

اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران

حمیدرضا نیکبخت*

سید حسن موسوی**

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۴/۱۱/۱۲

تاریخ دریافت: ۱۳۹۴/۹/۱

چکیده

پس از گذشت بیش از بیست سال از امضای اولین قراردادها در بخش بالادستی نفت و گاز (قراردادهای نفتی) به طریق بیع متقابل و با آشکار شدن ضرورت‌های مربوط به بازنگری در الگوی قراردادی مورد استفاده در این بخش، تغییراتی در رویکردها و سیاست‌گذاری‌های کلان کشور در حوزه نفت و گاز ایجاد شد و در نهایت وزارت نفت به موجب مجوزهای قانونی، کمیته بازنگری قراردادهای نفتی ایران را تشکیل و نسبت به تجدید نظر در اصول این قراردادها و ارائه الگوی جدید اقدام نمود. شرایط یا اصول عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران به تصویب هیئت وزیران رسید و در تاریخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱ به وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران ابلاغ شد. از جمله اهداف الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، افزایش بهینه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز طبیعی به ویژه در میدان مشترک، اجرای طرح‌های اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید و بهره‌برداری به صورت یکپارچه و برای طول عمر میدان، تشویق و حمایت از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میدان‌های هیدروکربوری کشور با درجات مختلف خطرپذیری، فراهم نمودن زمینه انتقال دانش و فناوری روز در صنعت نفت ذکر شده است. در صورت تحقق این اهداف، می‌توان امیدوار بود، قراردادهای آتی

* استاد دانشکده حقوق دانشگاه شهید بهشتی

hr-nikbakht@sbu.ac.ir

** دانشجوی دکتری حقوق خصوصی دانشگاه شهید بهشتی.

sh_mousavi@sbu.ac.ir

که بر مبنای این الگوی جدید طراحی خواهند شد، بستر مناسب تری را جهت تعامل میان کنشگران اصلی صنعت بین‌المللی نفت در ایران فراهم نمایند. مقاله حاضر اصول حاکم بر این الگوی قراردادی و عناوین ساختاری آن را بررسی و تحلیل می‌نماید.

کلیدواژگان

نفت و گاز، قراردادهای نفتی ایران، الگوی جدید قراردادی، بخش بالادستی.



مقدمه

یک قرارداد متعارف نفتی، قراردادی است که بین دولت یک کشور (و یا شرکت ملی نفت آن کشور)، از موضع حاکمیت با یک شرکت نفتی (بین‌المللی) با هدف اکتشاف میادین نفتی و به دنبال آن توسعه و بهره‌برداری از میدان‌های کشف شده و عرضه محصول تولیدی به بازار منعقد می‌گردد. قراردادهای نفتی کلاً بر حسب نحوه تنظیم رابطه حقوقی بین دولت میزبان با سرمایه‌گذار یا پیمانکار خارجی در ارتباط با مواردی همچون: اکتشاف نفت، مالکیت بر مخزن نفتی، نحوه توسعه میدان‌ها و سرمایه‌گذاری و تأمین مالی، رابطه سرمایه‌گذار با تأسیسات نفتی احداثی، رابطه سرمایه‌گذار با نفت تولیدی، نحوه بازاریابی، فروش و صادرات نفت تولیدی، نحوه پرداخت‌ها و دریافت‌های متقابل بین دولت میزبان و سرمایه‌گذار، به انواع مختلفی تقسیم می‌شوند. با توجه به این موارد که هر کدام به تنهایی یا مجتمعا می‌توانند موضوع قرارداد قرار گیرند سازوکارهای قراردادی در صنعت نفت به سه الگوی عمده امتیازی، مشارکت و خدمت، تقسیم می‌شوند. ایران، به‌عنوان یکی از غنی‌ترین کشورهای دارنده ذخایر عظیم هیدروکربنی، از سال ۱۳۵۳ و با تصویب قانون نفت، صرفاً در قالب قراردادهای خدمت توأم با ریسک با شرکت‌های نفتی وارد تعاملات قراردادی گردید. نمونه خاص قراردادهای خدمت ایران در سال‌های بعد از انقلاب اسلامی، به قراردادهای بیع متقابل معروف شدند. اکنون با تحول سه نسل از این قراردادها، نمونه جدیدی از قراردادهای نفتی ایران در حال ظهور است.

تغییرات شگرفی که در حوزه‌های مختلف صنعت نفت ایجاد شده و نیز تغییراتی که در رویکردها و سیاست‌گذاری‌های کلان کشور در حوزه نفت و گاز واقع گردیده است، در نهایت در جزء (۳) بند (ت) ماده (۳) قانون حدود وظایف و اختیارات وزارت نفت، مصوب ۱۳۹۱، خود را ابراز می‌نماید، به طوری که به صراحت مجوز «طراحی الگوهای جدید قراردادی» را به مجموعه وزارت نفت می‌دهد. در ماده (۷) همین قانون نیز مقرر می‌دارد: «شرایط عمومی قراردادهای نفتی با پیشنهاد وزیر نفت به تصویب هیئت وزیران...» برسد. با اتکا به این مجوزهای قانونی، کمیته بازرنگری قراردادهای نفتی با حکم وزیر نفت در ۱۳۹۲/۰۶/۳۰ تشکیل و نسبت به بازرنگری قراردادها و ارائه الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران موسوم به (آی پی سی) اقدام نمود. بر این

اساس، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قرارداد جدید نفتی ایران^۱ به تصویب هیئت وزیران رسیده و در تاریخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱ به وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران ابلاغ گردید. به لحاظ شکلی، قراردادهای جدید اگرچه همچنان به خانواده قراردادهای خدمت وفادار مانده‌اند و همچنان می‌توان آنها را از اعضای این خانواده قراردادی محسوب نمود، لیکن بنا بر ملاحظات تفاوت‌هایی را با اسلاف خود دارند که شایسته تأمل، سنجش و بررسی همه‌جانبه است. بی‌شک شناخت هرچه بهتر این الگوی قراردادی از طریق بررسی و تحلیل تخصصی- حقوقی و تبیین اهداف، ساختار و اصول حاکم بر آن، گامی است در جهت رفع کاستی‌ها و بهبود هرچه بیشتر این الگو در جهت بیشینه سازی منافع ملی.

در این مجال بر آن هستیم تا در سه قسمت الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران را مورد مذاقه و بحث قرار دهیم و نشان دهیم چارچوب ابلاغی هیئت وزیران، در صورت اعمال برخی اصلاحات و البته تدوین مناسب پیش‌نویس قراردادهای آتی و در نظر گرفتن شرایط خاص هر پروژه، می‌تواند فراهم‌کننده بستری باشد برای ایجاد روابط متعادل قراردادی میان شرکت ملی نفت ایران و طرف‌های خارجی. در قسمت اول به تبیین اجمالی اهداف اصلی و دسته‌بندی این الگو پرداخته می‌شود و سپس در قسمت دوم اصول حاکم بر قراردادهای جدید نفتی مورد مطالعه و بررسی قرار می‌گیرند. در قسمت سوم ساختار الگوی جدید قراردادها تحت تأمل و تحلیل قرار می‌گیرد و در خاتمه این نوشتار نتیجه‌گیری از مباحث مطروحه به‌طور مختصر در معرض اذهان و افکار علاقمندان به موضوع قرار خواهد گرفت.

قسمت اول: اهداف اصلی و دسته‌بندی الگوی جدید قرارداد نفتی ایران

وزیر نفت به استناد ماده (۷) قانون حدود وظایف و اختیارات وزارت نفت، مصوب ۱۳۹۱، اصول این قراردادها را به هیئت وزیران پیشنهاد داد که در نهایت به تصویب این هیئت رسیده و در آبان ماه ۱۳۹۴ به مجموعه وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران ابلاغ گردید.^۲

۱. Iran Petroleum Contract (IPC).

۲. تصویب‌نامه شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ ه مورخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱ هیئت وزیران در رابطه با «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران»، از این به بعد «تصویب‌نامه هیئت وزیران». برای مشاهده متن این تصویب‌نامه، نگاه کنید به: <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/944062>

۱. اهداف الگوی قراردادی

اهداف این الگوی قراردادی به قرار ذیل است^۱:

- افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز طبیعی کشور و حفظ و ارتقای جایگاه ایران در اوپک و بازار جهانی نفت و گاز طبیعی؛
- افزایش بهینه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز طبیعی به‌ویژه در میدان‌های مشترک؛
- اجرای طرح‌های اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید و بهره‌برداری؛
- اطمینان از حفظ و سیانت هرچه بیشتر از مخازن نفت و گاز طبیعی با تأکید بر افزایش ضریب بازیافت مخازن با به‌کارگیری، انتقال و ارتقای فناوری ملی و توانمندسازی ظرفیت‌های داخلی؛
- استفاده از شیوه‌های نوین در اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان‌های نفتی و گازی؛
- تشویق و حمایت از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میدان‌های هیدروکربوری کشور با درجات مختلف خطرپذیری؛
- اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان‌ها، با استفاده از ظرفیت شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی که می‌توانند تأمین‌کننده دانش فنی روز، منابع مالی و خدمات مربوط حسب شرایط هر میدان باشند، بدون انتقال حق حاکمیت و مالکیت بر منابع نفت و گاز و با رعایت موازین تولید سیانت شده، با ارزیابی روش‌هایی که تاکنون در کشور مورد عمل قرار گرفته و نیز با بهره‌گیری از تجارب منطقه‌ای و بین‌المللی.

۲. دسته‌بندی الگوی جدید قرارداد نفتی ایران

قراردادهای موضوع این الگو در سه دسته به ترتیب زیر تعریف می‌شود^۲:

1. <http://www.nioc.ir/portal/File/ShowFile.aspx?ID=9a9ed985-17ff-4971-9c63-0b453ed8237f>.

۲. ماده (۲) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

دسته اول: قراردادهای اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری یکپارچه هستند. در این قراردادها در صورت کشف میدان یا مخزن^۱ تجاری، توسعه میدان و در ادامه، بهره‌برداری از آن به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد بر عهده طرف دوم^۲ است. در این دسته واگذاری عملیات توسعه و بهره‌برداری، به صورت پیوسته^۳ با عملیات اکتشاف در صورت کشف میدان تجاری توسط پیمانکار و با در نظر گرفتن برنامه‌های برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز مجاز می‌باشد. در این دسته از قراردادها حداقل تعهدات اکتشافی^۴ شرکت‌های پیشنهاد دهنده برای عملیات و سرمایه‌گذاری در محدوده اکتشافی مورد نظر به روشنی تعیین و از سوی طرف دوم تعهد می‌شود.

دسته دوم: قراردادهای توسعه میدان‌های کشف شده^۵ و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد.

دسته سوم: قراردادهای انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت^۶ در میدان‌های در حال بهره‌برداری بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد.

قسمت دوم: اصول حاکم بر قرارداد جدید نفتی ایران

اصول این قراردادها بر اساس تصویب‌نامه هیئت وزیران به شرح ذیل است:^۷

۱. از این به بعد جهت جلوگیری از تکرار، واژه «میدان» معادل عبارت «میدان یا مخزن» خواهد بود.
۲. طرف دوم قرارداد: شرکت یا مشارکتی از شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی که جهت سرمایه‌گذاری و انجام هر یک از عملیات اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری و اجرای طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت یا تعدادی از آنها به صورت پیوسته، طی فرایند قانونی انتخاب و قرارداد مربوطه را امضا می‌کند. در این متن از طرف دوم قرارداد به عنوان پیمانکار نیز یاد می‌شود.
- طرف اول قرارداد: شرکت ملی نفت ایران یا شرکت‌های تابعه آن به نمایندگی از آن شرکت می‌باشد. در این متن از طرف اول به عنوان کارفرما نیز یاد می‌شود.

