مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی
مسلسل: ۱۹۱۶۹
مرداد ۱۴۰۲
دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن

مسائل راهبردی بخش انرژی در برنامه هفتم توسعه (۳): اصلاح ساختاری رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت

بسم الله الرحمن الرحيم

تاریخ انتشار:
۱۴۰۲/۵/۲

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

شماره مسلسل: ۱۹۱۶۹
کد موضوعی: ۳۱۰

عنوان گزارش:
مسائل راهبردی بخش انرژی در برنامه هفتم توسعه (۳): اصلاح ساختاری رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت

نام دفتر:
مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

مدیر مطالعه:
مرتضی نیکخواه‌نسب

تهیه و تدوین‌کنندگان:
محمدرضا کثیری، سیدحامد توانگر (پژوهشکده سیاستگذاری شریف)

ناظران علمی:
حبیب‌اله ظفریان، محمدحسن معادی رودسری، علی اژدری

اظهارنظرکننده:
محمدحسین معماریان

همکار:
مهدخت متین

گرافیک و صفحه آرایی:
نفیسه حاجی‌صفری

ویراستار ادبی:
زهره عطاردی

واژه‌های کلیدی:
۱. رابطه مالی نفت و دولت
۲. اصلاح ساختاری بودجه
۳. شرکت ملی نفت ایران
۴. پروانه بهره‌برداری
۵. تنظیم گری

دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن

فهرست مطالب

چکیده ۶
خلاصه مدیریتی ۶
مقدمه ۸
۱. چارچوب مفهومی بررسی رابطه مالی ۹
۲. آسیب‌های رابطه مالی فعلی ۱۷
۳. الگوی پیشنهادی برای ایران ۲۱
جمع‌بندی نتیجه‌گیری ۲۹
منابع و مآخذ ۳۰

فهرست جداول

جدول ۱. درصد حق مالکانه در کشورهای مختلف ۱۰
جدول ۲. خلاصه ابزارهای مختلف رابطه مالی از منظر شاخص‌های رابطه مالی بهینه برای دولت ۱۲
جدول ۳. مقایسه مدل مالی بر پایه درآمد و بر پایه سود ۱۳
جدول ۴. دسته‌بندی شرکت‌های ملی نفت براساس مدل مالی سودمحور و عملکرد فنی و اقتصادی آنها ۱۳
جدول ۵. وظایف و اختیارات نهاد تنظیم‌گر در کشورهای تولیدکننده عمده نفت و گاز ۱۵
جدول ۶. مقایسه الگوی قرارداد IPC و قرارداد سال ۱۴۰۱ میان شرکت ملی نفت ایران با دولت ۲۱
جدول ۷. مقایسه چهار الگوی پیشنهادی رابطه مالی از منظر شاخص‌های مختلف ۲۸

فهرست نمودار

نمودار ۱. مقایسه توزیع درآمدهای نفتی و تأثیر سهم یارانه ۱۷
نمودار ۲. ۲ درصد کل پرداختی شرکت‌های ملی نفت به دولت از کل درآمدهای نفت و گاز در سال ۲۰۱۹، ۱۸
نمودار ۳. مقایسه ارزش بازار و دارایی شرکت آرامکو در سال ۲۰۲۰ و سهم قرارداد امتیازی از ارزش (میلیارد دلار) ۲۲

فهرست شکل

شکل ۱. سه نوع نگاه دولت به شرکت ملی نفت براساس بررسی ۲۳ شرکت ملی نفت دنیا ۱۴
شکل ۲. ساختار حضور شرکت ملی توسعه نفت ایران در سرمایه‌گذاری بالادستی صنعت نفت ۲۴
شکل ۳. نحوه توزیع درآمد در رابطه مالی «سهم از نفت و گاز تولیدی بعد از واحد بهره‌برداری» با فرض قیمت نفت ۱۰۰ دلاری و ۴۰ درصد صادرات از نفت تولیدی ۲۵
شکل ۴. نحوه توزیع درآمد در رابطه مالی «مالیات و سود سهام» مبتنی بر هزینه با فرض قیمت نفت ۱۰۰ دلاری و ۴۰ درصد صادرات از نفت تولیدی ۲۶
شکل ۵. نحوه توزیع درآمد در رابطه مالی «سهم به‌ازای هر بشکه نفت(فی)» مبتنی بر هزینه با فرض قیمت نفت ۱۰۰ دلاری و ۴۰ درصد صادرات از نفت تولیدی ۲۷

مسائل راهبردی بخش انرژی در برنامه هفتم توسعه (۳):
اصلاح ساختاری رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت

چکیده

اصلاح رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت از قانون برنامه پنجساله سوم توسعه مطرح شده و طی سالیان گذشته با تغییرات زیادی مواجه بوده است. درنهایت مطابق اصلاح رابطه مالی در بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱، باید سهم شرکت ملی نفت به‌ازای هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز تولیدی برمبنای هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای مورد نیاز تعیین شود. مهم‌ترین آسیب‌های رابطه مالی فعلی، کمبود منابع برای سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی، بدهی‌های انباشته شرکت ملی نفت ایران، تفکیک نشدن نظام یارانه انرژی از روابط مالی شرکت‌ها، تغییر سالیانه سهم شرکت‌ها در بودجه سنواتی و شفاف نبودن و پیچیدگی نحوه توزیع درآمدهاست. در این گزارش، چهار روش پیشنهادی برای اصلاح رابطه مالی در برنامه هفتم توسعه مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان می‌دهد اگرچه روش دریافت پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام به دولت در کنار تقویت جایگاه حاکمیتی برای وزارت نفت، موجب ایجاد فضای رقابتی در سرمایه‌گذاری با حضور شرکت ملی توسعه نفت ایران و همچنین باعث تقویت جایگاه بین‌المللی شرکت ملی نفت ایران و افزایش توان تأمین مالی آن خواهد شد، با این وجود به‌دلیل ضعف ساختاری در تأیید و نظارت بر هزینه‌های شرکت، پیاده‌سازی این الگو در بلندمدت امکانپذیر است. بنابراین برای برنامه پنجساله هفتم توسعه، مدل دریافت سهم از نفت و گاز تولیدی بعد از واحد بهره‌برداری درعین برداشتن بار مالی یارانه از شرکت ملی نفت، پیشنهاد شده است.

خلاصه مدیریتی

اصلاح رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت از قانون برنامه پنجساله سوم توسعه مطرح شد، درنهایت در سال ۱۳۸۴ سهم شرکت ملی نفت ایران ۷/۳ درصد از ارزش نفت خام تولیدی (فارغ از نفت صادراتی یا فروش داخلی) تعیین شد. در سال ۱۳۸۹ با تصویب قانون هدفمندی یارانه‌ها، الگوی ۱۴/۵ درصد از درآمد صادرات نفت خام و فروش داخلی آن با قیمت یارانه‌ای ایجاد شد.

عزم قانونگذار برای ارتقای رابطه مالی شـــرکت‌های تابعه وزارت نفت با هدف افزایش شـــفافیت و ارتقای جایگاه تجاری شـــرکت‌ها از سال ۱۳۹۸ در قوانین بودجه و درنهایت بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه ســـال ۱۴۰۱ نمود پیدا کرد. ارتقای کامل رابطه مالی نیازمند تغییرات ساختاری در کنار بهبود نحوه توزیع درآمد میان شرکت و دولت است. در این گزارش با بررسی آسیب‌های رابطه مالی فعلی از دو منظر ساختاری و رژیم مالی، الگوی مناسب پیشنهاد شده است.

آسیب‌های رابطه مالی فعلی را می‌توان به‌طور خلاصه ناشی از نگاه دولت به شـــرکت ملی نفت به‌عنوان تأمین‌کننده بودجه به‌جای یک شرکت سودآور دید که نمودهای زیر را دارد:

- تغییرات سالیانه رابطه در بودجه توسط دولت و مجلس،
- پرداخت سهم شـــرکت‌ها برپایه قیمت‌های دستوری نه ارزش نفت و گاز تولیدی،
- شفاف نبودن هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای شرکت ملی نفت ایران،
- کمبود شدید منابع مالی برای ســـرمایه‌گذاری در میادین نفت و گاز کشور،
- اختصاص بخش عمده درآمد نفتی توســـط دولت در بودجه جاری و توجه نکردن به هزینه‌های سرمایه‌ای و ریسک‌های تولید نفت،
- نبود نهاد تنظیم‌گر مستقل از شرکت ملی نفت به‌منظور تأیید هزینه‌های شرکت و نظارت بر عملکرد آن.

تدوین رابطه مالی نیازمند بررسی چهار بُعد رژیم مالی، مدیریت و حکمرانی رابطه مالی، شفافیت و نظام پاسخگویی و چارچوب حقوقی رابطه مالی است. مدل‌های سودمحور نسبت به درآمدمحور از انعطاف بیشتری برخوردارند و موجب انگیزه برای سرمایه‌گذاری خواهند شـــد. اما با توجه به نیاز به تعیین هزینه‌های قابل‌قبول و غیرقابل‌قبول توســـط نهادهای نظارتی یا تنظیم‌گر، از نظر نهادی نیازمند توانمندی مناسبی هستند. از منظر ساختاری، استقلال هئیت مدیره شرکت‌های ملی نفت با هدف تعیین بودجه ســـرمایه‌ای و اهداف توسعه‌ای شرکت در بهبود رابطه مالی نقش به‌سزایی دارد. به‌عنوان نمونه از ۱۱ نفر عضو هیئت مدیره آرامکو ۶ نفر وابسته به دستگاه‌های دولتی و ۵ نفر از آنها به‌عنوان اعضای مستقل از مدیران با تجربه سابق شرکت‌های بین‌المللی نفت حضور دارند. یا در شرکت اکوینور، به‌رغم سهم ۶۷ درصدی دولت، کمتر از ۵۰ درصد از اعضای هیئت مدیره توسط دولت تعیین می‌شوند و باقی آنها توسط کارمندان شرکت انتخاب می‌شود. تجارب بین المللی برای ارتقای ساختاری رابطه مالی نشـــان می‌دهد، حضور شرکت‌های ملی نفت در بورس یکی از مهم‌ترین راهکارهای شفاف‌سازی و نظارت بر عملکرد آنها در کنار تبدیل شدن به یک شرکت تجاری و انتقال وظایف تنظیم‌گری بـــه نهادهای دولتی خواهد بـــود. **بنابراین اصلاح رابطه مالی نیازمند تغییرات در بخش ساختاری و رژیم مالی به‌طور همزمان است.**

شاخص‌های رابطه مالی مناسب، انعطاف‌پذیری، توسعه رقابت، پایداری، ایجاد انگیزه برای افزایش تولید، ایجاد انگیزه برای کاهش هزینه‌ها، انگیزه برای صادرات مناســـب نفت و تقویت جایگاه تجاری شرکت ملی نفت اســـت. در این گزارش، چهار روش پیشنهادی برای اصلاح رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت بررسی شد:

- دریافت پروانه بهره‌برداری از وزارت نفت و پرداخت مالیات و سود سهام به دولت،
- سهم از تولید نفت و گاز پس از واحد بهره‌برداری،
- سهم شـــرکت به‌ازای هر بشـــکه نفت و هر مترمکعب گاز تولیدی و سرمایه‌گذاری برپایه ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید،
- انعقاد قرارداد **IPC** میان وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران.

همان‌طور که گفته شـــد **تجـــارب بین‌المللی نشـــان می‌دهد، شرکت‌های ملی نفت موفق رابطه مالی سودمحور (استفاده از مالیات و سود سهام) را جایگزین درآمدمحور (تقسیم درصدی درآمد میان شرکت و دولت) کرده‌اند.** برای پیاده‌سازی رژیم مالی برپایه سود اقدامات زیر لازم است:

۱. تعیین رابطه مالی برپایه ارزش نفت و گاز تولیدی و نه قیمت یارانه‌ای داخلی،

۲. ارتقای وظایـــف تنظیم‌گـــری وزارت نفت از طریق صـــدور پروانه بهره‌برداری برای شرکت ملی نفت ایران و سایر شرکت‌های غیردولتی سرمایه‌گذار،

۳. تدوین چارچوب هزینه تمام شـــده شـــرکت ملی نفـــت و تفکیک هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای براساس فعالیت توسط وزارت نفت،

۴. تأسیس «شرکت ملی توسعه نفت ایران» به‌عنوان شرکت اکتشاف و تولید غیرمدیریتی با سهام‌داری عمده صندوق توسعه ملی و سهام‌داران غیردولتی و خرد مردمی.

گفتنی است، نحوه تقسیم درآمدهای نفتی میان دولت و صندوق توسعه ملی در هریک از روش‌های پیشـــنهادی می‌تواند از حالت ســـهم‌بری درصدی به سهم‌بری عدد ثابت برای دولت تغییر کند.

درنهایت می‌توان گفت، **روش دریافت پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام به دولت، بهترین الگو برای تقویت جایگاه تجاری شـــرکت ملی نفت ایران مطابق تجارب بین‌المللی و مهیاسازی عرضه بخشی از سهام این شرکت است. اما ضعف ساختاری در نظارت و تأیید هزینه‌های شرکت، قابلیت اجرای این الگو در کوتاه‌مدت را پایین می‌آورد. ازاین‌رو، الگوی سهم از تولید نفت و گاز پس از واحد بهره‌برداری، درعین کاهش بار مالی یارانه از شرکت قابلیت اجرا در کوتاه‌مدت را دارد.** علاوه‌بر این، در صورت صدور پروانه بهره‌برداری برای شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های غیردولتی، امکان توسعه فضای رقابتی و مقایسه عملکرد شرکت ملی نفت ایران با سایر شرکت‌های غیردولتی، بستر این رابطه را فراهم خواهد کرد.

مقدمه

تغییر رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت پس از انقلاب از برنامه پنجساله سوم توسعه (بند «د» ماده (۱۲۰)) از الگوی مبتنی‌بر بودجه به دریافت حق مالکانه توسط دولت مطرح شد. اما تغییر نهایی در قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۸۴ با تغییر از رابطه مبتنی‌بر بودجه به درصدی از درآمد ارزش نفت خام تولیدی (۷/۳ درصد) تعیین شد. سپس با تصویب قانون هدفمندی یارانه‌ها، الگوی ۱۴/۵ درصد از قیمت فروش نفت خام صادراتی و نفت خام داخلی به قیمت یارانه‌ای شکل گرفت. این الگو باعث انتقال بار مالی یارانه انرژی به شرکت ملی نفت ایران در فروش داخلی شد. قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۹۸[1] سازمان برنامه و بودجه و وزارت نفت را موظف به طراحی روابط مالی جدید شرکت ملی نفت و دولت با هدف تقویت جایگاه تجاری شرکت و شفاف‌سازی هزینه‌های آن کرد. درنهایت در بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱ الگوی تغییر رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران از درصدی از درآمد فروش (الگوی ۱۴/۵ درصد) به الگوی دریافت سهمی به‌ازای هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز تولیدی مطابق با هزینه‌های مورد نیاز شرکت ملی نفت براساس مصوبه شورای اقتصاد تغییر کرد. در این گزارش به تفاوت‌های کلیدی رابطه جدید با رابطه قبلی اشاره خواهد شد.

از منظر کلان‌تر در نحوه توزیع درآمدهای نفتی در کشور، وابستگی بودجه جاری دولت‌ها به درآمدهای نفتی عامل کاهش سرمایه‌گذاری از عواید حاصل از این ثروت بین‌نسلی بوده است. حساب ذخیره ارزی طبق ماده (۶۰) قانون برنامه پنجساله سوم توسعه با هدف دفع نوسان‌های درآمدهای نفتی ایجاد شده، اما بخش عمده منابع آن در بودجه سالیانه خرج و تسهیلات پرداختی آن عملاً با نرخ واقعی بازپرداخت نشد. برای حل این مشکل از سال ۱۳۸۹ صندوق توسعه ملی ایجاد شد، اما به‌رغم محدودیت‌های متعدد قانونی برای دولت، عمده منابع صندوق نیز توسط دولت، شرکت‌های دولتی و مجموعه‌های شبه‌دولتی مصرف و بخش کمی از آنها بازپرداخت شده است. پرداخت تسهیلات صندوق توسعه ملی به شرکت ملی نفت ایران با هدف توسعه و تولید میادین نیز رقم قابل توجهی حدود ۲۳ میلیارد دلار است که آینده دقیق و مشخصی برای بازپرداخت آن متصور نیست. همچنین مجموع بدهی‌های شرکت ملی نفت به حدود ۶۵ میلیارد دلار می‌رسد که از محل سهم ۱۴/۵ درصد توان بازپرداخت آن را نداشته و هر ساله سررسید بازپرداخت‌ها را استمهال می‌کند.

از مهم‌ترین آسیب‌های رابطه مالی فعلی می‌توان به کمبود منابع برای سرمایه‌گذاری بالادستی، بدهی انباشته شرکت ملی نفت ایران، تفکیک نشدن نظام یارانه انرژی از روابط مالی شرکت‌ها، تغییر سالیانه سهم شرکت‌ها در بودجه سنواتی و شفاف نبودن و پیچیدگی نحوه توزیع درآمدها اشاره کرد.

بررسی تجارب بین‌المللی نشان می‌دهد، رابطه مالی عمده شرکت‌های ملی نفت موفق کشورهای مختلف دنیا با دولت‌های خود برمبنای تقسیم سود فعالیت پس از کسر هزینه است، اما در برخی از کشورهای وابسته به درآمدهای نفتی توزیع براساس درآمدهای حاصل از فروش نفت و گاز است. لازمه پیاده‌سازی مدل‌های سودمحور، ایجاد تغییرات ساختاری در شرکت ملی نفت و در بخش دولت نیز تصمیم‌گیری بر بودجه و نظارت بر هزینه کرد است.

هدف از این گزارش بررسی رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت از منظر ساختاری و بررسی روش‌های مختلف برای گذر از شرایط فعلی است. در این راستا گزارش به سه بخش تقسیم می‌شود؛ بخش اول، چارچوب مفهومی برای طراحی یک رابطه مالی مناسب بین دولت و شرکت‌های ملی نفت است. بخش دوم، آسیب‌های رابطه مالی فعلی بین دولت و شرکت ملی نفت واکاوی می‌شود و در بخش سوم مدل پیشنهادی برای سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از میادین در حال تولید شرح داده شده است.

