■ توسعه صنعت نفت و بیع متقابل در بودجه ۷۸

دفتر امور زیربنایی

مقدمه

در برنامهٔ دوم پنج سالهٔ توسعهٔ اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور، نظر به محدودیت منابع مالی ارزی و ضرورت‌های تقویت تکنولوژی در صنایع نفت، در چارچوب قوانین کشور زمینه جلب و جذب سرمایه‌گذاری خارجی مورد توجه قرار گرفت. طی بند (م) تبصره ۲۲ قانون برنامه به شرح پیوست (۱) به دولت اجازه داده شد تا طی پنج سال برنامه تا سقف ۱۰ میلیارد دلار (۶/۵ میلیارد دلار از بیع متقابل و ۳/۵ میلیارد دلار عملیات فاینانس) جهت طرح‌های مشخص از منابع تأمین اعتبار خارجی استفاده نماید. در این میان، ۱۲ طرح به صورت بیع متقابل به شرح جدول شماره ۱۳، از پیوست (۱)، تحت عنوان طرح‌های وزارت نفت مشخص شدند. بر این اساس، طی سال‌های ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ دو فقره قرارداد بیع متقابل توسط شرکت ملی نفت ایران و شرکت توتال جمعاً به مبلغ ۵/۴ میلیارد دلار منعقد شده است.

توضیح آن که یکی از این قراردادها

مربوط به توسعه میادین نفتی دریایی سیری A و E (۱/۲میلیارد دلار) و دیگری مربوط به توسعه پارس جنوبی (فازهای ۲ و۳) به میزان ۴/۲ میلیارد دلار بوده است. در ادامه وضعیت ذخایر نفت ایران و روند کمیت تولید بیانگر تصویر ناخوشایندی از تداوم تولید طی سال‌های آتی است. فشارهای عوامل مؤثر در بازار بین‌المللی نیز انگیزه‌های افزایش ظرفیت تولید را تشدید نموده است. در این میان، کاهش قیمت نفت و کمبود منابع سرمایه‌گذاری داخلی فشار مضاعفی را بر صنعت نفت کشور تحمیل می‌نماید. در این زمینه گرایش به اجرای طرح‌های بیع متقابل با ویژگی‌های خاص نفت محور اصلی فعالیت‌های مدیریت نفت کشور در تأمین منابع خارجی قرار گرفته است و طی ۴ سال اخیر نیز فعالیت‌های گسترده‌ای در این زمینه صورت گرفته است. تبلور این فعالیت در لوایح بودجه سال ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ منعکس است. در سال ۱۳۷۷، طبق برآورد شرکت ملی نفت، عملکرد نفت و گاز در خصوص عقد قرارداد بیع متقابل مربوط به پروژه‌های بلال، سروش، درود، سلمان، ان جی ال ۱۲۰۰ و ۱۳۰۰ و آماک، گاز مایع لاوان و طرح‌های پالایش و توزیع گاز به رقم ۳/۸۳۱ میلیارد دلار می‌رسد.

عملکرد چهار ساله ۱۳۷۴، ۱۳۷۵، ۱۳۷۶، ۱۳۷۷ که در مجموع به رقم (۹/۶۸۵=۵/۴+۴/۲۸۵)میلیارد دلار می‌رسد.

فصل اول- بیع متقابل و طرح‌های صنعت نفت در لایحهٔ بودجهٔ ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ (بررسی گزارش اول وزارت نفت)

براساس اولین گزارش ارائه شده توسط وزارت نفت به کمیسیون رسیدگی بودجه مجلس، اعتبارات درخواستی جدید که به طرح‌های نفت و گاز اختصاص می‌یابد در ۳ گروه زیر قرار می‌گیرند:

۱- توسعه میادین نفتی و طرح بازیافت نفت (۱۲ طرح توسعه نفت و ۸ طرح افزایش بازیافت)؛

۲- توسعه میادین گازی (۷ طرح توسعه گاز)؛

۳- طرح‌های پالایشی و مایعات گازی (یک طرح پالایش و ۲ طرح مایعات گازی).

با توجه به عملکرد صنعت نفت به شرح فوق در چهار سال اول برنامه، در لایحهٔ بودجهٔ سال ۱۳۷۸ طی بند (ل) تبصره ۲۹، دولت در سه بند متقاضی کسب مجوز برای تأمین منابع مالی به روش بیع متقابل و فاینانس شده است.

بند ۱- ۵/۴ میلیارد دلار (همراه با اجازه استفاده از باقی مانده تسهیلات تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۷) به روش بیع متقابل برای انجام طرح‌های توسعه میادین نفتی (۹ طرح دریایی و ۱۱طرح خشکی). مجموع اعتبارات تبصره سال ۱۳۷۸ و باقی مانده تبصره در سال ۱۳۷۷ حدود ۷میلیارد دلار برآورد می‌شود.

بند ۲- در این بند برای توسعه میدان‌های گازی پارس جنوبی و سلمان تا سقف تولید اضافی ۱۴۰ میلیون مترمکعب گاز در روز و ۸۰ هزار بشکه نفت در روز از طریق بیع متقابل یا فاینانس به شرکت ملی نفت مجوز داده می‌شود. توضیح آن که تولید اضافی به مفهوم تولید مازاد بر طرح‌های در دست اقدام مربوط به فاز ۱، ۲ و ۳ پارس جنوبی می‌باشد و لذا با توجه به حجم تولید ۱۴۰ میلیون مترمکعب گاز در روز شامل بر اجرای فازهای ۴، ۵، ۶، ۷ و ۸ می‌گردد. هزینه سرمایه‌گذاری این فازها با توجه به بهره و پاداش مربوطه جمعاً حدود ۱۰ میلیارد دلار اعلام شده است که با منظور داشتن میدان نفتی سلمان حدود ۱۰/۵ میلیارد دلار می‌گردد. شایان توجه است که در این تبصره میعانات گازی همراه با تولید گاز، به میزان تقریبی ۲۰۰ هزار بشکه در روز اعلام نشده است.

بند ۳- این بند تقاضای ۶۰۰ میلیون دلار اعتبار به روش فاینانس بلندمدت و کوتاه مدت از طریق بانک مرکزی می‌باشد که اگر چه ظاهراً این اعتبار برای تولید سال ۱۳۷۸ در سقف ۴ میلیون بشکه در روز در نظر گرفته شده است، ولی لازم به توضیح است که این عملیات از نظر نحوهٔ تأمین و مصارف منابع در حوزه عملیات جاری (هزینه‌های عملیاتی نظیر تعمیرات چاه‌ها) محسوب می‌گردد و روش تأمین پیشنهادی مبنی بر فاینانس بلندمدت و کوتاه مدت از طریق بانک مرکزی برای این نوع فعالیت سابقه بودجه‌ای نداشته است. توضیحاً این‌گونه هزینه‌ها در ردیف‌های اعتباری ۲۲۰۰۰۱ و ۲۲۰۵۰۴ در تبصره ۲۹ منظور می‌شود، درحالی‌که در سال ۱۳۷۸ نیز با توجه به کاهش قیمت فراورده‌های وارداتی رقم متناظر به میزان ۷۸۵میلیون‌دلار محسوب شده است. علاوه بر این، احتساب رقم ۶۰۰ میلیون دلار برای هزینه‌های تعمیراتی، فراتر از پیش‌بینی‌های متعارف می‌باشد و توجیه مناسبی در دست نیست.

۲- نکاتی چند درخصوص بیع متقابل و فاینانس در لایحهٔ ۱۳۷۸

۱- پیشنهاد طرح‌های سرمایه‌گذاری جدید به طور اساسی یک حرکت برنامه‌ای است و لذا در پیش‌بینی یک سالهٔ بودجه‌ای (لایحه بودجه ۱۳۷۷-۱۳۷۸) نمی‌گنجد. به عبارت دیگر با توجه به ماهیتِ برنامه‌ایِ طرح‌های فوق‌الذکر ضروری به نظر می‌رسد این طرح‌ها ابتدا در قالب برنامه سوم یا متمم برنامه دوم همراه با ضمائم طرح‌ها و توجیهات کلان و تخمین‌های علمی و کارشناسی هزینه و درآمد طرح‌ها به مجلس شورای اسلامی پیشنهاد و پس از تصویب، اجرای تعهدات آنها در چارچوب قوانین بودجه سالانه پیش‌بینی شود.

۲- در جمع‌بندی کلی از مجموعهٔ طرح‌ها در گروه‌های پیشنهادی برای بیع متقابل و فاینانس، حجم سرمایه‌گذاری اولیه لازم ۱۴,۹۱۰ میلیون دلار است. با احتساب بهره

و پاداش و سایر هزینه‌های اجرایی این طرح‌ها از طریق بیع متقابل هزینه سرمایه‌گذاری آنها به بیش از ۲۹,۱۰۹ میلیون دلار افزایش می‌یابد. ارزش کل سالانه محصولات نیز ۷,۹۸۶ میلیون دلار برآورد شده است که محاسبات دقیق‌تر با احتساب ضریب ۹۰ درصد ظرفیت تولید در خشکی و ۸۵ درصد در دریا و با فرض ارقام پایه ۱۲ دلار هر بشکه نفت و ۴ سنت هر مترمکعب گاز و ۱۵ دلار هر بشکه میعانات گازی به رقم ۷/۱۵۶ میلیون دلار در سال می‌رسد که دوره بازپرداخت آن حداقل ۴ سال می‌شود. هر چند در لایحه بودجه ۱۳۷۸ سقف اعتباری جدید ۵/۴ میلیارد دلاری برای مجموعه طرح‌های بیع متقابل در بخش صنعت نفت درخواست شده است، ولی با تصویب مجموع این طرح‌ها به شرح فوق و تنظیم قراردادهای مربوط به آنها و شروع تعهدات، ادامه این طرح‌ها در سال‌های آتی لازم‌الاجرا خواهد بود. مجموعهٔ این طرح‌های جدید در صنعت نفت جمعاً با هزینه‌ای بالغ بر ۱۴۹۱۰ میلیون دلار، تعهدات خارجی بیش از ۲۹,۱۰۹ میلیون دلار را به همراه داشته که معادل آن بر سقف اعتبارات سرمایه‌گذاری خارجی در کشور در طرح‌های صنعت نفت افزوده خواهد شد و رقم اعتبارات خارجی تخصیص یافته به بخش نفت و گاز طی برنامهٔ دوم جمعاً به ۳۸,۳۴۰ میلیون دلار بالغ خواهد گردید که بیش از ۷ برابر سقف مصوب در قانون برنامهٔ دوم است.

۳- در پایان بند (۱) ردیف ل تبصره ۲۹، شرکت ملی نفت ایران مکلف شده است جزیان بازپرداخت طرح‌هایی را که از محل ۵/۴ میلیارد دلار بیع متقابل اجرا می‌کند به نحوی تنظیم نماید که حداقل ۴۰درصد عواید طرح در دوره بازپرداخت به حساب درآمد عمومی کشور واریز گردد. با توجه به ارزیابی به عمل آمده از حجم مجموع سرمایه‌گذاری و تعهدات مربوطه به میزان ۲۹,۱۰۹ میلیون دلار و درآمد سالانه ۷,۱۵۶ میلیارد دلار تحقق بند فوق موجب افزایش درازمدت دوره بازپرداخت به بیش از ۷سال خواهد شد و طبیعتاً بر حجم بهره مربوطه می‌افزاید.