3. Integrated.
4. Minimum Exploration Expenditure.
5. Green Fields.
6. Enhanced Oil Recovery (EOR) / Improved Oil Recovery (IOR)

۷. ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۱. حفظ حاکمیت و اعمال تصرفات مالکانه

حفظ حاکمیت^۱ و مالکیت^۲، همواره جزء خطوط قرمز سنتی صنعت نفت ایران، به‌ویژه در سال‌های بعد از انقلاب اسلامی بوده است. لذا، چه در الگوی قراردادی سابق (بیع متقابل) و چه قراردادهای جدید، تأکید بر حاکمیت و مالکیت به صراحت ذکر شده است.

در حوزه نفت و گاز «حاکمیت به ساده‌ترین معنا عبارت است از قدرت و اختیارات و به تبع آن حق اعطا یا عدم اعطای امکان دسترسی به زمین^۳» و منابع هیدروکربوری موجود در آن. «این حق به شکل برخورداری از حق تعیین مالیات، نظارت و حفظ نظم و مصادره اموال تعریف می‌شود»^۴ و رابطه معناداری با امکان کنترل اعمال و اقدامات پیمانکار دارد. در واقع یکی از اصلی‌ترین انگیزه‌های کشورهای نفت‌خیز در استفاده از قالب قراردادی خدمت برای انجام عملیات بالادستی، حفظ حاکمیت است.^۵ زیرا، قراردادهای خدمت، در صورت اجرای صحیح، سازوکار قراردادی مناسبی برای حفظ حاکمیت برای دولت‌های میزبان بر منابع خود هستند.

بند (۱۷) ماده (۱) قانون اصلاح قانون نفت (مصوب ۱۳۹۰)، در تعریف «امور حاکمیتی» در حوزه نفت و گاز مقرر نموده است: «امور حاکمیتی: اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی از طرف جمهوری اسلامی ایران بر منابع نفتی و سیاست‌گذاری، برنامه‌ریزی، هدایت و راهبری و نظارت عالیه بر اقدامات اجرایی در صنعت نفت و پتروشیمی اعم از عملیات بالادستی و پایین‌دستی است.» در خصوص مالکیت نیز قانون اصلاح قانون نفت در ماده (۲) مقرر می‌دارد: «کلیه منابع نفتی جزء انفال و ثروت‌های عمومی است. اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی بر منابع مذکور به نمایندگی از طرف حکومت اسلامی بر عهده وزارت نفت است.»

۱. بند (الف) ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران، مقرر می‌دارد: «حفظ حاکمیت و اعمال تصرفات مالکانه دولت جمهوری اسلامی ایران از طریق وزارت نفت بر منابع و ذخایر نفت و گاز طبیعی کشور» می‌بایست مراعات شود.
 ۲. بند (ث) ماده (۱۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران، مقرر می‌دارد: «نفت، گاز و نیز هرگونه فرآورده جانبی حاصله از تولید، کلاً متعلق به کارفرما می‌باشد.»
 ۳. مومرد، برنارد؛ نفت و حاکمیت بلد، ترجمه حمیدی یونسی، علی‌رضا، تهران، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ۱۳۸۶، ص ۱۲۶.
 ۴. همان.

5. Lin, C. Y. Ghandi, Abbas, "An Analysis of the Economic Efficiency of Iraq's Oil Service Contracts", p. 3. Published by University of California, Accessible at: www.des.ucdavis.edu/faculty/Lin/Iraq_TSC_paper.pdf.

اینکه نفت جزء انفال تلقی شود و یا ثروت‌های عمومی، در بحث مالکیت مؤثر است. انفال احکام و آثار خاص خود را دارد و ثروت‌های عمومی که در لسان فقها به آن مشترکات^۱ عامه گفته می‌شود هم به لحاظ احکام و آثار تفاوت‌هایی با انفال دارد. «قانون اصلاح قانون نفت» مانند «قانون اساسی» به روشنی مشخص نمی‌کند، نفتی که در تقسیم‌بندی‌های فقهی می‌توان آن را از معادن باطنی^۲ دانست، جزء انفال است و یا ثروت‌های عمومی، لیکن از استقراء در آراء فقها می‌توان به این نتیجه رسید که اکثراً نفت را چه جزء معادن ظاهریه تلقی کنیم و چه جزء معادن باطنی، در زمره مشترکات عامه دانسته‌اند.^۳

۲. عدم تضمین تعهدات قراردادی توسط دولت، بانک مرکزی و بانک‌های دولتی

در قراردادهای جدید نفتی ایران، دولت و بانک مرکزی و نیز هیچ‌یک از بانک‌های دولتی، هیچ‌گونه تضمینی به طرف‌های مقابل در این قراردادها که عمدتاً شرکت‌های نفتی بین‌المللی^۴ هستند، نخواهند داد.^۵

دولت‌های نفت‌خیز عموماً در تلاش هستند پروژه‌های نفت و گاز خود را که چه به لحاظ حجم سرمایه مورد نیاز و چه به لحاظ ابعاد عظیم عملیات، در زمره ابر پروژه‌های^۶ دنیای صنعت هستند، با

۱. موسوی الخمینی، الامام سید روح الله: **تحریر الوسیله**، مطبعه الاداب فی النجف الاشرف، ۱۳۹۰ ه.ق.، ج ۲، ص ۲۲۰.

۲. «و من المشتركات المعادن و هی اما ظاهره و هی ما لاتحتاج استخراجها و الوصول اليها الی عمل و مؤنه كالمح و القبر و الكبريت و الموميا و الكحل و النفط اذا لم يحتاج کل منها الی الحفر و العمل المعتد به، و اما باطنه و هی ما لا تظهر الا بالعمل و العلاج كالذهب و الفضة و النحاس و الرصاص و كذا النفط اذا احتاج فی استخراجه الی حفر آبار كما هو المعمول غالباً فی هذه الاعصار.» همان.

۳. نگاه کنید به: محقق حلی در شرایع، علامه حلی در قواعد و تذکره، شهید اول در لمعه و دروس، شهید ثانی در روضه البهیه فی شرح اللمعه دمشقیه، شیخ حسن نجفی در جواهر الکلام، صاحب جواهر این قول را قول مشهور فقها دانسته است: «فان المشهور نقلا و تحویلا علی ان الناس فیها شرع سواء بل قیل قید یلوح من محکی المبسوط و السرائر نفی الخلاف فیها»، جواهر الکلام، ج ۳۸، ص ۱۰۸. برای مشاهده بحث مبسوط در این باره نگاه کنید به: شیروی، عبدالحسین؛ «**حقوق نفت و گاز**» نشر میزان، ۱۳۹۳، ص ۱۵۱ به بعد.

4. International Oil Companies (IOCs).

۵. بند (ب) ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران مقرر می‌دارد: «عدم تضمین تعهدات ایجاد شده در قرارداد توسط دولت، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران و بانک‌های دولتی» باید در تمام قراردادها لحاظ گردد.

6. Mega Project.

کمترین تعهد و تضمین ممکن از سوی دولت پیش برند. اصولاً هدف این دولت‌ها از انعقاد قراردادهای نفتی در حوزه بالادستی، جذب سرمایه لازم از خارج بوده^۱ و تمایلی به افزودن به بار تعهدات خود در قبال این پروژه‌ها ندارند. این موضوع به نوبه خود باعث رها شدن بخشی از منابع دولت جهت تخصیص به سایر بخش‌های اقتصاد مانند کشاورزی، خدمات و سایر صنایع است.

۳. بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد^۲ پیمانکاران از محل درآمد حاصل از اجرای پروژه

در این الگوی قراردادی منبعی به جزء درآمدها و عایدات حاصل از توسعه و در نهایت تولید و بهره‌برداری از میدان برای بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکاران در نظر گرفته نشده است. لیکن در رابطه با اینکه چه درصدی از درآمد میدان صرف بازپرداخت مطالبات پیمانکار شود، در قراردادهای خدماتی سابق (بیع متقابل) مقرر خاصی وجود نداشت و در قراردادهای مختلف بیع متقابل درصدهای متفاوتی در نظر گرفته می‌شد (۴۰ تا ۷۰ درصد)، اگرچه در عمل درصدی از عایدات میدان که برای بازپرداخت هزینه‌ها صرف می‌شد همواره کمتر از این میزان بود (بین ۱۰ تا ۳۰ درصد^۳).

در الگوی قراردادی جدید این موضوع به نحو روشن در سقف ۵۰ درصد تثبیت شده است. به این معنا که «کلیه هزینه‌های مستقیم^۴، غیرمستقیم^۵، هزینه‌های تأمین مالی^۶ و پرداخت دستمزد و هزینه‌های بهره‌برداری^۷ از طریق تخصیص حداکثر ۵۰ درصد از محصولات میدان و یا عواید

۱. نیک بخت، حمید رضا و آراین، محمد؛ «طراحی الگوهای قراردادی جدید برای توسعه میادین هیدروکربوری ایران: بررسی و نقد قانون جدید وزارت نفت»، فصلنامه تحقیقات حقوقی، پاییز ۱۳۹۴، ش ۷۱، ص ۷۷.

۲. در بند (ط) ماده (۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران که به تعاریف اختصاص دارد، از واژه فارسی «دستمزد» به عنوان معادل کلمه «Fee» استفاده شده است. اما متأسفانه در نگارش تصویب‌نامه اتخاذ ترمینولوژی واحد لحاظ نشده و گاهی به جای کلمه «دستمزد» از عبارت «حق الزحمه» نیز استفاده شده است.

۳. شیروی، عبدالحسین؛ «حقوق نفت و گاز» نشر میزان، ۱۳۹۳، ص ۳۳۸.

4. Direct Cost (DC).
5. Indirect Cost (IDC).
6. Cost of Money (COM).
7. Operational Expenditure (OPEX).

حاصل از اجرای قرارداد بر پایه قیمت روز فروش محصول^۱ مستهلک خواهد شد. بنابر این، این امکان وجود خواهد داشت تا بازپرداخت‌ها از طریق پرداخت نقدی^۲ و یا تخصیص تا ۵۰٪ هیدروکربن تولیدی میدان، بر اساس قیمت روز، به پیمانکار پرداخت شود.^۳

۴. ریسک و هزینه پیمانکار

بر اساس «تصویب‌نامه هیئت وزیران»، کلیه خطرات، ریسک‌ها و هزینه‌ها در موارد زیر بر عهده طرف دوم قرارداد خواهد بود:

- عدم کشف هیدروکربن به میزان تجاری؛^۴
 - عدم دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی؛
 - ناکافی بودن محصول میدان برای استهلاک تعهدات مالی ایجاد شده.
- ویژگی مهم در قراردادهای جدید آنجا است که به دلیل حضور طولانی‌تر پیمانکار در کلیه عملیات بالادستی از اکتشاف گرفته تا تولید و بهره‌برداری، چنین پیش‌بینی شده است که «در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده برای بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، بازپرداخت می‌گردد.»^۵
- به این ترتیب چنانچه پیمانکار در سال‌های پایانی قرارداد (مثلاً در سال هفدهم یا هجدهم) هزینه‌هایی را جهت انجام عملیات بهبود و افزایش ضریب بازیافت^۶، انجام دهد، می‌تواند از

۱. بند (پ) ماده (۳) و بند (پ) ماده (۶) «تصویب‌نامه هیئت وزیران».