۱. جزء «۸» بند «ط» تبصره «۲» قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۹۸.

۱. چارچوب مفهومی بررسی رابطه مالی[۱]

عمده مطالعات انجام شـــده در حوزه روابط مالی، این است که صنعت نفت بر الگوی قراردادهای نفتی متمرکز است و هدف اصلی آن انعقاد قرارداد بین دولت و شرکت‌های خارجی یا پیمانکاران داخلی است. اما در این بخش هدف بررسی بایدها و نبایدهای رابطه مالی شرکت‌ملی نفت با دولت است. بر همین اساس، به‌منظور تدوین رابطه مالی مذکور چهار بُعد رژیم مالی، مدیریت و حکمرانی رابطه مالی، شفافیت و نظام پاسخگویی و چارچوب حقوقی این رابطه مالی در ادامه تشریح می‌شود.[۲]

۱-۱. رژیم مالی

رژیم های مالـــی در قالب قراردادهای نفتی، نحـــوه توزیع درآمد میان دولت و پیمانکاران را مشـــخص می کند. این روش‌های توزیع درآمد می‌تواند میان دولت و شـــرکت‌های ملی نفت نیزبه‌کار گرفته شـــود. دو هدف اصلی هر رژیم مالی، «جذابیت برای ســـرمایه‌گذار» و «ایجاد منابع مالی برای دولت» است. دولت‌هایی که بودجه جاری وابسته به درآمدهای نفتی دارنـــد به‌دنبال رژیم‌های مالی هســـتند که حداکثر درآمد را در کوتاه‌مدت و بدون ریســـک برای مخـــارج بودجه تأمین کند. به‌این‌ترتیب، دولت‌ها از ایجاد یک منبع درآمدی تضمین شـــده برای مخارج سالیانه خود اطمینان کســـب می کنند. نبود انگیزه برای سرمایه‌گذاری و توزیع نامتناسب ریســـک میان سرمایه‌گذار و دولت، به‌مرور موجب کاهش سرمایه‌گذاری و در بلندمدت باعث کاهش سطح تولید و به طبع کاهش درآمدهای نفت و گاز خواهد شد.

الگوهای قراردادهای نفتی رایج در دنیا به ســـه دسته سنتی امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی تقسیم می‌شوند.این قراردادها براساس مالکیت نفت تولیدی، تأسیســـات ســـرچاهی، تســـهیم سود حاصل از عملیات، نظام مالی، اختیارات پیمانکار و ســـایر مســـائل حقوقی و اقتصادی تقسیم‌بندی می‌شوند. هر کدام از این الگوها به‌صورت سنتی دارای رژیم مالی مختص خود هســـتند، اما امروزه دولت‌ها بســـته به هدفگذاری خود از کسب و جذب ســـرمایه‌گذار می توانند از ابزارهای مالی مختلفی فارغ از چارچوب حقوقی قرارداد، استفاده کنند. در همین راستا در ادامه گزارش ابزارهای مالی، فارغ از نوع قرارداد شرح داده شده و براساس شاخص‌های موجود مقایسه شده‌اند.[۳]

۱-۱-۱. ابزارهای مالی

پاداش امضا[۴]

دریافت مبلغی توسط دولت از شرکت حین امضای قرارداد نفتی فارغ از ریسک و میزان سودی که این قرارداد می تواند داشته باشد. این ابزار مالی بیشتر برای مناقصات بلوک‌های اکتشافی و طرح‌های اکتشاف و تولید استفاده می‌شـــود. در این ابزار، دولت هیچ ریسک و مسئولیتی در قبال فعالیت‌های اقتصادی اکتشـــاف و تولید نفت نمی‌پذیرد و کل ریسک به شرکت منتقل خواهد شد.

بهره مالکانه[۵]

دریافت بخشـــی از ارزش تولید نفت فارغ از میزان هزینه تولید توسط دولت، به‌عنوان مالک منابع نفت و گاز بهره مالکانه نام دارد.[۶] در ایران دولت از دارندگان امتیاز بهره‌برداری از معـــادن بهره مالکانه دریافت می کند. جدول زیر مقدار بهره مالکانه (رویالتی) در کشورهای مختلف را نشان می‌دهد که حداکثر آن ۳۰ درصد است.

---

۱. این بخش از گزارش با تلخیص از گزارش گزینه‌های سیاستی ارتقای رابطه مالی شـــرکت ملی نفت ایران با دولت، مدیریت پژوهش شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۹۹ تهیه شده است.

2. Heller, P. R., & Mihalyi, D. (2019). Massive and misunderstood: Data-driven insights into national oil companies. Natural Resource and Governance Institute, April.

3. Cottarelli, C. (2012). Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation. International Monetary Fund, 67.

4. Signature Bonous

5. Royalty

6 . Cottarelli, C. (2012). Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation. International Monetary Fund, 67.

جدول ۱. درصد حق مالکانه در کشورهای مختلف

نام کشور	درصد
Papua/ New Guinea	۱/۲۵
Timor Leste	۵
FALKLAND Islands	۹
Australia Onshore, Gabon, Malaysia, Yemen, Brazil Above Salt, India	۱۰
Argentina	۱۲
Benin, Cambodia, Ghana, Syria, Tanzania, Nambia, Us Onshore Areas, Turkey	۱۲/۵
Congo, Brazil Pre-salt	۱۵
Many States Of US	۱۶/۶۷
Bolivia	۱۸
Oklahoma, US Gulf Of Mexico	۱۸/۸۷
Offshore Texas In State Waters	۲۵
Venezuela- ۲۰۰۲ Oil Royalties	۳۰

Source: Mazeel, Muhammad2010 ..

بهره مالکانه پلکانی[1]

درصورت تغییر حق مالکانه با پارامترهایی از قبیل نرخ تولید نفت چاه و مخزن، قیمت نفت، کیفیت نفت، تولید تجمعی میدان، شاخص R-Factor، میزان IRR پروژه و طول مدت قرارداد، بهره مالکانه پلکانی نام دارد. هدف از این روش، افزایش انعطاف‌پذیری ابزار مالی و کسب سود بیشتر توسط دولت است.

مالیات نفت

مالیات در کشورهای مختلف تولیدکننده نفت به‌عنوان مهم‌ترین ابزار کسب درآمد از عملیات اکتشاف و تولید نفت و گاز توسط دولت محسوب می‌شود. مالیات‌ها به دو دسته برپایه درآمد[2] و برپایه سود تقسیم می‌شوند. مدل برپایه درآمد، از کل درآمد میدان پس از کسر بهره مالکانه، دریافت می‌شود. این مالیات در برخی از ایالت‌های آمریکا بین ۲ تا ۱۵ درصد است و براساس میزان تولید چاه‌های میدان تغییر می‌کند. روسیه نیز از مالیات برپایه درآمد، تحت عنوان (MET)[3] استفاده می‌کند. مالیات برپایه سود، پس از کسر حق مالکانه و هزینه‌های قابل‌قبول توسط دولت، از سود عملیات اکتشاف و تولید دریافت می‌شود. این مالیات در کشور نروژ نیز استفاده و شباهت زیادی با مالیات بر درآمد شرکت‌ها (CIT)[4] دارد.

سهم دولت از نفت سود[5]

در قراردادهای مشارکت در تولید پس از پرداخت بهره مالکانه و کسر هزینه‌های قابل‌قبول (نفت هزینه)[6]، سود نفت باقی می‌ماند. این سود بین دولت و شرکت براساس قرارداد تقسیم می‌شود. پرداخت سهم شرکت می‌تواند به‌صورت نقدی از محل عواید از حاصل از فروش نفت یا به‌صورت کالا (نفت خام) براساس ارزش محاسبه شده برای آن به پیمانکار پرداخت شود.

1. Sliding Scale Royalty
2. Gross Revenue Taxes Or Severance Tax
3. Mineral Extraction Tax
4. Coporate income tax
5. Profit Oil
6. Cost oil

مشارکت دولت[1]

دولت در پروژه اکتشاف و تولید نفت سهام‌دار می‌شود و بخشی از عایدی نفت و گاز را به‌عنوان سهام‌دار برداشت خواهد کرد. هدف اصلی این روش، حضور دولت یا شرکت ملی نفت (به نمایندگی از دولت) در مسائل اجرایی و مدیریتی پروژه به‌منظور کسب اطلاعات، دانش مدیریتی و فنی توسعه و تولید نفت و گاز است. این سهام به سه حالت می‌تواند باشد. اول، دولت هیچ مبلغی برای دریافت سهام خود پرداخت نمی‌کند که به آن سهم رایگان[2] می‌گویند. دوم، شرکت پیمانکار، سهم دولت را از هزینه‌های سرمایه‌گذاری پرداخت می‌کند و پس از شروع مرحله تولید و ایجاد درآمد از میدان، این هزینه‌ها به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. به این روش سهم منتقل شده[3] یا سهم پرداخت شده توسط دیگران می‌گویند. سوم، دولت مانند یک سهام‌دار بخش خصوصی رفتار می‌کند و مبلغ سهم خود را پرداخت می‌کند که به این روش «سهم پرداخته شده»[4] می‌گویند.

دو مدل سهم منتقل شده و سهم پرداخته شده در بسیاری از کشورها مثل امارات متحده عربی (۶۰ درصد سهم دولت) مورد استفاده بوده است.

دستمزد[5] به‌ازای هر بشکه

در قراردادهای خدماتی[6] کل درآمدهای نفت و گاز متعلق به دولت بوده و دولت از محل این درآمدها کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای و جاری پیمانکار را به‌صورت نقد یا نفت معادل[7] پرداخت می‌کند.[8] علاوه‌بر این، دولت مبلغی را به‌عنوان پاداش[9] (دستمزد) به‌ازای هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز تولیدی با هدف ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری و تولید بهینه به پیمانکار پرداخت می‌کند.

سود سهام[10]

دولت به‌عنوان سهام‌دار شرکت‌های ملی نفت، پس از کسر حق مالکانه، هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای و دریافت مالیات یا سایر موارد، از سود نهایی شرکت ملی نفت به‌عنوان سهام‌دار بخشی را برای سرمایه‌گذاری و بخشی را به‌عنوان سود سهام تعیین می‌کند.

۲-۱-۱. شاخص‌های ارزیابی رابطه مالی بهینه

به‌منظور ارزیابی ابزارهای مختلف مالی از شاخص‌های زیر استفاده می‌شود.

حداکثرسازی سهم دولت از سود توسعه و تولید نفت و گاز

دولت‌ها همواره به‌دنبال حداکثرسازی سهم خود از NPV پروژه (بلندمدت) هستند. برای تحقق این شاخص نیاز به جلب‌نظر سرمایه‌گذار برای توسعه و کسب درآمد از منابع بالقوه خود دارند. بنابراین ایجاد محدودیت‌های متعدد توسط دولت که مانع توسعه و درآمدزایی آتی شود منفعت بلندمدت منابع عمومی دولت را به خطر خواهد انداخت.

تضمین سود برای دولت

در دولت‌هایی که بودجه وابستگی زیادی (بیش از ۳۰ درصد) به درآمدهای نفت دارد، مخارج دولت به‌خصوص هزینه‌های جاری دولت قابل تغییر نیست، بنابراین تأمین حداقل درآمد به‌صورت ماهیانه یا سه‌ماهه برای این دولت‌ها حیاتی است. این دولت‌ها انعطاف‌پذیری پایینی جهت پذیرش ریسک سرمایه‌گذاری و درآمدزایی بیشتر دارند و عمده درآمدها را صرف بودجه جاری می‌کنند.

مدل متوازن[11] در برابر نامتوازن[12]

مدل مالی متوازن دارای انعطاف بوده و درآمد را براساس تغییراتی از قبیل قیمت نفت، افزایش یا کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه و میزان تولید نفت به‌صورت عادلانه بین دولت و پیمانکار تقسیم می‌کند. در عوض مدل‌های نامتوازن، به‌رغم سادگی اجرایی که برای دولت دارند اما توان مدیریت ریسک تغییرات درآمد و هزینه‌ای را برای طرفین ندارند. مدل‌های متوازن عمدتاً برپایه سود هستند و با ابزارهایی مثل مالیات، سود سهام و مشارکت دولت تنظیم می‌شوند. برعکس، مدل‌های نامتوازن عمدتاً برپایه تقسیم سهم از کل درآمدها هستند و دولت فارغ از میزان هزینه‌های تولید برای کاهش ریسک تأمین مخارج بودجه ابتدا سهم خود را از کل درآمد برمی‌دارد.

1. State Participation Or Joint Venture
2. Free Equity
3. Carried Equity
4. Paid Equity
5. Fee
6. Service Contracts
7. In kind
8. Cost Recovery
9. Remenuation Fee
10. Dividen
11. Progressive
12 . Regressive

خنثی[1]

به‌طور کلی زمانی یک نظام مالی خنثی است که رفتار بهینه پیمانکار را دچار اختلال نکند. به‌طور نمونه، در صورتی که رابطه مالی موجب ریسک‌گریزی سرمایه‌گذار شود، پروژه‌ها و مخازن نفتی با ریسک کم و درآمد زیاد توسعه پیدا می‌کند اما در مخازن مشترک یا پیچیده با ریسک بالا سرمایه‌گذاری نمی‌شود. بنابراین رابطه مالی باید خنثی بوده و این امکان را به سرمایه‌گذار بدهد که اگر پروژه پر ریسک‌تر را انتخاب کند، درآمد بیشتری کسب خواهد کرد. در مدل‌های خنثی، شرکت‌های اکتشاف و تولید به‌عنوان سرمایه‌گذار از فناوری‌های به‌روز برای افزایش سودآوری پروژه‌های پیچیده استفاده خواهند کرد که موجب افزایش تولید نفت و گاز کشور خواهد شد.

انگیزه سرمایه‌گذاری

ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری یکی از مهم‌ترین شاخص‌های سنجش رابطه مالی کارآمد است. این شاخص خود تابع شرایط گوناگونی است، اما از منظر رابطه مالی، مدل‌های دارای انعطاف بالا کمترین میزان مداخله دولت و پایداری قابل اطمینان برای سرمایه‌گذار جذاب هستند.

مدیریت آسان و ریسک نهادی

پیاده‌سازی روش‌های مختلف نیاز به نظارت و ارزیابی توسط دستگاه‌های دولتی دارند، هرچه این نهادها از نظر کارشناسی و دسترسی به اطلاعات توانایی کمتری داشته باشند، احتمال شکست خوردن مدل‌های پیچیده بیشتر است. بنابراین در کشورهای در حال توسعه شاخص مدیریت آسان رابطه مالی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

جمع‌بندی ارزیابی ابزارهای مالی براساس شاخص‌های رابطه مالی کارآمد

جدول زیر به‌طور خلاصه وضعیت ابزارهای مختلف مالی را از منظر شاخص‌های رابطه مالی بهینه نشان می‌دهد. بر این اساس ابزارهای مالیات و سود سهام باتوجه به متوازن بودن و تسهیم مناسب ریسک بین دولت و شرکت به‌عنوان مناسب‌ترین ابزار مالی هستند. البته استفاده از ابزار حق مالکانه در کنار آنها حداقل درآمد را برای دولت تضمین می‌کند.

جدول ۲. خلاصه ابزارهای مختلف رابطه مالی از منظر شاخص‌های رابطه مالی بهینه برای دولت

	پاداش امضا	حق مالکانه	حق مالکانه پلکانی	مالیات مخصوص نفت	مالیات مستقیم	سود سهام
حداکثرسازی سهم دولت	درآمد پایین ولی سریع؛ ابزار مناسب برای مناقصه	تضمین کف سود برای دولت، بازدارنده پروژه پرریسک	بازدارنده پروژه‌های پرریسک	بانسبت‌پذیریش ریسک‌توسط‌دولت درآمددولت‌افزایش می‌یابد	متوازن و خنثی	متوازن
حساسیت قیمت نفت	نامتوازن	نامتوازن	اثرات مختلف براساس تعریف	متوازن	متوازن	متوازن
حساسیت به هزینه پروژه	نامتوازن	نامتوازن	نامتوازن	متوازن	متوازن	متوازن
خنثی در سرمایه‌گذاری	تأثیر روی اکتشاف، عدم تأثیر روی توسعه و تولید	عدم انگیزه در پروژه‌ها با سود مرزی	بسته به پروژه و نوع طراحی	خنثی	خنثی انحراف انگیزه با شرایط استهلاک	اثر منفی در بخش اکتشاف
انگیزه سرمایه‌گذاری	بی‌اثر	کاهش انگیزه در پروژه پرریسک	کاهش انگیزه در پروژه پرریسک	مناسب	مناسب تا زمانی که حداکثر نرخ مالیات بسیار بالا نباشد	اثر منفی در سهام رایگان
تضمین درآمد کافی برای دولت	حداقل ریسک	ریسک کم	ریسک کم	تسهیم ریسک	تسهیم ریسک	سهام رایگان: ریسک کم، سهم انتقالی: ریسک بالا
ظرفیت نهادی مورد نیاز	پایین	پایین	بالا	بالا	بالا	بالا

مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش، Cottarelli, C. (۲۰۱۲). Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation. International Monetary Fund, ۶۷.

1. Nutrality

۳-۱-۱. رژیم مالی بر پایه سود و بر پایه درآمد

به‌رغم متعدد بودن ابزارهای رژیم مالی، می‌توان روابط مالی بین دولت‌ها و شرکت‌های ملی نفت را به دو دسته درآمدمحور و سودمحور تقسیم کرد. در مدل درآمدمحور، دولت ابتدا از کل درآمد سهم خود را برداشته و پوشش کلیه هزینه‌های جاری، سرمایه‌ای، بازپرداخت تسهیلات و توسعه‌های آتی از محل سهم شرکت ملی نفت از درآمد خواهد بود. در مدل سودمحور پس از کسر هزینه‌های مورد قبول توسط دولت، سود بین دولت و شرکت ملی نفت از طریق مالیات یا سود سهام تقسیم می‌شود. مدل‌های سودمحور نسبت به درآمدمحور از انعطاف بیشتری برخوردارند و موجب انگیزه برای سرمایه‌گذاری خواهند شد. اما باتوجه به نیاز به تعیین هزینه‌های قابل‌قبول و غیرقابل‌قبول توسط نهادهای نظارتی یا تنظیم‌گر، از نظر نهادی نیازمند توانمندی مناسبی هستند. جدول زیر این روش‌ها را مقایسه می‌کند.

