

ضرورت اعمال بنگاهداری اقتصادی نوین در صنایع بالادستی نفت

بیژن مستقل، مجری بلوک‌های اکتشافی و مشارکت‌های خارجی مدیریت اکتشاف

وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران با هدف اعمال اصل مالکیت و حاکمیت ملی ایران بر ذخایر و منابع نفت و گاز و تفکیک وظایف حاکمیتی از تصدی در اداره و توسعه صنعت نفت و گاز کشور شکل گرفت و از آنجایی که صنعت نفت به‌عنوان صنعت پیشران از جایگاه ویژه‌ای در اقتصاد کشور برخوردار است و نقشی اساسی در تحقق اهداف کلان اقتصاد ملی دارد، عملکرد این وزارتخانه بسیار حائز اهمیت است.

صنعت نفت ایران به دلیل اتکای اقتصاد کشور به درآمدهای نفتی همواره به‌عنوان موتور محرک اقتصاد نقش آفرین بوده و از طریق توسعه تعاملات بین‌المللی، نقش موثری در پیشبرد اهداف دیپلماسی اقتصادی و تضمین امنیت ملی کشور ایفا کرده است.

امروز ایران با در اختیار داشتن قریب به ۸۳۷ میلیارد بشکه ذخایر در جای هیدروکربور مایع (نفت خام، مایعات و میعانات گازی) و حدود ۳۴ تریلیون متر مکعب ذخایر گازی و با قرار گرفتن در رتبه نخست دنیا از حیث برخورداری از مجموع ذخایر هیدروکربوری، در جایگاه بی‌بدیلی از لحاظ امنیت انرژی در جهان قرار دارد و امتیازهایی مانند موقعیت ژئوپلیتیک کشور و برخورداری از سرمایه انسانی توانمند، استحکام بیشتری به این جایگاه بخشیده است.

وزارت نفت علاوه بر ستاد، از چهار شرکت اصلی مشتمل بر شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران و شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران تشکیل شده و راهبردهای این وزارتخانه در چارچوب اهداف بلندمدت،

در برنامه‌های توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران مشخص گردیده است.

شرکت ملی نفت ایران

شرکت ملی نفت ایران پس از ملی شدن صنعت نفت کشور تشکیل شد و اکنون به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین شرکت‌های تولیدکننده نفت در جهان شناخته می‌شود. با پیشرفت دانش و فناوری صنعت نفت و پیچیده‌تر شدن مناسبات اقتصادی و سیاسی، جایگاه شرکت ملی نفت ایران نیز ارتقا یافته است و سیاست‌های ملی، منطقه‌ای و همکاری با کشورهای مهم صنعتی در زمینه تأمین انرژی و ایجاد ثبات در بازارهای جهانی نفت در دستور کار این شرکت قرار دارد.

شرکت ملی نفت ایران بر اساس اصل ۴۴ قانون اساسی با تفویض اختیار به بخش‌های گوناگون، ضمن نظارت عالی بر فعالیت صنعت نفت، اقدام موثری در زمینه تأسیس بنگاه‌های اقتصادی انجام داده است؛ همچنین با تأمین منابع مالی و اقسام موردنیاز توسعه و رشد در مسیر به‌روز رسانی دانش و فناوری در زمینه اکتشاف، حفاری و بهره‌برداری با اعتماد به متخصصان و کارکنان ایرانی، گام‌های بلندی برداشته است.

شرکت ملی نفت ایران با توجه به تصویب و ابلاغ اساسنامه این شرکت در خردادماه سال ۹۵ و اعمال تغییر در برخی از رویکردهای خود، به سمت ایفای نقش بیشتر در جایگاه حاکمیتی و کاهش تصدی‌گری گام برداشته است. تدوین مدل جدید قراردادهای نفتی و توسعه تعاملات بین‌المللی و هدف‌گذاری برای به ثمر رساندن طرح‌ها و پروژه‌ها با بهره‌مندی از سبد متنوعی از انواع قراردادها (مدل جدید، بیع متقابل، EPCF و ...)، تلاش برای تبدیل شرکت‌های تولیدی زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران به شرکت‌های اکتشاف و تولید (E&P) در آینده و تقویت توان داخلی و توجه بیشتر به بخش خصوصی و میدان دادن به این بخش از طریق واگذاری پروژه‌های LNG، NGL و ... از جمله رویکردهای جدید شرکت ملی نفت ایران به‌شمار می‌رود.

قانون اساسنامه شرکت ملی نفت ایران مشتمل بر ۸۴ ماده و ۳۱ تبصره، در نخستین روز خردادماه سال ۹۵ از سوی رئیس‌جمهوری برای اجرا ابلاغ شد. این قانون در قالب طرح، مطرح و فرایند تنظیم و بررسی آن در مجلس شورای اسلامی از اردیبهشت‌ماه سال ۹۳ آغاز شده بود. این اساسنامه در روزهای پایانی نهمین دوره

- اصلاح ساختار مالی شرکت‌های دولتی	- کارکرد بنگاهداری اقتصادی در توسعه، افزایش بهره‌وری، مسئولیت‌پذیری برای رسیدن به کارایی
- شفاف‌سازی یارانه‌های پرداختی پنهان دولت	- ارتقای جایگاه و اعتبار بین‌المللی شرکت
- کسب حداکثر درآمد	- شفاف کردن روابط مالی
- ثبات در درآمدهای قابل پیش‌بینی	- تأمین منابع مالی برای سرمایه‌گذاری بالادستی و پایین‌دستی نفت و گاز
- اصلاح حساب‌های مالی کشور	- اصلاح مناسبات مالی شرکت با شرکت‌های زیرمجموعه
- حذف معاینات مالیاتی	

اهداف شفاف‌سازی روابط دولت و شرکت ملی نفت ایران





می‌رسد یا با تغییر معماری و باز طراحی اصولی و اساسی؟

اجازه بدهید وارد چالش‌های مالی فی مابین شرکت ملی نفت با سه شرکت گاز، پخش و پالایش و پتروشیمی که مواد خام و فرآورده را از نفت می‌گیرند و مدیریت بازپرداخت مالی آنها به مادر شرکت خود یعنی شرکت ملی نفت ایران نشویم که البته خود داستانی است دست و پاگیر و پُر دغدغه برای نفت و فقط اشاره‌ای کنیم به محل درآمدهای یک دوره زمانی برای شرکت ملی نفت ایران و موارد آن در یک بازه زمانی (جدول-۱). بسته به نوسانات قیمت فروش نفت خام و گاز طبیعی، درآمدها هم نوساناتی دارند که البته هدف در اینجا ذکر این ارقام نیست بلکه در درجه اول عنوان‌های درآمدزایی و سازوکار کسب آن که از محل خام‌فروشی به خارج موجب درآمد ارزی و به داخل، موجب درآمد ریالی است که البته در هر دو مورد شرکت ملی نفت ایران در گردش آنها در حال حاضر دچار چالش اساسی است؛ هم از نظر زمانی و هم از نظر نظام گردش مالی بانکی.