2. In Cash.

۳. منظور از «تخصیص» فروش هیدروکربن تولیدی میدان به قیمت روز به پیمانکار است و این کار معمولاً از طریق الحاق یک ضمیمه موسوم به ضمیمه فروش بلند مدت نفت (Long Term Crude Oil Sales Agreement) به قرارداد اصلی انجام می‌شود.

۴. تجاری بودن یا نبودن یک میدان (Commerciality) در پایان فاز اکتشاف بر اساس معیارهایی که میان طرفین از قبل توافق می‌شود تعیین خواهد شد. در قراردادهای جدید اثبات تجاری بودن برعهده طرف دوم نهاده شده است. این مسئله در صورت عدم تبیین صحیح در قرارداد می‌تواند منشأ دعاوی و اختلافات بزرگی میان شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های نفتی خارجی باشد.

۵. بند (ت) ماده (۳)، تصویب‌نامه هیئت وزیران.

6. Enhanced Oil Recovery (EOR)/ Improved Oil Recovery (IOR).

بازپرداخت این هزینه‌ها اطمینان خاطر داشته باشد و به دلیل نگرانی از عدم بازپرداخت از انجام این‌گونه عملیات خودداری ننماید.^۱

۵. تعیین نرخ بازگشت سرمایه و دستمزد

در قراردادهای بیع متقابل سخن از نرخ بازگشت سرمایه^۲ بود^۳ که با در نظر گرفتن شرایط هر میدان (مثلاً: ریسک اکتشافی یا عملیاتی در یک منطقه قراردادی خاص، در خشکی یا دریا بودن میدان و ...) به صورت درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای^۴ تعیین می‌شود. اما در قراردادهای جدید صحبت از دستمزد^۵ است، دستمزدی که بر اساس میزان تولید اضافی انجام شده توسط پیمانکار تعیین خواهد شد.^۶

به عبارت دیگر در قراردادهای بیع متقابل دستمزد پیمانکار رابطه مستقیم با میزان هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه داشت، لیکن در قراردادهای جدید رابطه میان دستمزد با میزان کار انجام شده (تولید اضافی) در نظر گرفته شده است. این مسئله با توجه به اینکه پیمانکار در قراردادهای جدید در فاز تولید و بهره‌برداری نیز حضور داشته و ریسک و هزینه راهبری عملیات تولید را بر عهده خواهد داشت، یک رابطه منطقی به نظر می‌رسد. در تعیین این دستمزد نیز، علی‌القاعده ضمن در نظر گرفتن ضرورت ایجاد انگیزه لازم در پیمانکاران، عوامل و شرایط گوناگون مربوط به هر میدان اعم از مشترک یا داخلی بودن، واقع بودن در خشکی و یا دریا، عملیات در آب‌های عمیق و یا کم عمق و ...، باید در نظر گرفته شده و میزان دستمزد به نحوی تعیین شود که ستانده نهایی دولت^۷ و طرف قرارداد^۸ را در یک تناسب معقول قرار دهد.

۱. باید توجه داشت در متن تصویب‌نامه صرفاً از امکان بازپرداخت هزینه‌ها سخن گفته شده است، لذا امکان پرداخت دستمزد (Fee) برای شرکت ملی نفت ایران میسر نیست. لذا بهتر است متن مصوبه به نحوی اصلاح شود که شرکت ملی نفت ایران مختار باشد، با در نظر گرفتن مقتضیات هر پروژه، در مورد بازپرداخت هزینه‌ها و عندالاقضا در رابطه با هزینه‌های بهره‌برداری و دستمزد تصمیم‌گیری نماید.

2. Rate of Return (ROR).

۳. جزء (۵) بند (ب) ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه.

4. Capital Expenditure (CAPEX)

5. Fee.

۶. بند (ث)، ماده (۳)، تصویب‌نامه هیئت وزیران.

7. Government's Take.

8. Contractor's Take.

در نهایت بر اساس ماده (۸۷) قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت^۱ این شورای اقتصاد خواهد بود که با بررسی توجیه فنی، اقتصادی و مالی این قراردادها و با در نظر گرفتن مدت قرارداد، میزان سرمایه‌گذاری، جریان نقدینگی پروژه، نرخ بهره، میزان سود و دستمزد، دوره بازپرداخت و نحوه بازپرداختها نسبت به تأیید آنها مبادرت خواهد نمود.

۶. برداشت صیانتی

برداشت صیانتی از جمله مفاهیم پیچیده صنعت نفت است.^۲ در الگوی قراردادهای جدید نفتی، حساسیت نسبت به برداشت صیانتی به نحو آشکاری تبیین شده است. در تصویب‌نامه مربوط به الگوی قراردادهای جدید^۳ به نحو برجسته‌تر و مبسوط‌تری به مسئله صیانت پرداخته شده است و حتی به‌طور مشخص از اجرای طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب باز یافت سخن گفته شده است.

دو رویکرد اصلی در رابطه با برداشت صیانتی از مخازن و میادین نفتی وجود دارد. یک رویکرد فنی-مهندسی و دیگری رویکرد اقتصادی-مالی. در رویکرد فنی، برداشت صیانتی را به معنای بالابردن حداکثری ضریب باز یافت^۴ و تخلیه هیدروکربور موجود در مخزن به نحوی که در طول عمر مخزن بیشترین درصد تخلیه ممکن را فراهم آورد تعریف می‌نمایند. در رویکرد اقتصادی، برداشت از مخزن باید به نحوی باشد که بیشترین بازده اقتصادی و ارزش خالص حال^۵، برای

۱. ماده (۸۷) قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت مصوب ۱۳۸۰/۱۰/۲۶ مقرر می‌دارد: «شرکت‌های دولتی موضوع ماده (۲) این قانون، ملکفند که تمام طرح‌ها و پروژه‌های سرمایه‌گذاری از محل منابع داخلی بیش از هشت میلیارد (۸.۰۰۰.۰۰۰.۰۰۰) ریال خود را، برای یک بار به تأیید شورای اقتصاد برسانند.» طبق ماده (۲) قانون مذکور شرکت‌های تابعه وزارت نفت به‌خصوص شرکت ملی نفت ایران که متولی اصلی میادین نفت و گاز کشور است نیز ملکف به رعایت این مقرر هستند.

۲. نگاه کنید به: درخشان، مسعود؛ «منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز»، مجلس و پژوهش، سال ۹، ش ۳۴، ص ۳۳ به بعد.

۳. بند (ج)، ماده (۳)، تصویب‌نامه هیئت وزیران.

4. Recovery Factor.

5. Net Present Value (NPV).

سرمایه‌گذاری‌ها در حداقل زمان و حداکثر سازی سود و تأمین منافع را به دنبال داشته باشد.^۱ از تعریف ارائه شده از برداشت صیانتی در بند (۷) ماده (۱) قانون اصلاح قانون نفت^۲، می‌توان گفت تلفیقی از هر دو این رویکردها مد نظر قانون‌گذار بوده است. بنابراین می‌توان گفت در حال حاضر رویکرد صنعت نفت ایران به برداشت صیانتی یک رویکرد تلفیقی فنی-اقتصادی است.

۷. حداکثر استفاده از توان داخل^۳

در جزء (۷) بند (ب) ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم که مورد تنفیذ قانون‌گذار در جزء (۳) بند (الف) ماده (۱۲۵) قانون برنامه پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور واقع شده است، در مقام تعیین اصول حاکم بر الگوی قراردادی بیع متقابل، موضوع استفاده حداکثری از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور بر اساس قانون «حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات» (مصوب ۱۳۷۵/۱۲/۱۲) تأکید شده بود و طبق آن می‌بایست حداقل ۵۱٪ پروژه توسط نیروهای ایرانی انجام شود. این قانون در سال ۱۳۹۱ اصلاح شد و «قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آنها در امر صادرات» جایگزین آن شد. این قانون یکی از قوانین اصلی کشور در رابطه با اجرای پروژه‌ها است که در صنعت نفت نیز مورد تبعیت قرار می‌گیرد. لیکن در رابطه با میداین مشترک نفت و گاز، به‌موجب تبصره یک ماده (۱۱) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، این اختیار به وزیر نفت داده شده است که علاوه بر صرف نظر از اجرای قانون برگزاری مناقصات، در رابطه با درصد اشاره شده در قانون فوق‌الذکر، انعطاف نشان دهد و در جهت تسریع و تسهیل انجام پروژه‌های مربوط به میداین مشترک میان

۱. درخشان، مسعود؛ «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی»، دو فصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصادی اسلامی سال ششم، شماره دوم، بهار و تابستان ۱۳۹۳، ص ۹.

۲. «تولید صیانت شده از منابع نفت: کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری از اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت بر اساس سیاست‌های مصوب می‌گردد.»

۳. در ترمینولوژی قراردادهای نفتی ایران این موضوع تحت عنوان (Iranian Content) بحث می‌شود.

ایران و کشورهای همسایه، حتی در مورد مقادیر کمتر از ۵۱٪ نیز مجوز مربوطه را جهت انعقاد قرارداد صادر کند.^۱

موضوع حداکثر استفاده از توان داخلی در تصویب‌نامه هیئت وزیران، در بخش مربوط به اصول حاکم بر قرارداد ذکر نشده است، بلکه در بند (ب) ماده (۴) تصویب‌نامه هیئت وزیران، در راستای تدابیر متخذ «به منظور انتقال و ارتقای فناوری ملی در حوزه بالادستی» به آن اشاره شده است. در عوض در بند (چ) ماده (۳) تصویب‌نامه که مربوط به اصول حاکم بر قراردادهای جدید است، ضمن تأکید بر رابطه کارفرمایی و پیمانکاری، هرگونه شائبه شراکت میان کارفرما (شرکت ملی نفت ایران) و پیمانکار را منتفی نموده و بلافاصله با تأکید بر اینکه کلیه اقدامات پیمانکار از تاریخ شروع قرارداد به نام و از طرف کارفرما است بر مالکیت کارفرما بر کلیه اموال اعم از ساختمان‌ها، کالاهای، تجهیزات، چاه‌ها و تأسیسات سطح الارضی و تحت الارضی تأکید می‌ورزد.

این‌گونه تأکیدات با توجه به سوابق تاریخی^۲ و نیز با عنایت به حضور بلند مدت پیمانکار در منطقه قراردادی و راهبری عملیات تولید نفت و گاز توسط وی، می‌تواند در صورت انعکاس مناسب در متن قرارداد، هرگونه ادعای مالکیت احتمالی در رابطه با موارد مذکور را منتفی نماید.

۱. ماده ۱۱- واگذاری و اجرای طرح‌های مربوط به اکتشاف، توسعه، تولید، تعمیر و نگهداشت میداین مشترک نفت و گاز با تأیید وزیر نفت و فقط با رعایت آیین نامه معاملات شرکت ملی نفت ایران از شمول قانون برگزاری مناقصات مستثنی است.

تبصره ۱- در اجرای این ماده، تعیین حداقل سهم ارزش کار طرف ایرانی موضوع ماده (۳) قانون حداکثر استفاده از توان فنی مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات مصوب ۱۳۷۵/۱۲/۱۲ بر عهده وزیر نفت است.

تبصره ۲- ترخیص کالاها و ماشین آلات مربوط به طرح‌های موضوع این ماده از مبادی گمرکی کشور، قبل از پرداخت مالیات بر ارزش افزوده و حقوق ورودی و هزینه های گمرکی، بلافاصله پس از ثبت در مبادی فوق با تعهد ذی‌حسابی و تأیید وزیر نفت مجاز است و حقوق متعلقه پس از محاسبه و اعلام به شرکت‌های اصلی تابعه وزارت نفت پرداخت می‌شود. تمدید موارد ورود موقت به روش فوق مجاز است.