جدول ۳. مقایسه مدل مالی بر پایه درآمد و بر پایه سود

مدل درآمدمحور	مدل سودمحور
نامتوازن (Regressive)	متوازن (Progressive)
انحراف سرمایه‌گذار به انتخاب پروژه‌های بدون ریسک	خنثی
انتخاب پروژه کم هزینه‌تر	انتخاب پروژه پرسودتر
کاهش سرعت بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار	افزایش سرعت بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار
مدیریت آسان و عدم نیاز به نظارت بر هزینه	مسئله تورم هزینه‌ها و Gold plating[1]

مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش، جانسون ۲۰۱۵.

باتوجه به اثرگذاری نوع رابطه مالی شرکت‌های ملی نفت با دولت‌ها بر عملکرد شرکت‌ها، در جدول زیر عملکرد شرکت‌های ملی نفت با نوع رابطه مالی آنها مقایسه شده است. عمده کشورهای با رابطه مالی سودمحور عملکرد مناسب‌تری داشته‌اند. اما این به‌معنی علّی بودن این رابطه نیست، زیرا پیاده‌سازی رابطه مالی سودمحور به‌صورت کامل نیازمند ارتقای نظام ساختاری و وجود نهاد تنظیم‌گر کارآمد است.

جدول ۴. دسته‌بندی شرکت‌های ملی نفت براساس مدل مالی سودمحور و عملکرد فنی و اقتصادی آنها

کشور	شرکت ملی نفت	رژیم مالی سودمحور[2]	میزان دستیابی به اهداف فنی و اقتصادی
کامرون	SNH	✗	کم
نیجریه	NNPC	✗	کم
غنا	GNPC	✗	متوسط
مالزی	Petronas	✓	زیاد
ویتنام	Petrovietnam	✗	متوسط
آنگولا	SONANGOL	✗	زیاد
برزیل	PETROBRAS	✓	زیاد
نروژ	STATOIL	✓	زیاد
عربستان سعودی	Aramco	✓	زیاد
امارات	ADNOC	✓	متوسط
الجزیره	SONATRACH	✓	متوسط

مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش، Heller, P. R., Mahdavi, P., & Schreuder, J. (۲۰۱۴). Reforming national oil companies: Nine recommendations. Natural Resource Governance Institute.

۱. اثر افزایش هزینه در طول اجرای پروژه بیش از مبلغ قرارداد، در صورت عدم تعریف شاخص صرفه‌جویی هزینه (saving index) به‌وجود می‌آید.
۲. بیش از ۵۰ درصد درآمدهای خالص دولت از بخش نفت با استفاده از ابزارهای برپایه سود تقسیم می‌شود.

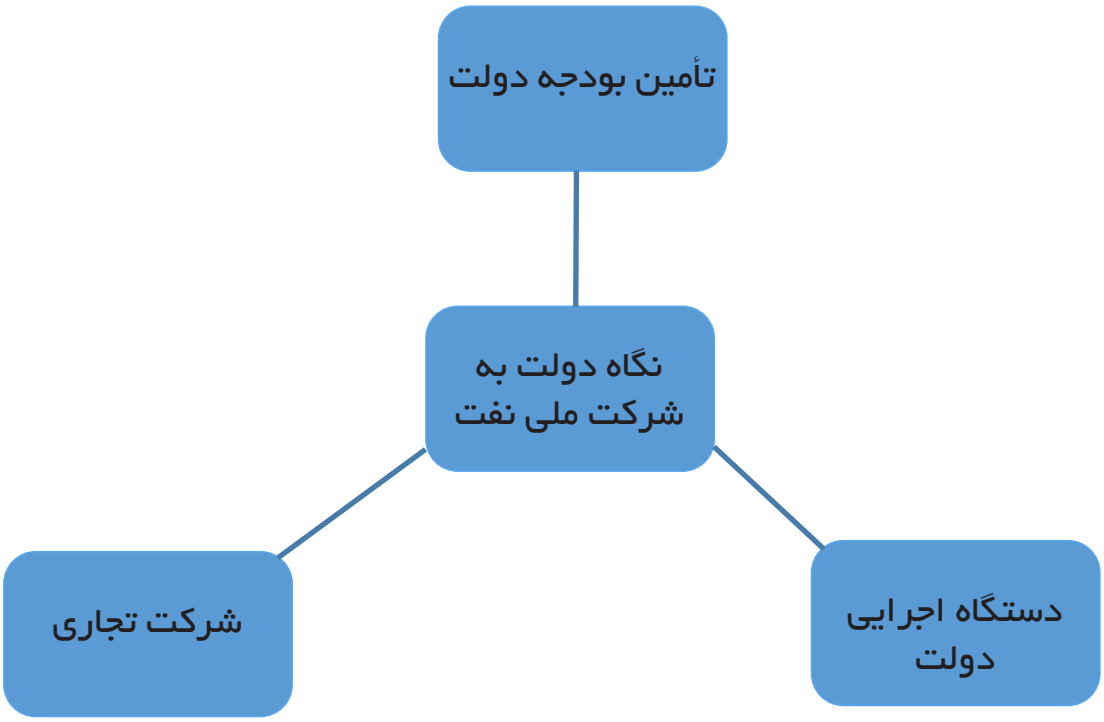
۲-۱. مدیریت و حکمرانی رابطه مالی

بُعد دوم چارچوب مفهومی تدوین رابطه مالی، مدیریت و حکمرانی مناسب رابطه مالی اســـت. در این بخش، جایگاه شرکت ملی نفت در این نظـــام حکمرانی و نحوه تعامل دولت و مجلس برای کســـب درآمد با شرکت ملی نفت و مدل‌های نظارتی در روابط مالی بررسی می‌شود.

۱-۲-۱. نقش شرکت ملی نفت در نظام حکمرانی نفت و گاز

نوع نگاه دولت به شرکت ملی نفت در ایجاد رژیم مالی برپایه سود بسیار مؤثر است. بررسی ۲۳ شرکت ملی نفت در کشورهای مختلف دنیا نشان می‌دهد[1] ســـه نوع نگاه به آنها وجود دارد. اول گاو شیرده،[2] در این حالت هدف اصلی شـــرکت تأمین درآمد برای بودجه دولت است. دوم، نقش دســـتگاه اجرایی دولت را دارد،[3] در این حالت وظیفه اصلی شرکت ملی نفت تأمین سوخت و زیرساخت‌های انرژی کشور و مدیریت یارانه انرژی است. در حالت سوم، در نقش شرکت تجاری ســـودآور است،[4] دولت به شرکت ملی نفت به‌عنوان یک شرکت تجاری که ســـهام‌دار آن است و سالیانه مبلغی به‌عنوان سود سهام دریافت می‌کند نگاه می‌کند. در برخی از کشورها ترکیبی از این سه نوع نگاه به شرکت ملی نفت وجود دارد، اما در کشورهایی که بودجه دولت به نفت وابستگی زیادی دارد مهم‌ترین اولویت همان نگاه تأمین درآمد برای بودجه دولت‌هاست و سایر وظایف شرکت را تحت تأثیر قرار می‌دهد. همچنین شرکت‌های دسته سوم، شرکت‌هایی هستند که به منابع مالی برای سرمایه‌گذاری دسترسی مناسبی دارند، در کشورهای مختلف غیر از مبدأ خود فعالیت می‌کنند و بخشی از سهام خود را به بخش غیردولتی واگذار کرده‌اند. (شکل ۱)

شکل ۱. سه نوع نگاه دولت به شرکت ملی نفت براساس بررسی ۲۳ شرکت ملی نفت دنیا



مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

1. Heller, P. R., & Mihalyi, D. (2019). Massive and misunderstood: Data-driven insights into national oil companies. Natural Resource and Governance Institute, April.
2. Cash Cow
3. State Supplement
4. Profit Seaker

۲-۲-۱. نظام تنظیم‌گری

مدل مداخلات دولت در تصمیمات مختلف، صدور مجوز، نظارت فنی و اقتصادی در اکتشاف، توسعه و تولید از مخازن نفت و گاز باید به‌صورت شفاف و از طریق یک نهاد متخصص (غیرسیاسی) و مستقل از شرکت ملی نفت باشد. بررسی ۵۹ کشور تولیدکننده نفت و گاز نشان می‌دهد، ۳۷ کشور موفق وظایف تنظیم‌گری صنعت نفت و گاز را از شرکت ملی نفت خود جدا کرده و به یک نهاد مستقل یا یکی از معاونت‌های وزارتخانه نفت و انرژی سپرده‌اند.[۱]

ایجاد مدل‌های مالی برپایه سود نیازمند تأیید هزینه‌ها توسط نهاد تنظیم‌گر متخصص با دسترسی به اطلاعات کافی دارد. بنابراین پیاده‌سازی مدل‌های مالی متوازن وابسته به تقویت ظرفیت نهادی و ایجاد تنظیم‌گری صنعت نفت و گاز است. بررسی وظایف منتقل شده به نهاد تنظیم‌گر در کشورهای تولیدکننده طبق جدول زیر نشان‌دهنده اهمیت و ضرورت حضور این نهاد مستقل از شرکت ملی نفت است.

جدول ۵. وظایف و اختیارات نهاد تنظیم‌گر در کشورهای تولیدکننده عمده نفت و گاز

نهادهای تنظیم‌گر صنعت نفت در کشور	صدور مجوز و انعقاد قراردادهای نفتی	نظارت بر منابع مالی شرکت ملی نفت	نظارت بر طرح‌های توسعه و تولید نفت و گاز	مقررات‌گذاری	HSE
الجزایر (ALNAFT/ARH)	✓	–	✓	✓	✓
برزیل (ANP)	✓	✓	–	✓	–
بولیوی (SH)	✓	–	✓	–	✓
کانادا (AEUB)	–	–	–	✓	✓
کلمبیا (ANH)	✓	✓	✓	✓	–
هند (DGH)	–	✓	✓	✓	–
اندونزی (BP Migas)	✓	–	–	✓	✓
مکزیک (CRE)	✓	–	–	✓	–
نیجریه (DPR)	✓	–	–	✓	✓
نروژ (NDP)	✓	–	✓	✓	✓
انگلستان (DTI/OGA)	✓	–	–	✓	✓
ایالات متحده آمریکا	✓	–	✓	✓	✓

Source: Marcel 2006.

بررسی تجربه نروژ در ایجاد و توسعه نهاد تنظیم‌گر از نظر تاریخی نشان می‌دهد که همزمان با تأسیس شرکت ملی نفت نروژ در سال ۱۳۷۲، دولت نهاد تنظیم‌گر (NPD) را برای نظارت بر عملکرد این شرکت ایجاد کرد. فارغ از زمان‌بر بودن بلوغ نهاد تنظیم‌گر برای نظارت فنی و هزینه‌ای بر عملکرد اکوینور، ارتقای این نهاد با حضور شرکت‌های خارجی در توسعه میادین نروژ از طریق دریافت اطلاعات از مسیری غیر از اوکوینور ایجاد شد. بنابراین، ارتقای نهاد تنظیم‌گر نیازمند ایجاد رقابت میان شرکت ملی نفت با سایر شرکت‌های توانمند داخلی یا خارجی است.

۳-۲-۱. استقلال هیئت مدیره شرکت ملی نفت از دولت

در صورتی که دولت یک کشور سیاست تقویت جایگاه تجاری شرکت ملی نفت را دنبال کند باید تصمیمات مالی این شرکت از منظر استراتژی تجاری شرکت و برنامه‌های آتی سرمایه‌گذاری آن در مجمع و هیئت مدیره شرکت انجام شود. مجمع شرکت‌های ملی نفت به‌دلیل سهام حداکثری دولت یا صددرصد دولتی بودن به‌طور کامل در اختیار دولت است. به همین دلیل برخی از شرکت‌های ملی نفت مثل آرامکو عربستان، پتروناس مالزی و اکوینور نروژ تصمیماتی مانند میزان سرمایه‌گذاری و مقدار سود سهام از سود خالص پایان سال شرکت را در چارچوب مشخصی به هیئت مدیره شرکت واگذار کرده‌اند. در همین راستا، افرادی مستقل و باتجربه را در هیئت مدیره شرکت قرارداده‌اند. به‌عنوان نمونه از ۱۱ نفر عضو هیئت مدیره آرامکو ۶ نفر وابسته به دستگاه‌های دولتی و ۵ نفر از مدیران باتجربه سابق شرکت‌های بین‌المللی نفت به‌عنوان عضو مستقل حضور دارند. یا در شرکت اکوینور، به‌رغم سهم ۶۷ درصد، کمتر از ۵۰ درصد اعضای هیئت مدیره توسط دولت تعیین می‌شوند و باقی توسط کارمندان شرکت انتخاب می‌شود.

۱. مرکز پژوهش‌های مجلس، نظام تنظیم‌گری صنعت نفت و گاز ایران: ۱. ضرورت تنظیم‌گری، دی ماه سال ۱۳۹۸، شماره مسلسل ۱۶۷۸۴.

۴-۲-۱. نحوه انتقال درآمدهای نفتی

وظیفه فروش نفت در عمده کشورهای دارای شرکت ملی نفت برعهده این شرکت است، اما نحوه توزیع درآمد به دو صورت کلی است. اول، درآمدهای فروش وارد حساب‌های بانکی شرکت‌های ملی نفت می‌شود و سپس شرکت سهم دولت را پرداخت می‌کند. دوم، کلیه درآمدها ابتدا وارد حساب متمرکز نزد دولت (خزانه) واریز می‌شود و سپس دولت سهم شرکت را پرداخت می‌کند. در الگوی اول، برخی از دولت‌ها به‌منظور نظارت بر عملکرد شرکت‌ها، فارغ از قیمت فروخته شده توسط شرکت، قیمت رسمی نفت را برپایه یک فرمول تعیین می‌کنند[1] و کلیه روابط مالی بین شرکت نفت و دولت براساس آن درآمدهای حاصل از قیمت رسمی تعیین می‌شود. به‌عبارت دیگر شاخص نظارتی دولت از طریق اندازه‌گیری حجم نفت تولیدی یا صادراتی خواهد بود. بر همین اساس، شرکت موظف است به‌طور ماهیانه یا سه‌ماهه براساس قیمت رسمی، سهم دولت (بهره مالکانه، مالیات و...) را واریز کند. در دسته دوم، برخی از کشورهای درحال توسعه که قیمت رسمی نفت را ندارند، نظیر آذربایجان، آنگولا و کنگو شرکت موظف به واریز کل درآمدهای فروش به حساب خزانه است و پس از آن دولت سهم شرکت را پرداخت می‌کند.[2]

انتخاب مدل مناسب بستگی به ظرفیت نهادی دولت، نظام بودجه‌ریزی و میزان وابستگی دولت به درآمدهای نفتی دارد. در صورتی که نظام بودجه‌ریزی و پرداخت دولت ارتقا یافته باشد و ازسوی دیگر دولت به نفت وابستگی زیادی داشته باشد، واریز شدن درآمدها به حساب دولت و سپس دریافت سهم شرکت ملی نفت گزینه مناسب‌تری است. برعکس، در صورت ضعف نظام بودجه‌ریزی و تغییرات شدیدی در بودجه دولت، سهم شرکت‌های ملی نفت عملاً به میزان کافی پرداخت نمی‌شود. در این کشورها، جایگاه تجاری شرکت به‌شدت ضربه خواهد خورد.

کشور ایران در دسته دوم قرارداد و پرداخت سهم ۱۴/۵ درصدی شرکت ملی نفت از صادرات نفت توسط بانک مرکزی به‌صورت کامل محقق می‌شود و از انضباط مناسبی برخوردار است. اما ازسوی دیگر پرداخت سهم شرکت ملی گاز ایران از محل منابع تبصره «۱۴» بخش فروش داخلی گاز طبیعی، دچار نوسان می‌شود.

۳-۱. شفافیت و نظام پاسخگویی در رابطه مالی

روابط مالی باید از نظر قانونی به‌طور شفاف سهم دولت، شرکت ملی نفت و سایر ذی‌نفعان را در کلیه حامل‌های انرژی (نفت، گاز، فراورده‌های نفتی و سایر محصولات) مشخص کند. به این منظور یک رابطه مالی مناسب برای ارتقای شفافیت باید به موارد زیر توجه ویژه کند:

مالکیت حامل‌های مختلف انرژی بعد از تولید،

مدل تسهیم درآمدهای حاصل از فروش هریک از حامل‌های انرژی بین ذی‌نفعان از طریق ابزارهای مالی مختلف نظیر مالیات، سود سهام، بهره مالکانه و... ،

هزینه‌های عملیاتی، غیرعملیاتی و غیرتجاری شرکت (مثل یارانه انرژی و سایر دستورات دولت)،

انتشار گزارش عملکرد شرکت از فعالیت‌های عملیاتی،

ارزش‌گذاری به‌روز دارایی‌های شرکت‌های ملی نفت و شرکت‌های تابعه.