۳- جمع‌بندی و پیشنهاد

در این فصل با توجه به مصوبات قانونی برنامه دوم قانون بودجه سال ۱۳۷۷ و لایحه بودجه سال ۱۳۷۸ درخصوص حجم اعتبارات خارجی و فاینانس، عملکرد وزارت نفت و پیشنهادات مطرح درلایحهٔ بودجهٔ سال ۱۳۷۸ تبصره ۲۹ مورد بررسی قرار گرفته است.

عملکرد ۴ ساله ۱۳۷۴- ۱۳۷۷ نشان می‌دهد که در مجموع ۹/۷ میلیارد دلار قرارداد به صورت نهایی و در دست اقدام نهایی دارد.

مجموع سرمایه‌گذاری و تعهدات مربوط به بیع متقابل و فاینانس طرح‌های جدید نفت و گاز جمعاً ۲۹,۱۰۹ میلیون

دلار و درآمد سالانه آن ۷،۱۵۶ میلیون دلار برآورد شده است که حداقل دوره بازپرداخت ۴ سال نشان می‌دهد که اگر شرط واریز حداقل ۴۰درصد عواید طرح به حساب درآمد عمومی کشور در دوره بازپرداخت را (موضوع بند ۱ ردیف ل تبصره۲۹) در مورد تنظیم دوره بازپرداخت به حساب آوریم، علاوه بر افزایش سهم بهرهٔ طول دورهٔ بازپرداخت، به بیش از ۷ سال می‌رسد.

مقایسه ارقام سرمایه‌گذاری اولیه پیش‌بینی شده برای طرح‌ها با ارقام بازپرداخت، غالباً ضریب ۲ برابر را به دست می‌دهد. به عبارت دیگر، برای حدود ۱۵ میلیارد دلار هزینه سرمایه‌گذاری، بازپرداخت مربوطه بالغ بر بیش از ۲۹ میلیارد دلار می‌گردد که از تناسب لازم و مطلوب برخوردار نیست.

پیشنهاد می‌گردد که در مورد برآورد هزینه و درآمد طرح‌ها (قیمت طرح و خرید) و در نهایت توجیه فنی اقتصادی طرح‌ها ضوابط اقتصادی مهندسی به شکل متعارف آن رعایت گردد و درصورت لزوم از مهندسان مشاور داخلی و بین المللی آگاه و مجرب استفاده گردد تا منافع شرکت ملی نفت و جامعه به نحو مطلوب تأمین گردد.

با توجه به طرح‌های مصوبی که طی سال‌های اخیر در قالب بیع متقابل تأمین اعتبار گردیده‌اند، مجموعه رقم اعتبارات خارجی تخصیص یافته به طرح‌های بخش نفت و گاز طی برنامهٔ دوم به ۳۸،۳۴۰میلیون دلار بالغ خواهد شد که بیش از ۷ برابر سقف مصوب در قانون برنامه دوم است.

جدول ۱- جمع‌بندی طرح‌های نفتی و پالایشگاه‌های موضوع بیع متقابل بند ل تبصره ۲۹

عنوان طرح	لایحه بودجه ۱۳۷۷			لایحه بودجه ۱۳۷۸		
	ظرفیت تولیدی (هزار بشکه در روز)	هزینه ناخالص (میلیون دلار)	درآمد سالانه با قیمت‌های نفت و میعانات گازی لایحه بودجه ۱۳۷۷	ظرفیت تولیدی (هزار بشکه در روز)	هزینه ناخالص (میلیون دلار)	درآمد سالانه با قیمت‌های نفت و میعانات گازی لایحه بودجه ۱۳۷۸
توسعه میادین خشکی (نفت)	۱۲۵/۶	۱،۸۲۳	۸۲۳	۹۲۰	۵،۲۳۶	۲،۰۱۹/۱۸
توسعه میادین دریایی (نفت)	۱۹۱	۱،۴۲۰	۱،۲۲۰	۴۶۱	۴،۰۶۷	۴،۰۲۹/۶
جمع	۳۱۶/۶	۳،۲۴۳	۲،۰۴۳	۱،۳۸۱	۹،۵۰۳	۶،۰۴۸/۲۸
پالایشگاه آبادان	۱۶۲	۵۵۲	۲۸۶	۱۶۲	۵۵۲	۷۰۹/۶
طرح پالایشی (میعانات گازی)	–	–	–	۳۷	۱،۰۱۶	۳۴۸/۵۶
جمع کل		۳،۷۹۵	۲،۳۲۹		۱۱،۰۷۱	۷،۱۰۶/۹

جدول ۲- جمع‌بندی مجموعه طرح‌های نفت و گاز موضوع بیع متقابل و فاینانس بند (ل) تبصره ۲۹

عنوان طرح	لایحهٔ بودجه ۱۳۷۷		لایحهٔ بودجه ۱۳۷۸	
	هزینه خالص (میلیون دلار)	برآورد هزینه با بهره و پاداش (میلیون دلار)	هزینه خالص (میلیون دلار)	برآورد هزینه با بهره و پاداش (میلیون دلار)
۱- طرح توسعهٔ میادین گازی*	۸,۴۶۹	*۱۷,۴۵۲	۳,۳۶۹	*۶,۸۳۸
۲- طرح توسعهٔ میادین نفتی (خشکی و دریایی)	۱,۶۲۱	۳,۲۴۲	۴,۸۰۷	۹,۵۰۳
۳- طرح بهسازی پالایشگاه آبادان	۲۷۶	۵۵۲	۲۷۶	۵۵۲
۳-۱- طرح پالایش میعانات گازی	—	—	۵۰۸	۱,۰۱۶
۴- طرح‌های پارس شمالی و تزریق گاز در میادین نفتی	۵/۶	۱۱,۲	-	—
۵- توسعه جدید میدان‌های پارس جنوبی و سلمان	—	—	۵,۳۵۰	۱۰,۷۰۰
۶- طرح‌های تولید نفت	—	—	۶۰۰	۶۰۰
جمع	۱۵/۹۶۶	۳۲/۲۴۶	۱۴/۹۱۰	۲۹/۱۰۹

* در مقایسهٔ طرح‌های توسعه میادین گازی، طرح‌های جدول ۳ در لایحه بودجه سال ۱۳۷۸، به میزان سرمایه گذاری ۱۱۲۹۸ میلیون دلار از این ردیف حذف گردید و در مقابل فاز ۴، ۵، ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی به میزان ۱۰۲۰۰ میلیون دلار به ردیف ۵ این جدول اضافه گردید. در ضمن در مورد میدان تنگ بیجار علی‌رغم عدم تغییر اهداف تولیدی طرح، هزینه سرمایه گذاری از ۱۰۰ به ۷۲۰ میلیون دلار افزایش یافته است.

جدول ۳- طرح‌های حذف شده توسعه میادین گازی در لایحه‌بودجه سال ۱۳۷۸ نسبت به لایحه بودجه سال ۱۳۷۷

واحد: میلیون دلار

- فاز ۱ پارس جنوبی	۱۶۰۰
- فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی	۴۲۰۰
- میدان دزفول و شانول	۳۸۰
- میدان گشوی جنوبی و غربی	۸۰۰
- میادین تنگه هرمز	۲۳۱۸
- میدان جی سازند دالان - کنگان	۲۰۰۰
جمع	۱۱۲۹۸

نظر به حجم بالای سرمایه‌گذاری موردنیاز طرح‌های نفت و گاز و ضرورت بررسی و تصویب طرح‌ها پیشنهاد می‌گردد که این طرح‌ها به‌صورت متمم برنامه دوم یا در طی برنامه سوم به صورت کامل و یکپارچه ارائه و مورد تصمیم‌گیری قرار گیرند.

فصل دوم- ارزیابی، بررسی اقتصادی، فنی و مالی مجموعه طرح‌های بیع متقابل ارائه شده توسط وزارت نفت (دومین گزارش) با تأکید بر بند (ل) تبصرهٔ ۲۹

در فصل اول تلاش گردید تا تصویری از حجم و گسترهٔ سنگین سرمایه‌گذاری‌ها در بیع متقابل و تعهدات ارزی در دراز مدت ارائه شود. گزارش مذکور با توجه به مصوبات قانونی برنامه دوم قانون بودجه سال ۱۳۷۷ و لایحهٔ بودجهٔ سال ۱۳۷۸ درخصوص حجم اعتبارات خارجی و فاینانس، عملکرد وزارت نفت و پیشنهادات مطرح درلایحه بودجه سال ۱۳۷۸ تبصره ۲۹[1] و گزارش ارائه شده توسط وزارت نفت مورد بررسی قرار گرفته است و فصل حاضر به عنوان مکمل و ادامه فصل قبلی بوده و با دیدگاه وسیع‌تری به موضوع می‌نگرد.

پیرو ارائه گزارش اول، گزارش دوم تحت عنوان گزارش فنی - اقتصادی طرح‌های بیع متقابل نفت از طریق کمیسیون رسیدگی به بودجه در تاریخ ۱۳۷۷/۱۰/۸ از وزارت نفت دریافت شد که در فرصتی کوتاه مورد مطالعه و بررسی قرار گرفت که نکات برجسته آن تحلیل می‌گردد.

۱- ضرورت تدوین و ارائه و تصویب استراتژی نفت مقدم بر تصویب طرح‌ها

در مقدمه گزارش وزارت نفت، به جلب سرمایه‌های خارجی و لزوم استفاده از آنها به منظور ظرفیت‌سازی اشاره شده است، لکن نسبت به تدوین استراتژی مشخصی که به صورت جامع منافع درازمدت کشور را تأمین نماید، هیچ گونه اشاره‌ای نشده و بدون داشتن حدود و ثغوری بر نیاز توسعه میادین و حجم تولید مورد نیاز و منابع آن صرفاً به ارائه مجموعه‌ای در قالب ۲۹ طرح که برخی از آنها خود نیز در فازهای مختلف بر چندین طرح شمول دارند، در قالب یک بند از یک تبصره در لایحهٔ بودجهٔ سالانه بسنده شده است.

لذا، بدون ارائه چارچوبی حتی مختصر از فضای بین‌المللی بازار نفت طی دهه‌های آینده و نقش و جایگاه ایران و تولید آن در عرضه و تأمین نفت جهانی مبتنی بر اولویت سرمایه‌گذاری‌های ملی و شیوه‌های جذب سرمایه و تأمین منابع مالی خارجی و هزینه‌های مربوطه و انتخاب بهترین شیوه از لحاظ اقتصادی در سطوح مختلف تولید، هرگونه ارزیابی و تصمیم‌گیری در این خصوص با توجه به محدودیت زمانی

۱. متن تبصره در پیوست شماره یک است.