۲. یکی از بهانه‌های متفقین به‌ویژه دولت انگلستان در اشغال ایران در جریان جنگ جهانی دوم (شهریور ۱۳۲۰)، آن بود که کلیه تأسیسات نفتی و نفت جاری در خطوط لوله جنوب، ملک دولت انگلستان و اتباع آن کشور است که بر اثر اقدامات دولت مرکزی ایران به خطر افتاده است و لذا دولت انگلستان بر طبق قواعد حقوقی حاکم در آن دوران محق به دفاع از اموال خود و اتباع‌اش بوده و می‌تواند در ایران دخالت نظامی کند. شاید یکی از دلایل عدم موفقیت ایران در دریافت غرامت از انگلستان به دلیل اشغال را همین ایراد در قراردادهای نفتی کشور بتوان دانست که راه را برای ادعای مالکیت اجانب و دخالت آنها فراهم آورد. با عنایت به این تجربیات تلخ تاریخی، ایرانیان

۸. ملاحظات زیست محیطی

در متون قانونی مربوط به اصول حاکم بر قراردادهای بیع متقابل، در رابطه با ملاحظات زیست محیطی به طور مجمل صرفاً عبارت «رعایت مقررات و ملاحظات زیست محیطی» درج شده است.^۱ لیکن در تصویب‌نامه مربوط به الگوی جدید قراردادهای نفتی، به نحو مبسوط و مؤکد به ضرورت «انجام مطالعات ارزیابی زیست محیطی و رعایت مقررات و ملاحظات ایمنی، بهداشتی، زیست محیطی^۲ و اجتماعی در اجرای طرح‌ها^۳» اشاره شده است. نکته حائز اهمیت در این بند از الگوی جدید قراردادی، تأکید بر مطالعات و ارزیابی‌های اجتماعی در رابطه با اجرای طرح‌های عظیم نفت و گاز علاوه بر انجام مطالعات ارزیابی زیست محیطی و رعایت مقررات و ملاحظات ایمنی و بهداشتی است. ذکر این موضوع در تصویب‌نامه هیئت وزیران به‌عنوان یکی از اصول لازم‌الرعایه در قراردادهای آتی می‌تواند یک آغاز نیکو برای توسعه مسئولیت اجتماعی شرکت‌ها^۴ به‌ویژه شرکت‌های نفتی و تبیین چارچوب‌های حقوقی-قراردادی متناسب در این رابطه باشد.^۵ به دلیل ماهیت پریسک پروژه‌های نفتی، آثار این پروژه‌ها بر حوزه‌های مختلف زندگی اجتماعی و محیط زیست می‌بایست بررسی و ارزیابی دقیق شود. از جمله این آثار می‌توان به مواردی

به طور سنتی نسبت به مالکیت و حاکمیت خود بر منابع نفتی حساسیتی دو چندان نسبت به کشورهای همسایه دارند که این حساسیت را آشکارا از مطالعه مجموعه قوانین بالادستی تصویب شده در سال‌های بعد از شهریور ۱۳۲۰ تاکنون می‌توان مشاهده نمود، به‌ویژه قانون نفت ۱۳۵۳ که با تعیین چارچوب قراردادی خدمت به‌عنوان تنها مدل حقوقی-قراردادی تعامل با شرکت‌های نفتی بین‌المللی، امکان هرگونه مالکیت و حاکمیت خارجی بر منابع نفت و گاز را ناممکن ساخت. برای مطالعه بیشتر نگاه کنید به:

<http://www.iranreview.org/content/Documents/World-War-II-Anglo-Soviet-Invasion-of-Iran.htm>

۱. جزء (۸) بند (ب) ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم توسعه. به نظر می‌رسد در عمل این اصل در مناطقی مانند عسلویه و فازهای پارس جنوبی به نحو مطلوب رعایت و اجرا نشده و عدم رعایت ملاحظات زیست محیطی لطامات جبران ناپذیری را به طبیعت و مردمان ساکن در مناطق نفت‌خیز کشور وارد کرده است. نگاه کنید به:

<http://www.irna.ir/fa/News/81758645/>

2. Health, Safety, Environment (HSE).

۳. بند (ح) ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

4. Corporate Social Responsibility (CSR).

5. See: David B. Spence, Corporate Social Responsibility in the Oil and Gas Industry: The Importance of Reputational Risk, 86 Chi.-Kent. L. Rev (2011), p 59.

Available at: <http://scholarship.kentlaw.iit.edu/ciklawreview/vol86/iss1/4>

همچون: شیوه زندگی و درآمد جوامع مردم در محدوده پروژه، تنوع زیستی و گیاهان و جانوران ساکن در منطقه (هم خشکی و هم دریا در صورتی که تمام یا بخشی از پروژه در فلات قاره انجام شود)، سلامت و ایمنی مردم ساکن در ناحیه، مباحث امنیتی، کار، تحصیل اراضی، جابه‌جایی اجباری ساکنین، میراث فرهنگی و ... اشاره نمود.^۱

۹. قوه قاهره (فورس ماژور)

قوه قاهره، عموماً در یکی از بندهای پایانی قراردادهای نفتی با طرف مقابل گنجانده شده و مورد توافق قرار می‌گیرد.^۲ لیکن در تصویب‌نامه هیئت وزیران در خصوص الگوی قراردادی جدید، شاید با عنایت به مدت طولانی قراردادهای جدید (۲۰-۳۰ سال) قوه قاهره مستقلاً در یک بند و به‌عنوان یک اصل حاکم بر قراردادهای جدید ذکر شده است.^۳ با توجه به اینکه درج شرط قوه قاهره اصولاً در قراردادهای طولانی مدت و بزرگ بدیهی و متداول می‌باشد، ضرورت و توجیه ذکر چنین موضوعی به‌عنوان یکی از اصول حاکم بر قرارداد مشخص نیست، مگر آنکه اماره‌ای گرفته شود بر آنکه تصویب‌کنندگان تصویب‌نامه (هیئت وزیران) در نظر داشته‌اند تا توجه طرف اول قراردادهای نفتی را جلب کنند به اینکه ممکن است او در وضعیتی قرار گیرد که قوه قاهره باشد و لذا در نظر داشته باشد تا در قرارداد، تمهیداتی در این رابطه اندیشیده شود.^۴

1. West, Jonny, "Oil Contracts, How to Read and Understand Them", 2012, p 161. Available at : openoil.net/understanding-oil-contracts/

۲. نیک بخت، حمید رضا؛ «مروری بر تنظیم قراردادهای دولتی (در حقوق تجارت بین‌الملل)»، الهیات و حقوق،

۱۳۸۴، ش ۱۵ و ۱۶، ص ۱۷؛ نیک بخت، حمید رضا؛ «آثار قوه قاهره و انتفای قرارداد»، مجله حقوقی، ۱۳۷۶، ش ۲۱، ص ۹۷.

۳. بند (خ)، ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۴. ظاهراً نگرانی عمده در رابطه با هزینه‌های مربوطه و چگونگی تسویه آنها بعد از رفع شرایط فورس‌ماژور بوده است. زیرا، ذیل بند (خ)، ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران، در رابطه با هزینه‌ها مقرر می‌دارد: «هزینه‌هایی که پیمانکار طبق قرارداد مستحق دریافت آنها می‌باشد تا زمان رفع شرایط فورس‌ماژور معلق گردیده و پس از رفع این شرایط در چارچوب ضوابط قرارداد صورت می‌پذیرد.» نکته قابل تأمل آن است که در این بند صرفاً از امکان پرداخت هزینه‌ها سخن گفته شده است و امکانی برای پرداخت هرگونه دستمزد (Fee) احتمالی را در نظر نگرفته است.

۱.۰ تنظیم سطح تولید نفت

ایران از جمله کشورهای عمده تولیدکننده نفت عضو سازمان اوپک است. وزارت نفت بر اساس تعهدات بین‌المللی و یا سیاست‌هایی که در رابطه با بازارهای نفت و گاز ممکن است اتخاذ نماید، می‌بایست بتواند در جهت تأمین منافع کلان ملی، هر راهکاری، از جمله کاهش سطح تولید را عملیاتی نماید و علی‌القاعده هیچ قراردادی نباید در تعارض با منافع کلان و راهبردهای ملی وزارت نفت قرار گیرد.

در کنار این‌گونه ملاحظات، رعایت حقوق قراردادی پیمانکار، به‌ویژه پیمانکارانی که در یک رابطه طولانی مدت و تقریباً برای طول دوره عمر میدان، قرارداد منعقد نموده و عهده‌دار اجرای پروژه می‌گردند، از ضروریات انکارناپذیر حرکت به سمت یک رابطه متعادل و منصفانه قراردادی است. لذا، در بند (د) ماده (۳) تصویب‌نامه هیئت وزیران به صراحت به این موضوع پرداخته شده است که چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و یا توقف آن به هر دلیلی به جزء دلایل فنی^۱ مربوط به میدان داشته باشد، ابتدائاً باید تلاش شود در جهت رعایت حقوق پیمانکاران، اعمال چنین کاهش از سطح تولید میدان‌هایی باشد که متعهد به بازپرداخت نیستند و در صورتی که این تصمیم در مورد میدان موضوع قرارداد اتخاذ شود، بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار متأثر نخواهد شد و پیمانکار به مطالبات قراردادی‌اش خواهد رسید.

اینکه مطالبات قراردادی پیمانکار، که تصویب‌نامه هیئت وزیران در بند (د) ماده (۳) به صراحت آن را برای پیمانکاران تضمین می‌کند چه مقدار است یا تا چه مقدار می‌تواند گسترش یابد، مسئله‌ای است که در صورت بروز اختلاف میان شرکت ملی نفت ایران (طرف اول) و پیمانکاران خارجی (طرف دوم)، می‌تواند تبعات حقوقی- قراردادی گسترده‌ای داشته باشد. لذا می‌بایست در قراردادهای به نحو منجزی حدود و سطح مطالبات احتمالی پیمانکاران مشخص شده و بسته شود، تا امکان بروز اختلاف و طرح هرگونه ادعای نامتعارف شرکت‌های نفتی طرف قرارداد در آینده وجود نداشته باشد. به‌عنوان مثال و یک راه حل پیشنهادی، پرداخت کلیه هزینه‌های حسابرسی

۱. علاوه بر دلایل فنی ممکن است برخی ملاحظات دیگر، از جمله ملاحظات زیست محیطی نیز توجیه‌کننده تصمیم شرکت ملی نفت ایران برای کاهش یا توقف تولید از یک میدان باشد، لذا صرفاً محدود کردن آن به دلایل فنی چندان مطلوب نیست.

شده پیمانکار تا زمان دستور شرکت ملی نفت ایران مبنی بر توقف تولید، به علاوه یک نرخ بازگشت مناسب^۱ که ریسک‌های پیمانکار را پوشاند می‌تواند راه حلی میانه و مطلوب برای دو طرف باشد.