۱-۳-۱. عرضه عمومی شرکت‌های ملی نفت در بورس (IPO)

حضور شرکت‌های ملی نفت در بورس یکی از مهم‌ترین راهکارهای شفاف‌سازی و نظارت بر عملکرد آنها در کنار تبدیل شدن به یک شرکت تجاری و انتقال وظایف تنظیم‌گری به نهادهای دولتی خواهد بود. بسیاری از شرکت‌های ملی نفت در دنیا به‌رغم سهام‌دار حداکثری دولت، دارای سهام‌دار غیردولتی و عمومی از طریق بازار سرمایه هستند. همچنین، به‌دلیل نظارت سهام‌داران خُرد و خصوصی بر برنامه‌های شرکت به‌منظور تحقق سود، فعالیت‌های غیرتجاری شرکت تقلیل می‌یابد. از میان ۴۷ شرکت ملی نفت در دنیا ۱۲ عدد آن در بازار بورس عرضه عمومی شده‌اند که شرکت‌هایی با عملکرد اقتصادی مناسب بوده‌اند.[3]

۴-۱. چارچوب حقوقی رابطه مالی

بُعد چهارم تدوین رابطه مالی بُعد حقوقی است، در این بخش باید سه مسئله مورد توجه قرار گیرد:

■ مالکیت نفت سرچاهی و تأسیسات

همان‌طور که بیان شد، علاوه‌بر تفاوت‌های مالی سه رژیم قراردادی امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی، این قراردادها از منظر مالکیت نفت تولید شده سرچاهی، نفت صادراتی و تأسیسات تولیدی نیز از یکدیگر متمایز هستند. شرکت‌های نفت و گاز برای تأمین منابع سرمایه‌گذاری از دارایی‌های پروژه‌های نفت و گاز به‌عنوان ضمانت استفاده می‌کنند. بر همین اساس توانایی جذب سرمایه و توسعه‌های آتی در روابط مالی ارتباط مستقیمی با شفاف‌سازی مالکیت دارایی‌ها بین دولت، شرکت ملی نفت و پیمانکاران دارد..

---

۱. وزارت نفت و انرژی نروژ برای نفت، فرمول قیمت‌گذاری طراحی کرده که به قیمت‌های جهانی وابسته است.

2. Heller, P. R., Mahdavi, P., & Schreuder, J. (2014). Reforming national oil companies: Nine recommendations. Natural Resource Governance Institute.

3. Heller, P. R., & Mihalyi, D. (2019). Massive and misunderstood: Data-driven insights into national oil companies. Natural Resource and Governance Institute, April.

ثبات برای سرمایه‌گذاران

رابطه مالی و قرارداد منعقد شده از نظر حقوقی باید اطمینان کافی را به سرمایه‌گذار منتقل کند، که دولت برای کسب منفعت بیشتر خود بخش‌های مختلف قرارداد را تغییر نمی‌دهد. این موضوع برای برخی از شرکت‌های ملی نفت به‌دلیل نبود نظام حقوقی متقنی که منافع تجاری شرکت را در نظر بگیرید اهمیت‌اش دوچندان می‌شود.[1]

اهمیت این مسئله در رابطه مالی گاز در ایران مشهود است. با اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها، بخشی از درآمدهای فروش داخلی گاز طبیعی سهم سازمان هدفمندی مطابق قوانین بودجه سنواتی است. تا سال ۱۳۹۶ شرکت ملی گاز ایران موظف به پرداخت سهم سازمان هدفمندی از محل منابع فروش داخلی بود، اما در سال ۱۳۹۷ این سازوکار برعکس شده و شرکت‌ها موظف شدند که سهم خود از سازمان هدفمندی دریافت کنند. کسری منابع نسبت به مصرف تبصره «۱۴» در سال‌های اخیر موجب شد، تا شرکت‌ها طبق زمان‌بندی بودجه سهم خود را دریافت نکنند. به‌عنوان نمونه شرکت ملی گاز در سال ۱۳۹۸ تنها ۶۰ درصد منابع خود را دریافت کرده است.[2]

در این راستا، قوانین مقرراتی برای تضمین پرداخت به موقع توسط شرکت‌های ملی انجام شده است که می‌توان به گشایش اعتبار اسنادی (LC) اشاره کرد.

۲. آسیب‌های رابطه مالی فعلی[3]

پس از مرور چارچوب مفهومی رابطه مالی ایده‌ال، در این بخش آسیب‌های روابط مالی فعلی شرکت ملی نفت ایران با دولت در دو بُعد رژیم مالی و مدیریت رابطه مالی بررسی می‌شود.

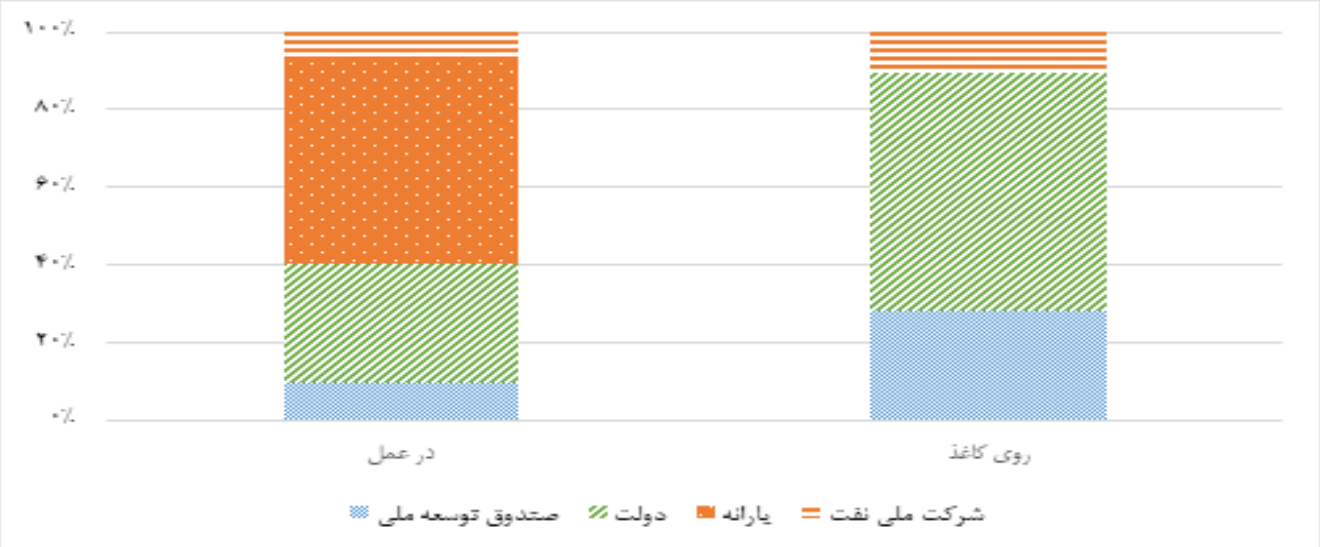
۲-۱. رژیم مالی میان شرکت ملی نفت ایران و دولت

رژیم مالی ایران برای تحقق دو هدف اصلی رژیم مالی ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری، تأمین حداکثر درآمد بلندمدت برای دولت و تضمین درآمد حداقلی برای بودجه دولت به دلایل زیر موفق نبوده است.

۲-۱-۱. عدم تفکیک نظام یارانه انرژی و روابط مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت

باتوجه رقم حدودی سالیانه ۵۰ میلیارد دلاری[4] یارانه انرژی ایران در حامل‌های نفت، فراورده‌های نفتی، گاز و برق، منابع مالی این یارانه از فروش ارزان نفت و گاز خام تولید شده از ذخایر نفت و گاز ملی تأمین می‌شود. به‌رغم سهم ۱۴/۵ درصدی شرکت نفت بر روی کاغذ، به‌دلیل فروش داخلی به قیمت دستوری، طبق نمودار ۱ این شرکت در عمل تنها حدود ۷/۵ درصد ارزش نفت و گاز تولیدی را دریافت می‌کرد[5] و در مقابل سهم یارانه نفت و گاز معادل ۶۱ درصد از ارزش درآمدهای تولیدی می‌شد.

نمودار ۱. مقایسه توزیع درآمدهای نفتی و تأثیر سهم یارانه



مأخذ: ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت، چالش‌های الگوی فعلی، مرداد ۱۴۰۰، مؤسسه سولوشن انرژی.

1. Manley, D., Pitman, R.(2016), Natural Resource Charter Benchmarking Framework, Natural Resource Governance Institute

۲. گزارش تفریغ بودجه سال ۱۳۹۸ تبصره «۱۴»، دیوان محاسبات کشور.

۳. سیدرضا، مریدی فریمانی فاضل، کثیری محمدرضا، طهماسبی سعید، رسولی علیرضا، توانگر سیدحامد. پیشنهاد راه‌حل سیاستی به‌منظور اصلاح رابطه‌ی مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز. سال ۱۴۰۰؛ ۱۴۰۰ (۱۸۹): ۵۹-۶۹.

۴. مرکز پژوهش‌های مجلس، درباره یارانه انرژی در ایران: ۱. یارانه پنهان و ملاحظات آن، شماره مسلسل ۱۶۶۵۲.

۵. قیمت فروش داخلی نفت ۱۲/۵ دلار و نفت صادراتی ۵۰ دلار و قیمت گاز طبیعی ۱۰ سنت در هر مترمکعب برپایه سال ۱۳۹۹ در نظر گرفته شده است.

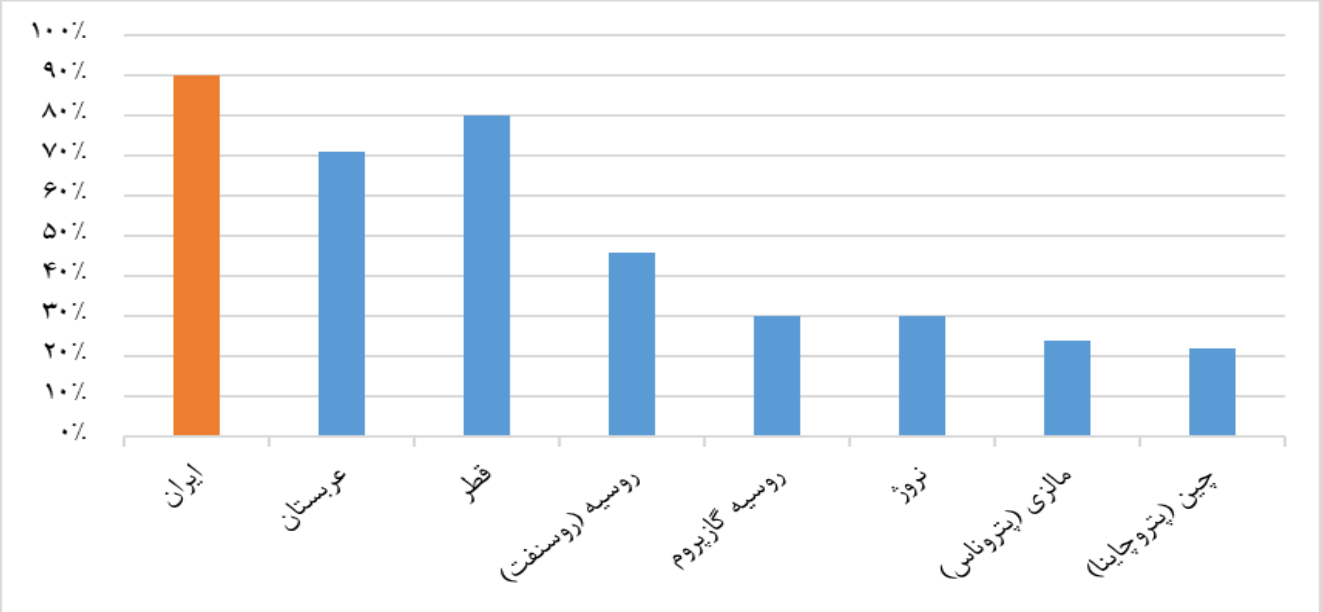
از سال ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۹ سهم شرکت ملی نفت ایران برمبنای ارزش نفت تولیدی تعیین می‌شود، اما بعد از تصویب قانون هدفمندی یارانه‌ها در سال ۱۳۸۹، روابط مالی شرکت‌های تابعه وزارت نفت باتوجه به نقش جدید آنها به‌عنوان تأمین‌کننده منابع مالی سازمان هدفمندی یارانه‌ها، به شدت تحت تأثیر قرار گرفت و با سیاست‌های اداره یک شرکت تجاری، به طور کامل فاصله گرفت.

۲-۱-۲. سهم پایین شرکت ملی نفت از ارزش نفت و گاز تولیدی نسبت به رقبا

باتوجه به دسته‌بندی روابط مالی به روش سودمحور و درآمدمحور و قرارگیری ایران در دسته دوم، حال سؤال کلیدی آن است که در صورت سهم ۷/۵ درصد شرکت ملی نفت ایران از ارزش نفت و گاز تولیدی، سهم سایر شرکت‌های ملی نفت در دنیا به چه میزان است. طبق نمودار زیر، در برخی از کشورها نظیر نروژ، چین و مالزی به‌دلیل هزینه بالای تولید نفت و گاز در آب‌های عمیق، سهم دولت از ارزش نفت و گاز کمتر از ۳۰ درصد است. در کشور روسیه به‌رغم الگوی رابطه درآمدمحور با دولت، سهم دولت در میادین مختلف باتوجه به شرایط فنی هزینه تولید متفاوت بوده و به‌طور میانگین در سال ۲۰۱۹، معادل ۴۶ درصد و در میادین گازی به‌دلیل سودآوری پایین‌تر نسبت به نفت، سهم دولت ۳۰ درصد است.

در میان کشورهای حاشیه خلیج فارس که هزینه تولید نفت و گاز پایین و بودجه دولت‌ها به درآمدهای نفتی وابسته است، سهم دولت‌ها بالاتر است. در این میان عربستان ۷۰ درصد، قطر ۸۰ درصد، کویت ۸۵ درصد و در ایران بیش از ۹۰ درصد است.

نمودار ۲. دو درصد (۲٪) کل پرداختی شرکت‌های ملی نفت به دولت از کل درآمدهای نفت و گاز در سال ۲۰۱۹



ماخذ: گزینه‌های سیاستی ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت، پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران، سال ۱۳۹۹.

۳-۱-۲. کمبود منابع برای سرمایه‌گذاری

عمده سهم شرکت ملی نفت از فروش نفت و گاز صرف هزینه‌های جاری، بازپرداخت تسهیلات و نگهداشت ظرفیت تولید میادین نفت و گاز ایران می‌شود. بنابراین منابع کافی برای سرمایه‌گذاری از محل منابع داخلی شرکت وجود ندارد. عمده شرکت‌های ملی نفت در دنیا به‌طور میانگین ۸۰ درصد از منابع سرمایه‌گذاری خود را از محل جریان نقدی و سود انباشته خود تأمین می‌کنند. اما نسبت بدهی به دارایی شرکت ملی نفت ایران نشان می‌دهد، این شرکت نیمی از دارایی خود را از محل تسهیلات دریافتی ایجاد کرده است و ناتوانی در بازپرداخت بدهی انباشته ۶۰ میلیارد دلاری شرکت ملی نفت ایران نشان از این مسئله دارد. در همین راستا بند «ق» قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۹۳ و پس از آن ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای مالی کشور، برای شرکت ملی نفت امکان جذب سرمایه و بازپرداخت از محل کل عواید طرح (نه از سهم ۱۴/۵ درصد) را فراهم ساخت.[1] با استناد به این قوانین و منابع صندوق توسعه ملی، تکمیل باقی‌مانده فازهای پارس جنوبی و سرمایه‌گذاری در میادین غرب کارون انجام شد.

۱. البته در قراردادهای بیع متقابل با شرکت‌های خارجی در دهه ۱۳۸۰ نیز پرداخت سهم پیمانکار از محل عواید همان مخزن حداکثر به میزان ۵۰ درصد بود.

ازسوی دیگر، مشکلات ضعف‌های مدیریت پروژه (افزایش بیش از اندازه هزینه و زمان پروژه‌ها)، رشد نرخ ارز، تورم و تحریم ریسک تأمین سرمایه برای صنعت نفت و گاز ایران را بالا می‌برد. در شرایط فعلی تحریمی نیز به‌دلیل دسترسی نداشتن به منابع مالی بین‌المللی و محدودیت‌های صندوق توسعه ملی و نیاز زیاد صنعت نفت برای جذب سرمایه (۱۶۰ میلیارد دلار)[1]، مشکل عدم توسعه مخازن نفت و گاز ایران و افت شدید ظرفیت تولید ایران در چندسال آتی به شدت اقتصاد ملی ایران را تهدید می‌کند.

۲-۱-۴. عدم شفافیت هزینه‌ها

در شرکت‌های تابعه وزارت نفت هزینه‌های بخش‌های مختلف اکتشاف، حفاری چاه جدید، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری تأسیسات، بازاریابی و فروش و سایر خدمات به‌طور شفاف مشخص نیست. در این راستا، فقدان نظام هزینه تمام شده تولید (برای تولید یک بشکه نفت و یا یک مترمکعب گاز) موجب کنترل نشدن هزینه‌ها در سال‌هایی با قیمت پایین نفت یا شرایط تحریمی شده است. در این شرایط، با تأمین هزینه‌های جاری شرکت و کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای میادین نفت و گاز، ظرفیت تولید نفت و گاز کشور مورد خطر قرار می‌گیرد. علاوه‌بر این، نهادهای بالادستی در قوانین بودجه‌های سنواتی، شرکت را به پرهزینه بودن و ناکارآمدی در مصارف مالی متهم می‌کنند و به‌دنبال کاهش سهم شرکت هستند. ازسوی دیگر شرکت ملی نفت معتقد است که فاقد منابع مالی برای نگهداشت ظرفیت تولید و توسعه مخازن جدید می‌باشد. بنابراین، یکی از الزامات خارج شدن از مکانیزم چانه‌زنی در بودجه شرکت‌های تابعه وزارت نفت ایجاد چارچوب هزینه تمام شده برای این شرکت‌ها است.

۲-۲. حکمرانی و مدیریت رابطه مالی

کشورهای درحال توسعه به‌دلیل ضعف نهادی و حکمرانی امکان بهره‌گیری مناسب از رژیم‌های برپایه سود را ندارند. در ادامه مواردی از این مشکلات حکمرانی در ایران توضیح داده می‌شود.

۲-۲-۱. نوع نگاه دولت به شرکت ملی نفت

باتوجه به توضیحات بخش ۱-۲-۱ و شکل ۱ از میان سه نگاه دولت‌ها به شرکت‌های ملی نفت، در کشور ایران باتوجه به وابستگی شدید بودجه به درآمدهای انرژی و دستورات بودجه‌ای و قانونی برای شرکت‌های بخش نفت و گاز، نگاه دولت ترکیبی از دو دیدگاه تأمین‌کننده بودجه دولت و دوم به‌عنوان یک دستگاه اجرایی برای انجام دستورات دولت است. به همین دلیل بخش عمده درآمدهای نفت و گاز کشور (بیش از ۹۰ درصد) توسط دولت برداشت می‌شود.