مربوط به بررسی بودجه سالانه آثار سوء درازمدتی دربرخواهد داشت. در این خصوص پیشنهاد این است که وزارت نفت استراتژی و اهداف و برنامه‌های افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز همراه با اولویت بندی طرح‌ها را مدون و جهت بررسی به مجلس ارائه نماید. تنها در این بستر و با شناخت این افق است که دستگاه قانون‌گذاری کشور می‌تواند نسبت به ارزیابی و تصویب برنامه‌هایی این چنین سرنوشت ساز در حوزه اقتصاد و سیاست کشور تصمیم‌گیری نماید. با عنایت به طولانی بودن دوره اجرائی و بهره‌برداری و تعهدات ناشی از آن که به مراتب بیش از یک دوره وزارت و نمایندگی مجلس است و ماهیت استراتژیک این تصمیمات، تدوین و ارائه استراتژی نفت را مقدم بر تصویب طرح‌ها به صورت مجزا، به اضعاف مضاعف ضروری می‌سازد.

۲- ارزیابی اصول اعلام شده حاکم بر قراردادهای بیع متقابل وزارت نفت

طرح مجموعه اصولی شامل ۱۲ مورد نظیر حفظ حاکمیت ملی بر منابع نفت و گاز کشور که در پیوست شماره یک ارائه می‌گردد، به‌عنوان نقاط قوت قراردادهای بیع متقابل عنوان شده است. به طور کلی بررسی این اصول از دو زاویه ضروری است. نخست از بعد نظری و دوم تطبیق اصول نظری اعلام شده با قراردادهای منعقده. نظر به محدودیت زمانی و این که در حال حاضر نمونه‌ای از قراردادهای منعقده در اختیار این مرکز نیست، منحصراً برخی از اصول مطرح شده و انتقادات موجود برقراردادهای بیع متقابل به طور اجمال مورد ارزیابی و بررسی قرار می‌گیرد:

۱- در رأس ویژگی‌های قراردادهای بیع متقابل نفت، حفظ حاکمیت ملی بر این منابع اعلام شده است. مروری بر مکانیزم‌های تدوین، تصویب و اجرای این قراردادها به ویژه در ابعاد خرد و جزء‌به‌جزء نشان از اعمال حق حاکمیت‌ملی و اقتدار دولت صرفاً به‌عنوان یک کارفرما دارد. مع هذا در حوزهٔ عمل و پس از تکمیل طرح و آغاز بهره‌برداری، تعهدات ناشی از این قراردادها که از پشتوانهٔ حقوق بین‌الملل نیز برخوردارند، اعمال حق حاکمیت را در کمیت تولید و برداشت و صدور و فروش آن مخدوش می‌کند. اجبار به تولید و فروش محصول به ویژه با شرط مندرج در بند ۱ ردیف «ل» تبصره ۲۹ مبتنی بر واریز حداقل ۴۰درصد عواید طرح در دوره بازپرداخت به حساب درآمد عمومی کشور و ۶۰ درصد به پیمانکار عملاً تنها صورتی از حقوق حاکمیت ملی را باقی می‌گذارد و ناقی محتوی قدرت حاکمیت دولت در کمیت تولید، صادرات و فروش محصول است. این موضوع یا نفی حاکمیت ملی بر منابع نفت و گاز کشور به ویژه زمانی چهره می‌نماید که مجموعه این طرح‌ها با تعهداتی ارزی به میزان نزدیک به ۴۰میلیارد دلار بر

اقتصاد کشور فشار وارد آورد و بازار بین‌المللی نفت نیز با اشباع عرضه نفت مواجه بوده و قیمت‌ها در سطح پایینی باشند. مصداق بارز این امر کشور ونزوئلا است که در بحران اخیر قیمت نفت و ضرورت کاهش سهمیه تولید، عمدتاً به دلیل قراردادهای مشارکت عملاً از تبعیت از اوپک حتی در جهت منافع خود باز ماند و به تخلف از سهمیه در درون اوپک مشهور شد.

۲- در گزارش وزارت نفت عنوان شده است که در بیع متقابل تمام سرمایه‌گذاری توسط شرکت‌های طرف قرارداد انجام می‌گیرد، ولی باید دانست که پیمانکار هزینه لازم را از طریق اخذ وام از منابع مالی بین‌المللی به دست می‌آورد که لازمهٔ آن پرداخت هزینه کارسازی تأمین مالی از سوی مملکت به شرکت‌های پیمانکاری علاوه بر هزینه‌های دیگر نظیر کارمزد وام و نرخ بهرهٔ مورد توافق است که مجموع هزینه‌های پرداختی را به طور غیرمتعارف به چیزی حدود ۲ برابر هزینه خالص می‌رساند.

۳- از جمله نقاط ضعف قراردادِ بیع متقابل آن است که مکانیسم عمل در این قرارداد به گونه‌ای است که هر چه هزینه سرمایه‌گذاری بالاتر باشد، منافع پیمانکار بیشتر است و این مکانیسم باعث می‌شود تا طرف دوم قرارداد به کاستن و حداقل نمودن هزینه تمایلی نشان ندهد.

۴- از نقاط ضعف دیگر قرارداد بیع متقابل، عدم حساسیت پیمانکار در طولانی‌تر شدنِ دورهٔ اجرای پروژه است. حتی افزایش عامل زمان می‌تواند نقش مؤثری در بالا بردن میزان سوددهی برای شرکت‌های طرف قرارداد باشد. در همین رابطه طولانی شدن دوره بازپرداخت با توجه به نرخ بهره‌ای که منظور خواهد شد، ضرر و زیانی جدی برای پیمانکار ایجاد نمی‌کند.

۵- عدم انتقال تکنولوژی‌های نوین در شیوه‌های قراردادی بیع متقابل وزارت نفت یکی دیگر از مشکلات این قراردادهاست زیرا هیچ‌گونه انگیزه‌ای برای شرکت‌های پیمانکار در این نوع قراردادها برای انتقال تکنولوژی وجود ندارد و این موضوع در گزارش وزارت نفت نیز به نحوی تأیید شده است. حال آن که مهم‌ترین معضل ساختاری صنعت نفت ایران به ویژه در دو دهه اخیر پس از ۸۵ سال سابقه صنعت نفت، ضعف تکنولوژی بوده است. به هر حال این نوع شیوه قراردادی نظیر قرارداد توتال هیچ گونه گشایشی در رفع این معضل نخواهد کرد.

۶- نظر به شیوه‌های بررسی و ارائه طرح‌های بیع متقابل نفت در چارچوب‌های محدود اطلاعاتی همراه با افزایش طبیعی میزان ریسک و عدم قانون‌مندی با ثبات ناظر بر اجرای قرارداد، گروه‌های رقابت‌کننده کمتری از سرمایه‌گذاران حضور می‌یابند و لذا مبانی رقابت که منطقاً باید

مبتنی بر شناخت کامل پروژه و عناصر فنی - اقتصادی و مالی آن باشد، جای خود را به مکانیزم‌های دیگری می‌دهد. درنهایت با محدود شدن دامنه رقابت، حجم سرمایه‌گذاری پروژه جهت جبران میزان ریسک پیمانکار به نحو فزاینده‌ای افزایش یافته و به طریق اولی در مجموع هزینه‌های بازپرداخت طرح که علاوه بر نرخ متعارف بهره سرمایه شامل بر حقوق مدیریت، ریسک و پاداش است، تأثیر افزایشی می‌گذارد.

در این رابطه مطالعات جامع مهندسی مخازن با هزینه‌ای اندک، با کمک مشاوران داخلی و خارجی می‌تواند اولاً، در شناخت و تعریف دقیق‌تر طرح کمک نماید و ثانیاً، از ریسک مورد ادعای پیمانکار کم کند و به تبع آن از هزینه سرمایه‌گذاری مورد نیاز پیمانکار به درجات بیشتری بکاهد.

۷- هر چند یکی از نقاط مثبت بیع متقابل در گزارش نفت عملیات بهره‌برداری صددرصد توسط ایران ذکر شده ولی شایان ذکر است که افتخار عملیات بهره‌برداری توسط نیروهای داخلی، سال‌هاست در صنعت نفت وجود دارد. آنچه در فعالیت‌های جدید مورد نیاز است، ارتقای سطح عملیات و مشارکت بیشتر نیروهای داخلی در فرایند توسعهٔ صنایع نفت و انتقال تکنولوژی است که در این شیوه‌های قراردادی نفت نه تنها محوریت نداشته، بلکه از ابعادی ضعیف برخوردار است. این موضوع در جدول مقایسه‌ای نفت نیز به نحوی تأیید شده است.

۳- ارزیابی کلان عناصر اساسی در پروژه‌های بیع متقابل در گزارش جدید

ارزیابی یک طرح صرف‌نظر از حوزه فنی آن و قابلیت دستیابی به اهداف اجرایی عمدتاً عناصری نظیر ظرفیت و میزان تولید، قیمت محصول، حجم سرمایه‌گذاری و هزینه‌های مربوطه در بررسی اقتصادی را شامل می‌شود. در گزارش اخیر وزارت نفت تغییرات بارزی نسبت به گزارشات چند روز قبل در خصوص این عوامل مشاهده می‌گردد که عمدتاً در جهت پاسخگویی و رفع برخی از ایرادات مطروحه درخصوص تعدادی از شاخص‌های اصلی اقتصادی طرح‌ها نظیر درآمد و هزینه، انجام گرفته که به شرح ذیل منعکس می‌گردد:

۱- تغییر کاهشی در برآورد درآمد سالانه طرح‌ها از ۱۰ الی ۱۵درصد براساس ملحوظ نمودن ضریب ظرفیت تولید در میادین خشکی و دریا که در محاسبات درآمدی شرکت نفت، قبلاً منظور نشده بود.

۲- طرح افزایش بازیافت نفت سازند بنگستان میادین ناحیهٔ اهواز، علی‌رغم ثابت ماندن ظرفیت تولید آن به میزان ۳۰۰هزار بشکه در روز، در برآورد هزینهٔ توسعه و درآمد سالانه و بهره و پاداش تغییرات اساسی نموده است، به طوری هزینه خالص توسعه از ۴۰۰میلیون دلار به ۹۰۰ میلیون دلار افزایش یافته است و هزینهٔ بهره و

پاداش نیز متناسباً بالا رفته است.

۳- طرح افزایش بازیافت میدان آغاجاری همانند طرح فوق با تغییرات قابل توجه هزینه مواجه است به‌طوری‌که هزینهٔ خالص توسعهٔ آن از ۲۵۰ به ۴۰۰ میلیون دلار افزایش یافته است. بازپرداخت نیز متناسباً افزایش یافته است.

۴- درخصوص پروژه‌های توسعهٔ گاز، پروژه آماک و دو فاز پارس شمالی از هزینه سرمایه‌گذاری خالص ۱۸۰۰ میلیون دلار حذف شده و در مقابل به هزینه ۵ فاز پارس جنوبی اعم از شیرین و ترش با حجم سرمایه‌گذاری خالص ۴۰۰۰ میلیون دلار اضافه شده است. در مجموع، هزینه‌های خالص طرح‌های توسعهٔ گاز با ۲۰۰۰میلیون دلار افزایش از ۳۳۶۹ میلیون دلار به ۵۵۶۹ میلیون دلار افزایش یافته است. تأثیر این افزایش در برآورد هزینه‌ها علی‌رغم حذف طرح آماک با بهره و پاداش از ۶۷۳۸ میلیون دلار به ۱۰۰۲۴میلیون دلار افزایش یافته است.