قسمت سوم: ساختار الگوی جدید قرارداد نفتی ایران

سرفصل‌های مربوط به ساختار قراردادهای جدید را در قالب تصویب‌نامه هیئت وزیران، می‌توان به شرح ذیل طبقه‌بندی و ارائه نمود:

۱. نحوه واگذاری و اجرای قرارداد

معمولاً زمانی که کشورهای نفت خیز تصمیم می‌گیرند با شرکت‌های نفتی بین‌المللی وارد تعامل شوند، یکی از اولین چالش‌هایی که با آن روبه‌رو هستند چگونگی انتخاب شرکت‌های طرف قرارداد است^۲ که اصطلاحاً به آن «راهبرد واگذاری»^۳ می‌گویند. در فضای حقوقی کنونی، به نظر می‌رسد مجموعه وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران، علی‌الاصول، می‌بایست در چارچوب قانون برگزاری مناقصات عمل نموده و یا اقدام به برگزاری مناقصه برای واگذاری میادین نمایند^۴ و یا از ظرفیت قانون برگزاری مناقصات در رابطه با ترک تشریفات استفاده نموده و به جای مناقصه از طریق مذاکره با شرکت‌های نفتی بین‌المللی اقدام به واگذاری طرح‌ها و انعقاد قراردادهای مربوطه نمایند. تنها استثنا نسبت به آنچه گفته شد مربوط به میادین مشترک است که به استناد اختیارات ویژه قانونی مذکور در ماده (۱۱) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، در صورت صلاحدید وزیر نفت، شرکت ملی نفت ایران می‌تواند با رعایت آیین‌نامه معاملات شرکت ملی نفت ایران نسبت به مذاکره و انعقاد قراردادهای مربوط به توسعه و تولید از میادین مشترک اقدام نماید.

1. Rate of Return (ROR)

2. Nakhle, Carole. "Licensing and Upstream Petroleum Fiscal Regimes: Assessing Lebanon's Choices", 2015, p 5

3. Allocation Strategy.

۴. بند (ب) ماده (۱) قانون برگزاری مناقصات مصوب ۱۳۸۳.

۱.۱. قراردادهای دسته اول:

در این دسته از قراردادها که برای انجام عملیات اکتشافی در یک منطقه قراردادی^۱ معین و عملیات توسعه‌ای که متعاقب کشف منابع هیدروکربنی در مقادیر تجاری انجام خواهد شد، شرکت ملی نفت ایران، حداقل تعهدات اکتشافی و حدود هزینه‌هایی مربوط به آنها را تعیین و با رعایت قوانین و مقررات مربوطه از شرکت‌های معتبر و صاحب صلاحیت نفتی دعوت به ارائه پیشنهاد می‌نماید و در نهایت با شرکتی که مناسب‌ترین پیشنهاد را ارائه دهد (بیشترین میزان تعهدات و هزینه‌های اکتشافی را تقبل نموده باشد) قرارداد منعقد می‌نماید.^۲

۱.۲. قراردادهای دسته دوم و سوم:

برای انجام عملیات توسعه یک میدان کشف شده، و یا انجام سرمایه‌گذاری به منظور بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت در هر یک از میادین در حال تولید، شرکت ملی نفت ایران، با انجام مطالعات مهندسی میدان یک طرح توسعه اولیه ارائه کرده و بخشی از اطلاعات مربوط به میدان مورد نظر را در اختیار شرکت‌های معتبر و صاحب صلاحیت نفتی قرار داده و از آنها دعوت به ارائه پیشنهاد می‌نماید و پس از بررسی پیشنهادهای دریافتی و ارزیابی فنی-مهندسی آنها با شرکتی که هم مناسب‌ترین پیشنهاد را به لحاظ فنی ارائه نموده و هم دستمزد (اصطلاحاً «فی») متناسب‌تری را مطالبه کرده باشد. حسب مورد وارد مذاکرات قراردادی شده و یا قرارداد منعقد می‌نماید.^۳

نکته حائز اهمیت آن است که در چارچوب قراردادهای جدید عملیات توسعه میدان و یا انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت در قالب برنامه توسعه به صورت مرحله‌بندی (اصطلاحاً پلکانی^۴) و برای هر مرحله بر اساس نتایج حاصل از رفتار میدان در مرحله قبل انجام می‌شود.^۵ لذا در صورت اجرای صحیح، فرایند توسعه میادین می‌تواند به صورت مستمر تا پایان عمر میدان ادامه یابد و حداکثر ضریب بازیافت را تأمین نماید.

1. Contract Area.

۲. بند (الف) ماده (۲) و بند (الف) ماده (۶) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۳. بند (ب) ماده (۶) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

4. Ongoing Development.

۵. تبصره (۱) ذیل بند (الف) ماده (۶)، تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۲. سازوکار تعیین دستمزد

میزان تولید از میادین بکر^۱ و یا در رابطه با طرح‌های توسعه میدان و یا بهبود و افزایش ضریب بازیافت، تولید اضافی (نسبت به خط پایه تخلیه^۲) میدان، مبنای تعیین دستمزد پروژه، به صورت دلار برای هر بشکه نفت^۳ اضافی تولید شده در میدان‌های نفتی و برای هر هزار فوت مکعب گاز و یا هر بشکه میعانات گازی در میدان‌های گازی مستقل، می‌باشد. این دستمزد با هدف ایجاد انگیزه برای به کارگیری روش‌های بهینه در اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری حسب شرایط هر طرح، به صورت تابعی از عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی، شناور بوده و متناسب با قیمت‌های بین المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه‌ای یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین می‌شود و به قیمت روز، از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد پرداخت خواهد شد. این فرمول دستمزد، مبنای اصلی تعیین شرکت برنده در مناقصات احتمالی و یا مذاکرات قراردادی است که با شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی انجام می‌شود.^۴

ضرایب ریسک مناطق اکتشافی اعم از مناطق خشکی و یا دریایی، اندازه میدان، آب‌های عمیق و یا کم عمق و به طور کلی مناطق با ریسک‌های کم، متوسط و زیاد همراه با ضرایب ریسک خاص

1. Green Fields.

۲. چگونگی تعریف معیار خط پایه تخلیه (Depletion Base Line)، برای تعیین دستمزد بر اساس مقدار تولید اضافی نفت یا گاز بسیار حساس بوده و می‌تواند بسیار مناقشه برانگیز باشد لذا تعریف دقیق آن با رعایت دانش مهندسی مخزن، می‌بایست در متن قراردادها برای هر پروژه به صورت شفاف مشخص شود.

۳. این همان روش پرداختی است که اصطلاحاً به آن روش (Fee per Barrel) گفته می‌شود. معیار خط پایه تخلیه، برای تعیین دستمزد بر اساس مقدار تولید اضافی نفت یا گاز.

۴. بند (ب) ماده (۶) تصویب‌نامه هیئت وزیران. از سیاق عبارات چنین استنباط می‌شود که صرفاً میزان دستمزد (Fee) به عنوان شاخص تعیین طرف دوم قرارداد در نظر گرفته خواهد شد. باید توجه داشت که صرف نظر نمودن از عوامل دیگر به خصوص عامل مهمی همچون «هزینه» و اتکا صرف به (Fee) می‌تواند تبعات مالی زیان‌باری برای شرکت ملی نفت ایران به همراه داشته باشد. لذا این فرایند می‌بایست در مدل مالی-اقتصادی مربوطه (حتی برای هر پروژه) شبیه‌سازی شده و بر اساس نتایج آن اقدام به تصمیم‌گیری نمود و در هر صورت می‌توان مدعی شد (Fee) تنها می‌تواند به عنوان یکی از مبنای تعیین طرف دوم در نظر گرفته شود.

میدان‌های مشترک و ضرایب خاص طرح‌های توسعه و یا بهبود و افزایش ضریب بازیافت از میدان و یا ازدیاد برداشت نفت، در مرحله صدور پروانه اکتشاف، توسعه و یا تولید تعیین می‌گردد.^۱

برای کنترل میزان دستمزد دریافتی توسط شرکت‌های نفتی بین‌المللی شاخصی تحت عنوان «شاخص آر^۲» در قرارداد تعریف شده است که به‌طور خلاصه از تقسیم میزان دریافتی‌های پیمانکار بر کلیه هزینه‌های انجام شده توسط وی به‌دست می‌آید و به این نحو عمل می‌کند که هرچه با گذشت مدت قرارداد، نسبت مبالغ دریافتی توسط پیمانکار به هزینه‌های انجام شده توسط وی افزایش یابد، میزان دستمزد دریافتی وی به ازای هر بشکه نفت تولیدی (و یا معادل آن گاز) به‌طور متناسب کاهش پیدا می‌کند.^۳ البته معمولاً در مدل مالی-اقتصادی پروژه این

۱. منظور پروانه‌های موضوع جزء (۵) بند (پ) ماده (۳) «قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت» است. با توجه به تقسیم‌بندی میداین کشور به لحاظ ریسک‌های مربوطه، سازوکار تعیین دستمزد را می‌توان برای چهار دسته میداین به نحو ذیل خلاصه نمود (ضرایب فرضی است):
- (i)** دستمزد برای میدان‌های بکر (بدون ریسک اکتشاف) $(A) \$/bbl$ برای هر بشکه نفت تولیدی
- $(B) \$/mcf$ برای هر هزار فوت مکعب گاز تولیدی
- (ii)** دستمزد برای طرح‌های اکتشاف و توسعه توأم (به دلیل اضافه شدن ریسک اکتشاف، عدد (۱) به ضرایب مربوطه اضافه شده است).
- $(A+1) \$/bbl$ برای هر بشکه نفت تولیدی
- $(B+1) \$/mcf$ برای هر هزار فوت مکعب گاز تولیدی

Case	Area	R-Factor	(Exploration & Development) Fee
1	Low Risk, onshore	1	$[(A+1) \text{ or } (B+1)] * 1$
2	Mediame Risk, Onshore & Low Risk, Offshore & Low Risk	1.2	$[(A+1) \text{ or } (B+1)] * 1.2$
3	High Risks, Onshore & Mediame Risk, Offshore & Mediame Risk	1.4	$[(A+1) \text{ or } (B+1)] * 1.4$
4	Very High Risks Onshore & Offshore	1.6	$[(A+1) \text{ or } (B+1)] * 1.6$
5	Common Fields	1.6	$[(A+1) \text{ or } (B+1)] * 1.6$
6	EOR/ IOR	TBD	$[(A+1) \text{ or } (B+1)] * \text{TBD}$

۲. شاخص آر یا R-Factor عبارت است از تقسیم مجموع مبالغ دریافتی شرکت عملیاتی از ابتدای طرح تا پایان هر سال مالی بر مجموع هزینه‌های انجام و پرداخت شده از ابتدای طرح تا پایان همان سال مالی. به عبارت خلاصه‌تر: $R = \text{Cash in} / \text{Cash out}$

۳. این مورد در واقع یکی از مکانیزم‌های قراردادی است که ضمن حفظ انگیزه پیمانکار برای افزایش تولید، مانع از افزایش دریافتی وی به نحو نامتعارف خواهد شد. به این صورت که با افزایش تولید از میزان مشخصی به بعد، دستمزد پیمانکار به ازای هر بشکه نفت تولیدی کاهش می‌یابد، درحالی‌که سرجمع دریافتی نهایی پیمانکار افزایش

کاهش به نحوی تنظیم می‌شود که دریافتی نهایی پیمانکار در صورت افزایش تولید، روند صعودی داشته باشد و انگیزه لازم برای تولید بیشتر را در وی ایجاد کند.

۳. دوره یا مدت قرارداد

مدت قراردادهای جدید نفتی ایران نسبتاً طولانی است، حدود ۳۰ سال برای قراردادهای دسته اول، و بین ۲۰ تا ۲۵ سال برای قراردادهای دسته دوم و سوم، می‌تواند نوسان داشته باشد. در این قراردادها زمان مورد نیاز اجرای طرح‌ها، ابتدائاً تا حداکثر ۲۰ سال از تاریخ شروع عملیات توسعه در نظر گرفته شده است.