۲-۲-۲. نبود نهاد تنظیم‌گر مستقل و متخصص

در صورت پیاده‌سازی نظام مالی مبتنی‌بر سود، حاکمیت به‌منظور کسب حداکثر سود بلندمدت، نیازمند تأیید هزینه‌های شرکت ملی نفت و شرکت‌های پیمانکار است. باتوجه به ویژگی‌های سرمایه‌بر بودن، اتکای فراوان به فناوری و عدم قطعیت بالای اجرای پروژه‌ها این وظیفه باید توسط یک نهاد متخصص در بخش نفت و گاز انجام شود. درحال حاضر نه‌تنها چارچوب مشخصی برای هزینه تمام شده تولید نفت و گاز کشور وجود ندارد بلکه نهادهای بالادستی (وزارت نفت، سازمان برنامه و بودجه کشور و شورای اقتصاد) از توان تخصصی و اطلاعات کافی برای تأیید و صحت‌سنجی هزینه‌های شرکت ملی نفت و شرکت‌های پیمانکاری برخوردار نیستند. در این راستا، در قراردادهای خدماتی منعقد شده براساس ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید، پروژه‌ها به‌صورت سقف محدود (Close Capex) از شورای اقتصاد مجوز گرفته‌اند و در صورتی که شرکت ملی نفت قراردادی به‌صورت سقف باز (مثل قرارداد IPC) با شرکت‌های داخلی و خارجی منعقد کند ریسک افزایش هزینه آن بر عهده خود شرکت ملی نفت است. به این معنا که افزایش هزینه‌های مازاد بر سقف مصوب در شورای اقتصاد از محل سهم عواید طرح پرداخت نمی‌شود و شرکت باید از سهم ۱۴/۵ درصدی خود پرداخت کند. بنابراین، علاوه‌بر مزایای متعددی که برای ایجاد نهاد متخصص تنظیم‌گر نفت وجود دارد، شرط لازم پیاده‌سازی نظام برپایه سود که از انعطاف کافی برخوردار بوده و منابع دولت را در بلندمدت حداکثر کند، ایجاد نهاد تنظیم‌گر برای تأیید هزینه‌های اکتشاف و تولید است.

۲-۲-۳. وابستگی درآمد شرکت به نظام یارانه‌ها (تبصره «۱۴»)

در ایران شرکت ملی نفت موظف است کلیه درآمدهای صادراتی نفت خام، میعانات گازی و گاز طبیعی را به حساب‌های متمرکز دولت نزد بانک مرکزی واریز کند.[2] سپس بانک مرکزی نسبت به پرداخت سهم ۱۴/۵ درصدی از فروش شرکت ملی نفت، سهم صندوق توسعه ملی و سهم دولت به خزانه‌داری کشور اقدام می‌کند.[3]

---

1. M. Norum Lerbak, "The petroleum fund mechanism and Norges Bank's foreign exchange transactions." Accessed: May 29, 2023. [Online]. Available: https://www.norges-bank.no/en/news-events/news-publications/Papers/Economic-commentaries/2016/Economic-Commentaries-12016/

۲. تبصره «۳۸» دائمی قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۵۸.

۳. این نظام مالی از سال ۱۳۸۴ پیاده شد و قبل از آن متفاوت بود.

به‌رغم انضباط مناسب مالی در مدیریت درآمدهای صادراتی، در بخش فروش داخلی نفت و گاز به‌دلیل گره خوردن مصارف به پرداخت یارانه‌ها توسط سازمان هدفمندی، عدم شفافیت و بی‌انضباطی مالی افزایش می‌یابد. از سال ۱۳۹۷ مطابق تبصره «۱۴» قانون بودجه کلیه منابع حاصل از فروش داخلی و صادرات فراورده‌های نفتی، فروش داخلی گاز طبیعی و فروش میعانات گازی به صنایع پتروشیمی[۱] به‌عنوان منابع سازمان هدفمندی منظور می‌شود. این سازمان براساس قانون بودجه سنواتی پس از کسر هزینه‌های مربوطه از قبیل پرداخت نقدی یارانه‌ها، بسته حمایتی معیشت و ... سهم شرکت‌ها را پرداخت خواهد کرد. این نظام مالی، شرکت‌های تابعه وزارت نفت را به سازمان‌های بودجه‌بگیر تبدیل کرده و باتوجه به کسری بودجه سالیانه دولت و تورم هزینه‌های دولت، نظام مالی شرکت‌ها را تحت تأثیر قرار خواهد داد. به‌عنوان نمونه می‌توان به عدم پرداخت نیمی از سهم شرکت ملی گاز از منابع هدفمندی در سال ۱۳۹۶ اشاره کرد.[۲]

با وجود اینکه چه در بخش درآمدهای صادراتی و چه در بخش فروش داخلی مدیریت وجوه نقد توسط دولت از طریق بانک مرکزی و خزانه‌داری کل کشور انجام می‌شود، از منظر صورت‌های مالی و بودجه شرکت‌های دولتی، کلیه درآمدها در حساب شرکت‌ها ثبت می‌شود. در صورت مالی شرکت ملی نفت، در بخش درآمدها، طبق قوانین[۳] کلیه درآمد تولید نفت خام و میعانات گازی شرکت با قیمت صادراتی (مبادی اولیه فروش) به‌عنوان درآمد شرکت ملی نفت ثبت می‌شود. سهم صندوق توسعه ملی و سهم دولت در صادرات و فروش داخلی نفت و فروش یارانه‌ای نفت به‌عنوان هزینه در نظر گرفته می‌شود. در این روش اعلام صوری درآمد در صورت‌های مالی این شرکت و جداول بودجه آن موجب می‌شود، میزان درآمد این شرکت به صورت صوری ۳ تا ۴ برابر بودجه عمومی دولت نشان داده شود، درحالی که این اعداد واقعی نیست و صرفاً در دفاتر حسابداری ثبت شده و محقق نمی‌شوند. به‌عنوان مثال اگر فرض شود تولید ایران روزانه ۴ میلیون بشکه و میزان صادرات ۲ میلیون بشکه و قیمت نفت ۶۰ دلار باشد، کل درآمد مبلغ ۸۷ میلیارد دلار در صورت مالی شرکت ملی نفت به‌عنوان درآمد ثبت می‌شود، درحالی که در واقع این شرکت تنها ۶/۳ میلیارد دلار دریافت می‌کند. هدف ثبت درآمد صوری برای شرکت بالا بردن ارزش بین‌المللی شرکت است. البته مشکل پایین بودن نسبت سود به درآمد شرکت، انعکاس منفی از منظر بازارهای مالی برای شرکت ملی نفت محسوب می‌شود.

۴-۲-۲. پیچیدگی رابطه مالی فعلی و تغییرات سالیانه آن در بودجه

سهم شرکت ملی نفت از درآمدهای نفتی به‌طور سالیانه در بودجه مجلس تصویب می‌شود. بررسی روند تاریخی رابطه مالی شرکت ملی نفت و دولت و وضعیت موجود آن حکایت از پیچیدگی و عدم شفافیت این روابط دارد.[۴] به‌عنوان نمونه قبل از سال ۱۳۸۹ کل درآمدهای میعانات گازی جزء منابع شرکت برای بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای پارس جنوبی بود، اما در قانون بودجه سال ۱۳۹۸ برای دولت نیز سهمی از آن قائل شدند. به‌عنوان مثال تأمین منابع مالی قیر یارانه‌ای از محل سهم دولت از درآمدهای نفتی توسط شرکت ملی نفت بوده که در بودجه‌های سنواتی اضافه شده و چند بار تغییر کرده است. مثال سوم، تغییر جایگاه درآمدهای صادرات فراورده‌های نفتی است که مدتی به‌عنوان منابع برای واردات بنزین مورد استفاده بود اما در چندسال دیگر به‌عنوان منابع تبصره «۱۴» (هدفمندی یارانه‌ها) دیده شد. تغییرات اخیر به سهم‌خواهی دولت و شرکت ملی نفت از درآمدهای نفت و گاز تبدیل شده که موجب عدم شفافیت و در نتیجه آن کاهش منافع ملی از درآمدهای نفت و عدم توسعه مناسب صنعت نفت کشور شده است.

۵-۲-۲. سود سهام و مالیات صوری

دولت جدای از سهم ۴۶/۵ درصدی[۵] از درآمدهای صادراتی و فروش داخل نفت و گاز، از شرکت ملی نفت مالیات و سود سهام نیز دریافت می‌کند. طبق قانون الحاق ۲، مالیات بر درآمدهای صادرات و فروش داخل نفت با نرخ صفر محاسبه می‌شود. اما سایر درآمدهای شرکت ملی نفت (از قبیل فروش گاز همراه و مایعات گازی به پتروشیمی) مشمول مالیات بردرآمد هستند. درنهایت پس از کسر مالیات مبلغی به‌عنوان سود سهام شرکت با نرخ ۵۰ درصد دریافت می‌شود. اما دولت ابتدای سال براساس سود پیش‌بینی شده شرکت، مالیات و سود سهام شرکت را به‌صورت ماهیانه دریافت می‌کند. آخر سال پس از محاسبه سود واقعی شرکت، مالیات و سود سهام اضافی توسط دولت پرداخت نمی‌شود. دلیل اصلی این مسئله وابستگی بودجه دولت به نفت و کسری‌های سالیانه بودجه است. این مشکل حکمرانی موجب می‌شود که در صورت پیاده‌سازی مدل‌های مبتنی‌بر سود دولت انتهای سال مالیات را با شرکت تسویه حساب نکند و عملاً نه‌تنها اهداف ابزارهای مالی محقق نشود بلکه موجب تخریب نگاه سودمحور در شرکت ملی نفت و افزایش هزینه‌های جاری شرکت خواهد شد.

---

۱. در برخی از سال‌ها باتوجه به کسری تبصره «۱۴» به منابع آن اضافه می‌شود مثل سال ۱۳۹۹، اما در سال ۱۴۰۱ جزء منابع تبصره «۱» محسوب شد.

۲. مرکز پژوهش‌های مجلس، بررسی عملکرد پنج‌ماهه هدفمندی یارانه‌ها و آسیب‌شناسی آیین‌نامه اجرایی آن (موضوع تبصره «۱۴» قانون بودجه سال ۱۳۹۷)؛ شماره مسلسل ۱۶۱۹۰.

۳. ماده (۷۰) قانون اساسنامه شرکت ملی نفت: کلیه درآمدهای حاصل از فروش نفت خام، گاز طبیعی و میعانات گازی شرکت و شرکت‌های فرعی تابعه، براساس احکام مواد (۱۲)، (۱۳) و (۱۴) قانون نفت و اصلاحات بعدی آن، در دفاتر شرکت ثبت می‌شود.

۴. گزارش بررسی رابطه مالی شرکت‌های ملی نفت و گاز با دولت، مرکز پژوهش‌های مجلس، سال ۱۳۹۸، شماره مسلسل ۱۶۸۴۹، گزارش رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت، مرکز پژوهش‌های مجلس، سال ۱۳۹۱، شماره مسلسل ۱۲۷۹۳.

۵. در سال ۱۳۹۹ سهم صندوق توسعه ملی ۳۶ درصد و سهم مناطق محروم ۳ درصد و سهم شرکت ملی نفت ۱۴/۵ درصد.

۳.الگوی پیشنهادی برای ایران

باتوجه به تغییر الگوی رابطه مالی از روش ۱۴/۵ درصد به روش سهم شرکت به‌ازای هر بشکه تولید نفت و گاز، در بخش اول الگوی جدید رابطه مالی بررسی، مزایا، معایب و ابهامات بررسی، سپس پیشنهادها برای بهبود این روش بیان می‌شود.

۱-۳. بررسی الگوی جدید رابطه مالی آیین‌نامه اجرایی بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱

آیین‌نامه اجرایی بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور (سال ۱۴۰۱) به‌دنبال تغییر رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران از مدل ۱۴/۵ درصدی به پرداخت سهم شرکت به‌ازای هزینه تولید هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز (مدل فی) است.

مزیت برداشته‌شدن بار مالی یارانه انرژی

همان‌طور که در بخش قبل بیان شد، سهم ۱۴/۵ درصدی شرکت ملی نفت در واقع به‌دلیل فروش داخلی به قیمت دستوری، در عمل تنها حدود ۷/۵ درصد از ارزش نفت و گاز تولیدی خواهد بود. بنابراین حدود نیمی از سهم شرکت به‌دلیل یارانه به آن پرداخت نمی‌شود. در مدل «فی»، سهم شرکت ملی نفت برمبنای میزان تولید نفت و گاز پرداخت می‌شود، فارغ از اینکه محصول تولیدی به مصرف داخلی با قیمت یارانه‌ای می‌رسد. پیاده‌سازی این مدل می‌تواند موجب برداشته‌شدن بار مالی یارانه انرژی از سهم این شرکت شود.

ابهام در تعیین سقف رابطه مالی جدید

باتوجه به تعیین سقف سهم شرکت ملی نفت در الگوی جدید بر پایه ۱۴/۵ درصد از «ارزش نفت و گاز تولیدی» دو تفسیر از این عبارت وجود دارد. اول، قیمت نفت و گاز تولید بر پایه صادراتی تعیین خواهد شد که در این صورت سهم شرکت حدود دو برابری خواهد شد. دوم، سقف پرداخت الگوی جدید روش گذشته است و هدف قانونگذار کاهش درآمدهای شرکت بوده که این مسئله در آیین‌نامه نیز مشخص نشده است.

در صورت انتخاب تفسیر دوم، سهم هر بشکه نفت و میعانات معادل ۵ دلار و هر مترمکعب گاز تولیدی ۱ سنت و در صورت تفسیر اول، سهم نفت معادل ۸ دلار و برای گاز معادل ۲/۷ سنت در هر مترمکعب خواهد شد.[۱]

عدم شباهت کافی الگوی جدید با قرارداد IPC

قانون جدید استفاده از الگوی شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز (قرارداد IPC) برای پرداخت سهم شرکت را در نظر گرفته است. باتوجه به خدماتی بودن الگوی قراردادی IPC، مصوبه هیئت وزیران، الگوی جدید را از نوع قرارداد خدماتی به‌دلیل استفاده قانون از عبارت «دستمزد» در نظر گرفته است. اما باتوجه به اینکه درآمدهای فروش نفت همچنان در صورت سود و زیان شرکت قرار می‌گیرد و کل پرداختی‌ها به دولت و صندوق توسعه در بخش بهای تمام شده در نظر گرفته شده است، این الگو تفاوت‌های زیادی با قرارداد خدماتی IPC خواهد داشت.

مقایسه ابعاد کلیدی این قرارداد و الگوی IPC در جدول زیر، نشان می‌دهد که صرفاً مدل پرداخت دستمزد به‌ازای هر بشکه مشابه الگوی IPC است و سایر ابعاد این قرارداد نظیر طول مدت قرارداد، محدود بودن سقف هزینه‌های شرکت و عدم تعریف پاداش برای شرکت شباهتی به الگوی IPC ندارد.

جدول ۶. مقایسه الگوی قرارداد IPC و قرارداد سال ۱۴۰۱ میان شرکت ملی نفت ایران با دولت

شاخصه	الگوی IPC	قرارداد جدید
طرفین قرارداد	شرکت ملی نفت با شرکت‌های داخلی/خارجی	وزارت نفت با شرکت ملی نفت
امکان تغییر سقف هزینه سرمایه‌ای در طول قرارداد (Open CapEx)	بله	خیر
پاداش سرمایه‌گذاری (Rem.Fee)	پس از پرداخت هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای پاداش به‌ازای هر بشکه پرداخت می‌شود	فقدان تعریف سود برای شرکت و پرداخت صرفاً هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای ضروری
مدت قرارداد	بلندمدت (۲۵ ساله)	کوتاه‌مدت (یکساله)
مبنای پرداخت دستمزد مدت قرارداد	پرداخت بر اساس ظرفیت عملیاتی ایجاد شده	پرداخت بر اساس تولید تکلیفی

ماخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

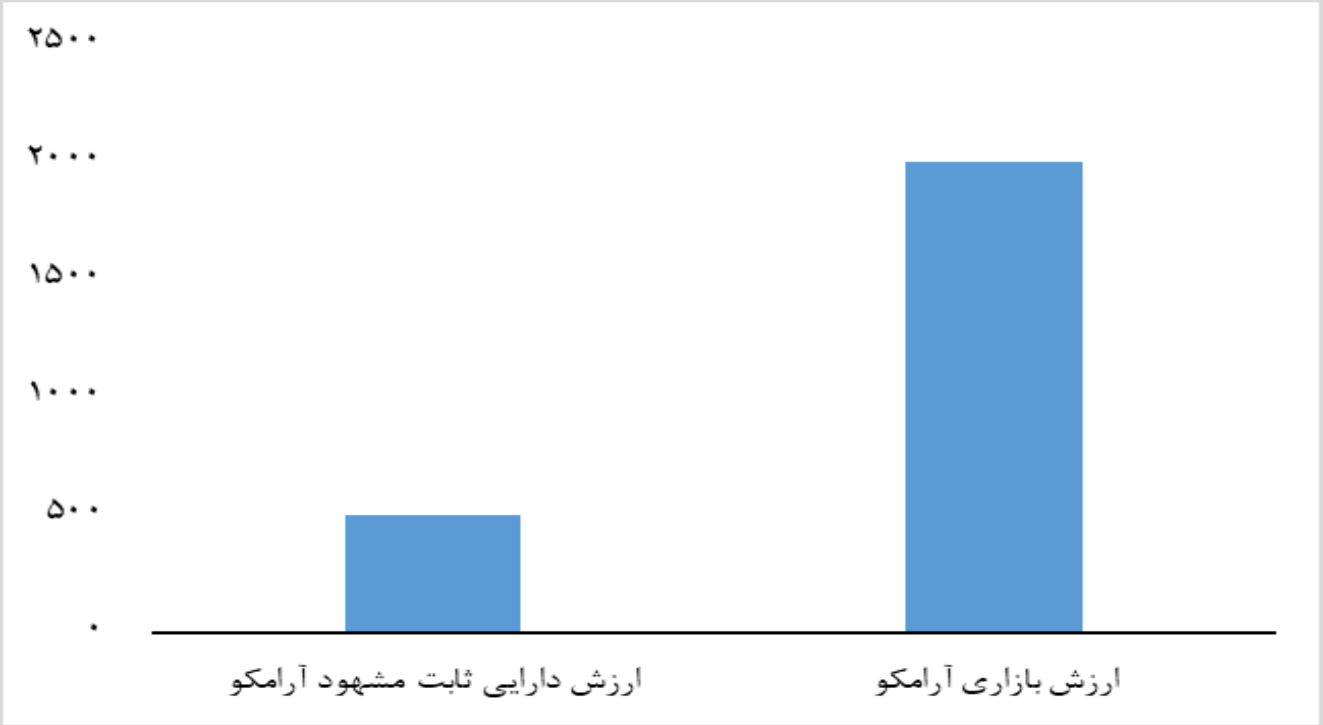
۱. بر پایه مفروضات قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱، قیمت نفت ۷۰ دلار، قیمت گاز ۱۸ سنت در هر مترمکعب، با تولید ۳ میلیون بشکه نفت و ۶۲۰ هزار بشکه میعانات گازی و تولید ۲۸۰ میلیارد مترمکعب گاز غنی.