۵- در برآورد هزینه‌ها با بهره و پاداش، تمامی ارقام مربوط به همهٔ طرح‌ها به ناگهان و یکباره ۱۰درصد کاهش یافته است، ولی با این حال نسبت هزینه شامل بهره و پاداش که در گزارش قبلی ۲ بود، اندکی کاهش یافته و به ۱/۸رسیده است. بدیهی است این‌گونه عملیات نشان از بی‌مبنا بودن ارقام و عدم دقت کافی در برآورد اقتصاد طرح است. حاصل آن‌که مجموع برآورد هزینه‌ها با بهره و پاداش در گزارش جدید در بخش توسعهٔ نفت حدود ۱/۱ میلیارد دلار نسبت به گزارش قبلی کاهش نشان می‌دهد.

جهت مزید اطلاع و توجه به نقش مجلس در تنظیم، اجرا و نظارت بر قراردادهای نفتی در کشوری با اقتصاد باز نظیر ونزوئلا نمونه‌ای از اهمیت و روش تصمیم‌گیری در این موارد به اختصار در زیرنویس ارائه شده است.[۱]

۳-۱- نارسایی توجیه فنی - اقتصادی طرح‌ها و عدم وثوق به ظرفیت‌های اعلام شده تولید

توجیه فنی - اقتصادی طرح‌ها نارسا می‌باشد. به عنوان مثال و جهت اختصار تنها یک نمونه عنوان می‌شود. در شرح کار پروژهٔ میادین نفتی سیری C و D برای دستیابی به تولید اضافی پیش بینی شده، اقدامات مورد نیاز چنین اعلام شدند:

۱- اجرای لرزه‌نگاری سه بعدی و پردازش

---

۱. **نقش مجلس ونزوئلا در قراردادهای نفتی**

صنعت نفت در سال ۱۹۷۴ در ونزوئلا ملی اعلام شد. بعد از آن برای اولین بار در سال ۱۹۹۲، کنگره ملی (نمایندگان) ونزوئلا، با صرف بیش از یک‌سال وقت مذاکره و بحث (Debate) پیرامون شکل و محتوی قراردادهای نفتی بالاخره در پایان جولای ۱۹۹۵ با توجه به ساختار سیاسی اقتصادی خود نسبت به تأیید نوعی از قراردادها موسوم به مشارکت در سود اقدام نمودند. پس از آن شرکت نفت دولتی ونزوئلا (Pedvasa) نسبت به جذب ۱۱میلیارد دلار سرمایه خارجی با شرکت‌های بزرگ عمده نفتی جهت توسعه میادین نفت و گاز خود اقدام و مقرر شد ظرف ۱۰ سال آینده این میزان به کمک عقد قرارداد مشارکت تا حد ۵۵میلیارد دلار افزایش یابد. مکانیسم پیشنهادی ونزوئلا برای قراردادهای مشارکت در سود بدین صورت است که ابتدا هر قرارداد به مجلس ملی کشور جهت تأیید ارسال می‌گردد و پس از آن توسط دولت بر اجرای آن از طریق کمیته‌های مختلف اقدام و نظارت می‌گردد.

اطلاعات؛
۲- انجام مطالعات زمین‌شناسی و مطالعات مهندسی مخازن؛
۳- بررسی و ارزیابی سیستم تزریق آب...

حال سؤال اصلی این است که چگونه بدون داشتن مطالعات زمین‌شناسی و مهندسی مخازن و انجام لرزه‌نگاری سه بعدی و پردازش اطلاعات آن، وزارت نفت تصمیم دارد نسبت به توسعه این میدان اقدام نماید. هر گونه اقدامی بدون داشتن اطلاعات تخصصی فوق الذکر فاقد صلاحیت علمی و عملی است و نمی‌تواند دربردارندهٔ منافع کشور باشد.

همچنین با توجه به شرح طرح‌ها در گزارش وزارت نفت به ویژه شرح کار و تفسیر طرح‌ها در مناطق خشکی تصریح شده است که مطالعات جامع مهندسی مخازن همراه با لرزه‌نگاری سه بعدی لازم می‌باشد. این بدان معناست که ارقام ذخایر و ظرفیت پیش‌بینی شده تولید مورد وثوق برای انجام تعهدات خارجی نیست.

۳-۲- برآورد هزینه‌ها

در برآورد هزینه‌های هر طرح باید حداقل یک مرحله اولیه مطالعات توجیه فنی اقتصادی جهت تعریف کامل طرح و تعیین مشخصات آن و حدود و ثغور فعالیت‌ها جهت تخمین هزینه سرمایه‌گذاری مورد نیاز با روش‌های متداول اقتصاد مهندسی انجام گیرد. لذا، براساس داده‌های مندرج در گزارش تنها یک رقم داده شده به عنوان هزینه خالص طرح، آن هم به عنوان یک برآورد کارشناسی، نمی‌تواند مبنای استواری جهت ارزیابی اقتصاد طرح و به ویژه عقد قرارداد در سطح بین‌المللی قرار گیرد. مضافاً آنکه در ارزیابی اقتصادی این طرح‌ها رقم دیگری تحت عنوان هزینه ناخالص سرمایه‌گذاری شامل بر هزینه فوق به علاوه هزینه بهره سرمایه و ریسک و پاداش، مبنای تعهد کشور قرار می‌گیرد که به صورت ضریب ثابتی در مورد تمامی طرح‌ها اعمال شده است. این ضریب در گزارش قبلی شرکت نفت به میزان ۲برابر بوده که پیرو ایرادات مطرح در گزارش مرکز به ۱/۸ تقلیل یافت. آنچه در این میان شایان توجه است، عدم توجه و احتساب ویژگی‌های فیزیکی هر میدان نفتی در حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز و کمیت تولید و توان بازپرداخت سرمایه و در نهایت طول دوره بازپرداخت است که از طریق افزایش میزان سود، طبیعتاً باید ضرایب متفاوتی را بین مجموعهٔ پرداخت کل بابت هر طرح با هزینه سرمایه‌گذاری اولیه در اقتصاد آن ایجاد نماید. حال آنکه در گزارش وزارت نفت برای کلیه طرح‌ها ضریب یکسانی بین هزینه سرمایه‌گذاری خالص اولیه و هزینه سرمایه‌گذاری ناخالص (شامل هزینه + بهره + پاداش) به میزان ۱/۸ برابر اعمال شده است.

۳-۳- ارزیابی برآورد درآمدها

۱- در میادین مختلف، کیفیت نفت خام‌های

تولیدی با یکدیگر متفاوت و از ۱۹درجه API تا ۴۰درجه API اعلام شده است. با توجه به این امر قیمت محاسبه شده برای هر یک از این نفت‌خام‌هاباید با یکدیگر متفاوت بوده و نمی‌توان قیمت یکسانی برای همه آنها فرض کرد. در حالی که در گزارش وزارت نفت، قیمت برای همه نفت‌خام‌های میادین در یک سناریو به طور یکسان ۱۲ و در سناریوی دیگری به طور یکسان ۱۵ دلار فرض شده است.

۲- میزان برآورد تولید هر میدان با میدان دیگر متفاوت بوده است و از ۶۰۰۰بشکه در روز (پروژه اسفندیار)تا ۱۰۰هزار در بشکه در روز (میدان سروش) و حتی ۳۰۰ هزار بشکه در روز در میادین بنگستان ناحیه اهواز می‌باشد. در نتیجه میزان دریافت شرکت نفت از محل فروش نفت خام تولیدی برای هر میدان با توجه به تغییرات نوع نفت خام و قیمت مربوطه مطابق بند ۱ فوق متفاوت بوده ضمن آن که هزینه سرمایه‌گذاری برای میادین متفاوت است. حال چگونه ممکن است که نرخ بازگشت سرمایه برای همه میدان‌ها یکسان و برابر ۱۳-۱۵درصد به قیمت حقیقی و ۱۶-۱۸درصد به قیمت جاری محاسبه گردد.

۳- در قراردادهای توسعه میادین گازی به طریق بیع متقابل، مکانیسم پیشنهادی جهت بازپرداخت هزینه‌های طرح از محل تولید به روشنی مشخص نشده و بعضاً اعلام شده است که گاز تولیدی یا در شبکه گازرسانی داخلی مورد استفاده قرار گرفته یا به منظور تزریق در میادین نفت به‌کار خواهد رفت، لذا ترتیبات لازم جهت بازپرداخت تعهدات محدود به میعانات گازی خواهد بود که با توجه به ترش بودن مایعات گازی سه فاز پارس جنوبی که حدود $\frac{1}{2}$ مجموعه تولید میعانات گازی را تشکیل می‌دهد، چگونگی بازپرداخت بیش از ۱۰ میلیارد دلار تعهدات ارزی روشن نیست و امکان‌پذیر به نظر نمی‌رسد.

۴- اولویت‌بندی مقدماتی طرح‌های بیع متقابل

هر چند اطلاعات مربوط به طرح‌های بیع متقابل نفت از زوایای مختلف فنی و اقتصادی نیازمند تأمین صحت و برخورداری از اعتبار لازم جهت تصمیم‌گیری و اولویت‌بندی با معیارهای اقتصادی نظیر نرخ بازگشت سرمایه (I.R.R) یا ارزش فعلی طرح (NPV) می‌باشد و اطلاعات ارائه شده در گزارش وزارت نفت کفایت لازم را برای این مهم ندارد، مع‌هذا نظر به تمایل کمیسیون نفت مجلس شورای اسلامی به در اختیار داشتن تصویری از اولویت طرح‌ها به عنوان ابزاری در سیاست‌گذاری، تلاش گردید تا با انتخاب شاخصی که متضمن حداقل سرمایه‌گذاری برای ایجاد یک بشکه در روز ظرفیت تولید در هر یک از میادین مختلف باشد، براساس داده‌های موجود

مناسب‌ترین طرح‌ها را در بخش توسعه نفت صرف‌نظر از ویژگی‌های میادین - نظیر مشترک بودن، توسعه‌ای یا افزایش‌بازیافت- تعیین نماید. نتایج این محاسبات و رده‌بندی بر مبنای شاخص فوق در جدول شماره ۱ منعکس است. همان‌گونه که ملاحظه می‌گردد، میزان این شاخص که براساس هزینهٔ اولیه سرمایه‌گذاری (هزینه خالص) محاسبه شده، در مورد میادین آغاجاری، پایدار و پایدار غرب در حدود ۲۰۰۰ دلار در هر بشکه در روز ظرفیت تولید بوده و در میادین دیگر به تدریج افزایش می‌یابد، به طوری که در مورد میدان سروستان و سعادت آباد شاخص فوق با ضریب ۴/۵ برابر به حدود ۹۰۰۰ دلار می‌رسد. بدیهی است همچنان که در گزارش وزارت نفت ضریب ۱/۸ برابر جهت بازپرداخت هزینه و بهره و پاداش منظور گردد، ارقام فوق نشانگر هزینه ایجاد ظرفیت ۳۶۰۰ تا ۱۷۲۰۰ دلار بر بشکه در روز خواهد بود. مجدداً تأکید می‌گردد که اولویت‌بندی طرح‌های مندرج در گزارش وزارت نفت، به طور واقعی نیازمند ارائه اطلاعات قابل اتکا در یک بررسی فنی و اقتصادی واقعی است.