البته دوره بیست ساله فوق، در صورت اجرای طرح‌های افزایش ضریب بازیافت میدان و یا افزایش تولید، متناسب با نیازهای عملیاتی و اقتصادی هر طرح تا مدت ۵ سال قابل تمدید می‌باشد. در مورد طرح‌های پیوسته اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری، دوره اکتشاف حسب مورد به دوره قرارداد اضافه می‌گردد.^۱ اگر آن دوره را هم به‌طور متعارف ۴ سال در نظر بگیریم، به احتمال زیاد در شرایط عادی مدت قراردادهای دسته اول تا حداقل ۲۹ سال خواهد بود.

نشان می‌دهد. چگونگی عملکرد «شاخص آر» در رابطه با Fee را می‌توان به نحو ذیل برای تولید نفت و گاز نمایش داد:

نفت:

Production (Kb/d)	RI<1	1≤RI<2	2≤RI<3	3≤RI<4	RI≥4
<50	A1	B1	C1	D1	E1
50-100	A2	B2	C2	D2	E2
100-200	A3	B3	C3	D3	E3
>200	A4	B4	C4	D4	E4

گاز:

Production (bcf/d)	RI<1	1≤RI<2	2≤RI<3	3≤RI<4	RI≥4
<1	A1	B1	C1	D1	E1
1-2	A2	B2	C2	D2	E2
2-3	A3	B3	C3	D3	E3
>3	A4	B4	C4	D4	E4

Note: A1= Maximume Fee and E4 = Minimume Fee

۱. ماده (۷) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۴. سرفصل‌های هزینه‌ای

سرفصل‌های هزینه‌ای در این الگو قراردادی عبارتند از: هزینه‌های مستقیم^۱، هزینه‌های غیرمستقیم^۲، هزینه‌های تأمین مالی^۳ و هزینه‌های بهره‌برداری^۴ طرح اعم از انجام مطالعات زمین شناسی، اکتشافی، توسعه‌ای، طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت که کلیه این هزینه‌ها می‌بایست توسط پیمانکار تأمین و به موقع به طرح تزریق شود.^۵

۴.۱. نحوه هزینه کردن برای رسیدن به اهداف قراردادی

با توجه به مشخص بودن حداقل تعهدات اکتشافی در قراردادهای نوع اول، کلیه هزینه‌های مربوط به انجام عملیات اکتشاف و یا توصیف، در فرایند تعیین طرف دوم قرارداد تعریف و تعیین می‌شود و به‌عنوان یک رقم مشخص در قرارداد ذکر می‌گردد.

در صورت موفقیت‌آمیز بودن فاز اکتشاف در قراردادهای نوع اول و یا قراردادهای نوع دوم و سوم، هزینه‌های مربوط به توسعه و در نهایت بهره‌برداری، حسب مورد بر اساس برنامه مالی عملیاتی سالیانه^۶ مصوب جهت تحقق اهداف نهایی طرح متناسب با شرایط و رفتار میدان با توافق طرفین قرارداد تعیین می‌شود. باید توجه داشت، این نوع از قراردادها به لحاظ ماهیت آن سقف هزینه ثابت در هنگام انعقاد قرارداد نداشته و به‌صورت سقف باز^۷ است و ارقام ابتدایی صرفاً جنبه برآوردی دارد^۸، هزینه‌های واقعی بر اساس برنامه‌های مالی عملیاتی که منطبق با

1. Direct Costs.

2. Indirect Costs.

۳. در این قراردادها هزینه‌های تأمین مالی و ... تحت عنوان هزینه پول یا (Cost of Money-CoM) ذیل عنوان تعریف شده‌اند.

4. Operation Expenditure or OPEX.

۵. ماده (۹) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

6. Annual Work Program and Budget.

7. Open Ceiling or Open Capex.

۸. استفاده از مکانیزم سقف باز در قراردادهای مزایا و معایبی دارد. معمولاً قراردادهای با سقف باز در مورد پروژه‌های بلندمدتی که کیفیت کار از قیمت آن برای کارفرما مهم‌تر است مناسب بوده و بعضاً از پروژه‌های با قیمت ثابت هم ممکن است ارزان‌تر تمام شود. زیرا، در صورت تنظیم مناسب مدل مالی-اقتصادی قرارداد، پیمانکار انگیزه چندانی برای گران‌تر تمام کردن پروژه و پوشش دادن ریسک‌هایش از این طریق ندارد. در کنار این محاسن، این نوع قراردادهای معایبی نیز دارند از جمله: اطمینان کمتری نسبت به اینکه قیمت نهایی پروژه چه میزان خواهد بود وجود دارد؛ نظارت و کنترل مضاعفی باید از سوی کارفرما اعمال شود تا از متورم نشدن هزینه‌ها توسط پیمانکار

رفتار میدان و شرایط بازار تعیین می‌شود، در نهایت به حساب طرح منظور می‌گردد^۱. البته این خطر نیز وجود دارد که پیمانکار با استفاده از این ظرفیت قراردادی به نحو مستمر به ایجاد هزینه در پروژه پرداخته و عملاً طرح را با قیمتی گران تمام کند^۲. به نظر می‌رسد عدم پرداخت بهره به هزینه‌های سرمایه‌ای و نیز نظارت حرفه‌ای و مستمر شرکت ملی نفت ایران بر پیمانکار می‌تواند مانعی برای ایجاد هزینه‌های غیر ضروری توسط پیمانکار باشد^۳.

اطمینان حاصل شود؛ با توجه به اینکه پیمانکار احساس خطری از جانب هزینه‌ها نمی‌کند، احتمالاً در رابطه با هزینه‌ها با کارایی کمتری نسبت قراردادهای با سقف بسته عمل خواهد کرد. البته قراردادهای مبتنی بر الگوی جدید، آی پی سی (IPC) را نمی‌توان از نوع قراردادهای (Open ceiling or Cost Plus) سنتی تلقی نمود، بلکه این قراردادها در شرایط فعلی بیشتر شبیه قراردادهای (CPIF) (Cost-Plus-Incentive-Fee) هستند که در واقع حد وسط میان قراردادهای با سقف ثابت (Fix capex) و سقف باز می‌باشند. برای مطالعه بیشتر نگاه کنید به: Kamal M Al-Subhi Al-Harbi, "Sharing fractions in cost-plus-incentive-fee contracts", International Journal of Project Management, Volume 16, Issue 2, April 1998, p 73.

۱. بند (ث) ماده (۸) تصویب‌نامه هیئت وزیران.
۲. اگرچه در این قراردادها برخلاف بیع متقابل دستمزد و پاداش (Fee)، به میزان تولید بستگی دارد و نه به هزینه‌های سرمایه‌ای، اما با توجه به نقش (R-factor) در تعیین دستمزد و فرمولی که برای آن در نظر گرفته شده است، در این قراردادها نیز پیمانکار انگیزه لازم جهت متورم کردن هزینه‌ها را خواهد داشت. به خصوص که بنا باشد یک پروژه در یک اقتصاد غیررقابتی و ناسالم اجرا شود.
۳. مکانیزم کنترل هزینه‌ها (Cost Control) می‌بایست به دقت در متن نهایی قراردادها تعبیه شود تا پیمانکاران امکان بالابردن هزینه‌ها به صورت نامتعارف یا اصطلاحاً (Gold Plating) را نداشته باشند. اگرچه با توجه به مدل مالی اولیه قراردادهای مبتنی بر الگوی جدید آی پی سی (IPC)، می‌توان مدعی شد هرگونه حرکت پیمانکار به سمت متورم کردن هزینه‌ها احتمالاً باعث افت نرخ بازده داخلی (IRR) پیمانکار می‌شود، اما به هر حال این مطلبی است که نیاز به اثبات دارد و اثبات آن نیز در قالب مدل نهایی مالی-اقتصادی پروژه قابل ارزیابی است. ضمن اینکه بر فرض که چنین باشد، سقفی که پیمانکار می‌تواند تا آن سقف هزینه‌ها را متورم کند بدون اینکه به نرخ بازده داخلی اش آسیب برسد نیز باید تخمین زده و برآورد شود. البته در مورد کنترل هزینه‌ها راهکارهای مختلف، از جمله نظارت بر فرایند برگزاری مناقصات و نیز قراردادن یک نرخ انحراف از بودجه (مثلاً با پیمانکار توافق شود که تنها تا سقف ۵٪ انحراف از بودجه مصوب سالانه توسط شرکت ملی نفت ایران بازپرداخت شود) می‌توانند تا حدودی بالارفتن هزینه‌ها را کنترل نمایند. اما به هر حال تا زمانی که مدل مالی-اقتصادی قراردادها مشخص نشود، نمی‌توان نظر دقیقی در این رابطه ارائه نمود. در هر صورت، هرگونه ابهام در مکانیزم کنترل هزینه‌ها می‌تواند زمینه‌ای برای اختلافات و دعاوی حقوقی-قراردادی سنگین با پیمانکاران نفتی باشد.

۴.۲. نحوه بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد

از زمان رسیدن طرح به تولید اولیه یا اضافی، به ترتیب توافق شده در مورد میدان‌های کشف شده بکر^۱ و میدان‌های در حال تولید^۲، بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرمستقیم تا آن زمان و هزینه‌های تأمین مالی قرارداد، طبق دوره تعیین شده در قرارداد، محاسبه، تقسیط و بازپرداخت می‌شود.

هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های غیرمستقیم دوره تولید از شروع تولید اولیه به صورت جاری محاسبه و باز پرداخت می‌گردد. همچنین پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از همان زمان آغاز می‌شود.^۳

پرداخت دستمزد برای تولید هر بشکه نفت از میدان‌های نفتی و یا هر هزار فوت مکعب گاز و هر بشکه میعانات گازی از میدان‌های گازی مستقل و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های بهره‌برداری، به همراه هزینه‌های تأمین مالی متعلقه بر اساس قرارداد، پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود و تا بازپرداخت مطالبات پیمانکار ادامه می‌یابد و پایان دوره قرارداد نیز مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده، در چارچوب شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد. این امکان نیز وجود خواهد داشت که در صورت توافق طرفین، پیمانکار معادل مطالبات خود را به جای وجه نقد به صورت نفت، گاز و یا میعانات گازی برداشت نماید.^۴

کلیه پرداخت‌ها در این قراردادها از محل حداکثر ۵۰٪ از عواید حاصل از تولیدات میدان موضوع قرارداد انجام می‌شود^۵ و استثنائاً شرکت ملی نفت ایران مجاز است جهت بازپرداخت هزینه‌ها و

1. Green Fields.

2. Brown Fields.

۳. بندهای (الف) و (ب) ماده (۱۰) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۴. بند (پ) ماده (۶) تصویب‌نامه هیئت وزیران. با توجه به سکوت تصویب‌نامه، علی‌القاعده، اینکه دستمزد و هزینه‌های پیمانکار به صورت پرداخت نقدی باشد و یا از طریق تحویل نفت، گاز و یا میعانات گازی می‌بایست در اختیار شرکت ملی نفت ایران باشد. اصطلاحاً (Option) شرکت ملی نفت ایران باشد که برای جبران هزینه‌ها و پرداخت دستمزد متعلقه، به پیمانکار نفت بدهد یا وجه نقد.