الگوی قرارداد خدماتی عامل تضعیف جایگاه شـــرکت ملی نفت ایران

در کشورهای تولیدکننده نفت، قراردادهای خدماتی (RSC) با هدف افزایش نظارت دولت‌ها و عدم انتقال مالکیت به شـــرکت‌های خارجی (IOC) استفاده می‌شود و الگوی قرارداد «شرکت‌های ملی» به‌صورت امتیازی یا مشارکت در تولید است. دولت‌ها از طریق سهام‌داری و نهاد تنظیم‌گر بر عملکرد شـــرکت‌های ملی نظارت می‌کنند. انعقاد قرارداد امتیازی با دولت و کســـب درآمد بلندمدت توسط این شرکت‌ها عامل اصلی در تعیین ارزش این شرکت‌هاست. به‌عنوان مثال انعقاد «قرارداد امتیازی» میان دولت عربستان با آرامکو به مدت ۱۰۰ سال و ارائه تضمین سود سهام سالیانه ۷۵ میلیارد دلاری دولت برای این شرکت تا سال ۲۰۲۴ میلادی از طریق عدم دریافت سود سهام توسط دولت در شرایط بدبینانه، عامل اصلی ارزش ۲ تریلیون دلاری این شرکت شده است.

در آیین‌نامه جدید، الگوی قرارداد میان شرکت ملی نفت ایران با وزارت نفت «خدماتی» تعیین شده و به عبارت دیگر درآمد شرکت ملی نفت تنها از محل دستمزد دریافتی از دولت بوده و این شرکت سهمی از سود تولید نفت ندارد. مســـئله‌ای که به کاهش شدید ارزش شرکت خواهد انجامید.

نمودار ۳. مقایسه ارزش بازار و دارایی شرکت آرامکو در سال ۲۰۲۰ و سهم قرارداد امتیازی از ارزش (میلیارد دلار)



مأخذ: ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت، چالش‌های الگوی فعلی، مرداد ۱۴۰۰، مؤسسه سولوشن انرژی.

باقی ماندن ابهام در رابطه مالی بخش گاز

به‌دلیل ســـهم بالای فروش داخلی گاز از مجموع گاز تولیدی کشور و همچنین سهم قابل‌توجه ســـازمان هدفمندی یارانه‌ها از درآمدهای فروش داخلی گاز طبیعی (۷۰درصد)، تغییر رابطه مالی در بخش گاز مستلزم شفاف شـــدن توزیع درآمد میان ذی‌نفعان به‌خصوص منابع تبصره «۱۴» قوانین بودجه سنواتی است.

در گذشته سهم شـــرکت ملی نفت از تولید گاز غنی تنها ۳۵ تومان در هر مترمکعب بـــود که با فروش گاز به شـــرکت ملی گاز دریافت می‌شد.

تعیین سهم حدود ۱ سنت در هر مترمکعب برای شرکت ملی نفت ایران از تولید گاز غنی به‌دلیل محدود بودن منابـــع بخش گاز و عدم امکان کاهش سهم سایر ذی‌نفعان خصوصاً ســـازمان هدفمندی امکان‌پذیر است. در صورتی که دولت این سهم جدید را از محل درآمدهای صادرات نفت تأمین کند موجب ایجاد ابهام در رابطه مالی گاز خواهد شد. اصلاح رابطه مالی گاز نیازمند نگاهی یکپارچه از تولید تا فروش گاز طبیعی و تقسیم درآمد میان همه ذی‌نفعان است.

۲-۳. چارچوب ساختاری مدل پیشنهادی

ارتباط مالی شـــرکت‌های ملی نفت و دولت‌ها به دو دســـته سودمحور و درآمدمحور تقســـیم می‌شـــوند. در مدل‌های مبتنی‌بر درآمد دولت ابتدا ســـهم خود را از کل درآمدهای نفت و گاز فارغ از میزان هزینه‌ها و ریسک‌های سرمایه‌گذاری کسر می‌کند و بقیه امور به شرکت واگذار می‌شـــود. در مدل‌های مبنی‌بر سود، شـــرکت پس از کسر هزینه‌های جاری و ســـرمایه‌ای (یا بازیافت در قراردادهای مشارکت در تولید) از درآمد فروش، سود بین دولت و شرکت از طریق ابزار مالیات، سود سهام یا مشارکت در سود تقسیم می‌شود. طبق جدول زیر شرکت‌های ملی نفتی که از نظام مالی برپایه سود استفاده می‌کنند؛ دسترسی مناسبی به فناوری به‌روز و منابع مالی برخوردارند و بـــه درصد بالایی از اهداف اقتصادی دست یافته‌اند. بنابراین نظام مالی برپایه سود در صورت اجرای مناسب عموماً موجب ایجاد انگیزه بیشتر برای سودآوری شرکت‌های ملی نفت می‌شود. اما به‌منظور رســـیدن به این هدف باید مقدماتی را فراهم کرد.

همان‌طور که بیان شد، پیاده‌سازی مدل سود پایه در کنار مزایای ایجاد انگیزه برای سودآوری شـــرکت‌ها، از بُعد پیاده‌سازی زمان‌بر بوده و نیاز به وجود نهاد تنظیم‌گر مســـتقل از شـــرکت ملی نفت به‌منظور تأیید هزینه‌های شرکت اســـت. در صورت عدم توجه به ملزومات ساختاری، پیاده‌سازی مدل سودمحور نیز منجر به افزایش بهره‌وری نخواهد شد.

در این راســـتا، ابتدا لازم اســـت نگاه دولت به شـــرکت ملـــی نفت از تأمین‌کننده بودجه دولت به یک شـــرکت سودآور تغییر کند که لازمه اجرای آن تغییراتی هم در بخش دولت و هم تجاری‌سازی شرکت ملی نفت ایران است. در بخش دولت، اولویت با اصلاحات ساختاری بودجه به‌منظور کاهش وابســـتگی بودجه به نفت است که تمرکز این گزارش نیست[1] در گام دوم، تغییر مدل مداخلات دولت در نظام تصمیم‌گیری صنعت نفت و گاز از طریق پیاده‌ســـازی الگوی مناسب نهاد تنظیم‌گر است.

یکی از ملزومات اصلی پیاده‌سازی رژیم مالی برپایه سود وجود یک نهاد مستقل و متخصص (تنظیم‌گر) برای صحت‌سنجی اطلاعات هزینه‌کرد حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز اســـت. علاوه‌بر این، در قراردادهای خدماتی[2] لزوم حضور نهادی به‌صورت مستقل به‌منظور تأیید هزینه‌های پروژه وجود دارد. یکی از دلایل افزایش هزینه‌های پروژه‌های پیمانکاری (EPC/EPD) اکتشاف و تولید در ایران نبود نهاد تنظیم‌گر کارآمد و متخصص است.[3]

همانطور که پیش‌تر بیان شد، تجارب کشورهای موفق نشان می‌دهد، نهاد تنظیم‌گـــر وظایفـــی از قبیل انعقـــاد قراردادهای نفتـــی، تأیید طرح توســـعه و تولید از میادین نفت و گاز، نظارت بـــر اجرای قرارداد، صحت‌سنجی اطلاعات فنی و هزینه‌کرد پیمانکاران را برعهده دارد. این نهاد متخصص، مستقل، شفاف و پاسخگو، در عمده کشورهای موفق، از شرکت ملی نفت مجزاست تا شرکت نیز به‌طور کامل ماهیت تجاری پیدا کند.

لازمه پیاده‌سازی نگاه سودمحور تغییر در نظام حکمرانی شرکتی است به‌طوری که هدف شرکت کسب حداکثر سود باشد. لازمه تحقق سود در شرکت‌های تجاری اولاً، دسترسی به منابع مالی برای سرمایه‌گذاری و در ثانی بهینه‌سازی هزینه‌های شرکت است. راهکارهای مبتنی‌بر تجارب بین‌المللی که اهداف یک شرکت تجاری را محقق خواهد کرد، عبارت است از شفاف‌سازی هزینه‌های شـــرکت باتوجه به نیاز سرمایه‌گذاران به عملکرد هزینه و ســـودآوری طرح‌های شـــرکت. بنابر این اولین گام تجاری‌سازی شرکت ملی نفت تدوین چارچوب هزینه تمام شده توسعه و تولید نفت و گاز است.

با توجه به نکاتی که قبلا ذکر شـــد، حضور شـــرکت در بورس شرایط پیاده‌سازی مناسب الگوی ســـودمحور را فراهم می‌کند. اما باتوجه به محدودیت‌های سیاســـت‌های کلی اصل (۴۴) برای شرکت ملی نفت ایران، خصوصی‌سازی ســـهام این شـــرکت امکانپذیر نیست. ازسوی دیگر ســـایر ملزومات عرضه عمومی سهام شـــرکت نظیر کشش بازار، ارزش‌گذاری مناسب نیز مهیا نیســـت. به این منظور در ادامه راهکاری جایگزین برای این مسئله بیان می‌شود.

۳-۳. راهکار جایگزین برای عرضه عمومی شرکت ملی نفت ایران

صندوق‌های ثروت ملی در دنیا، برای حفظ منابع خود به‌طور میانگین ۷۰ درصد از منابع را با هدف صیانت از منابع سرمایه‌گذاری و ۳۰ درصد باقی مانده را از طریق دارایی‌های نقدشونده (اوراق) با هدف نقش تثبیتی خود در نظر می‌گیرند. به‌عبارت دیگر، صندوق‌های ثروت ملی منابع خود را به‌صورت مستقیم سرمایه‌گذاری کرده و تسهیلات ارائه نمی‌کنند.

یکی از حوزه‌های جذاب برای ســـرمایه‌گذاری صندوق‌های ثروت ملی صنعت نفت و گاز است. در این راستا در کشـــور نروژ شرکت Petoro با هدف سرمایه‌گذاری در حوزه بالادستی و در امارات شرکت IPIC با هدف سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ازسوی صندوق‌های ثروت ملی ایجاد شدند. در هر دو تجربه، شرکت تنها وظیفه سرمایه‌گذاری را دارد و هیچگونه فعالیت عملیاتی برعهده نمی‌گیرد و تنها به‌عنوان سرمایه‌گذار (Non-Operator) با یک شرکت اکتشاف و تولید مشارکت می‌کنند.

---

۱. بررسی لایحه بودجه سال ۱۳۹۸ کل کشور ۱. نکات مهم و محورهای تصمیم‌گیری، آذرماه سال ۱۳۹۸، شماره مسلسل. ۱۶۲۱۹.

2. Service Contract

۳. مرکز پژوهش‌های مجلس، نظام تنظیم‌گری صنعت نفت و گاز ایران: ۱. ضرورت تنظیم‌گری، دی ماه سال ۸۹۳۱، شماره مسلسل ۱۶۷۸۴.

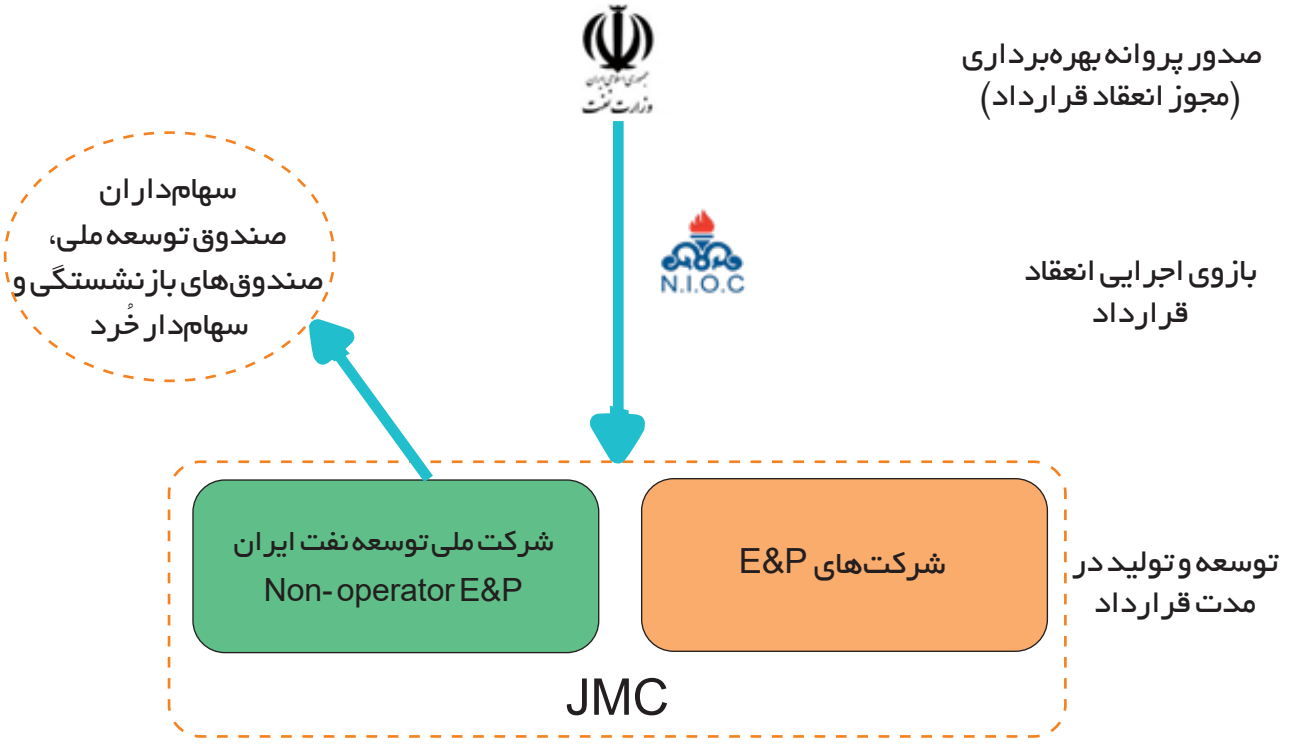
در این راستا، پیشنهاد می‌شـــود در کنار نقش ارائه تسهیلات توسط صندوق توسعه ملی، شرکت اکتشاف و تولید غیرمدیریتی با نام شرکت ملی توسعه نفت (NODC) به‌عنوان سرمایه‌گذار در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران با نقش‌آفرینی ویژه صندوق توسعه ملی تأسیس شود. این شرکت می‌تواند از منابع مالی خارجی چه به‌صورت سهام‌داری و چه دریافت تسهیلات به سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی اقدام کند. حضور سهام‌داران خصوصی از طریق عرضه عمومی این شرکت در بازار سرمایه، موجب افزایش شـــفافیت و ارتقای نظام حکمرانی آن خواهد شد.

عرضه عمومی شرکت ملی توســـعه نفت ایران در بازار سرمایه مزایای دیگری نیز دارد، از جمله؛ دسترســـی نظام‌مند به منابع مالی مردمی و کاهش مداخلات غیراقتصادی دولت در حوزه سرمایه‌گذاری بالادستی نفت.

تفاوت عمـــده این الگو با مـــدل صندوق پـــروژه، ایجـــاد یکپارچگی صندوق‌های پروژه در یک شرکت اســـت با هدف افزایش قدرت مالی و توان جذب سرمایه آن خواهد شـــد. تجربه بین‌المللی نشان می‌دهد، به‌دلیل پرریسک بودن و ســـرمایه‌بر بودن صنایع بالادستی نفت و گاز، تنها شرکت‌های بزرگ توان ســـرمایه‌گذاری در این حوزه را دارند. در شرایط غیرتحریمی نیز این شرکت می‌تواند با انتشار اوراق در بازارهای مالی بین‌المللی برای جذب ســـرمایه خارجی نیز اقدام کند. در صورت تحقق این امر، این شرکت ملزم به رعایت دستورالعمل‌های سخت‌گیرانه شـــفافیت و عملکرد تجاری در بورس‌های بین‌المللی نیز خواهد شد. بنابراین، پیشنهاد تأسیس شرکت ملی توسعه نفت ایران (NODC)، یک ساختار برای تسهیل سرمایه‌گذاری در صنعت نفت ایران و مقدمات اجرای نظام مالی برپایه سود خواهد بود.

همان‌طور که بیان شد، در نظام ایده‌آل حکمرانی نفت، انعقاد قرارداد باید توسط وزارت نفت و نظارت و تنظیم امور قرارداد توسط نهاد تنظیم‌گر صنعت نفت و گاز انجام شود. اما در شرایط فعلی (وابستگی بودجه دولت به نفت) به‌عنوان دوره گذار، وزارت نفت از طریق صدور پروانه بهره‌برداری کلیه مراحل صدور مجوز، هدفگذاری برنامه تولید میدان، تعیین سهم پیمانکار و کارفرما، مدت زمان قرارداد و تأیید MDP (طرح توســـعه میدان ارائه شده توسط پیمانکار) را انجام دهد. شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان بازوی اجرایی وزاتخانه، فراینـــد اجرایی انعقاد قرارداد تا زمان اصلاحات ساختاری و قانونی همچنان انجام دهد.