۵- جمع بندی و پیشنهاد

تسهیلات اعتباری طرح‌های نفت و گاز در قالب بیع‌متقابل و فاینانس در بند (ل) تبصرهٔ ۲۹ لوایح بودجه سالانه ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ منعکس شده است. به دلیل تعهدات دراز مدت سنگین ارزی کشور و عدم شفافیت لازم در این بند از تبصره، مرکز پژوهش‌های مجلس، کتباً از کمیسیون‌های مجلس در سال ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ درخواست نموده که طرح‌های درنظر گرفته شده برای تبصره از طریق وزارت نفت رسماً به کمیسیون‌ها اعلام شود. پیرو این درخواست، گزارشات مکتوب توسط وزارت نفت دریافت گردید. این گزارشات، لوایح بودجهٔ ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸ و قانون برنامهٔ دوم مبنا و مرجع اصلی بررسی گزارش حاضر می‌باشد.

گزارش وزارت نفت تحت عنوان «بررسی فنی- اقتصادی طرح‌های بیع متقابل» تغییرات بارزی نسبت به گزارش قبلی این وزارتخانه در خصوص شاخص‌های اصلی اقتصادی نظیر هزینه و درآمد دارد که عمدتاً در جهت پاسخگویی و رفع برخی ایرادات مطروحه بوده است.

در ارزیابی که از بررسی گزارش فنی - اقتصادی طرح‌های بیع متقابل ارائه شده توسط وزارت نفت انجام شد، به ضرورت تدوین، ارائه و تصویب استراتژی نفت مقدم بر تصویب طرح‌هایی این چنین سرنوشت‌ساز در حوزه اقتصاد و سیاست کشور تأکید شده است. به ویژه آن که طولانی بودن دوره اجرایی و بهره‌برداری و تعهدات ناشی از آن به مراتب بیش از یک دوره وزارت و نمایندگی مجلس است.

در ارزیابی اصول دوازده گانهٔ اعلام شده حاکم بر قرارداد بیع متقابل وزارت نفت، با

توجه به محدودیت زمانی برخی اصول ارزیابی و برخی انتقادات موجود بر مکانیسم قرارداد بیع متقابل نیز عنوان شده است.

عدم انتقال تکنولوژی نوین، عدم حساسیت پیمانکار در طولانی شدن دوره اجرای طرح و شرکت گروه کمتری رقابت‌کننده سرمایه‌گذار در شیوه اجرایی قرارداد بیع متقابل وزارت نفت، از جمله نقاط ضعف این نوع قرارداد ذکر شده است.

حفظ حاکمیت ملی بر منابع در این نوع قراردادها در رأس نقاط قوت آن اعلام شد. در این گزارش، عنوان شد حفظ حاکمیت به صورت بیّن به ویژه زمانی که بازار بین‌المللی نفت با اشباع نفت مواجه بوده و قیمت‌ها در سطح پایینی قرار گرفته باشد، بر منابع مقدور نخواهد بود.

نارسا بودن توجیه فنی - اقتصادی طرح‌ها و عدم وثوق به ظرفیت‌های اعلام شده تولید، برآورد هزینه و همچنین درآمدها، نشانگر عدم استحکام لازم و کافی مبانی گزارش ارائه شده توسط وزارت نفت ذکر شد. لذا این گزارش برای تصمیم‌گیری تعهدات خارجی توسط دستگاه قانون‌گذاری کشور فاقد اعتبار لازم است.

علی‌رغم اشکالات فوق‌الذکر با توجه به تمایل کمیسیون مبنی بر در اختیار داشتن اولویت‌بندی طرح‌ها، در این گزارش تلاش گردیده تا با انتخاب شاخصی، جدول رده‌بندی طرح‌های نفت مبتنی بر ارقام فوق‌الاشاره ارائه گردد.

نتیجه این فصل آن است که با توجه به حجم بالای سرمایه‌گذاری مورد نیاز طرح‌های نفت و گاز و با توجه به برنامه‌های بودن این طرح‌ها، اساساً این مجموعه طرح‌ها در قالب یک بند از یک تبصره نمی‌گنجد و لذا پیشنهاد شده است که به منظور بررسی دقیق‌تر، این مجموعه طرح‌ها از لایحه بودجه خارج و به صورت متمم برنامه دوم یا در متن برنامه سوم به صورت کامل ارائه و مورد تصمیم‌گیری قرار گیرد. بدیهی است برخی از طرح‌های اولویت‌دار بیع متقابل با سقف اعتباری مشخص و محدود می‌توانند در لایحهٔ بودجهٔ سال ۱۳۷۸ منظور گردند.

در همین رابطه و همچنین در خصوص قراردادهای بیع‌متقابل، کسب مجوز هر قرارداد بیع متقابل از مجلس شورای اسلامی جهت تنفیذ آن ضروری تشخیص داده شده است.

فصل سوم - ارزیابی مقدماتی از گزارش فنی اقتصادی طرح‌های بیع متقابل ارائه شده وزارت نفت (میدان نفتی درود و سیری)

۱- ویژگی رانت اقتصادی در طرح‌های تولیدی نفت و گاز و تأثیر آن در شیوه بررسی اقتصاد طرح

در ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها تفاوت

جدول ۴- رده‌بندی طرح‌های بیع متقابل در بخش توسعه نفت مبتنی بر هزینه خالص سرمایه‌گذاری جهت ایجاد یک بشکه در روز ظرفیت تولید

نام طرح	محل اجرا	هدف طرح	ظرفیت تولید پیش‌بینی شده (هزار بشکه در روز)	برآورد هزینه خالص توسعه (میلیون دلار)	هزینه بانکی، سود ریسک پیمانکار (میلیون دلار)	برآورد هزینه‌ها بهره و پاداش (میلیون دلار)	برآورد تولید (هزار بشکه در روز)	برآورد درآمد سالانه (میلیون دلار)	هزینه خالص توسعه (دلار بشکه ظرفیت)
آقاجاری	نفت‌خیز	افزایش بازیافت	۲۰۰	۴۰۰	۳۲۰	۷۲۰	۱۸۰	۷۸۸/۲	۲,۰۰۰
بابادر و بابادر غرب	مرکزی	توسعه نفت	۲۰	۴۰	۳۲	۷۲	۱۸	۷۸/۸	۲,۰۰۰
فروزان	فلات قاره	توسعه نفت	۴۰	۱۰۰	۸۰	۱۸۰	۴۲	۱۴۸/۹	۲,۵۰۰
مسجد سلیمان	نفت‌خیز	افزایش بازیافت	۷۰	۱۸۵	۱۴۸	۳۳۳	۶۳	۲۷۵/۹	۲,۶۴۳
پنگستان مبادین ناحیه اهواز	نفت‌خیز	افزایش بازیافت	۳۰۰	۹۰۰	۷۲۰	۱۶۲۰	۲۷۰	۱,۱۸۲/۶	۳,۰۰۰
هندیجان	فلات قاره	توسعه نفت	۱۵	۵۰	۴۰	۹۰	۱۲/۷۵	۵۵/۸	۳,۳۳۳
نوروز	فلات قاره	توسعه نفت	۹۰	۳۵۰	۲۸۰	۶۳۰	۷۶/۵	۳۳۵/۱	۳,۸۸۹
سروش (دو لایه)	فلات قاره	توسعه نفت	۱۰۰	۳۹۰	۳۱۲	۷۰۲	۸۵	۳۷۲/۳	۳,۹۰۰
سلمان	فلات قاره	افزایش بازیافت	۵۰	۲۰۰	۱۶۰	۳۶۰	۴۲/۵	۱۸۶/۲	۴,۰۰۰
دارخوین	نفت‌خیز	توسعه نفت	۱۰۰	۴۰۰	۳۲۰	۷۲۰	۹۰	۳۹۴/۲	۴,۰۰۰
جفیر	نفت‌خیز	توسعه نفت	۳۰	۱۲۰	۹۶	۲۱۶	۲۷	۱۱۸/۳	۴,۰۰۰
بلال	فلات قاره	توسعه نفت	۲۰	۱۶۹	۱۴۰	۳۰۹	۳۴	۱۴۸/۹	۴,۲۲۵
ریگ/ شرودوم/ دودرو	مرکزی	توسعه نفت	۷۰	۳۵۰	۲۸۰	۶۳۰	۶۳	۲۷۵/۹	۵,۰۰۰
چشمه خوش	مرکزی	افزایش بازیافت	۱۵	۷۵	۶۰	۱۳۵	۱۳/۵	۵۹/۰	۵,۰۰۰
دهلران	مرکزی	افزایش بازیافت	۲۰	۱۱۵	۹۲	۲۰۷	۱۸	۷۸/۸	۵,۷۵۰
سروک سی و دی	فلات قاره	افزایش بازیافت	۴۰	۲۴۰	۱۹۲	۴۳۲	۳۴	۱۴۸/۹	۶,۰۰۰
درود	فلات قاره	افزایش بازیافت	۸۰	۵۴۰	۴۵۸	۹۹۸	۶۸	۲۹۷/۸	۶,۷۵۰
پارس جنوبی - لایه نفتی	پارس	توسعه نفت	۷۰	۵۶۰	۴۴۸	۱۰۰۸	۵۹/۵	۲۶۰/۶	۸,۰۰۰
اسفندیار	فلات قاره	توسعه نفت	۶	۵۰	۴۰	۹۰	۵/۱	۲۲/۳	۸,۳۳۳
سروستان و سعادت آباد	مرکزی	توسعه نفت	۲۵	۲۲۳	۱۷۸/۴	۴۰۱/۴	۲۲/۵	۹۸/۶	۸,۹۲۰
جمع			۱,۳۸۱/۰	۵,۴۵۷/۰	۴,۳۹۶/۳	۹,۸۵۳/۴	۱,۲۱۶/۴	۵,۳۲۷/۶	۳,۹۵۱

قیمت نفت خام: ۱۲
ضریب تولید در خشکی: ۹۰/۰۰ درصد
ضریب تولید در دریا: ۸۵/۰۰ درصد
تولید - سهم پیمانکار: ۶۰/۰۰ درصد

عمده‌ای مابین پروژه‌های بهره‌برداری از معادن اعم از نفت و غیره با دیگر پروژه‌های تولید صنعتی وجود دارد. این تفاوت که ناشی از وجود و فراوانی نسبی ماده معدنی است، تحت عنوان رانت اقتصادی مطرح می‌گردد. تمیز دادن رانت از سود بدان جهت

اهمیت دارد که در مورد منابع معدنی به مثابه منابع تجدیدناپذیر با برداشت و فروش آن، این ذخیره از دست می‌رود.