موکداً می‌دانیم تأمین‌کننده ارز اصلی و معتبر در اقتصاد کشور، شرکت ملی نفت ایران است. از طریق صادرات همین محصولات خام حدود ۸۰ درصد کل درآمد ارزی کشور تأمین می‌گردد. یعنی یک تریلیون اقتصادی سالانه حاصل یک مزیت طبیعی که می‌تواند نقطه تهدید سیاسی هم تلقی شود و از منظر اقتصاد نوین و کارشناسان اقتصادی این مزیت طبیعی یک هزینه فرصت تلقی می‌شود. یک جدول دیگر در منابع سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت ایران در همین بازه زمانی نشان می‌دهد این شرکت از محل ذخایر مالی خود، تنها به سرمایه‌گذاری‌های محدود خود در حفظ و نگهداشت وضع موجود و توسعه احتمالی پروژه‌ها و دارایی‌ها نمی‌پردازد و از محل وام‌های مختلف خارجی و بعضاً داخلی، امورات

می‌کند و البته خوراک اولیه سه شرکت گاز، پخش و پالایش و پتروشیمی را هم می‌دهد و از محل درآمدهای حاصل از فروش محصولات خام بالادستی، خزانه مملکت را سیراب و با بودجه قانونی و محدود خود همواره با تراز مالی منفی، جور تأمین بودجه دولت را کشیده و در روزمرگی‌ها و چالش‌هایش دست و پا می‌زند.

قطعه‌ای از پازل شمایل اقتصادی یک کشور که سایر قطعات نسبت به آن منفعل و واکنش‌گر بوده و نظام حاکمیتی تاکنون نتوانسته است از این ساز و کار، یک مزیت اقتصادی قابل توجه و همه‌گرا در درون جامعه و بنگاه‌های تجاری اقتصادی در کشور ایجاد کند.

برای روشن شدن برخی از این چالش‌ها نظر همگان را به گوشه‌ای از اهداف رابطه مالی شرکت ملی نفت و دولت در قالب این روش بنگاهداری اقتصادی جلب می‌کنم (شکل-۱ به نقل از گزارش رسمی مرکز پژوهش‌های مجلس).

در این رابطه به‌خصوص برای ارتقا کارکرد این نوع بنگاهداری روی اصلاح و تفکیک وظایف حاکمیتی وزارت نفت و امور تصدی‌گری زنجیره‌ی ارزش بالادستی از اکتشاف تا تولید، ساختار موجود دچار تغییراتی می‌شود که در حال حاضر در تفکیک و تمرکز معاونت‌های وزارت نفت یا ایجاد معاونت‌های جدید در شرکت ملی نفت شاهد آن هستیم.

اینکه تأکید بر اداره واحدهای اقتصادی صنعت بالادستی نفت در قالب بنگاه‌های اقتصادی و شرکت‌های مادر تخصصی و توجه به خصوصی‌سازی چقدر در این بازنگری‌ها محقق شده و اصولاً روند اجرا و حصول اهداف "سند بهره‌وری" را تقویت کرده و دست‌آورد ملموسی از آن به‌دست آمده، خود جای تحلیل و نقد دارد، لیکن سخن اینجاست که آیا این ساختار و نحوه بنگاهداری با بازسازی‌های هرازگاهی، به کارایی مورد انتظار

مجلس شورای اسلامی تصویب شد که از آن، به‌عنوان یکی از اقدام‌های سازنده این دوره مجلس در حوزه اقتصاد و تولید یاد می‌شود.

تولید از میادین مشترک، اولویت اصلی وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران است به طوری که در دولت تدبیر و امید، برداشت از میدان گازی پارس جنوبی (مشترک با قطر) حدود ۳۰۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته و ایران هم‌اکنون در آستانه برابری برداشت گاز با قطر قرار گرفته است؛ همچنین ظرفیت تولید نفت در میدان‌های مشترک غرب کارون به‌طور چشمگیری افزایش یافته است به طوری که هم‌اکنون ظرفیت تولید در این میادین به روزانه بیش از ۳۰۰ هزار بشکه رسیده است.

افزایش برداشت از میدان‌های قدیمی، دیگر اولویت شرکت ملی نفت ایران است و انتظار می‌رود تدوین قراردادهای جدید نفتی و پیش‌بینی بهره‌مندی از دانش و فناوری‌های نوین مورد استفاده شرکت‌های بین‌المللی و انتقال آن به کشور در چارچوب این قراردادها، رویای افزایش ضریب بازیافت از میادین نفتی ایران را محقق کند. هم‌اکنون ضریب بازیافت مجموع ذخایر هیدروکربور مایع کشور ۲۸/۵ و ضریب بازیافت نفت خام در ایران به‌طور میانگین ۲۴/۵ درصد است؛ این ضریب در بعضی مخازن از پنج درصد تجاوز نمی‌کند.

در کشور، ۱۷۰ میدان نفتی و گازی شامل ۱۲۰ میدان نفتی و ۵۰ میدان گازی وجود دارد؛ همچنین تعداد مخازن نفت و گاز در کشور ۳۵۸ مخزن است که از این میان، ۱۶۳ مخزن توسعه یافته و ۱۹۵ مخزن توسعه نیافته‌اند.

این خلاصه پتانسیل و اطلاعات بخش بالادستی نفت است که در قالب بنگاهداری به روش شرکت ملی نفت NOC و مجموعه شرکت‌های زیرمجموعه آن سال‌هاست ساختار صنعت نفت را اداره

خود را می‌گذرانند (جدول-۲).

در این بازه زمانی، رشد منابع داخلی حدود ۱۲ درصد و رشد حاصل از وام‌های بیع متقابل ۲۵ درصد را نشان می‌دهد. مدیریت درآمدهای نفتی، چالش اصلی این نوع بنگاه‌داری است به طوری که از سال ۱۳۲۷ که اولین توجه کشور با تشکیل سازمان برنامه و تدوین برنامه عمرانی شکل گرفت تاکنون نتوانسته از شوک‌های نفتی و افزایش شدید هزینه‌های جاری دولت، سرمایه‌ها و درآمدهای نفتی را به سمت توسعه‌های زیربنایی پیش ببرد. مدیریت با تنظیم بودجه‌های سالانه هم که تا سال ۱۳۷۹ ادامه داشت با نوسانات قیمت نفت کارایی لازم را نشان نداد و صندوق ذخیره تعهدات ارزی تبدیل شد به بدهی‌های خارجی حاصل تغییر قیمت ارز و مابه‌التفاوت‌ها. حساب ذخیره ارزی در چارچوب قانون برنامه سوم توسعه (۱۳۷۹-۸۳) هم در حفظ و نگهداری این درآمدهای مازاد تا کنون موفق نبوده است.

پس چاره چیست؟ مدیریت درآمدهای منابع تجدیدناپذیر چگونه است؟ تجربیات موفق دنیا شاید پاسخی موقتی برای این چالش باشد. به خصوص تثبیت لازم در سیاست‌های دولت در اثر نوسانات مقطعی و درازمدت قیت نفت و البته سیاست‌هایی بین‌نسلی و خارج از زمان حکومت دولت‌ها، ضرورت تمرکز یک نهاد تثبیت‌کننده مستقل را مطرح کرده است. ملاحظات نظری بر سیاست‌گذاری‌های مالی در این مقوله به خالص ثروت عمومی توجه دارد به گونه‌ای که ارزش حال خالص ثروت عمومی با تولید از این منابع حداکثر شود.