۵. بند (ت) ماده (۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران در تعریف میدان یا مخزن تجاری به نحوی نگارش شده است که ابتدائاً به نظر می‌رسد؛ کل عایدات میدان را می‌توان در فرمول تجاری شدن (Commerciality) لحاظ نمود. یعنی کلیه هزینه‌های میدان در طول دوره قرارداد، تقسیم بر کلیه عایدات آن، در حالی که این امر با بند (پ) ماده (۳)، بند (پ) ماده (۶) و بند (پ) ماده (۱۰) تصویب‌نامه هیئت وزیران که بازپرداخت از محل حداکثر ۵۰٪ عایدات میدان

پرداخت دستمزد، در صورتی که محصولات میدان‌های گاز طبیعی در بازار داخل مصرف شوند، یا امکان صادرات آن وجود نداشته باشد از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و نیز پرداخت دستمزد تعهد و اقدام نماید.^۱

۵. کمیته مدیریت مشترک^۲

در هر قرارداد کمیته مدیریت مشترک قرارداد از تعداد مساوی نمایندگان طرف‌های اول و دوم قرارداد با حق رأی مساوی تشکیل می‌گردد.^۳ فرض بر این است که اعضای کمیته مدیریت مشترک از اشخاص زنده و توانمند و حرفه‌ای طرفین هستند که فارغ از وابستگی‌های سازمانی، منافع پروژه و اجرای بهینه کار را در نظر دارند. لذا نفرات عضو این کمیته از تعداد برابر با حق رأی مساوی تشکیل می‌گردد و مکانیزم تصمیم‌گیری در آن اجماعی است زیرا، علی‌القاعده در رابطه با مسائل تخصصی مربوط به پروژه، افراد متخصص عضو کمیته می‌بایست از طریق بحث و استدلال یکدیگر را قانع کرده و به یک تصمیم اجماعی برسند. در صورت بن‌بست در تصمیم‌گیری، مدیران ارشد طرفین تصمیم می‌گیرند و چنانچه مدیران ارشد نیز به راه حل مرضی‌الطرفین نرسند، به نظر می‌رسد بایست به سراغ مکانیزم حل و فصل اختلافات تعبیه شده در قرارداد رفت.

از جمله وظایف این کمیته نظارت بر کلیه عملیات طرح، اتخاذ تصمیمات نهایی فنی، مالی و حقوقی در چارچوب قرارداد، صدور مجوز برای انعقاد قرارداد با پیمانکاران فرعی (دست دوم) و نیز تأیید برنامه مالی عملیاتی سالانه را می‌توان ذکر کرد. در هر حال، با وجود عضویت نمایندگان کارفرما در کمیته مدیریت مشترک، مسئولیت اجرای عملیات در چارچوب برنامه مالی عملیاتی مصوب، در تمام مدت بر عهده طرف دوم قرارداد می‌باشد و تمام عملیات اجرایی این طرف در

را مقرر می‌کند تعارض دارد و به نظر می‌رسد با عنایت به بندهای فوق، باید گفت در فرمول تجاری شدن میدان نیز باید سقف ۵۰٪ رعایت شود. به هر حال مناسب بود این موضوع در تعریف میدان تجاری با شفافیت بیشتری ذکر می‌شد.

۱. تبصره ذیل بند (پ) ماده (۶) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

2. Joint Management Committee (JMC).

۳. بند (ت) ماده (۸) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

چارچوب برآورد کلی طرح و نیز برنامه مالی عملیاتی سالانه مصوب و با مسئولیت و ریسک وی به انجام می‌رسد. اجرای این عملیات پس از تصویب کمیته مشترک مدیریت در چارچوب فرایندهای عملیاتی منضم به قرارداد و حسب مورد به شرکت‌های صاحب صلاحیت واگذار خواهد شد.^۱ نکته حائز اهمیت آن است که تشکیل این کمیته ناقض هیچ‌یک از صلاحیت‌های نظارتی و کنترلی شرکت ملی نفت ایران نبوده و این متن قرارداد است که در نهایت میزان کنترل و نظارت و مکانیزم‌های مربوط به آنها را برای شرکت ملی نفت ایران مشخص می‌نماید.

۶. اقدامات قابل واگذاری به پیمانکاران فرعی

به جزء مدیریت مجموعه پیمان و انجام مطالعات مهندسی مخزن که به دلیل حساسیت بالا، الزاماً می‌بایست توسط شرکت نفتی تراز اولی که به‌عنوان پیمانکار اصلی، طرف قرارداد با شرکت ملی نفت ایران است، صورت گیرد، انجام سایر اقدامات مندرج در قرارداد می‌تواند به پیمانکاران و سازندگان صاحب صلاحیت داخلی و خارجی واگذار گردد.^۲ انتخاب این پیمانکاران فرعی یا دست دوم با رعایت قوانین و مقررات ایران، به‌ویژه قانون «حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آنها...» مصوب ۱۳۹۱ و طبق شیوه‌نامه‌ای که منضم به قرارداد است، توسط پیمانکار انجام و به تصویب کمیته مشترک مدیریت می‌رسد.

۷. راهبری عملیات بهره‌برداری

از زمان شروع بهره‌برداری در مورد طرح‌های جدید و یا به نتیجه رسیدن تولید اضافی ناشی از عملیات پیمانکار در طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت، تولید و بهره‌برداری از تأسیسات نیز علاوه بر توسعه، به نحوی که در قرارداد توافق می‌شود، توسط یک شرکت ایرانی که «شرکت عملیاتی مشترک»^۳ نامیده می‌شود و یا شرکت ایرانی دیگری که توسط همین شرکت تشکیل می‌شود، با حفظ مسئولیت‌های طرف دوم قرارداد انجام می‌گردد.^۴

۱. بند (ث) ماده (۸) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۲. بند (ج) ماده (۸) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

3. Joint Operating Company.

۴. بند (الف) ماده (۱۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

پیمانکار با در نظر داشتن طرح توسعه مستمر و پلکانی میادین در دوره بهره‌برداری و ضمن اینکه موظف به انجام تعهدات خود به موجب قرارداد توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت میدان می‌باشد، می‌بایست با توجه به اطلاعاتی که از حضور در فاز تولید و بهره‌برداری کسب می‌کند و با انجام مطالعات لازم دیگر برای اصلاح طرح توسعه^۱، پیشنهادهای اصلاحی (در صورت نیاز) با هدف حفظ ظرفیت، بهبود و یا افزایش بازیافت نفت و یا گاز از میدان ارائه نماید. در صورت تصویب این طرح‌ها توسط کارفرما، آنها با انجام اصلاحات در برآورد هزینه‌ها، زمان‌بندی قرارداد، دستمزد مربوطه و نیز با منظور نمودن هزینه‌های مربوط در برنامه مالی عملیاتی سالانه به اجرا در خواهند آمد.^۲ کلیه هزینه‌های مربوط به راهبری عملیات تولید و بهره‌برداری نیز می‌بایست بر اساس برنامه مالی عملیاتی سالانه‌ای که به تصویب کمیته مدیریت مشترک طرح می‌رسد، تعیین شده و توسط پیمانکار پرداخت گردد.

البته کارفرما با استفاده از تمام توان حرفه‌ای و تخصصی می‌بایست مراقبت نماید، پیمانکار با استفاده از این ظرفیت قراردادی مبادرت به هزینه تراشی‌های مستمر و بی‌پایان ننماید.

۸. نقش شرکت‌های بهره‌بردار فعلی در مرحله بهره‌برداری

از بعد از پیروزی انقلاب اسلامی تاکنون، بهره‌برداری از میادین نفت و گاز کشور، انحصاراً در اختیار شرکت‌های ایرانی تابعه شرکت ملی نفت ایران بوده است، لذا در تصویب‌نامه هیئت وزیران پیش‌بینی شده است در مورد میدان‌های در حال تولید و بهره‌برداری، در صورتی که طرف اول قرارداد، که در اینجا منظور شرکت ملی نفت ایران می‌باشد، برای مرحله بهره‌برداری، انجام عملیات بهره‌برداری را با مشارکت یکی از شرکت‌های تابعه خود ضروری بداند، در چنین گزینه‌ای، بین طرف دوم قرارداد و شرکت تابعه طرف اول (شرکت ملی نفت ایران) یک موافقت‌نامه عملیاتی مشترک^۳ منعقد خواهد شد، این عملیات با حفظ مسئولیت پشتیبانی و نظارت کامل فنی، مالی، حقوقی و تخصصی طرف دوم (پیمانکار)، همراه با تأمین تجهیزات، قطعات و مواد مصرفی لازم توسط وی، به صورت مشترک انجام می‌شود. در تصویب‌نامه هیئت وزیران

1. Development Plan (DP).

۲. بند (پ) ماده (۱۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

3. Joint Operating Agreement (JOA).

ذکر شده است: «شرکت تابعه ذی‌ربط موظف است در بهره‌برداری از تأسیسات موضوع قرارداد، کلیه دستورالعمل‌های فنی، حرفه‌ای و برنامه‌های عملیاتی طرف دوم را رعایت و اجرا نماید. در غیر این صورت، عدم اجرای عمده اقدامات یاد شده، نقض تعهدات قراردادی توسط طرف اول محسوب می‌شود»^۱. به نظر می‌رسد ضرورتی به ذکر این مسئله در تصویب‌نامه هیئت وزیران نبود. چنانچه در نگارش قراردادها توجه به تفکیک مسئولیت‌ها و حفظ اختیارات شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های بهره‌بردار تابعه آن نشود، در عمل مشکلات حقوقی و عملیاتی متعددی را از باب خلط حدود مسئولیت‌ها و پاسخگویی طرف قرارداد به بار خواهد آورد. به‌ویژه آنکه شرکت ملی نفت ایران با چنین سیاقی در تصویب‌نامه هیئت وزیران، به‌صورت پیشینی، به نقض قرارداد محکوم شده است^۲. به نظر می‌رسد اصلاح این بخش از تصویب‌نامه هیئت وزیران ضروری است^۳.

۹. انتقال و ارتقای فناوری در جریان اجرای قرارداد

در این الگوی قراردادی به منظور انتقال و ارتقای فناوری ملی در حوزه عملیات بالادستی نفت و توانمندسازی شرکت‌های ایرانی چند راهکار در نظر گرفته شده است:

اول آنکه، بر اساس «شیوه‌نامه نحوه تعیین صلاحیت شرکت‌های اکتشاف، توسعه و تولید از میدان‌های نفت و گاز» ابلاغی وزیر نفت^۴ شرکت‌های ایرانی که صاحب صلاحیت تشخیص داده شوند، با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به‌عنوان شریک شرکت‌های معتبر نفتی خارجی در اجرای قرارداد حضور داشته و شریک شرکت‌های نفتی تراز اول خارجی خواهند بود. این شرکت‌ها با حضور در فرایند اجرای قرارداد، امکان بیشتری جهت ایجاد زمینه انتقال و توسعه دانش فنی و مهارت‌های مدیریتی و مهندسی مخزن به خود را خواهند داشت. به‌ویژه اینکه طرف دوم قرارداد،

۱. تبصره ذیل بند (الف) ماده (۱۱)، تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۲. همان.

۳. به نظر می‌رسد برای اصلاح این قسمت چاره‌ای جزء حذف عبارت ذیل تبصره ذیل بند (الف) ماده (۱۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران نیست.