در ارزیابی‌های اقتصادی طرح‌های بیع متقابل وزارت نفت، مجموعه رانت (ارزش ذاتی نفت خام و گاز در مخزن) و سود حاصله از بهره برداری به صورت یکپارچه تحت عنوان درآمد شرکت ملی نفت منظور گردیده‌اند و بر این اساس نمودارهای مربوطه اعم از نمودار ستونی (پای‌چارت) و خطی ارائه شده توسط وزارت نفت، تصاویر ناصحیح از درآمدهای نفتی در رابطه با اجرای پروژه‌ها نشان می‌دهند. واقعیت آن است که با هزینه تولید ۲ تا ۳ دلار در هر بشکه جهت‌تولید نفت‌درخلیج فارس وبااحتساب قیمت ۱۲ تا ۱۵ دلار برای نفت، ارائه ضرایب درآمدی به میزان ۸۰ تا ۸۵ درصد از کل فروش، کاملاً طبیعی است (۸۴٪ = $\frac{۱۰}{۱۲}$ ، ۱۰ = ۲ - ۱۲ ، ۸۰٪ = $\frac{۱۲}{۱۵}$ ، ۱۲ = ۳ - ۱۵). نمودار (پای چارت) مربوط به طرح درود در قیمت‌های ۱۲ و ۱۵ دلار نمونه روشنی از این برداشت است. این موضوع در مورد غالب پروژه‌های نفت با ضرایب کمابیش متفاوتی مصداق دارد.

بر پایه این واقعیت است که در ارزیابی اقتصادی طرح‌های نفت به جای نمایش درآمدهای نفتی دولت در طول یک دوره ۲۰ تا ۳۰ ساله باید مکانیزم و روابط مالی بین پیمانکار و وزارت نفت مورد بررسی دقیق قرار گیرد تا کم و کیف هزینه‌های سرمایه‌ای و شیوه‌های تأمین منابع، نرخ بهره ریسک سرمایه‌گذاری و هزینه‌های مدیریت خارجی در تأمین و جنب سرمایه گذار روشن گردد. در این راستا افق زمانی بررسی پروژه، عمدتاً باید در محدودهٔ دوره اجرایی طرح و بازپرداخت تعهدات مربوط به پیمانکار محدود شود. به تعبیری دیگر سود و منافع حاصله از اجرای طرح برای پیمانکار با توجه به خصوصیات مخزن و سرمایه‌گذاری سرانه برای ایجاد ظرفیت هر بشکه نفت خام وامکانات تولید و دورهٔ بازپرداخت مورد ارزیابی قرار گیرد.

براین اساس، تفاوت در ضرایب نسبت بازپرداخت‌ها به اصل سرمایه‌گذاری نتیجه اجتناب‌ناپذیر ویژگی‌های مختلف میادین نفت می‌باشد که در گزارش ارائه شده وزارت نفت، برای تمامی طرح‌ها در هر سطحی از ظرفیت تولید و با سرمایه‌گذاری‌های مختلف به طور ثابت به میزان ۱/۸ برابر در نظر گرفته شده است. فی المثل در مورد دو طرح آغاجاری و دارخوین با هزینه خالص توسعه ۴۰۰ میلیون دلار و ظرفیت‌های تولید ۲۰۰ و ۱۰۰ هزار بشکه در روز (نسبت تولید دو به یک) برآورد هزینه‌ها با بهره و پاداش به طور یکسان و با ضریب ۱/۸ برابر هزینه خالص توسعه معادل ۷۲۰ میلیون دلار منظور شده است. حال آن که اگر طرح دارخوین مبانی اقتصادی قابل پذیرشی نظیر نرخ بهره و ضریب پاداش پیمانکار داشته باشد، در

مورد طرح آغاجاری نظر به تولید دو برابر و زمان بازپرداخت کمتر و بالنتیجه بهره کمتر، برآورد هزینه‌ها با بهره و پاداش رقمی کمتر از ۷۲۰ میلیون دلار خواهد بود.

ایراد فوق در مورد تمامی طرح‌های بیع متقابل نفت، اعم از طرح‌های نفت، گاز و پالایش وارد است و به نظر می‌رسد که الگوبرداری از قرارداد توتال با ویژگی‌های خاص آن تامحاً به نحو شگفت انگیزی به همه طرح‌های بیع متقابل تسری داده شده است! این نقیصه به طور کلی اعتبار ارزیابی‌های اقتصادی طرح‌های فوق را مورد تردید قرار می‌دهد. اطلاعات موجود و محدودیت زمانی، امکان بررسی در قالب یک بند از یک تبصرهٔ اقتصاد واقعی این طرح‌ها، به شیوه مطلوب برشمردهٔ فوق را فراهم نمی‌سازد. با این همه، نظر به نمودارهایی که در مورد دو طرح درود و سیری D,C ارائه گردیده است، مروری مختصر بر این دو طرح صورت گرفته است تا علاوه بر مسائل فوق برخی نکات خاص مربوط به این طرح‌ها به عنوان نمونه روشن گردد.

۲- طرح افزایش بازیافت درود

هدف از اجرای این طرح، تزریق آب و گاز به منظور افزایش ظرفیت تولید از طریق بازیافت ثانویه از ۱۴۰ به ۲۲۰ هزار بشکه در روز می‌باشد که تفاوت حاصله روزانه ۸۰ هزار بشکه در روز افزایش ظرفیت تولید است و با احتساب ضریب ۸۵درصد تولید نسبت به ظرفیت، نفت خام تولیدی حاصل از این طرح، ۶۸ هزار بشکه در روز می‌گردد. هزینه سرمایه‌گذاری این طرح بالغ بر ۵۴۰ میلیون دلار و برآورد وزارت نفت برای مجموع هزینه‌ها با بهره و پاداش پیمانکار حدود ۹۹۸ میلیون دلار اعلام شده است. درآمد حاصله از این طرح براساس هر بشکه نفت خام ۱۲ و ۱۵ دلار به ترتیب ۲۹۷ و ۳۷۲ میلیون دلار در سال اعلام شده است.

علاوه بر اطلاعات فوق، در فرم گزارش فنی اقتصادی ارائه شده توسط وزارت نفت، در این طرح در ردیف برآورد هزینه پروژه علاوه بر ۹۹۸ میلیون دلار رقمی معادل ۱۰۰ میلیون دلار بابت سایر هزینه‌های پروژه (مالیات و گمرک) اعلام گردیده است. همچنین حداکثر میزان تولید از میدان ۸۰ هزار بشکه در روز است. هزینه جاری سالانه ۱۵ میلیون دلار اعلام شده است.

مدت اجرای کامل پروژه ۳ تا ۴ سال و مدت بازپرداخت ۴ تا۵سال ذکر شده است.

۳- تحلیل متن و نمودارهای مربوط به طرح درود

در خصوص این طرح در هر یک از سناریوهای ۱۲ و ۱۵ دلار، تنها ۳ نمودار ارائه شده است که دو نمودار آن تحت عناوین مقایسه سرمایه‌گذاری و درآمد طی ۲۷ سال تنها از نظر فرم و شکل متفاوتند. به طوری که یکی به صورت ستونی تجمعی(هیستوگرام) و دیگری خطی است.

نمودار دیگر توزیع درآمدهای ناخالص را طی دوره ۲۷ ساله برای سرمایه‌گذاری (CAPEX)، هزینه‌های عملیاتی (OPEX)، پاداش (REMUNERATION) و درآمد خالص شرکت نفت (NIOC Net income) نشان می‌دهد. نمودار اخیر که به صورت «پای چارت» است در واقع بیان توزیع تجمعی، سرمایه‌گذاری و سود، هزینه عملیاتی پاداش پیمانکار و درآمد شرکت نفت، در نمودار اول و دوم است.

باتوجه به ملاحظات فوق، کافی است که در مورد این طرح توجه لازم به نمودارهای اول و دوم معطوف گردد تا مغایرت‌های متعدد با اهداف و شرح پروژه عیان گردد.

۱- دوره اجرایی طرح که متضمن سرمایه‌گذاری است، در نمودار حداقل ۴ سال است و دامنه آن به سال پنجم نیز کشیده می‌شود، حال آن که در متن گزارش دوره اجرایی ۳-۴ سال قید شده است.

۲- دوره بازپرداخت اصل و فرع سرمایه و پاداش پیمانکار در متن گزارش ۴-۵ سال اعلام شده، حال آن که نمودار بیانگر بازپرداخت از سال سوم تا سال یازدهم می‌باشد که طول دوره بازپرداخت را ۹ سال نشان می‌دهد.

۳- هرچند محاسبه اعداد ازطریق نمودارها از دقت کافی برخوردار نیست، با این حال پاداش منظور شده‌برای پیمانکار - که رقم آن در متن گزارش مستور مانده است - در محدوده ۲۲۰ تا ۲۸۰ میلیون دلار تخمین زده می‌شود که این رقم نسبت به حجم سرمایه‌گذاری ۵۴۰میلیون دلار بین ۴۰ تا۵۲ درصد را شامل می‌گردد.

شایان ذکر است که ارقام مربوطه به این جز به جای این که از سال پنجم شروع و تا سال یازدهم بازپرداخت شود، در نمودار خطی اشتباهاً از سال اول تا هفتم تصویر شده است.

۴- اشتباه فوق در نمودار خطی در خصوص بازپرداخت اصل و فرع سرمایه نیز تکرار شده و به جای این که دوره ازسال سوم تا دهم را دربرگیرد، به دورهٔ اول تا هشتم جابه جا شده است.

۵- مهم‌ترین نکته درباره این نمودارها، برآوردی است که از درآمد ناخالص شرکت نفت و به تبع آن درآمد خالص از این طرح که به طور سالانه و تجمعی ارائه شده است.

نمودارهای ۱ و ۲ نشانگر آنند که با فرض قیمت نفت از قرار هر بشکه ۱۲ دلار درآمد نفت از سال سوم تاسال پنجم (تکمیل طرح) به ترتیب حدود ۱۳۰، ۲۷۰، ۴۲۰ میلیون دلار است و در سطح بالای تولید در سال ششم این رقم به حدود ۴۷۰ میلیون دلار می‌رسد و پس از آن در یک سیر نزولی تاسال پانزدهم بالاتر از ۴۰۰ میلیون دلار قرار دارد. حداقل درآمد در سال بیست و سوم، به میزان حدود ۳۴۰ میلیون دلار در سال تصویر شده است. تمامی ارقام فوق که رکن اصلی اقتصاد طرح را در بعد درآمدی

تشکیل می‌دهند، مغایر با رقم اعلام شده و تخمین واقعی حداکثر ۲۹۷ میلیون دلار در سال است. اگر متوسط درآمد فروش نفت این میدان را که حاصل اجرای طرح افزایش بازیافت است پس از تکمیل طرح، طی ۱۰ سال اول ۴۲۰میلیون دلار محسوب نماییم، رقم فوق حداقل ۴۱ درصد انحراف را در درآمد ناخالص نشان می‌دهد.