این نهادها در واقع به شکل صندوق‌هایی هستند "تثبیت‌کننده"، "پس‌اندازکننده" و "مجازی" که به ترتیب کنترل نوسانات کاهشی و افزایشی قیمت‌ها، ثروت بین‌نسلی و عمومی و درنهایت، بودجه و کسری آن را کنترل می‌کنند.

در ادامه، کویت و نروژ را به‌عنوان نمونه‌های قابل‌توجه این نوع نهاد معرفی می‌کنیم:

کویت، واجد دو صندوق یک صندوق "عمومی" از نوع تثبیت‌کننده و یک صندوق "ذخیره نسل‌های آتی" از نوع ذخیره و پس‌انداز است که منبع صندوق اول از مازاد بودجه حاصل از افزایش درآمد نفتی بوده و صندوق دوم حاصل ۵۰ درصد صندوق عمومی و ۱۰ درصد کل درآمدهای دولت و درآمد ناشی از سرمایه‌گذاری‌های همین صندوق است که به آن بازمی‌گردد.

مدیریت و نظارت بر صندوق توسط واحد حقوقی مستقل به‌نام "مرجع سرمایه‌گذاری‌های کویت" صورت می‌پذیرد و شامل وزیر نفت، رئیس بانک

مرکزی، معاون وزیر دارایی و پنج نفر خبره غیردولتی است که محافظه کارانه و با ریسک کم و سود مطمئن از منابع صندوق در سرمایه‌گذاری‌های آتی استفاده می‌کنند.

در نروژ هم منابع "صندوق دولتی نفت" به صورت مجازی و در تلفیق با بودجه با نظر پارلمان واریز می‌گردد و شامل درآمدهای نفتی همچون مالیات بر سود شرکت‌های نفتی، مالیات ویژه، بهره مالکانه، خالص جریان نقدینگی، سود سهام استات‌اویل و هیدرو و مالیات بر دی‌اکسید کربن است. سیاست‌های مدیریت این صندوق هم تثبیت‌کننده و هم ذخیره نسل آتی است.

بنابراین نحوه مدیریت تأمین منابع و

۱ | گزارش عملکرد درآمدهای شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸

(ارقام به میلیارد ریال)

شرح	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴
درآمدها:					
فروش نقدی نفت خام صادراتی	۴۷۲۱۰۴	۵۸۴۰۸۱	۵۹۲۷۹۴	۴۱۴۲۶۱	۳۶۶۲۴۴
فروش نفت خام برای معاوضه با فرآورده	۴۹۲۱۰	۶۲۹۱۸	۳۳۸۲۰	۴۴۲۹۸	۲۱۷۲۰
فروش نفت خام برای بازپرداخت بیع متقابل نفتی	۷۰۳۵	۵۳۹۹	۵۴۸۲	۷۶۸۱	۵۴۸۸
یارانه بنزین وارداتی از محل نفت خام دریافت از دولت	-	-	-	۴۴۲۹۸	۲۰۵۵۰
فروش داخلی فرآورده اصلی ویژه	-	-	-	۲۹۱۸۱	۲۶۶۷۹
یارانه فرآورده دریافتی از دولت	-	-	-	۲۷۵۴۲۳	۲۰۴۰۷۸
فروش گاز طبیعی به شرکت گاز	۱۱۹	۷۴۴۵۳	۶۸۴۱۲	۳۵۹۲۷	۲۸۵۱
یارانه گاز طبیعی دریافتی از دولت	-	-	-	-	۲۸۸۲۳
فروش خوراک به صنایع پتروشیمی	۱۵۷۷۸	۱۵۶۲۸	۱۳۳۹۳	۱۸۲۷۹	۱۴۸۴۵
صادرات فرآورده برای واردات گازوئیل	-	۱۴۲۶	-	-	۴۴۴
صادرات نفتای مارون خامی	-	-	-	-	۵۴۴
صادرات فرآورده (نفت کوره - نفتا و نفت سفید)	-	-	-	۳۷۳۸۲	۳۵۷۳۱
یارانه بنزین وارداتی دریافتی از دولت از نفت کوره	-	-	-	-	۱۲۴۸۳
درآمد پارس جنوبی	۵۴۵۸۴	۴۷۱۴۲	۵۱۵۲۵	۴۲۴۰۳	۲۵۵۸۹
درآمد آماک (مایعات گازی)	-	۳۲۸	۱۳۵۴	۴۳۰	۲۸۴
درآمد سوآپ	۶۸	-	۳۱	۱۸۰	۱۳۵
فروش نفت خام به شرکت پالایش و پخش	۲۸۳۰۳۶	۴۱۶۱۲۱	۴۰۲۱۳۰	-	-
فروش فرآورده وارداتی به شرکت ملی پالایش و پخش	-	۶۴۶۷۳	۳۳۸۲۰	-	-
فروش فرآورده به شرکت ملی پالایش و پخش	-	-	۳۷۱۴۲	-	-
فروش فرآورده وارداتی منابع داخلی به شرکت پالایش و پخش	-	-	۱۷۰۱	-	-
فروش میعانات گازی مرکزی	۲۳۶۶۳	۲۲۹۲۰	۱۹۱۷۹	-	-
سایر درآمدهای متفرقه	۶۲۰۵	۲۲۸۶	۳۶۵۵	۱۳۲۹	۸۹۸
جمع	۱۰۱۱۸۰۲	۱۲۹۷۳۸۵	۱۲۵۴۳۸۸	۹۵۱۰۷۲	۷۶۷۳۹۶

ساده به خدماتی ریسک پذیری به سمت پیمانکاران بین‌المللی رفته‌ایم. امروزه آنالیزهای انواع قراردادهای در جهان نشان می‌دهد برای میادین مستقل و مشترک، قراردادهای مشارکت در تولید نسبت به بیع متقابل بالای ۶۰ درصد برتری دارند. صرف‌نظر از برخی تأمین مالی‌های امتیازی داده شده و البته محقق نشده زمان سلطان صاحبقران (امتیاز هولتس، رویتر و دارسی) و پس از او در صنعت نفت و کانسارهای معدنی، قراردادهای نوع مشارکتی (در تولید یا سود) با

صنایع بالادستی جهان تاکنون مطابق با شکل ۲- بوده است که انواع قراردادهای طراحی، ساخت و انتقال و ... نیز به صورت ضمنی در آن می‌گنجد. مثلاً قراردادهای بیع متقابل و یا IPC به ترتیب از نوع خدماتی ساده و ریسک‌پذیر هستند. در ایران از بدو شروع صنعت نفت انواع این قراردادهای و روش‌های تأمین مالی را داشته‌ایم که بعد از انقلاب رویکرد و محدودیت قانونی فقط رویکرد قراردادهای تأمین مالی بیع متقابل بوده است. امسال با اولین قرارداد جدید از حالت خدماتی