شکل ۲.ساختار حضور شرکت ملی توسعه نفت ایران در سرمایه‌گذاری بالادستی صنعت نفت



مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

در این الگو همچنان نظام مالی بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه میادین از محل سقف ۵۰ درصد از عواید میدان، مطابق ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید چه به‌صورت نقدی و چه به‌صورت محصول (In Kind) مطابق قرارداد IPC انجام خواهد شد.

حوزه فعالیت NODC براساس وضعیت میادین نفت و گاز در میادین توسعه‌نیافته (Green Fields)، با هدف افزایش ظرفیت تولید بیش از میزان فعلی ۳/۸ میلیون بشکه انجام خواهد شد. حفظ ظرفیت تولید فعلی و سرمایه‌گذاری در میادین درحال تولید نیز از طریق شرکت ملی نفت ایران انجام می‌شود. ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت نیز برای حفظ تولید موجود در بخش بعد تشریح می‌شود.

۴-۳. روش‌های پیشنهادی اصلاح روابط مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران

هدف از این بخش ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت برای فعالیت بهره‌برداری و نگه‌داشت تولید است. باتوجه به مشکلات بیان شده از رابطه موجود، رابطه پیشنهادی باید یک الگوی بلندمدت باشد و تابع تصمیمات سالیانه دولت به‌خصوص میزان یارانه سوخت نباشد. بنابراین، الگوی پیشنهادی باید از انعطاف لازم برای مدیریت هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداشت تولید ناظر به تغییرات ذیل باشد:

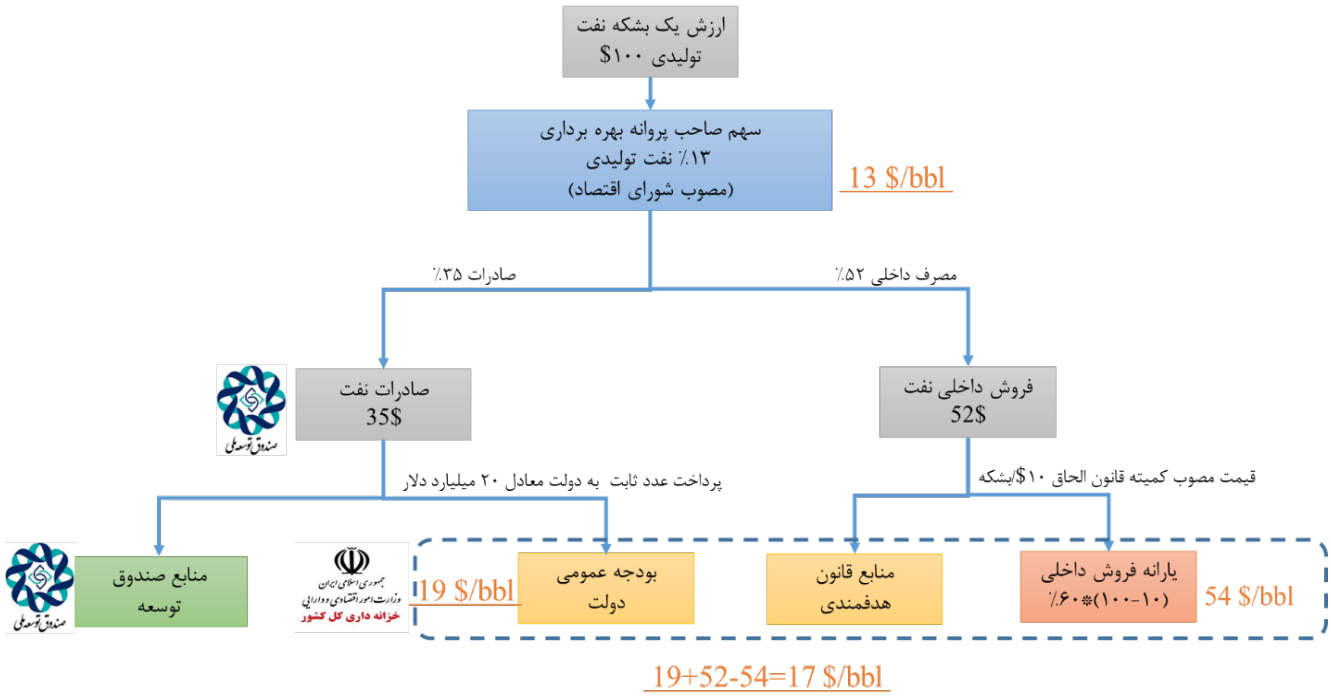
- تورم و تغییر نرخ ارز،
- نرخ افت تولید طبیعی سالیانه میادین نفت و گاز،
- قیمت نفت،
- کاهش شدید تولید ناشی از تحریم‌های بین‌المللی،
- یارانه فروش داخلی نفت و گاز.

در این راستا سه مدل پیشنهادی، دریافت پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام، فی به‌ازای هر بشکه و هر مترمکعب گاز تولیدی و انعقاد قرارداد IPC میان وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران در ادامه تشریح می‌شود.

۱-۳-۳. سهم از نفت و گاز تولیدی بعد از واحد بهره‌برداری

این الگو با هدف خارج شدن بار مالی یارانه از شرکت ملی نفت ایران درعین استفاده از یک مدل مالی با قابلیت اجرایی ساده و نظارت‌پذیری برمبنای میزان تولید نفت و گاز است. در این راستا، سهم شرکت درصدی از نفت و گاز تولیدی تعیین می‌شود و تأمین نیاز داخلی با قیمت یارانه‌ای نفت خام از محل سهم دولت از نفت تولیدی انجام می‌شود. تفاوت این الگو نسبت به مدل ۱۴/۵ درصدی، اولاً خارج شدن بار مالی یارانه به‌دلیل فروش داخلی، دوماً سهم شرکت ملی نفت در واحد بهره‌برداری به‌صورت فیزیکی تعیین می‌شود نه در زمان فروش و انتقال درآمدها به این شرکت. مزیت دیگر این روش تقویت جایگاه حاکمیتی وزارت نفت از طریق صدور پروانه بهره‌برداری برای کلیه فعالیت‌های اکتشاف و تولید چه توسط شرکت ملی نفت ایران و چه بخش غیردولتی خواهد بود. دریافت سهم از تولیدی به تفکیک هر میدان بر بستر پروانه بهره‌برداری امکان مقایسه عملکرد شرکت ملی نفت ایران با سایر شرکت‌های غیردولتی و ایجاد فضای رقابتی را مهیا خواهد کرد.

شکل ۳. نحوه توزیع درآمد در رابطه مالی «سهم از نفت و گاز تولیدی بعد از واحد بهره‌برداری» با فرض قیمت نفت ۱۰۰ دلاری و ۴۰ درصد صادرات از نفت تولیدی



مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

۲-۳-۳. پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام

در این روش شرکت ملی نفت ایران از طریق دریافت پروانه بهره‌برداری از وزارت نفت، ضمن تقویت جایگاه حاکمیتی وزارتخانه، با پرداخت سهم دولت در قالب مالیات و سود سهام، مسیر عرضه بخشی از سهام شرکت ملی نفت به بخش غیردولتی را میسر خواهد کرد.

به بیان ساده‌تر روش‌های پیشنهادی طبق شکل ۴، ارزش یک بشکه نفت تولیدی ۱۰۰ دلار در نظر گرفته شده که ۶۰ درصد آن صرف مصرف داخلی در پالایشگاه و ۴۰ درصد دیگر صادر می‌شود. سهم ذی‌نفعان به‌صورت رقم به‌ازای یک بشکه برای درک بهتر رابطه بیان شده و اعداد صرفاً جنبه نمایشی داشته و به‌دنبال تعیین سهم قطعی برای ذی‌نفعان ندارد.

در این روش، ابتدا صندوق توسعه ملی سهم خود را از ارزش محصولات تولیدی به‌عنوان منافع بین‌نسلی تحت عنوان حق مالکانه با رقمی حدود ۱۶ درصد (به عبارتی معادل ۴۰ درصد از صادرات) دریافت می‌کند. سپس بهای تمام شده نفت تولیدی، شامل هزینه جاری و استهلاک، مطابق استانداردهای حسابداری از درآمد پس از پرداخت سهم صندوق توسعه ملی کسر می‌شود. به‌منظور نظارت مناسب و جلوگیری از کاهش سهم دولت نسبت به شرایط موجود برای این هزینه مشابه بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور ۱۴۰۱ توسط شورای اقتصاد سقفی تعیین می‌شود، این سقف طبق شکل ۴ دلار در هر بشکه فرض شده است.

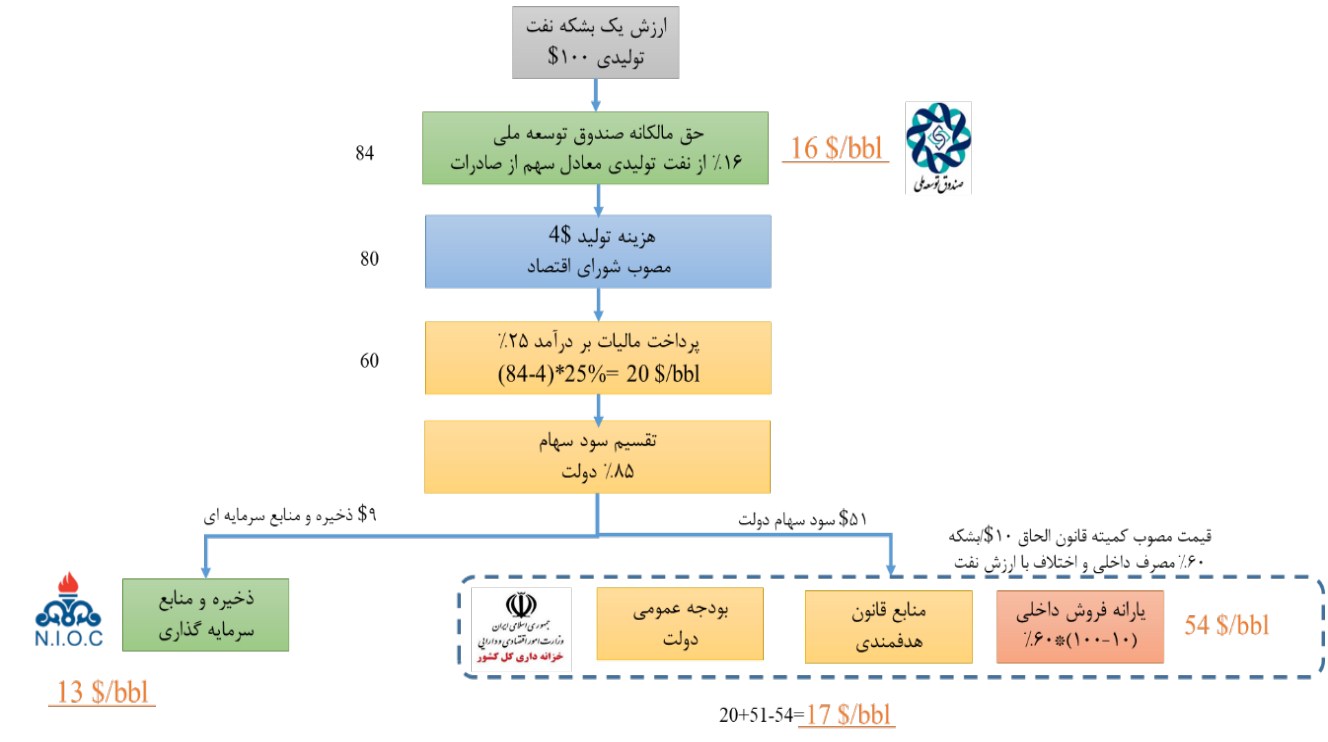
سود خالص شرکت ملی نفت، پس از کسر هزینه‌ها با سقف بیان شده، مبنای دریافت مالیات بر درآمد با نرخ ۲۵ درصد و سود سهام دولت از شرکت ملی نفت ایران با نرخ ۸۵ درصد قرار خواهد گرفت.

در بخش فروش داخلی نفت خام، به‌دلیل قیمت‌گذاری دستوری دولت بر حامل‌های انرژی، دولت موظف به پرداخت فاصله قیمت دستوری با ارزش محصول (۵۴ دلار در هر بشکه) از محل سود سهام (۵۱ دلار) و مالیات (۲۰ دلار) دریافتی خود خواهد شد. بنابراین درنهایت برای دولت به‌صورت خالص ۱۷ دلار در هر بشکه باقی خواهد ماند.

سود باقی مانده برای شرکت نیز صرف هزینه‌های سرمایه‌ای و نگهداشت تولید خواهد شد. باتوجه به اینکه نحوه تقسیم درآمد در این روش برمبنای سود است، عمده شاخص‌های رابطه مالی مطلوب نظیر انگیزه نگهداشت تولید، انگیزه فروش بهینه، ارتقای جایگاه تجاری و ارزش شرکت و سادگی مدیریت به‌دلیل تعیین سقف هزینه‌ها و پایداری مدل وجود دارد.

البته در این الگو نیز باتوجه به زمان‌بر بودن مسیر ایجاد نهاد تنظیم‌گر، تأیید هزینه‌ها توسط وزارت نفت به تفکیک هر میدان از طریق صدور پروانه بهره‌برداری به‌طور کامل در آغاز محقق نخواهد شد. بنابراین این روش در ظاهر سودمحور بود، اما در واقع به‌دلیل تعیین سقف هزینه برای شرکت مزایای این الگو را در شروع به‌طور کامل محقق نخواهد کرد.

شکل ۴. نحوه توزیع درآمد در رابطه مالی «مالیات و سود سهام» مبتنی بر هزینه با فرض قیمت نفت ۱۰۰ دلاری و ۴۰ درصد صادرات از نفت تولیدی



مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

۳-۳-۳. سهم به‌ازای هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز تولید (فی)

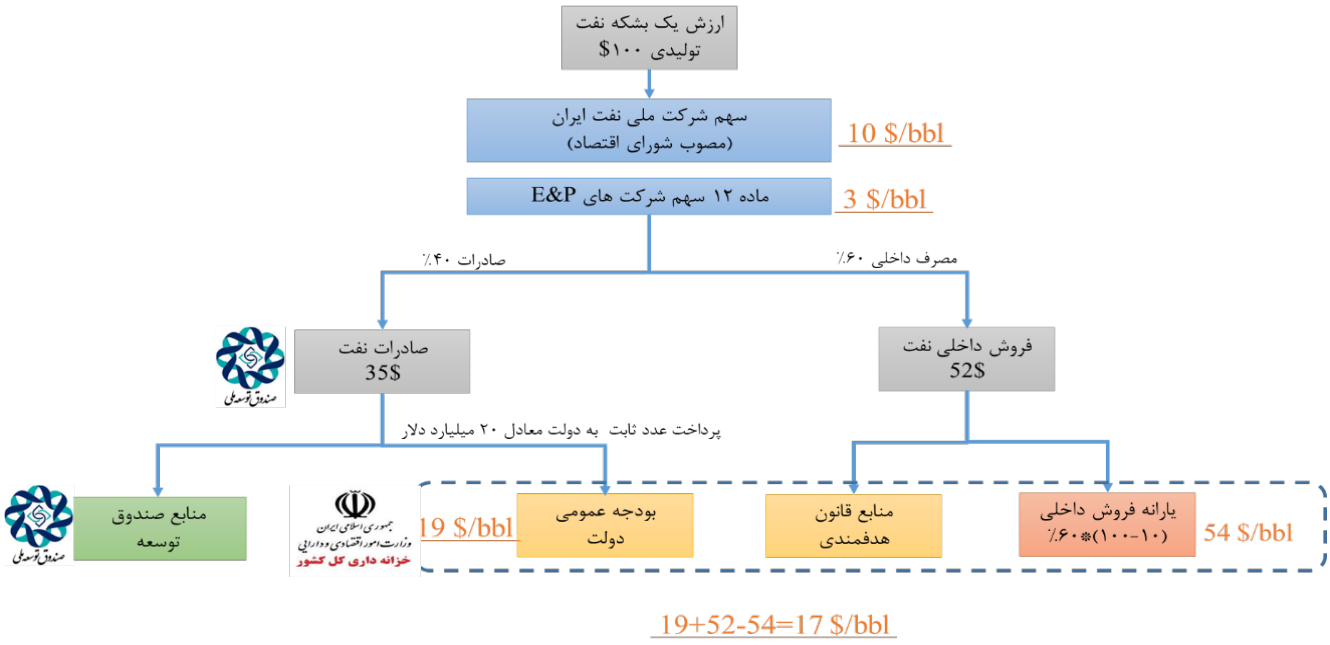
در این روش، جزء دسته درآمدمحور قرار می‌گیرد، به‌جای تعیین عدد ثابت ۱۴/۵ درصد از فروش، سهم شرکت رقمی به‌ازای هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز تولیدی به تفکیک هر میدان خواهد بود. این روش به بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱ شباهت دارد. شرکت ملی نفت سهم خود را براساس هزینه‌های فعالیت‌های مختلف نظیر بهره‌برداری، نگه‌داشت، انتقال و صادرات به‌ازای هر بشکه نفت و میعانات گازی و هر مترمکعب گاز غنی تولیدی برای یک بازه بلندمدت براساس مصوبه شورای اقتصاد تعیین و از محل درآمدهای صادرات نفت دریافت کند.

با توجه به شکل ۵ سهم شرکت ملی نفت ۱۰ دلار به‌ازای هر بشکه و بازپرداخت طرح‌های سرمایه‌ای نگهداشت تولید در قالب ماده (۱۲) رفع موانع تولید ۳ دلار در هر بشکه فرض شده است. باقی منابع پس از کسر سهم صندوق توسعه ملی و سهم شرکت ملی نفت، به خزانه کشور واریز می‌شود. در این الگو نیز فاصله فروش داخلی نفت خام به قیمت دستوری توسط شرکت ملی نفت ایران نیز توسط دولت جبران خواهد شد.

