات های کاملاً روتین و ساده (بدون استفاده از تکنولوژی های بروز) هم تمام هزینه عملیات (که سود قابل توجهی در آن مستتر است) و هم پاداش تولید را دریافت خواهند نمود، بدون اینکه مجبور باشند نسبت به وضع فعلی (که بسیار بالاتر از حالت عدم انجام هر گونه عملیاتی است!) تولید بالاتری را با هزینه پایین تر (یا حداقل یکسان) حاصل کنند. بعبارت دیگر طرف دوم قرارداد برای تولیدی که در حال حاضر انجام می شود نیز پاداش می گیرد! به عنوان مثال اگر تولید فعلی یک میدان ۵۰۰ هزار بشکه در روز بوده و در صورت توقف تمام فعالیت های جاری (که با هدف حفظ سطح تولید انجام می شود)، تولید آن به ۴۰۰ هزار بشکه در روز افت کند و طرف دوم قرارداد بتواند تولید میدان را به ۵۱۰ هزار بشکه در روز برساند، تولید اضافی ۱۱۰ هزار بشکه مبنای پرداخت پاداش قرار خواهد گرفت در حالی که افزایش واقعی تولید میدان فقط ۱۰ هزار بشکه است. چنین تعریفی از خط پایه تخلیه یک رانت بسیار بزرگ در پی خواهد داشت که قطعاً کاهش درآمدهای ملی را بدنبال دارد. نکته مهم دیگر اینست که پیش بینی دقیق میزان کاهش تولید میدان به ازای توقف تمام عملیات های نگه داشت و استمرار تولید بسیار مشکل بوده و با عدم قطعیت نسبتاً بالایی همراه است. لذا بسته به میزان شیب کاهش تولید در نظر گرفته شده (به عنوان مبنا) میزان پاداش نیز متفاوت خواهد بود. ضمناً یکی از نکات برجسته ای که تدوین کنندگان در این مدل قراردادی همواره بر آن تاکید داشته اند این است که به دلیل وابسته بودن بازپرداخت سود، پاداش و سرمایه شرکت خارجی به تولید میدان، همواره طرف خارجی در بخشی از ریسک شریک است. اما متأسفانه این انتظار حداقلی نیز در این مدل قراردادی کنار گذاشته شده و خط پایه تولید که مبنای ارزیابی و پرداخت پاداش به پیمانکار است در بدترین حالت افت تولید یعنی در حالت انجام هیچ عملیات و سرمایه گذاری در نظر گرفته شده و در واقع کل ریسک را کارفرما متقبل شده است.

- با توجه به بندهای "پ"، "ت" و "د" ماده ۳: ایده جذاب ساختن قراردادها برای جذب شرکت های بزرگ نفتی جهت سرمایه گذاری در ایران موجب شده است که نظام هوشمند جریمه در صورت عدم نیل به اهداف

قراردادی و نیز فسخ قرارداد در این الگو گنجانده نشود. ضمناً وزارت نفت نیز مکلف نشده است که اسناد پشتیبان لازم را تدوین کند. پر واضح است که جذاب ساختن قراردادها (از طریق ایجاد سود مناسب و امنیت سرمایه گذاری برای پیمانکار) ارتباطی به تدوین ضعیف چارچوب قراردادی و عدم اعمال نظام جریمه و فسخ قرارداد ندارد. ادعای تدوین کنندگان این است که در صورت کم بودن تولید حاصل از قرارداد، بازگشت سرمایه، سود و دستمزد پیمانکار با تاخیر زمانی انجام شده و این مسأله به مثابه نوعی جریمه عمل خواهد کرد. اینگونه مواد حداقلی بخصوص در قراردادهای نفتی به هیچ وجه تضمین کننده تامین حداکثری منافع کشور نخواهد بود. در عمل آنچه که از تجربه این نوع قراردادها در عراق گزارش شده این است که سود حاصله برای پیمانکاران به قدری بالا بوده که در دو یا سه سال اول قرارداد، تمام سرمایه گذاری اولیه شرکتهای خارجی بازگشت داشته است. بدین ترتیب عملاً پس از یک دوره کوتاه اولیه، پیمانکار به هزینه اولیه سرمایه گذاری خود و سود مستتر در آن دست یافته و پس از آن منافع پیمانکار و کارفرما به هیچ وجه همسو نبوده و توازن نخواهند داشت. بدین ترتیب هیچ گونه اهرمی برای کارفرما جهت فشار به پیمانکار در راستای حداکثر سازی تولید و ذخایر وجود نخواهد داشت و شرکتهای خارجی الزامی به پایبندی به برنامه های توسعه ارائه شده اولیه نخواهند داشت.