مصرف و نوع این صندوق‌ها بسیار حساس بوده و با تدبیر و کنترل می‌تواند منجر به برون‌رفت از تهدید درآمدهای نفتی به فرصت باشد؛ آن هم نه در بازه زمانی کوتاه دولت‌ها بلکه در بازه زمانی بین نسلی و پارامتر خالص ثروت عمومی. به صورت خیلی ساده با تحلیل بروندهای این سازوکار که بخش کوچکی از آن تشریح شد، می‌توان ریسک‌ها و جایگاه‌های متزلزل این ساختار و نحوه بنگاهداری را در چند محور طبقه‌بندی کرد:

الف: ریسک تأمین سرمایه‌گذاری‌های ضروری و توسعه

ب: چالش مدیریت هزینه و مدیریت درآمد (داخلی و خارجی) و تبدیل درآمدهای نفتی از تأمین بودجه عمومی به منابع و سرمایه‌های زاینده اقتصادی ج: ناکارایی ساختار بنگاهداری فعلی در برونداد اقتصاد بالادستی نفتی به مزیت اقتصادی در بازه زمانی کوتاه و بلند بین نسلی و دفاع از منافع ملی برای بهینه‌سازی و رفع چنین ناکارایی و دسترسی به اهداف توسعه به نظر سه رکن:

▪ مهندسی ساختار بنگاهداری

▪ قوانین، مقررات و ضابطه‌مندی‌ها

▪ ساز و کار مدیریت هزینه و درآمد

می‌باید کالبد شکافی، بازنگری و کنترل شوند. شاخص‌ها در این کالبد شکافی و منطق کنترلی و بازنگری، وضعیت‌های بهینه و مشابه امروز دنیا است.

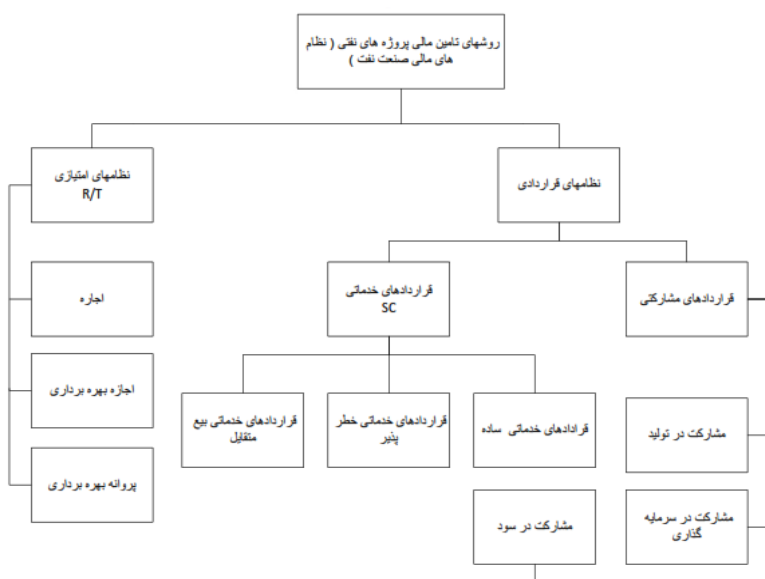
تأمین مالی، به کارگیری اصول و مفاهیم اقتصادی در تصمیم‌گیری‌های بنگاه‌ها و حل مسائل آنهاست. این امر به ارزیابی دقیق و جزء به جزء از ریسک‌های ساخت، بهره‌برداری و درآمد پروژه و نحوه توزیع آنها بین سرمایه‌گذاران و وام‌دهندگان و شرکای دیگر از طریق قراردادهای فی مابین یا سایر ترتیبات بین طرف‌های ذینفع بستگی دارد.

شکل کلی قراردادهای تأمین مالی در

۲ | گزارش عملکرد کل سرمایه‌گذاری‌های شرکت ملی نفت ایران در سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸

شرح	سال	واحد	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	جمع
سرمایه‌گذاری از محل ذخایر و اندوخته‌ها	ریال	۳۰۸۱۸	۴۲۱۳۵	۴۹۶۳۵	۴۸۹۲۹	۵۶۶۰۶	۱۲۰۱۳۴	
سرمایه‌گذاری از محل و لم خارجی-فائینانس	ریال	-	-	-	۱۷۴	-	۱۷۴	
سرمایه‌گذاری از محل درآمد عمومی	ریال	۲۷	۴۲	۱۳	-	-	۸۲	
سرمایه‌گذاری از محل وام- بیع متقابل	ریال	۲۱۷۱۸	۲۴۶۸۵	۹۸۱۸	-	-	۲۳۳۱۰۳	
سرمایه‌گذاری از محل ۳ درصد ارزش نفت خام تولیدی	ریال	-	-	-	۲۶۹۲۳	۲۳۰۶۸	-	
سرمایه‌گذاری از محل وام داخلی	ریال	-	-	-	-	-	۵۰۰۰۹	
جمع		۵۷۵۹۳	۶۶۸۶۲	۵۹۴۹۶	۹۲۱۷۵	۱۳۲۴۱۸	۴۰۸۵۴۴	

مأخذ: شرکت ملی نفت ایران. گزارش عملکرد سال ۱۳۸۸ به مجمع عمومی صاحبان سهام.



۲ | شکل کلی قراردادهای تأمین مالی در صنایع بالادستی نفت

شرکت‌های امریکایی و اروپایی و گاهی ژاپنی به‌خصوص روی میادین دریایی در کشف و تولید و توسعه در بخش بالادستی کشور، قبل و بعد از کنسرسيوم و شروع صنایع سیستماتیک بالادستی به‌ویژه در دوران پهلوی دوم اساس تأمین مالی پروژه‌ها را رقم می‌زده است.

قراردادهای خدماتی و روش تأمین مالی به این سبک از سال ۱۳۵۳ به بعد طراحی گردید و شرکت‌های عامل بین‌المللی را به پیمانکار تبدیل کرد؛ مثل اشلند آمریکا، آجیپ ایتالیا، CFP فرانسه، آلترامار انگلیس و دمینکس آلمان برای نواحی شیراز و آبادان که پس از انعقاد آنها با شروع انقلاب اسلامی اساساً عملی و اجرا نشد.

بعد از انقلاب هم تیپ قراردادهای خدماتی ساده به اصطلاح بای‌بک جهت تأمین مالی پروژه‌های بالادستی به‌خصوص در دریا و بعضاً در خشکی مثل دارخوین، آذر و میدان مشترک یاران به‌صورت فازی و یا کلی استفاده شد و اخیراً اولین روش تأمین مالی به‌صورت IPC یعنی خدماتی با ریسک‌پذیری به سمت پیمانکار اتفاق افتاده است. بنابراین، بنگاهداری با روش تأمین مالی خارجی و سپس بسته به نوع قرارداد، حضور بلندمدت یا کوتاه‌مدت تأمین‌کننده خارجی، اساس مدیریت بخش بالادستی کشور تاکنون بوده است و مدیریت نگهداشت توسط شرکت‌های دولتی زیرمجموعه بخش صنعت نفت بعد از آن صورت می‌گرفته و می‌گیرد. حضور پتروپارس به‌عنوان یک شرکت خصوصی E&P ایرانی در قراردادهای تأمین مالی از این دست در کنسرسيوم توتال و سی‌ان‌پی‌سی برای اولین بار در نحوه نوین بنگاهداری اقتصادی رخ می‌دهد و نشانه تغییر دیدگاه‌های سنتی با پیشینه‌ای است که عرض شد.