بدیهی است کاهش درآمد طرح در نمودار پیوست با توجه به اصل مقرر در لایحهٔ بودجهٔ سال ۷۸ بند (ل) تبصرهٔ ۲۹ مبنی بر حداکثر پرداخت ۶۰ درصد منافع طرح به پیمانکار، دوره بازپرداخت این طرح را که در نمودار به مدت ۹ سال است به میزان زیادی افزایش خواهد داد و این امر بر بهره متعلقه به اصل وام خواهد افزود.

۶- براساس مطالب فوق، حتی با فرض ثابت ماندن هزینه‌های سرمایه‌ای و سود مربوطه، کاهش ۴۰ درصدی در درآمد ناخالص شرکت ملی نفت، نمودار «پای چارت» را صورتی دیگر می‌بخشد. در یک برآورد، هزینه‌های سرمایه‌ای و بهره مربوط و پاداش پیمانکار که در نمودار جمعاً به میزان ۱۰درصد (۳درصد+۷درصد) مشخص شده به حدود ۲۰ درصد از کل عواید این طرح طی یک دوره ۲۷ ساله بالغ خواهد گشت.

۴- طرح میادین سیری DوC

طرح دیگری که علاوه بر فرم گزارش فنی - اقتصادی نمودارهای مقایسه سرمایه‌گذاری و درآمد آن در اختیار قرار گرفته، طرح افزایش بازیافت میادین سیری DوC است. هدف طرح انجام تغییرات در سیستم تلمبه‌های برقی درون چاهی، بهینه سازی و سیستم تزریق آب و انجام حفاری‌های جدید، جهت تولید اضافی از این میادین به میزان ۴۰ هزار بشکه در روز از طریق افزایش ضریب بازیافت می‌باشد. تولید این دو میدان در حال حاضر ۲۸ هزار بشکه در روز است.

نظر به این که غالب ایراداتی که بر طرح درود مطرح شد در مورد این طرح نیز مصداق دارد، لذا صرفاً به مغایرت‌های مربوطه در متن گزارش و نمودارهای آن بسنده می‌شود:

۱- زمان اجرای پروژه در متن گزارش ۲-۳ سال است، حال آن که نمودار این دوره را پنج سال نشان می‌دهد.

۲- در حالی که هزینه‌های سرمایه‌ای طرح ۲۴۰ میلیون دلار اعلام شده، ولی در نمودار حجم سرمایه‌گذاری در سال سوم به تنهایی بالغ بر همین میزان - ۲۴۰ میلیون دلار - است. تخمینی که از حجم سرمایه‌گذاری خالص بر اساس نمودار به دست می‌آید، بالغ بر ۶۰۰ میلیون دلار است که هیچ تناسبی با رقم اعلام شده ۲۴۰ میلیون دلار ندارد.

۳- درآمد حاصل از طرح در حد بیش از ۵۰۰میلیون دلار تصویر شده است، حال آن که در متن فرم گزارش فنی - اقتصادی این

درآمد سالانه باتوجه به ظرفیت تولید ۴۰/۰۰۰ بشکه در روز، تنها ۱۴۹میلیون‌دلار در سال - است.

۴- با توجه به مطالب فوق به نظر می‌رسد که نمودار ارائه شده در خصوص طرح سیری به کلی با مختصات پروژه سیری D.C در متن گزارش ارائه شده توسط وزارت نفت مغایر است.

۵- جمع بندی و پیشنهاد

در ارزیابی اقتصادی طرح‌ها، تفاوت عمده‌ای بین طرح‌های بهره‌برداری از معادن اعم از نفت با دیگر طرح‌های صنعتی وجود دارد.

در گزارش ارزیابی اقتصادی طرح‌های بیع متقابل وزارت نفت به کمیسیون، مجموعه رانت (ارزش ذاتی نفت خام و گاز در مخزن) و سود حاصله از بهره‌برداری به‌صورت یکپارچه تحت عنوان درآمد شرکت ملی نفت و محملی برای توجیه طرح‌ها در نظر گرفته شده و لذا نمودارهایی ارائه شده‌اند که تصاویر ناصحیح از درآمدها را در رابطه با اجرای پروژه نشان می‌دهند.

در ارزیابی اقتصادی طرح‌های بیع متقابل نفت به جای نمایش درآمدهای نفتی دولت، مکانیسم و روابط مالی بین پیمانکار و وزارت نفت از اهمیت بالایی برخوردار است.

ضریب نسبت بازپرداخت‌ها به اصل سرمایه‌گذاری برای تمامی طرح‌های ارائه شدهٔ وزارت نفت در هر سطحی از ظرفیت تولید و با سرمایه‌گذاری‌های مختلف به‌طور ثابت ۱/۸ برابر در نظر گرفته شده است. ایراد ثابت ماندن این ضرایب در تمامی طرح‌های مربوط به نفت و گاز و پالایش نشان دهنده الگوبرداری از قرارداد توتال می‌باشد که به همه طرح‌های بیع متقابل تسری داده شده است.

در گزارش فنی - اقتصادی، ارزیابی طرح‌های بیع متقابل ارائه شده توسط وزارت نفت به کمیسیون، نمودارهایی در خصوص اقتصاد دو طرح میدان درود و میادین سیری C و D ارائه شده که بررسی این دو طرح همراه با نمودارهای آن و مغایرت‌هایی که مابین آنها مشاهده می‌شود، همگی دلیل بارزی بر تعجیل در تدوین و ارائه این گزارش به مجلس می‌باشد.

نواقص موجود در گزارش وزارت نفت به‌گونه‌ای است که به‌طور کلی اعتبار ارزیابی‌های اقتصادی طرح‌های بیع متقابل را مورد تردید جدی قرار داده است.

بدیهی است چنانچه این گونه طرح‌ها با حجم عظیم سرمایه‌گذاری مورد نیاز در متن برنامهٔ سوم توسعه مدنظر و ارزیابی قرار گیرند، علاوه بر حفظ ماهیت برنامه‌ای از دقت و صحت شایسته‌ای برخوردار خواهد شد.

مجموعه مطالب فوق و مغایرت‌های اعلام شده که صرفاً مبتنی بر اطلاعات محدودی از گزارش ارائه شده توسط وزارت نفت در خصوص میادین درود و

سیری است، بیانگر عدم دقت و توجه لازم و کافی به اقتصاد این گونه طرح‌ها می‌باشد. با شناختی که از قدرت کارشناسی صنعت نفت و فعالیت‌های گسترده آن در سطح بین‌المللی دربارهٔ طرح‌های بیع متقابل وجود دارد، این امکان وجود دارد که تعجیل در تدوین و ارائه این گزارشات به مجلس جهت تصویب در لایحهٔ بودجهٔ سال ۱۳۷۸ علت العلل این نواقص باشد. بدیهی است چنانچه این‌گونه طرح‌ها با حجم عظیم سرمایه‌گذاری مورد نیاز در متن برنامه سوم توسعه مد نظر و ارزیابی قرار گیرد، علاوه بر حفظ ماهیت برنامه‌ای، از دقت و صحت شایسته‌ای در تأمین منافع ملی برخوردار خواهد شد.

پیوست ۱

بند (ل) تبصره ۲۹ لایحه بودجه ۷۸

ل- به منظور جلب سرمایه‌های خارجی در جهت اجرای طرح‌های مولد و اشتغال از به دولت اجازه داده می‌شود در سال ۱۳۷۷ علاوه بر سقف‌های مندرج در تبصره (۲۲) قانون برنامه دوم توسعه و تبصره (۲۹) قانون بودجه سال ۱۳۷۷ به شرح زیر اقدام نماید:

۱- مبلغ پنج میلیارد و چهارصد میلیون (۵،۴۰۰،۰۰۰،۰۰۰) دلار برای اجرای طرح‌های توسعه میادین نفت و سایر طرح‌ها به روش بیع متقابل استفاده نماید. بازپرداخت تسهیلات مزبور و تمام تعهدات هر طرح صرفاً از محل درآمد حاصل از صدور محصولات تولیدی همان طرح و پیش پرداخت از محل درآمدهای همان دستگاه بدون تعهد نظام بانکی صورت خواهد گرفت. طرح‌های موضوع این جز قابل تبدیل به فاینانس نمی‌باشند. اجازه استفاده از باقیمانده تسهیلات اجازه داده شده در تبصره (۲۹) سال ۱۳۷۷ در سال ۱۳۷۸ به قوت خود باقی است.

شرکت ملی نفت ایران مکلف است جریان بازپرداخت طرح‌هایی را که از این محل اجرا می‌کند به نحوی تنظیم نماید که حداقل ۴۰ درصد عواید طرح در دوره بازپرداخت به حساب درآمد عمومی کشور واریز گردد.

۲- شرکت ملی نفت ایران موظف است برای توسعه میدان‌های پارس جنوبی و سلمان تا سقف تولید اضافی ۱۴۰میلیون متر مکعب گاز در روز و ۸۰ هزار بشکه نفت در روز از طریق بیع متقابل یا «فاینانس» اقدام کند.

۳- به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده می‌شود، مبلغ ششصد میلیون (۶۰۰،۰۰۰،۰۰۰) دلار برای سرمایه‌گذاری در بخش تولید نفت از طریق انعقاد قراردادهای مالی بلندمدت و میان مدت «فاینانس»، از طریق بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران استفاده نماید.

۴- جهت طرح‌های پتروشیمی، توسعه معادن و صنایع مس، تولید فروآلیاژها و

فلزات غیرآهنی و طرح‌های بخش صنعت غیردولتی مبلغ دو میلیارد و پانصد میلیون (۲,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار شامل یک میلیارد و پانصد میلیون (۱,۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار برای طرح‌های پتروشیمی از طریق انعقاد قراردادهای مالی و بلندمدت و میان‌مدت «فاینانس» تأمین گردد.

وزارت امور اقتصادی و دارایی می‌تواند در صورت لزوم نسبت به تضمین بازپرداخت طرح‌های موضوع این جز اقدام نماید و نظام بانکی مجاز به ایجاد تعهد برای تسهیل اجرای این‌طرح‌ها می‌باشد. دستگاه‌های اجرائی طرح‌های مزبور متعهد می‌باشند کلیه پرداخت‌های مربوط به آنها اعم از بازپرداخت و هزینه‌های مربوط را از محل صدور محصولات تولیدی همان طرح‌ها و پیش پرداخت از محل درآمدهای همان دستگاه تأمین نمایند. برای این منظور، دولت موظف است صدور محصولات تولیدی این طرح‌ها را تا تسویه کامل کلیه تعهدات ناشی از سرمایه‌گذاری مربوط تضمین نماید.

۵- مبلغ ششصد میلیون (۶۰۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار جهت اجرای طرح‌های احداث راه‌آهن، ماهواره و توسعه تلفن و تولید تجهیزات مخابراتی، احداث و تکمیل طرح‌های تأمین آب و شبکه آبیاری و زهکشی از طریق انعقاد قراردادهای تأمین مالی بلندمدت و میان‌مدت «فاینانس» در چارچوب مقررات موضوع بند «م» تبصره «۲۲» قانون برنامه دوم توسعه، استفاده نماید.