- در الگوی جدید قراردادی می بایست این قید وارد می شد که برنامه توسعه و تولید (DP) پیشنهادی شرکت طرف قرارداد در مقایسه با برنامه پیشنهادی شرکت ملی نفت ایران ارزش افزوده خالص بالاتری داشته باشد و در نتیجه اجرای قرارداد کارفرما سود خالص بیشتری نسبت به وضع موجود کسب کند. گرچه این امر بدیهی به نظر می رسد اما واقعیت این است که ممکن است برخی از شرکتها با تحمیل هزینه هایی گزاف افزایش تولیدی را ایجاد کنند که در مقایسه با وضع موجود سود خالص کمتری را برای کشور حاصل کند. در واقع بخش قابل توجهی از سود بسیاری از شرکتها در دل هزینه هایی مستتر است که جهت حفر چاه، ایجاد تاسیسات، تزریق مواد مختلف در مخزن و فرآورش نفت دریافت می کنند. هر چه این هزینه ها بیشتر باشد سود انباشتی آن شرکتها بیشتر خواهد بود. لذا آمدن قید ایجاد سود خالص بیشتر نسبت به وضع موجود موجب خواهد شد که وزارت نفت بررسی دقیقی از میزان هزینه های هر میدان قبل از عقد قرارداد داشته باشد و سود خالص هر میدان را محاسبه کند و شرکتهای بین

المللی نیز خط قرمزی جدی جهت نحوه عملکرد فنی و نیز تحمیل هزینه ها داشته باشند. تجربه بکارگیری این نوع قراردادها در عراق نشان داده است که با وجود در نظر گرفتن مکانیزم هایی همانند R Factor جهت تعدیل نسبت سود به هزینه با میزان پاداش دریافتی پیمانکار، این گونه فاکتورها تاثیر چندانی در تعدیل این امر نداشته و مبالغ دریافت شده توسط شرکتهای بین المللی حتی در سالهای نخست قرارداد به قدری بیشتر از هزینه های سرمایه ای و عملیاتی در میدان بوده است که پیمانکار در سالهای بعد برای سرمایه گذاری و توسعه و تولید، تنها از بخشی از پاداش دریافتی خود استفاده کرده است.

- با توجه به ماده ۷ و نیز بند "ع" ماده ۱ و بند "الف" ماده ۱۱: اولاً واگذاری بهره برداری (اعم از تاسیسات، عملیات و مدیریت) به شرکتهای خصوصی (ایرانی یا خارجی) امری است که باید به طور مشخص مجلس شورای اسلامی مجوز خاص برای آن صادر کند چرا که هم اکنون قوانین بالادستی بخصوص قانون سیاستهای کلی اصل ۴۴ و قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت-۱۳۹۱، مجوزی برای آن صادر نکرده است. لذا به نظر می رسد واگذاری بهره برداری بصورت عام خلاف قوانین بالادستی بوده و تنها در موارد خاص با کسب مجوز قابل بررسی است. ثانیاً در میدانی که در حال حاضر شرکتهای توسعه و تولید تابعه شرکت ملی نفت ایران در حال فعالیت هستند، در طول مدت قرارداد (مثلاً سی سال) عملاً کلیه سازمانهای مهندسی مخازن و مهندسی نفت بعنوان نمایندگان مالک مخزن از دخالت جدی در میدان حذف شده و تنها در حد یک ناظر تشریفاتی دست چندم عمل خواهند کرد. ثالثاً ماهیت توسعه و تولید از مخزن به شکلی است که لزوماً نظرات و نیز منافع مالک مخزن و پیمانکار همیشه در یک جهت و منطبق بر هم نیست. در چنین شرایطی بر اساس این بند نظر پیمانکار بر مالک مخزن اولویت دارد! درست است که در صورت عدم صحت نظرات فنی شرکت طرف قرارداد، آن شرکت احتمالاً بخشی از پاداش خود را دریافت نمی کند اما در عوض میدان هیدروکربوری مالک مخزن دچار صدمه می شود و کارفرما میلیاردها دلار ضرر می کند. رابعاً این بند در حقیقت انکار و تحقیر توانمندیهای کارشناسی سازمانهای ملی صنعت نفت را در خود دارد و خلاف بند "ب" ماده ۴ قرارداد مبنی بر استفاده حداکثری از توانمندیهای داخلی کشور است.