چالش‌های این بخش از بنگاهداری صنایع بالادستی، یعنی تأمین مالی پروژه‌ها با روش قراردادی و سایر روش‌ها با

بنگاه‌داری به روش NOC را می‌توان در موارد عمده ذیل خلاصه کرد:

- به جهت ماهیت NOC بودن بنگاهداری بالادستی، تأمین مالی تحت تأثیر روابط سیاسی و خارجی با کشورهایی که IOCها تابعه آنها هستند قرار می‌گیرد. - دولت‌های حاکم و رفتار و سلیقه سیاسی آنها در دسته‌بندی و میزان تأمین مالی پروژه‌ها توسط شرکای خارجی نقش اساسی را ایفا می‌کنند.

- ماهیت چانه‌زنی‌ها و تصمیم‌گیری‌ها تحت نظارت و کنترل حاکمیت‌های دولتی است تا سهامداران ذینفع و بنگاهداری تجاری-اقتصادی پاسخگو.

- شکل و نوع قراردادها از آزادی لازم با دیدگاه‌های تجاری - بازرگانی خصوصی

و بین‌المللی برخوردار نیست و بیشتر در قید و بند محدودیت‌های کلی نگر و کیفی قرار می‌گیرد تا ارزش‌های کمی و قابل سنجش.

- در این روش تأمین مالی، درآمد حاصل از سرمایه‌گذاری‌ها در گردش نقدینگی سهم دولت‌ها یا NOC دوباره برای تأمین مالی پروژه‌های بعدی برمی‌گردد (یا بخش بسیار کمی برمی‌گردد) و عملاً برای بودجه‌های عمومی دولت‌ها و سایر نهادهای حاکمیتی مورد استفاده قرار

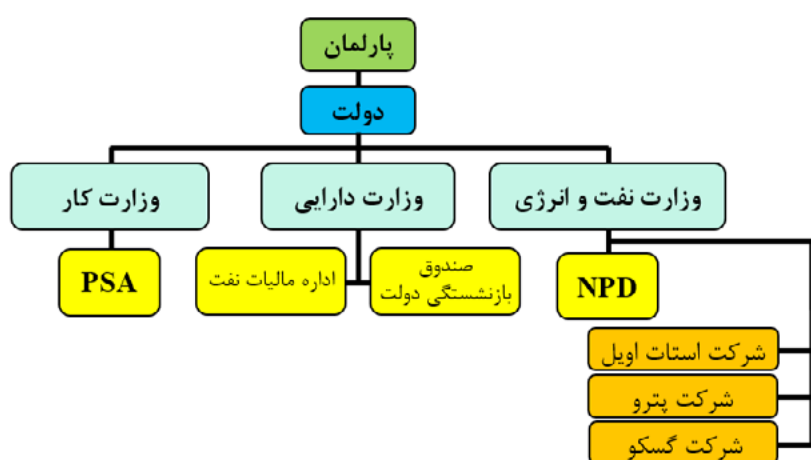
گرفته، از خالص ثروت ملی (بین نسلی) می‌کاهد.

■ بخش‌های دولتی برای تأمین مالی به‌صورت ستادی وارد مذاکرات و تعاملات می‌شوند که فساد مالی و رانت و دغدغه‌های خاص نظارتی خودش را داراست و از مزیت اقتصادی با روش بنگاهداری خصوصی و بین‌المللی برخوردار نمی‌گردد.

■ چابکی و مدیریت سیستماتیک و شفافیت در نگرش دولتی با بنگاهداری خصوصی تفاوت‌های اساسی دارد.

■ سهم تأمین مالی با روش‌های غیرقراردادی نیز همواره ناچیز و غیرموثر بوده است.

اما مقوله حساس مدیریت هزینه و درآمد: در مورد مدیریت درآمد کمی بحث شد. متأسفانه در مدیریت هزینه چه در بخش پروژه‌های اصل قراردادهای تأمین مالی خارجی و چه موارد داخلی حاصل از مناقصات و پیمان‌ها در بنگاهداری به روش NOC دچار کاستی‌های مهم هستیم. هزینه کرد (Cost Oil) که در واقع همان سرمایه‌گذاری شرکت‌های IOC است، در قراردادهای خدماتی چه در زمان مناقصه (قبل از قرارداد) چه در حین اجرا





تأثیرات اقتصادی و اجتماعی حاصل از فعالیت های نفتی، انجام شود. بعد از آن، مناطق فراساحلی فلات قاره نروژ به بلوک‌هایی با ۱۵ دقیقه عرض جغرافیایی و ۲۰ دقیقه طول جغرافیایی تقسیم می‌شوند (چیزی حدود ۲۵۰ تا ۵۰۰ کیلومتر مربع بسته به طول و عرض جغرافیایی بلوک).

امتیازهایی که برای انجام فعالیت‌های مربوط به صنعت نفت در کشور نروژ واگذار می‌شوند، بر اساس قانون به دو بخش امتیاز اکتشاف و امتیاز تولید تقسیم می‌شود. برای واگذاری این امتیازها ابتدا وزارت نفت بلوک‌های موردنظر را از طریق اعلان عمومی اطلاع‌رسانی می‌کند. سپس، شرکت‌های مختلف به صورت فردی یا گروهی درخواست خود را برای دریافت امتیاز بلوک‌های موردنظرشان به وزارت نفت و انرژی ارسال می‌کنند و امتیاز تولید بر اساس معیارهایی که شامل بررسی توان فنی و مالی شرکت‌ها و محتوای درخواست ارائه شده می‌باشد، اعطا می‌گردند.

امتیاز اکتشاف

امتیاز اکتشاف حق غیر انحصاری انجام فعالیت‌های اکتشافی از جمله فعالیت‌های زمین شناسی، پتروفیزیکی، ژئوفیزیکی، ژئوشیمیایی، ژئوتکنیکی و همچنین حفاری‌هایی با عمق کم (بر اساس عمقی که توسط سازمان مدیریت نفت نروژ مشخص شده است) را برای مدت زمان حداکثر ۳ سال صادر می‌کند. این امتیاز توسط سازمان مدیریت نفت نروژ بعد از درخواست شرکت‌ها اعطا می‌گردد و پادشاه می‌تواند مقرراتی در رابطه با محتوای چنین امتیازهایی و هزینه‌هایی که باید پرداخت شود، صادر کند.