به‌رغم کاهش مداخلات دولت در این مدل به‌دلیل ثابت بودن سهم تعیین شده برای یک بازه بلندمدت و ازسوی دیگر کاهش تولید طبیعی میادین نفت و گاز، عملاً درآمد شرکت ملی نفت سال به سال کاهش خواهد یافت. بنابراین، در بلندمدت شرکت ملی نفت با ریسک کسری منابع مواجه می‌شود و این موضوع موجب پایدار نبودن مدل و عدم انعطاف‌پذیری آن نسبتاً به تغییر شرایط خواهد شد.

ازسوی دیگر وابستگی درآمد شرکت به تولید نفت و گاز، به این شرکت انگیزه نگهداشت تولید را خواهد داد. این روش از مزیت مدیریت آسان برای دولت نیز برخوردار است اما در عوض شرکت انگیزه‌ای برای فروش بهینه نفت ندارد. تعیین سهم شرکت به تفکیک میادین تولیدی نفت و گاز، در صورت احصای هزینه‌ها به تفکیک میادین موجب افزایش شفافیت مالی و بهبود مسیر تجاری‌سازی شرکت خواهد شد.

شکل ۵. نحوه توزیع درآمد در رابطه مالی «سهم به‌ازای هر بشکه نفت (فی)»
مبتنی بر هزینه با فرض قیمت نفت ۱۰۰ دلاری و ۴۰ درصد صادرات از نفت تولیدی



مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

۴-۳-۳. انعقاد قرارداد IPC

در این مدل، شرکت ملی نفت برای انجام عملیات نگهداشت و بهره‌برداری میادین نفت و گاز کشور، با وزارت نفت (پس از دریافت مجوزهای لازم از شورای اقتصاد) براساس رژیم مالی (IPC)، قرارداد منعقد می‌کند. در قراردادهای IPC شرکت بهره‌بردار پس تأیید هزینه‌ها توسط کارفرما، براساس چارچوب هزینه‌های تدوین شده توسط کارفرما (وزارت نفت)، هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای خود را دریافت می‌کند. در این قرارداد به شرکت ملی نفت اجازه داده می‌شود تا در صورت نیاز نسبت به حفر چاه تولیدی، تعمیر و ترمیم تجهیزات برمبنای مفاد قرارداد اقدام کند. طبق فرمول زیر دریافتی شرکت ملی نفت علاوه‌بر پوشش هزینه‌های جاری، سرمایه‌ای و پاداشی براساس فی به‌ازای هر بشکه نفت برای تولید بالاتر از نرخ تخلیه طبیعی میدان خواهد بود

$$NIOC\ share = cost\ recovery + R.fee * (Q - Q_{B.L})$$

از معایب این مدل می‌توان به پیچیدگی بالای حقوقی انعقاداد قرارداد IPC و ضعف نهادی دولت و وزارت نفت برای نظارت بر قرارداد اشاره کرد. علاوه‌بر این، تعیین خط پایه تولید و فاصله آن با تولید واقعی برای دستگاه‌های بالادستی وزارت نفت دشوار است.

فارغ از مسائل اجرایی، قرارداد IPC سازوکار مناسب برای ایجاد انگیزه برای کاهش هزینه‌ها توسط پیمانکار را ندارد و ممکن است موجب ایجاد مشکل تورم هزینه‌های سرمایه‌ای در بخش سرمایه‌گذاری شود. علاوه‌بر این تعیین عدد فی به‌عنوان پاداش نیز پیچیدگی بالای دارد به‌طوری که شرکت ملی نفت ایران از طریق تعیین سقف نرخ بازدهی داخلی پروژه آن را محاسبه معکوس می‌کند. بنابراین لازمه پیاده‌سازی این الگو وجود نهاد تنظیم‌گر نفت زیر مجموعه وزارت نفت است.

۳-۴. ارزیابی روش‌های پیشنهادی

همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، الگوی جدید بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱ به دو روش IPC و دریافت سهم به‌ازای هر بشکه شباهت دارد اما دارای تفاوت‌های قابل‌توجهی نیز است. برای مقایسه از چهار روش پیشنهادی شاخص های زیر استفاده شده است:

- انعطاف‌پذیری و پایداری مدل رابطه مالی در برابر ریسک‌ها متعدد،
- تقویت جایگاه تجاری و بین‌المللی شرکت ملی نفت ایران،
- انگیزه کاهش هزینه ها و افزایش سودآوری،
- مدیریت آسان رابطه مالی برای نهادهای بالادستی (شورای اقتصاد، بانک مرکزی، خزانه‌داری کل کشور و سازمان برنامه و بودجه) و کاهش بروکراسی دست و پاگیر،
- قابلیت مقایسه عملکرد شرکت ملی نفت با سایر شرکت‌های اکتشاف و تولید.

جدول ۷. مقایسه چهار الگوی پیشنهادی رابطه مالی از منظر شاخص‌های مختلف

شاخص‌ها	سهم از تولید بعد از واحد بهره‌برداری	پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام	سهم به‌ازای هر بشکه نفت	قرارداد IPC
انعطاف‌پذیری در برابر تغییرات	×	✓	✓	✓
سادگی در اجرا و کاهش بروکراسی	✓	×	✓	×
انگیزه کاهش هزینه	✓	✓	×	×
تقویت جایگاه تجاری	✓	✓	×	×
قابل مقایسه با عملکرد شرکت‌های اکتشاف و تولید غیردولتی	✓	✓	×	✓

مأخذ: تحلیل نگارنده گزارش.

طبق جدول ۷، روش مالیات و سود سهام بالاترین امتیاز را در میان چهار گزینه به‌دست می‌آورد، اما به‌دلیل نیاز به تأیید هزینه‌ها، قابلیت اجرای کامل در ابتدای پیاده‌سازی را ندارد. در رتبه بعدی مدل سهم از تولید با رفع بار مالی یارانه انرژی نسبت به الگوی ۱۴/۵ درصدی دارای کمترین سطح از بروکراسی نسبت به سایر روش‌هاست. همچنین در صورت پیاده‌سازی صدور پروانه بهره‌برداری توسط وزارت نفت برای سایر شرکت‌های اکتشاف و تولید، این الگو امکان مقایسه عملکرد با سایر شرکت‌های غیردولتی را دارد.

همچنین گفتنی است، نحوه تقسیم درآمد میان صندوق توسعه ملی و دولت از الگوی درصدی به عدد ثابت برای دولت در همه روش‌های پیشنهادی امکانپذیر است. حتی در روش مالیات و سود سهام نیز به‌رغم ماهیت درصدی، دولت می‌تواند میزان درآمد نفتی در بودجه را به‌صورت عدد ثابت از طریق چرخش منابع در صندوق توسعه ملی دریافت کند. این روش در کشور نروژ نیز پیاده می‌شود، با وجود دریافت مالیات بر درآمد و مالیات ویژه نفت از شرکت‌های عملیاتی توسط دولت اما دولت ملزم به استفاده از ارقام ثابت برنامه‌ریزی شده در بودجه سنواتی است.[1]

1. M. Norum Lerbak, "The petroleum fund mechanism and Norges Bank's foreign exchange transactions." Accessed: May 29, 2023. [Online]. Available: https://www.norges-bank.no/en/news-events/news-publications/Papers/Economic-commentaries/2016/Economic-Commentaries-12016

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

بررسی تجارب بین‌المللی نشان می‌دهد، رابطه مالی مناسب میان شرکت‌های ملی نفت با دولت‌ها بر پایه تقسیم سود فعالیت‌های اکتشاف و تولید است. اما پیاده‌سازی این الگو در کشورهای درحال توسعه زمان‌بر و نیاز به تغییر در بخش‌های نهادی است. در این راستا ایجاد نهاد تنظیم‌گر با هدف تعیین هزینه‌های قابل‌قبول و توسعه فضای رقابتی و در کنار تجاری‌سازی شرکت ملی نفت از طریق عرضه عمومی سهام آن ضروری است.

در همین راستا در قانون بودجه کل کشور طی سال‌های ۱۴۰۰ و ۱۴۰۱ تغییراتی جهت اصلاح رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران و دولت صورت گرفته است. تغییر رابطه مالی از ۱۴/۵ درصد به دریافت سهم به‌ازای هر بشکه نفت و هر مترمکعب گاز تولیدی مطابق بند «س» تبصره «۱» قانون بودجه کل کشور سال ۱۴۰۱، دارای مزیت برداشتن بار مالی یارانه انرژی از دوش شرکت ملی نفت ایران است. همچنین تعیین هزینه شرکت براساس نوع فعالیت مطابق مصوبه شورای اقتصاد، امکان استفاده از رابطه بلندمدت به جای مصوبات سالیانه را فراهم خواهد کرد. اما این رابطه دارای ابهام‌های متعددی در تعیین سقف سهم شرکت ملی نفت برمبنای ۱۴/۵ درصد از ارزش نفت و گاز تولیدی یا درآمد فروش است. همچنین، بیان لفظ رژیم خدماتی در این مدل موجب تضعیف ارزش شرکت ملی نفت ایران و جایگاه بین‌المللی آن خواهد شد.

در بخش رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت، با هدف حفظ ظرفیت تولید ۳/۸ میلیون بشکه در روز چهار روش بررسی شد. روش اول معطوف به اخذ پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام توسط شرکت ملی نفت است؛ روش دوم، سهم شرکت ملی نفت ایران درصدی از میزان نفت تولید پس از واحد بهره‌برداری است. سوم، سهم شرکت به‌ازای هر بشکه نفت (فی) و سرمایه‌گذاری بر پایه ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید و روش آخر انعقاد قرارداد IPC میان وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران است.

از میان این چهار روش، الگوی پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام از منظر شاخص‌های رابطه مالی مطلوب بالاترین امتیاز را دریافت می‌کند. اولویت دوم، الگوی سهم از نفت تولیدی است که درعین سادگی در اجرا موجب حذف بار مالی یارانه از شرکت خواهد شد. روش IPC به‌دلیل پیچیدگی بالا در اجرا و قواعد حقوقی و به‌دلیل باز بودن سقف هزینه (Open Capex) عدم امکان پیش‌بینی سهم دولت، تنها برای بخشی از میادین قابل استفاده خواهد بود.

به‌منظور ایجاد فضای رقابتی، ایجاد قابلیت مقایسه بین شرکت‌های توسعه‌دهنده میادین و در نتیجه تقویت جایگاه حاکمیتی وزارت نفت، پیشنهاد شده است که شرکت ملی توسعه نفت ایران با مشارکت شرکت‌های اکتشاف و تولید از طریق دریافت پروانه بهره‌برداری از وزارت نفت، نسبت به سرمایه‌گذاری اقدام کند. همچنین سایر شرکت‌های اکتشاف و تولید در پروژه‌های توسعه‌ای پیش از انعقاد قرارداد با شرکت ملی نفت ایران موظف به دریافت پروانه بهره‌برداری از وزارت نفت خواهند بود. وزارت نفت می‌تواند در طول قرارداد نیز جایگاه حاکمیتی خود را حفظ کرده و کلیه پرداخت‌های پیمانکار نیازمند دریافت تأیید فنی و مالی از وزارت نفت است. به مرور زمان و انجام اصلاحات حقوقی و ساختاری لازم در وزارت نفت، وظایف اجرایی انعقاد قرارداد و کارفرمایی نیز از شرکت ملی نفت به وزارت نفت منتقل شود. فعالیت شرکت ملی توسعه نفت با تمرکز بر افزایش ظرفیت تولید نفت خام از ۳/۸ به ۵ میلیون بشکه در روز خواهد بود.

ارتقای رابطه مالی نیازمند تغییرات در بخش ساختاری و رژیم مالی به‌طور توأمان است. در بخش ساختاری ابتدا نیازمند تغییر نگاه دولت به شرکت ملی نفت از تأمین‌کننده بودجه دولت به یک شرکت سودآور از یک‌سو و تجاری‌سازی شرکت ملی نفت ازسوی دیگر است. در این راستا چهار گام اصلاحی وجود دارد که دو مرحله اول تغییرات لازم در بخش دولت و دو مرحله آخر مسیر تجاری‌سازی شرکت ملی نفت ایران است.

۱. تعیین رابطه مالی برپایه ارزش نفت و گاز تولیدی و نه قیمت یارانه‌ای داخلی،

۲. ارتقای وظایف تنظیم‌گری وزارت نفت از طریق صدور پروانه بهره‌برداری برای شرکت ملی نفت ایران و سایر شرکت‌های غیردولتی سرمایه‌گذار،

۳. تدوین چارچوب هزینه تمام شده شرکت ملی نفت و تفکیک هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای براساس فعالیت،

۴. تأسیس «شرکت ملی توسعه نفت ایران» به‌عنوان شرکت اکتشاف و تولید غیرمدیریتی با سهام‌داری عمده صندوق توسعه ملی و سهام‌داران غیردولتی و خرد مردمی.

درنهایت می‌توان گفت، روش دریافت پروانه بهره‌برداری و پرداخت مالیات و سود سهام به دولت برترین الگو برای تقویت جایگاه تجاری شرکت ملی نفت مطابق تجارب بین‌المللی و مهیاسازی عرضه‌بخشی از سهام این شرکت است. اما ضعف ساختاری در نظارت و تأیید هزینه‌های شرکت، قابلیت اجرای این الگو در کوتاه‌مدت را پایین می‌آورد. ازاین‌رو، الگوی سهم از تولید نفت و گاز پس از واحد بهره‌برداری، درعین کاهش بار مالی یارانه از شرکت قابلیت اجرا در کوتاه‌مدت را دارد. علاوه‌بر این، در صورت صدور پروانه بهره‌برداری برای شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های غیردولتی، امکان توسعه فضای رقابتی و مقایسه عملکرد شرکت ملی نفت ایران با سایر شرکت‌های غیردولتی بر بستر این رابطه را فراهم خواهد کرد.

منابع و مآخذ

۱. گزینه‌های سیاستی ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت، پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران، سال ۱۳۹۹.
۲. ضرورت تعیین رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران، مرکز پژوهش‌های مجلس، سال ۱۳۸۸، شماره مسلسل ۹۸۹۴.
۳. گزارش رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت، مرکز پژوهش‌های مجلس، سال ۱۳۹۱، شماره مسلسل ۱۲۷۹۳.
۴. حاجی میرزایی، سیدمحمدعلی؛ ارزیابی رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران از دیدگاه بنگاه‌داری اقتصادی، آبان‌ماه ۱۳۸۸.
۵. شادی‌وند قادر، ۱۳۹۴، پیشنهاد الگوی مطلوب رابطه دولت و نفت در ایران ـ پیشنهاد الگوی مطلوب، فصلنامه سیاست‌نامه علم و فناوری، سال پنجم، شماره ۴.
۶. ارتقای رابطه مالی شرکت ملی نفت ایران با دولت، چالش‌های الگوی فعلی، مردادماه ۱۴۰۰، مؤسسه سولوشن انرژی.
۷. رابطه مالی جدید شرکت ملی نفت ایران با دولت، یک مزیت، دو ابهام و دو عیب، مرداد ۱۴۰۱، مؤسسه سولوشن انرژی.
۸. میرنظامی سیدرضا، مریدی فریمانی فاضل، کثیری محمدرضا، طهماسبی سعید، رسولی علیرضا، توانگر سیدحامد. پیشنهاد راه‌حل سیاستی به‌منظور اصلاح رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز. ۱۴۰۰; ۱۴۰۰ (۱۸۹): ۵۹-۶۹.
۹. قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۹۸.
۱۰. قانون بودجه کل کشور سال ۱۳۸۴.
۱۱. ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقای نظام مالی کشور (مصوب سال ۱۳۹۴).
۱۲. آیین‌نامه اجرایی ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت پذیر و ارتقای نظام مالی کشور (مصوب سال ۱۳۹۴).
۱۳. قانون الحاق برخی مواد به قانون تنظیم‌بخشی از مقررات مالی دولت (۲) (مصوب سال ۱۳۹۳).
۱۴. آیین‌نامه اجرایی قانون الحاق برخی مواد به قانون تنظیم‌بخشی از مقررات مالی دولت (۲).
۱۵. قانون محاسبات عمومی کشور (مصوب سال ۱۳۶۶).
۱۶. قوانین برنامه پنجساله سوم، چهارم، پنجم و ششم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی.
17. Cottarelli, C. (2012). Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation. International Monetary Fund, 67.
18. Luca, O., & Puyo, D. M. (2016). Fiscal Analysis of Resource Industries;(FARI Methodology) (No. 16/01). International Monetary Fund.
19. Nakhle, C. (2008). Petroleum Taxation: sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow. Routledge.
20. Heller, P. R., Mahdavi, P., & Schreuder, J. (2014). Reforming national oil companies: Nine recommendations. Natural Resource Governance Institute.
21. Mansour, M., & Nakhle, C. (2016). Fiscal stabilization in oil and gas contracts–evidence and implications.
22. Manley, D., Pitman, R.(2016), Natural Resource Charter Benchmarking Framework, Natural Resource Governance Institute
23. Sunley, E. M., Baunsgaard, T., & Simard, D. (2003). Revenue from the oil and gas sector: Issues and country experience. Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries, 153-183.
24. Goldsworthy, B., & Zakharova, D. (2010). Evaluation of the oil fiscal regime in Russia and proposals for reform (No. 10-33). International Monetary Fund.
25. national oil company data base (2018), Natural Resource Governance Institute
26. Heller, P. R., & Mihalyi, D. (2019). Massive and misunderstood: Data-driven insights into national oil companies. Natural Resource and Governance Institute, April.
27. M. Norum Lerbak, “The petroleum fund mechanism and Norges Bank’s foreign exchange transactions.” Accessed: May 29, 2023. [Online]. Available: https://www.norges-bank.no/en/news-events/news-publications/Papers/Economic-commentaries/2016/Economic-Commentaries-12016/

مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی

تهران، خیابان پاســـداران، روبروی پـــارک نیاوران (ضلع جنوبی، پلاک ۸۰۲)

تلفن: ۷۵۱۸۳۰۰۰ صندوق پستی: ۵۸۵۵-۱۵۸۷۵ پست الکترونیک: mrc@majles.ir

وب سایت: rc@majles.ir