- تجربه بکارگیری این شیوه قراردادی در عراق نشان داده است که نرخ بازگشت هزینه های سرمایه ای و عملیاتی (CAPEX+OPEX) شرکتهای بین المللی به صورت ناچیز متاثر از قیمت نفت و هزینه های عملیاتی بوده و در عوض بیشتر تابع هزینه سرمایه گذاری (CAPEX) و نرخ تولید میدان بوده است. لذا حساسیت بالای نرخ IRR این قراردادها به میزان هزینه های سرمایه ای (CAPEX) و حساسیت پایین این قراردادها به هزینه های عملیاتی (OPEX) سبب می شود شرکت های بین المللی بین هزینه های سرمایه گذاری و هزینه های عملیاتی یک تعادل (Trade off) برقرار نمایند و هزینه های عملیاتی را به دلیل کاهش هزینه های سرمایه گذاری در طول دوره قرارداد افزایش دهند.

- با توجه به بندهای "پ" ماده ۶ و بند "ج" ماده ۱۱: هزینه تامین مالی پیمانکار برای هزینه های سرمایه گذاری و همچنین هزینه های عملیاتی می بایست توسط کارفرما پرداخت شود. بدین صورت پیمانکار از افزایش هزینه های سرمایه گذاری خود در طول دوره قرارداد سود می برد. همچنین همان طور که اشاره شد، نحوه بازپرداخت قراردادهای عراق و نیز شیوه تدوین شده فعلی به نحوی است که در فاصله کمی از آغاز تولید تجاری از میدان، کل هزینه های سرمایه ای و عملیاتی کل دوره قرارداد به پیمانکار پرداخت می شود و لذا در نظر گرفتن هزینه های تامین مالی برای پولی که پیش از اجرا به پیمانکار پرداخت شده است، جای تأمل بیشتری دارد. ضمن اینکه برخورداری از منابع مالی شرط لازم برای اعطای کار به شرکت طرف قرارداد است.

- با توجه به بند "ث" ماده ۸: ماهیت این نوع از قراردادها بگونه ای است که سقف هزینه ثابتی نداشته و اصطلاحاً OPEN CAPEX می باشند. در چنین فضای قراردادی کنترل و نظارت دقیق بر برنامه سالیانه مالی و نیز تطابق برنامه با اجرا از بعد بسیار تعیین کننده می باشد.

- با توجه به بند "ب" ماده ۶: میزان دستمزد به تنهایی نمی تواند ملاک اصلی تعیین شرکت برنده باشد زیرا با اطلاعات یکسان از میدانی خاص، شرکتهای مختلف برنامه های توسعه متفاوتی ارائه می کنند که در این برنامه ها بعضاً میزان تولید، ضریب بازیافت و ارزش افزوده کاملاً متفاوت می باشد.

با توجه به بند "الف" ماده ۶: مطالعات مهندسی توسط شرکت های زیر مجموعه شرکت ملی نفت ایران صورت گرفته و لازم است این نتایج در اختیار شرکت خارجی قرار گیرد. این در حالی است که این مطالعات باید به صورت محرمانه نزد کارفرما بوده و مبنای ارزیابی پیشنهاد دهندگان باشد. لذا تنها اطلاعات خام میدان باید بصورت یکسان در اختیار طرف های مقابل برای ارائه پیشنهاد فنی قرار گرفته و بخشی از تاریخچه اطلاعاتی برای آزمودن برنامه پیمانکار محرمانه باقی بماند.