امتیاز تولید

امتیاز تولید توسط پادشاه در جلسه‌ی هیئت دولت اعطا می‌گردد؛ این امتیاز

آن را در نروژ مطرح می‌کنیم: کشور نروژ در خصوص اعمال حاکمیت بر منابع نفتی، یکی از کشورهای برجسته و الگوی بسیاری از کشورهای نفتی در این زمینه است. یکی از ویژگی‌های بارز در این کشور، وجود قوانین شفاف و مفصل با ذکر جزئیات است؛ به گونه‌ای که قانون نفت این کشور ۱۲ فصل دارد و بعضی فصول آن شامل ۱۸ زیربخش است. در مقایسه با قانون نفت ایران، این موضوع را می‌توان یکی از اختلافات فاحش دانست و اینکه مجلس ما و قانون‌گذار چقدر از مسئولیت و جایگاه خود غافل است. قانون نفت کشور نروژ به قدری وارد جزئیات می‌شود که به کل چارچوب قراردادهای نفتی این کشور را تبیین می‌کند؛ حتی در برخی مواد به نظر می‌رسد که قانون مستقیماً در حال تعیین مفاد قرارداد است. در کشور ما هر وقت بیک قرارداد و متن آن و آن هم نه از سوی قانون‌گذار، به ناچار از جانب مجریه به دلیل موانع و بن‌بست‌های توسعه مطرح شد، جار و جنجال و سطحی‌نگری و سیاسی‌کاری دامان شرکت ملی نفت ایران را گرفت.

سیستم واگذاری امتیاز در نروژ

بر اساس ماده یک از فصل اول قانون نفت کشور نروژ، حق مالکیت بر منابع نفت و گاز و حق انحصاری مدیریت این منابع متعلق به حکومت نروژ می‌باشد. قبل از واگذاری مناطق برای انجام فعالیت‌های نفتی، پارلمان نروژ باید اجازه‌ی این گونه فعالیت‌ها را بدهد و به اصطلاح دستور گشایش آن منطقه را جهت انجام فعالیت نفتی صادر کند؛ که البته این دستور بعد از ارزیابی‌های دقیقی است که توسط وزارت نفت در مورد تأثیر گشایش این مناطق انجام می‌گیرد. در این ارزیابی باید تخمینی از تأثیر فعالیت‌های نفتی روی تجارت، صنعت، محیط زیست و ریسک‌های آلودگی احتمالی و همچنین

به صورت سالیانه و دوره‌ای یعنی بعد از قرارداد، از ساز و کار متقن و ارزیابی شده دقیق و البته داینامیکی متناسب با برنامه توسعه و تولید برخوردار نیست و اینجا درست جایی است که ستانده دولت‌ها (Government Take) شکل می‌گیرد و آنالیزهای قراردادی خدماتی بای‌بک هم نشان می‌دهد تا به حال ارزیابی مدیریت هزینه پیمانکاران توسط JMCها یا حوزه حسابرسی قراردادی دارای فرآیند سیستماتیک بوده و شاخص بهره مالکانه موثر (Effective Royalty) پروژه‌های بالادستی ما از حد متوسط جهانی پایین تر است.

البته در مورد مناقصات داخلی و لیست AVL تأمین‌کنندگان کالا و مواد و همین‌طور شرکت‌های پیمانکار خارجی و داخلی که خدمات داخلی می‌دهند، چه مهندسی و چه پشتیبانی، چون مرجع تعیین قیمت و آنالیز بهای مشخص و پویا و اساسی در بنگاه‌داری NOC توسط وزارت نفت بخشنامه و کنترل نگردیده، حدود تعیین قیمت‌ها و گستره مثبت و منفی آنها چه در بخش تأمین کالا و چه خدمات تخصصی مهندسی چنان است که قیمت و هزینه تمام شده پروژه‌ها در این بخش بسیار غیرواقعی و در واقع به ضرر شرکت ملی نفت تمام می‌شود و این بخش به هیچ وجه از سامان و فرآیند بهینه‌ای برخوردار نیست. البته قوانین حمایت از شرکت‌های داخلی و نیز نابسامانی ثبت شرکت‌های خارجی در کشور و روشن شدن اینکه از نظر قانونی شرکت‌های خارجی ثبت شده در کشور تحت نظارت کدام دستگاه باید کار کنند و پاسخگو و مدیریت شوند خود به داستان مدیریت هزینه با روش بنگاه‌داری NOC و نابسامانی آن دامن می‌زند.

برای داشتن یک نقطه کمکی در پاسخ به این چالش‌ها و مزایای روش بنگاه‌داری نوین، مدل مهندسی ساختار و روند تکامل

می‌تواند یک یا چند بلوک و یا بخشی از یک بلوک را پوشش دهد و شامل حق انحصاری اکتشاف، حفاری اکتشافی و تولید هیدروکربن در مناطق تحت پوشش امتیاز می‌باشد. البته شرکت دارای امتیاز، صاحب نفت تولید شده خواهد بود. بر اساس درخواست‌های دریافت شده، وزارت نفت و انرژی گروهی از شرکت‌ها را برای هر امتیاز با همدیگر تلفیق می‌کند یا می‌تواند تعدیلاتی در گروهی که مشترکاً درخواست داده‌اند، ایجاد کند. در زمانی که امتیاز تولید واگذار می‌گردد باید یک اپراتور که وظیفه انجام کارهای عملیاتی را بر عهده دارد، توسط وزارت تعیین شود و نکته‌ی قابل توجه اینجاست که وزارت می‌تواند این اپراتور را خارج از کنسرسیوم شرکت‌های صاحب امتیاز تعیین کند. امتیاز تولید از دو بازه زمانی تشکیل شده است:

بازه ابتدایی حداکثر ۱۰ سال به طول می‌انجامد و صرفاً شامل فعالیت‌های اکتشافی و حفاری اکتشافی می‌باشد. در ابتدای اعطای امتیاز تولید، وزارت نفت حداقل تعهدات کاری که باید در آن بلوک انجام شود را به صاحب امتیاز ابلاغ می‌کند که شامل فعالیت‌های اکتشافی و حفاری اکتشافی می‌باشد. بازه دوم امتیاز تولید، حداکثر ۳۰ سال به طول می‌انجامد که در موارد خاص تا ۵۰ سال نیز قابل افزایش است.

بر اساس قانون این دوبازه کاملاً از هم تفکیک شده‌اند و شرط لازم ورود به بازه‌ی دوم امتیاز تولید، انجام تعهدات کاری به نحو مطلوب در بازه‌ی اول می‌باشد. در واقع، پس از پایان بازه‌ی اول امتیاز تولید و بعد از اینکه با انجام فعالیت‌های اکتشافی، بلوک به‌طور کامل شناسایی شد، شرکت صاحب امتیاز می‌تواند درخواست تمدید امتیاز تولید برای ورود به بازه دوم یا همان توسعه و بهره‌برداری را با مشخص کردن نواحی

درخواستی به سازمان مدیریت نفت نروژ ارائه دهد و البته در نهایت، این، پادشاه است که مشخص می‌کند چه نواحی‌ای باید به شرکت درخواست کننده‌ی امتیاز برای بازه‌ی دوم که مختص تولید نفت است، اعطا شود.