۴. «شیوه‌نامه نحوه تعیین صلاحیت شرکت‌های اکتشاف، توسعه و تولید از میدان‌های نفت و گاز» ابلاغی مورخ ۱۳۹۴/۹/۴ وزیر نفت. قابل دسترسی در شبکه اطلاع‌رسانی نفت و انرژی، وبسایت شانا به

آدرس: <http://www.shana.ir>

موظف به ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری به‌عنوان بخشی از برنامه مالی عملیاتی سالانه می‌باشد.^۱ لذا شرکت‌های ایرانی در صورت استفاده مناسب از این ظرفیت قراردادی می‌توانند در مسیر رشد و دستیابی به دانش روز در حوزه‌های مختلف به‌ویژه مدیریت طرح‌ها قرار گیرند. به نظر می‌رسد چگونگی بهره‌مند شدن از راهکار مذکور در تصویب‌نامه هیئت وزیران و نیز چگونگی انتقال دانش فنی و ارتقا سطح توان مدیریتی در شرکت ملی نفت ایران بر عهده شرایط و مندرجات قرارداد گذاشته شده است. لذا ضروری است در مقام نگارش و تدوین نهایی قراردادهای مربوطه این موضوع به نحوی مناسب و به‌طور خاص و مؤکد لحاظ شود.

دوم آنکه، طرف قرارداد، ملزم به حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور ایران بر اساس «قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آنها در امر صادرات و اصلاح ماده ۱۰۴ قانون مالیات‌های مستقیم» مصوب ۱۳۹۱/۵/۱ مجلس شورای اسلامی و دستورالعمل‌ها و آیین‌نامه‌های ذی‌ربط می‌باشد.^۲ در صورت اجرای صحیح این قانون و اعمال نظارت مناسب توسط شرکت ملی نفت ایران، می‌تواند به تقویت بدنه پیمانکاری در صنعت نفت کمک کند. ضمن آنکه تعهد طرف دوم قرارداد به استفاده حداکثری از نیروهای داخلی در اجرای قرارداد می‌بایست در قالب ارائه برنامه جامع آموزشی جهت ارتقای کیفی این نیروها و انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم در قالب هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای برای انجام برنامه‌های آموزشی و تحقیقاتی از جمله ارتقا و به‌روزرسانی مراکز تحقیقاتی موجود و ایجاد مراکز تحقیقاتی مشترک تبلور یابد.^۳

۱. بند (الف) ماده (۴) تصویب‌نامه هیئت وزیران. نکته مبهم در این بند آن است که منظور از «ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری به‌عنوان بخشی از برنامه مالی عملیاتی سالانه» چیست؟ ظاهر عبارت ممکن است این تصور را ایجاد کند که شرکت ملی نفت ایران با تأیید برنامه مالی عملیاتی سالانه (Annual Work Programme and Budget)، باید هزینه‌های مترتب بر انتقال و توسعه فناوری به شرکت‌های ایرانی شریک با طرف خارجی را بپردازد، لیکن این استنباط چندان معقول نبوده و دلیلی ندارد شرکت ملی نفت ایران از محل منابع خود چنین هزینه‌هایی را متحمل شود و به‌جای آموزش نیروهای خود و ارتقای سطح منابع انسانی این شرکت، هزینه آموزش شرکت‌های خصوصی طرف قرارداد را بپردازد. لذا بهتر بود در متن تصویب‌نامه این موضوع بدون کژتابی و با شفافیت بیشتری نگاشته می‌شد تا از هرگونه شبهه احتمالی جلوگیری نماید.

۲. بند (ب) ماده (۴) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۳. بند (پ) ماده (۴) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

راهکار سوم آنکه، در شرکت عملیاتی مشترک^۱، سمت‌های مدیریتی در دوره تولید به نحوی که در قرارداد توافق خواهد شد، چرخشی خواهد بود.^۲ در سازمان مدیریتی شرکت متصدی عملیات بهره‌برداری، سمت‌های مدیریتی به تدریج به طرف ایرانی مشارکت واگذار می‌شود تا امکان انتقال دانش و مهارت‌های مدیریتی به نیروهای ایرانی فراهم شود. در این رابطه باید توجه داشت، بعد از رسیدن به فاز تولید، دو شیوه برای راهبری عملیات تولید و بهره‌برداری در تصویب‌نامه هیئت وزیران پیش‌بینی شده است، یکی تشکیل شرکت مشترک بهره‌بردار با مشارکت بخش خصوصی^۳، و دیگری امضای موافقت‌نامه بهره‌برداری مشترک^۴ با شرکت‌های بهره‌بردار تابعه شرکت ملی نفت ایران^۵. لذا با توجه به سکوت مصوبه در رابطه با این شیوه اخیر، می‌بایست در قراردادهای نهایی که با پیمانکاران منعقد می‌گردد این مورد نیز به نحو مناسب پوشش داده شود تا حداقلی از انتقال دانش فنی و توان مدیریتی به شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های تابعه نیز رخ دهد.^۶

1. Joint Operating Company (JOC).

۲. بند (ت) ماده (۴) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۳. همان.

4. Joint Operationing Agreement (JOA)

۵. تبصره ذیل بند (الف) ماده (۱۱) تصویب‌نامه هیئت وزیران.

۶. شاید بهتر بود در متن تصویب‌نامه نسبت به ضرورت انتقال دانش، فناوری و مهارت‌های مدیریتی به شرکت ملی نفت ایران تصریح می‌شد، اما به هر حال، این موضوع می‌بایست در قرارداد نهایی میان شرکت ملی نفت ایران و طرف‌های خارجی به تفصیل تبیین شود و حتی راهکارهای مشخصی برای همکاری میان شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های تابعه با شرکت‌های نفتی بین‌المللی در پروژه‌های مختلف بالادستی و پایین دستی آنها در خارج از ایران ارائه شود.

نتیجه‌گیری

با توجه به تغییرات گسترده ایجاد شده در خلال سال‌های گذشته در حوزه‌های مختلف اکتشاف، توسعه، تولید، عرضه و تقاضای نفت و گاز در بازارهای بین‌المللی انرژی، ضرورت بازنگری در نوع قراردادهای نفتی مورد تأکید عموم صاحب نظران عرصه نفت و گاز بوده است. اصول هشت‌گانه قراردادهای بیع متقابل که در بند (ب) ماده (۱۴) قانون برنامه چهارم توسعه سیاسی، اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور تبلور یافته بود، اساس قراردادهایی شده بود که با تمام فراز و نشیب‌های صنعت نفت در خلال سالیان بعد از جنگ منبع جذب میلیاردها دلار سرمایه خارجی در صنعت نفت کشور بودند. این قراردادها خود نیز از تحول و تطور برکنار نبودند. معرفی سه نسل از این قراردادها بیانگر تلاش صنعت نفت برای حداکثر سازی منافع ملی از طریق به‌کارگیری سازوکارهای قراردادی مناسب‌تر بود.

در حال حاضر اصول و چارچوب جدید قرارداد نفتی ایران به استناد جزء (۳) بند (ت) ماده (۳) و ماده (۷) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، به تصویب هیئت وزیران رسیده است. از مذاقه در اصول و ساختار این الگوی قراردادی می‌توان نتیجه گرفت صنعت نفت ایران همچنان علاقمند به حفظ چارچوب‌های قراردادی خانواده قراردادهای خدمت در بخش بالادستی است، زیرا، قراردادهای بیع متقابل و الگوی جدید قرارداد نفتی ایران هر دو از نوع قراردادهای خدمت توأم با ریسک بشمار می‌روند.

با این حال تغییرات در رابطه با رویکرد صنعت نفت به روابط قراردادی با پیمانکاران و سرمایه‌گذاران بین‌المللی با نظر به جذابیت بیشتر این قراردادها برای آن پیمانکاران یا سرمایه‌گذاران از یک طرف، و حفظ حاکمیت و منافع ملی از طرف دیگر، محسوس است. برقراری روابط قراردادی طولانی، حضور پیمانکار در مرحله تولید و بهره‌برداری، تأکید بر انجام عملیات بهبود و افزایش ضریب بازیافت در طول دوره بهره‌برداری، انجام توسعه مستمر و پلکانی، ارتباطی دستمزد به میزان کار انجام شده، از مهم‌ترین این تغییرات و تحولات است.

ایرادات در تصویب‌نامه هیئت وزیران که متن مقاله به برخی از آنها اشاره دارد، می‌تواند با اعمال برخی اصلاحات در متن تصویب‌نامه توسط هیئت وزیران و نیز با تنظیم کارشناسانه و تخصصی

قراردادهای مربوطه که بعداً (توسط شرکت ملی نفت ایران) تهیه خواهد شد، به نحو مناسب برطرف گردند.

به هر روی، ارزیابی و داوری دقیق و صحیح و بیان محاسن و معایب این الگوی جدید نیاز به زمان بیشتر و انعقاد قرارداد چند پروژه دارد. باید در نظر داشت که بخش عظیمی از موفقیت و یا شکست یک الگوی قراردادی منوط به چگونگی کاربرد و استفاده از آن یا به عبارت کلی تر منوط به اجرای آن است.



فهرست منابع

الف) فارسی و عربی

۱. درخشان، مسعود؛ «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی»، دو فصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصادی اسلامی سال ششم، ش دوم، بهار و تابستان ۱۳۹۳.
۲. درخشان، مسعود؛ «منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز»، مجلس و پژوهش، سال ۹، ش ۳۴.
۳. شیروی، عبدالحسین؛ «حقوق نفت و گاز» نشر میزان، ۱۳۹۳.
۴. مومرد، برنارد؛ «نفت و حاکمیت ملی»، ترجمه حمیدی یونسی، علیرضا، تهران، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ۱۳۸۶.
۵. موسوی الخمینی، سید روح ا...؛ «تحریر الوسيله»، مطبعه الاداب فی النجف الاشرف، ۱۳۹۰ ه. ق.
۶. نجفی، محمدحسین؛ «جواهر الکلام»، دارالکتب الاسلامیه، تهران، ۱۳۶۲.
۷. نیک بخت، حمید رضا؛ «آثار قوه قاهره و انتفای قرارداد»، مجله حقوقی، ۱۳۷۶، ش ۲۱.
۸. نیک بخت، حمید رضا؛ «مروری بر تنظیم قراردادهای دولتی (در حقوق تجارت بین الملل)»، الهیات و حقوق، ۱۳۸۴، ش ۱۵ و ۱۶.
۹. نیک بخت، حمید رضا و آرین، محمد؛ «طراحی الگوهای قراردادی جدید برای توسعه میادین هیدروکربوری ایران: بررسی و نقد قانون جدید وزارت نفت»، فصلنامه تحقیقات حقوقی، پاییز ۱۳۹۴، ش ۷۱.

ب) لاتین

10. David B. Spence, Corporate Social Responsibility in the Oil and Gas Industry: The Importance of Reputational Risk, 86 Chi.-Kent. L. Rev (2011), p 59. Available at:

- <http://scholarship.kentlaw.iit.edu/cklawreview/vol86/iss1/4>.
11. Kamal M Al-Subhi Al-Harbi, "Sharing fractions in cost-plus-incentive-fee contracts", International Journal of Project Management, Volume 16, Issue 2, April 1998, Pages 73-80.
 12. Lin, C. Y. Ghandi, Abbas, "An Analysis of the Economic Efficiency of Iraq's Oil Service Contracts", p 3. Published by University of California (2012), Accessible at:
www.des.ucdavis.edu/faculty/Lin/Iraq_TSC_paper.pdf
 13. Nakhle, Carole. "Licensing and Upstream Petroleum Fiscal Regimes: Assessing Lebanon's Choices", 2015, accessible at: http://www.lcps-lebanon.org/publications/1436792630-edt_lcps_carol_n_policy_paper_2015_high_res.pdf
 14. West, Jonny, "Oil Contracts, how to read and understand them", 2012, p 161. Accessible at : openoil.net/understanding-oil-contracts/