۶- دستگاه‌های اجرایی موضوع این بند، موظفند در عقد قراردادها از ظرفیت‌ها و امکانات و توانایی‌های داخلی برای اجرای طرح‌ها و پروژه‌های مذکور و نیز انتقال فن‌آوری (تکنولوژی) دانش فنی، آموزش نیروی انسانی اقدام نموده و ملزم به رعایت قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی کشور در اجرای پروژه‌ها و صدور تسهیلات فنی و مهندسی می‌باشند.

۷- هر یک از طرح‌های موضوع این بند باید با تشخیص شورای اقتصاد دارای توجیه فنی اقتصادی باشد همچنین تعیین زمان‌بندی دریافت و بازپرداخت تسهیلات هر طرح و میزان استفاده از ساخت داخل و نیز رعایت شرایط زیست محیطی در اجرای هر یک از طرح‌ها باید به تصویب شورای اقتصاد برسد.

۸- عملیات تأمین منابع ارزی و متن قراردادهای مالی و پولی طرح‌های موضوع این بند باید با هماهنگی و تأیید بانک مرکزی جمهوری‌اسلامی‌ایران صورت‌گیرد.

پیوست ۲

اصول حاکم بر قراردادهای بیع متقابل ارائه شده توسط وزارت نفت

- حفظ حاکمیت ملی بر منابع نفت و گاز کشور
- هماهنگی کامل با قوانین و مقررات کشور

به خصوص قانون نفت
- سرمایه‌گذاری از فن‌آوری مدرن در توسعه میادین
- آموزش و انتقال تکنولوژی
- مدیریت مشترک ایرانی - خارجی
- عملیات بهره‌برداری صد در صد توسط ایرانی
- بهره‌گیری حداکثر از توان داخلی
- حقوق نظارتی کامل برای شرکت ملی نفت ایران
- مزایای اقتصادی در مقایسه با دیگر انواع قراردادهای نفتی
- شفافیت ترتیبات مالی قرارداد
- ریسک عدم تولید با شرکت خارجی

فشرده بحث

این مقاله در سه فصل به بررسی و نقد گزارشات ارائه شده توسط وزارت نفت به کمیسیون اصلی رسیدگی به لایحه بودجه، در خصوص طرح‌های بیع متقابل می‌پردازد. رئوس این انتقادات را به طور بسیار فشرده می‌توان در ۸ محور زیر خلاصه نمود:

۱- مقایسه ارقام سرمایه‌گذاری اولیهٔ پیش‌بینی شده برای طرح‌های بیع متقابل با ارقام بازپرداخت غالباً ضریب ۲-۱/۸ را نشان می‌دهد. از این جهت، این قراردادها تقریباً شبیه قرارداد توتال است. لذا اولین انتقاد آن است که حجم بازپرداخت در این نوع قرارداد نسبت به سرمایهٔ اولیهٔ مورد نیاز بسیار بالاست.

۲- با توجه به حجم بالای سرمایه‌گذاری مورد نیاز و با توجه به ماهیت برنامه‌های طرح‌های بیع متقابل، ارائه آن در قالب چند بند از یک تبصره در لوایح بودجهٔ سالانه صحیح نیست، زیرا در این شرایط با خرد کردن و تجزیه یک سیاست کلان با ماهیت استراتژیک نظیر طرح‌های بیع متقابل، زمینه اعمال گام به گام و مرحله‌ای کار بدون آن که شناخت کلی از کم و کیف و آثار درازمدت آن جهت تصمیم‌گیران و به ویژه نمایندگان مجلس روشن گردد، میسر می‌شود.

۳- از لحاظ زمانی، طرح‌های بیع متقابل وزارت نفت در شرایطی ارائه می‌شوند که بازار نفت با ظرفیت مازادی حدود ۵میلیون بشکه در روز مواجه است و قیمت‌های نفت در سطح نازلی قرار دارد. قرارداد بیع متقابل در این شرایط که با تضمین بازگشت سرمایه به همراه سود قابل توجه و همچنین با پاداش‌های مختلف همراه است. برای سرمایه‌گذاران کم خطرترین نوع سرمایه‌گذاری تلقی می‌شود. در عوض در این شرایط، ریسک کشور ما بالاست زیرا با ادامه کاهش قیمت نفت، دامنه زمانی این بازپرداخت‌ها به مراتب بیش از آنچه متصور است، طولانی خواهد شد.

۴- حفظ حاکمیت ملی بر منابع کشور در این نوع قرارداد مقدور نخواهد بود. زیرا گذشته از منابع استقراضی تأمین مالی، از نقطه نظر پیوند این قرارداد با یگانه ثروت ملی کشور و ضرورت اجتناب‌ناپذیر

استحصال آن جهت تأمین منابع مالی لازم برای بازپرداخت‌ها آن هم در شرایط اشباع بازار. مفهوم اعمال واقعی حاکمیت ملی بر منابع که در قدرت و توان تصمیم در کمیت تولید و عرضه به بازار جهانی تجلی می‌یابد را خدشه دار می‌سازد، به ویژه زمانی که حجم و اندازه این نوع قراردادها در مجموع برنامه پنج ساله دوم به ۷ برابر سقف مجاز برنامه دوم برسد.

۵- انتقال تکنولوژی در این قرارداد بنا به گزارشات وزارت نفت بسیار پایین می‌باشد. لذا فلسفه اصلی در تنظیم این قرارداد انتظار داشتن درآمدی از نفت است و تجربه طولانی کشور، به خوبی نشان داده که این نوع نگرش به صنعت نفت و توسعه این صنعت براساس این دیدگاه، توسعه مطلوب و موفقی نیست. شایان ذکر است انجام بخش‌هایی از فعالیت که تجربه کافی در آن به دست آمده صرفاً به مفهوم به کارگیری نیروی داخلی است، حال آن که در انتقال تکنولوژی هدف عمده مشارکت در نوآوری‌ها و طراحی‌های جدید است. در حال حاضر نیز بزرگ‌ترین معضل ساختاری صنعت نفت کشور ما ضعف تکنولوژی می‌باشد.

۶- تغییر برآوردها در گزارشات مختلف وزارت نفت و همچنین بررسی سایر شاخص‌های داخل گزارش نشان می‌دهد که در برآورد اقتصاد طرح، اعم از درآمد و هزینه، هزینه‌ها با بهره، پاداش، دقت کافی و توجیهات لازم انجام نشده است و در محاسبهٔ ضریب بازگشتِ سرمایه، به تفاوت عمده موجود در ارزیابی طرح‌های بهره‌برداری از معادن اعم از نفت با دیگر طرح‌های صنعتی توجه نشده است.

۷- توجیهات فنی طرح‌ها بدون داشتن مطالعات زمین‌شناسی و مهندسی مخازن، باعث شده تا ظرفیت‌های اعلام شده تولید از درجه وثوق قابل اطمینان برخوردار نباشد.

۸- درخصوص توسعه مخازن پارس جنوبی به ۸ فاز، شایان ذکر است که فاز ۱ پارس جنوبی علی‌رغم در برنامه قرار داشتن تولید و مصرف و گاز آن در سال ۱۳۷۷، مطابق برنامه پنج ساله دوم، هنوز مراحل مقدماتی خود را طی می‌کند و این تأخیر با توجه به مسئولیت مستقیم شرکت ملی نفت در اجرای این پروژه قابل انتقاد می‌باشد. آنچه در این خصوص باید ذکر شود، ارائه برنامه کلان توسعه مخازن مشترک به مثابه اولویت‌دارترین طرح‌ها به صورت واقعی، قرار داشتن از نظر اقتصادی در چارچوبی مناسب و مطلوب در تأمین و حفظ منافع ملی از طرف وزارت نفت می‌باشد که از این ابعاد طرح‌های ارائه شده قابل انتقاد می‌باشند.

در ذیل این نکات برجسته بی‌مناسبت نیست که گوشه‌ای از نظرات منابع

بین‌المللی صنعت نفت درخصوص طرح‌های بیع متقابل را نیز به شرح زیر به آگاهی برسانیم:

منابع صنعت نفت، قراردادهای اخیر بیع متقابل را که با طرف‌های خارجی امضا شده مورد تجزیه و تحلیل قرار داده و نتیجه‌گیری کرده‌اند که شرایط این قرارداد برای سرمایه‌گذاران بسیار مطلوب است، زیرا از یک‌سو سرمایه‌گذار از نوسانات قیمت نفت کاملاً به دور است و از طرف دیگر سودآوری طرح را هیچ عاملی تحت تأثیر قرار نمی‌دهد. این شرایط که کارشناسان را متعجب کرده به گونه‌ای است که سرمایه را با نرخ قدری بالاتر از ۲۴ درصد بازگشت می‌دهد که در نوع خود بی‌نظیر است. آقای چارلز جامسون[1] معتقد است در طرح درود، شرکت‌های ELF و Ajip دقیقاً ۵۴۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری کرده و ۴۵۰ میلیون دلار سود عاید آنان خواهد شد. صاحب‌نظران موضع وزارت نفت ایران را عجیب توصیف می‌کنند، زیرا از یک‌سو تمامی ریسک (خطرپذیری) قیمت را پذیرفته و از طرف دیگر حجم عظیمی از تولید نفت خام کشور در آینده اختصاص به بازپرداخت این طرح‌ها و نیز پیش‌فروش دولت خواهد داشت. براساس محاسبات انجام شده، شرکت ملی نفت ایران هم اکنون ۶۰ درصد از تولید هر طرح بیع‌متقابل را صرف بازپرداخت آن می‌کند (البته تا پایان بازپرداخت هزینه‌ها).

بدین ترتیب به نظر می‌رسد شرایط پیشنهادی وزارت نفت برای طرح‌های بیع متقابل در بخش بالادستی بسیار سخاوتمندانه است، زیرا از یک‌سو کوچک‌ترین خسطرپذیری متوجه سرمایه‌گذار نبوده و در شرایط قیمت‌های پایین نفت بیشترین سود را متوجه آنان می‌کند. براساس محاسبات انجام یافته با فرض قیمت ۱۵دلار، در پنج سال ۳۵ درصد از تولید یک میدان جهت بازپرداخت اختصاص می‌یابد. در حالی که با قیمت ۱۰ دلار ۶۰ درصد از تولید صرف بازپرداخت خواهد شد. در اینجا بدون این که مقایسه شیوه‌های مختلف قراردادها از ابعاد مختلف و معایب و محاسن آنها مدنظر باشد و صرفاً جهت اطلاع، لازم به توضیح است که عراق در قراردادهای مشارکت در تولید در بهترین شرایط (برای جلب نظرات سیاسی کشورهای اروپایی و شرکت‌های امریکایی و به تعبیری برای اغوای آنان جهت لغو تحریم‌ها) فقط ۴۰ درصد از نفت هر میدان را برای سرمایه‌گذاران اختصاص داده و آنان را در ریسک (خطرپذیری) قیمت و موارد دیگر نیز سهیم نموده است.

□□□

1. Charles Jameson.