همان‌طور که مشاهده می‌شود بر اساس قانون نفت نروژ، دوره اکتشاف از تولید جداست و این اختیار برای حاکمیت نروژ محفوظ است که توسعه و بهره‌برداری را نیز پس از اکتشاف موفق به صاحب امتیاز واگذار کند یا خیر. بنابراین در کشوری که منابع نفتی در آب‌های عمیق قرار داشته و ریسک اکتشاف و هزینه عملیات نفتی بالاست، دوره اکتشاف و تولید از هم جدا در نظر گرفته شده است.

کشور نروژ با صادرات روزانه ۱/۷ میلیون بشکه نفت و سالانه ۱۱۶ میلیارد متر مکعب گاز یکی از بزرگترین صادرکنندگان نفت و گاز در جهان به‌شمار می‌آید. بر اساس قانون نفت نروژ، دولت مالک منابع نفت و گاز است و هیچ شرکتی بدون دریافت مجوز از دولت اجازه انجام فعالیت در حوزه صنعت نفت و گاز را ندارد. مجوزها به دو دسته کلی مجوز اکتشاف و مجوز تولید تقسیم می‌شود. صدور این مجوزها از یک فرآیند مشخص قانونی تبعیت می‌کند که در تمامی مراحل آن، تصمیم‌گیری نهایی توسط دولت انجام می‌شود.

دولت نروژ متولی توسعه میدین نفت و گاز در چارچوب قانون نفت می‌باشد. فعالیت‌های دولت به سه بخش اصلی تقسیم می‌شود: بخش اول، سیاستگذاری و تعیین خط‌مشی‌ها در چارچوب قانون است که در قالب تدوین آیین‌نامه‌های مرتبط با قانون نفت محقق می‌شود. آیین‌نامه‌های مذکور در تعامل بین برخی از وزارتخانه‌های دولت و با محوریت وزارت نفت و انرژی نروژ تدوین می‌شود. بخش دوم فعالیت‌های دولت، مربوط به اجرایی‌سازی قوانین و آیین‌نامه‌ها

و نظارت بر حسن اجرای آنهاست. این نقش که انجام آن نیازمند یک نهاد تخصصی و فنی است بر عهده اداره نفت نروژ (NPD) می‌باشد که در بخش بعدی گزارش به آن پرداخته می‌شود. بخش سوم مربوط به فعالیت‌های تصدی‌گری دولت است که از طریق شرکت‌های استات‌اویل، پترو و گسکو انجام می‌شود. استات‌اویل با ۶۷ درصد سهام دولتی، در توسعه میدین نفت گاز به‌عنوان سرمایه‌گذار و اپراتور مشارکت می‌کند. پترو به‌عنوان یک شرکت کاملاً دولتی صرفاً در جایگاه سرمایه‌گذار در توسعه میدین حضور دارد و در واقع، بازوی دولت برای سرمایه‌گذاری مستقیم در صنعت نفت و گاز است. شرکت گسکو نیز شرکتی کاملاً دولتی است و اپراتوری خطوط لوله انتقال نفت و گاز را بر عهده دارد. در شکل ۳- ساختار نهادی بخش نفت و گاز نروژ نمایش داده شده است. [۱]

اداره نفت نروژ (NPD)

در سال ۱۹۷۲ میلادی با تصویب مجلس، اداره نفت نروژ (NPD) به‌عنوان یکی از زیرمجموعه‌های وزارت نفت و انرژی تأسیس شد. NPD در واقع بازوی فنی و تخصصی وزارت نفت در فرآیند توسعه میدین نفت و گاز، نقشی بسیار کلیدی ایفا می‌کند. اولویت‌بندی توسعه میدین با توجه به نظر تخصصی این اداره انجام می‌شود. به‌علاوه، اداره مذکور در تمامی مراحل صدور مجوز تولید حضور فعال دارد.

اداره نفت نروژ متشکل از ۸۰ تیم تخصصی است که حدود ۲۳۰ نفر در این تیم‌ها فعالیت می‌کنند. سه سطح مدیریتی در این اداره وجود دارد؛ یک مدیر کل و ۴ مدیر در سطح پایین‌تر که گروه مدیریت استراتژیک سازمان را تشکیل می‌دهند و ۱۲ نفر به‌عنوان دستیار مدیر که بخش operative management سازمان را تشکیل

اداره بسیار با ثبات و مستقل از تغییرات دولت‌ها باشد. [۵] به نظر نگارنده، منابع طبیعی تجدیدناپذیر در کشور ما طبق قوانین جمهوری اسلامی جز انفال محسوب می‌گردد و متعلق به مردم و نسل‌های آتی بوده و متولی مدیریت انفال و صیانت از آن شرعاً با ولی فقیه می‌باشند که می‌توانند در مقوله ثبات مدیریتی در این موضوع مهم، همچون مدل ساختاری نیروژ دخالت داشته باشند.

طی ۴۵ سال اخیر، دولت نیروژ در اختیار ۵ حزب سیاسی مختلف بوده است. در این دوره کابینه نیروژ ۱۳ مرتبه و در نتیجه آن وزیر نفت و انرژی ۲۰ مرتبه تغییر کرده است. اما تغییرات احزاب، کابینه و وزرا اندک تأثیری بر ثبات مدیریت اداره نفت نیروژ نداشته و این اداره در طول این ۴۵ سال تنها ۳ رییس متفاوت داشته است. فردریک هاگمن اولین رییس NPD از سال ۱۹۷۲ تا ۱۹۹۶ برای مدت ۲۴ سال ریاست آن را بر عهده داشت و بعد از او گانر برگ از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۰۷ به مدت ۱۱ سال سکای هدایت NPD را در دست داشت و در نهایت، بنت نایلد از سال ۲۰۰۷ تا کنون عهده‌دار این مسئولیت می‌باشد. [۶]

بر اساس توضیحات ارائه شده، ثبات مدیریت کم نظیر، یکی از مهمترین عوامل پیشرفت و موفقیت اداره نفت نیروژ است. این ثبات مدیریتی ناشی از رویکرد مدیران ارشد نیروژ و فرآیند انتخاب رییس این اداره است که می‌تواند به‌عنوان الگویی مناسب در سایر کشورهای نفتی نیز به کار گرفته شود.

به بیان دیگر، بررسی صلاحیت، انتخاب و معرفی شرکت‌ها و همچنین اصلاحات پیشنهادی اولیه از لحاظ فنی و اقتصادی و تدوین پیشنهاد نهایی برای هر یک از بلوک‌ها، بر اساس نظرات فنی و اقتصادی NPD انجام می‌شود.

در فرآیند توسعه میدان نیز تمامی نظرات‌های فنی و اقتصادی بر فعالیت شرکت‌های نفتی فعال در مناطق نفتی نیروژ توسط NPD و از طریق گزارش‌گیری‌های مستمر روزانه، ماهانه و سالانه انجام می‌شود. استمرار فعالیت‌های شرکت‌ها، تدوین برنامه توسعه میدان و ایجاد هرگونه تغییر در آن، مبتنی بر نظرات تخصصی NPD انجام می‌شود. علاوه بر این، مدیریت اطلاعات و داده‌های صنعت نفت نیروژ نیز بر عهده NPD است. [۴]

فرآیند انتخاب رییس NPD و ثبات مدیریت بی نظیر

با توجه به توضیحات ارائه شده به خوبی مشاهده می‌شود که NPD بازوی کارشناسی دولت نیروژ برای توسعه میدانی نفت و گاز است. به بیان دیگر، در تمامی مراحل توسعه میدان در صورتی که نیاز به بررسی و اظهار نظر فنی و اقتصادی باشد، NPD مسئولیت انجام آن را به عهده دارد. اگرچه در ساختار نهادی حکومت نیروژ، NPD به‌عنوان یکی از زیر مجموعه‌های وزارت نفت و انرژی نیروژ می‌باشد اما ریاست آن توسط پادشاه در جلسه‌ی هیأت دولت و برای مدت ۶ سال انتخاب می‌شود. این فرآیند انتخاب رییس سبب شده است که تغییرات مدیریتی این

می‌دهند. بر اساس عملکرد، این اداره به چهار حوزه مختلف تقسیم می‌شود که عبارتند از: «اکتشاف»، «توسعه و عملیات»، «تجزیه و تحلیل و چارچوب» و «مدیریت داده‌ها و سازمان». [۲]

بر اساس قوانین نفتی نیروژ، قبل از انجام هرگونه فعالیت نفتی در یک منطقه جدید، ابتدا باید مجوز عمومی برای انجام فعالیت‌های نفتی در منطقه مذکور توسط مجلس صادر گردد. انتخاب و معرفی این مناطق به مجلس توسط وزارت نفت و انرژی و بر اساس بررسی‌های فنی و اقتصادی اداره نفت نیروژ انجام می‌شود. [۳]

مناطق نفتی قبل از واگذاری به شرکت‌ها به بلوک‌هایی با ابعاد مشخص تقسیم می‌شود. در گام بعدی، بر اساس نظرات فنی و اقتصادی NPD، بلوک‌های اولویت‌دار مشخص و برای واگذاری به شرکت‌ها به صورت عمومی اطلاع‌رسانی می‌شود. شرکت‌ها موظف هستند که پیشنهادات فنی و اقتصادی خود را برای NPD ارسال کنند و این اداره بر اساس بررسی فنی و اقتصادی که انجام داده است با شرکت‌های مذکور وارد مذاکره می‌شود. در این مذاکرات ابعاد فنی و اقتصادی توسعه میدان از قبیل سهم هر یک از سهامداران، حجم منابع مالی، حداقل تعهدات کاری و مدت زمان مورد نیاز مورد بحث و گفت‌وگو قرار می‌گیرد. در نهایت، NPD بر اساس تشخیص کارشناسی خود، بهترین پیشنهادها را انتخاب و اصلاح می‌کند و در گام بعدی جهت صدور مجوز تولید به وزارت نفت و انرژی معرفی می‌نماید.

evaluation, an assessment shall be made of the impact of the petroleum activities on trade, industry and the environment, and of possible risks of pollution, as well as the economic and social effects that may be a result of the petroleum activities.

3-Petroleum Regulation, Sec 6d: Pursuant to the Act Section 3-1 the proposal to open a new area for petroleum activities shall be submitted to the Storting[Parliament].

4- Petroleum Act, Sec 3.2 :Offshore areas inside the outer boundary of the continental shelf are divided into blocks of 15 latitude minutes and 20 longitude minutes in size.

5- Petroleum Act, Sec 2 and 3

6-Petroleum Regulation, Sec 10: In the interest of furthering the best possible resource management, production licenses are granted on the basis of the following criteria:

- a) the technical competence and financial capacity of the applicant,
- b) the applicant's plan for exploration and production in the area for which a production licence is sought.

7-NPD(Norwegian Petroleum Directorate)

8- Petroleum Act, Sec 2

9- Petroleum Act, Sec 2.1:The King may issue regulations relating to the contents of an application for exploration licence, the scope of such licence, the further conditions of the licence and the fee to be paid.

10- Petroleum Act, Sec 3.1: The King in Council may, on conditions to be further stipulated, grant production licence. A

production licence may cover one or several blocks or parts of blocks

11- Petroleum Act, Sec 3.1: A production licence entails an exclusive right to exploration, exploration drilling and production of petroleum deposits in areas covered by the licence. The licensee becomes the owner of the petroleum which is produced.

12- Petroleum Act, Sec 3.7:

13- Petroleum Act, Sec 3.9:The production licence shall be granted for up to 10 years. If the production licence is granted for a shorter period of time, the Ministry may subsequently extend the licence period within the 10 years limit.

14- Petroleum Act, Sec 3.8: The King may impose on the licensee a specific work obligation for the area covered by the production licence.

15- Petroleum Regulation, Sec 13:The work obligation mentioned in the Act section 3-8 may consist of exploration and exploration drilling of a certain number of wells down to specified depths or geological formations.

16- Petroleum Act, Sec 3.9:A licensee who has fulfilled the work commitment according to Section 3-8 and the conditions otherwise applicable to the individual production licence, may demand that the licence shall be extended after the expiry of the period stipulated pursuant to the first paragraph. The extension period shall be stipulated in the individual production licence, and shall as a general rule be up to 30 years, but may in specific cases be up to

50 years.

17- Petroleum Regulation, Sec 14:Application for extension of a production licence pursuant to the Act section 3-9 first paragraph, shall be submitted to the Norwegian Petroleum Directorate within four months prior to the expiry of the production licence, unless otherwise decided by the Norwegian Petroleum Directorate. Demand for extension pursuant to the Act section 3-9 second paragraph, shall be submitted to the Norwegian Petroleum Directorate within two months prior to the expiry of the production licence, unless otherwise decided by the Norwegian Petroleum Directorate. The licensee shall specify the area for which the extension is sought.

18- Petroleum Act, Sec 3.9:When granting a licence, the King shall stipulate what part of the area covered by the production licence the licensee may demand an extension for pursuant to the second paragraph. The Ministry may on application consent to the licensee keeping more than the area stipulated when the licence is granted according to this provision.

19- Statoil

20- Petoro

21- Gassco

۲۲- پادشاه هر جمعه با هیئت دولت جلسه ای دارد که به King in Council معروف می باشد و در آن تصمیمات مهمی گرفته می شود.

23- Fredrik Hagemann

24- Gunnar Berge

25- BenteNyland

[1]:Ramírez-Cendrero, Juan M., and Eszter Wirth. "Is the Norwegian model exportable to combat Dutch disease?." Resources Policy 48 (2016): 85-96.

[2]: <http://www.npd.no/en/About-us/Organisation/>

[3]: Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities

[4]: Regulations Relating to Resource Management in the Petro-

leum Activities 18 June 2001 by The Norwegian Petroleum Directorate (NPD)

[5]: StortingPrp. No. 113.(1971-1972)Establishment Of The State Oil Directorate And A State Oil Company M.M.

[6]: https://en.wikipedia.org/wiki/Minister_of_Petroleum_and_Energy