

## شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز (بررسی حقوقی اصلاحات اعمال شده در تصویب‌نامه هیئت‌وزیران)

حمیدرضا نیکبخت\*

سید حسن موسوی\*\*

تاریخ پذیرش: ۹۶/۸/۳۰

تاریخ دریافت: ۹۶/۸/۳۰

### چکیده

با تصویب و ابلاغ تصویب‌نامه هیئت‌وزیران به شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ مورخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱ با عنوان «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز»، کارشناسان در حوزه‌های مختلف به بررسی آن پرداخته و پیشنهادات اصلاحی را در راستای ارتقای تصویب‌نامه مربوطه ارائه نمودند. در نهایت، اصلاحات قابل اعمال در قالب متنی جدید توسط وزارت نفت و شرکت ملی نفت به هیئت‌وزیران تقدیم گردید. هیئت‌وزیران اصلاحات مربوطه را اعمال و تصویب‌نامه جدیدی را در تاریخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶ به شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ به وزارت نفت، وزارت امور اقتصادی و دارایی و سازمان برنامه و بودجه کشور، ابلاغ نمود. مقاله حاضر با رویکردی تحلیلی به بررسی حقوقی اصلاحات اعمال شده در تصویب‌نامه جدید هیئت‌وزیران در خصوص اصول و ساختار قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به آی-پی-سی می‌پردازد.

### کلیدواژگان:

الگوی جدید قراردادی، تصویب‌نامه هیئت‌وزیران، قراردادهای بالادستی نفت و گاز.

---

\* استاد دانشکده حقوق دانشگاه شهید بهشتی، استاد حقوق نفت و گاز

hr-nikbakht@sbu.ac.ir

\*\* دکترای حقوق خصوصی دانشگاه شهید بهشتی

sh\_mousavi@sbu.ac.ir

## مقدمه

وزارت نفت به استناد جزء ۳ بند (ت) ماده ۳ و ۷ «قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت» مصوب ۱۳۹۱، «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» را به هیئت وزیران ارائه نمود. هیئت وزیران پیشنهاد وزارت نفت را با حکم و اصلاحاتی جزئی تصویب و در آبان ۱۳۹۴ به وزارت نفت ابلاغ نمود.<sup>۱</sup>

پس از آن موجی از نظریات انتقادی در خصوص مصوبه یادشده طرح گردید و در نهایت تصویب نامه جدیدی در تاریخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶ به شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ توسط هیئت وزیران تصویب و جایگزین تصویب نامه قبلی به شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ مورخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱ گردید.<sup>۲</sup> این مقاله در ادامه مقاله قبلی نگارندگان تحت عنوان «اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران»،<sup>۳</sup> تلاش دارد ضمن تبیین و توضیح تغییرات اعمال شده، تصویر روشن تری از مدل مفهومی قراردادهای جدید نفتی در چارچوب مصوبات هیئت وزیران ارائه کند. در این راستا، به بررسی و تحلیل مهم ترین اصلاحات اعمال شده در تصویب نامه هیئت وزیران در دو قسمت به شرح ذیل پرداخته خواهد شد:

بررسی اصلاحات اعمال شده در معماری حقوقی-قراردادی<sup>۴</sup> الگوی جدید؛ بررسی حقوقی اصلاحات اعمال شده در ساختار مالی<sup>۵</sup> و سازوکار جبران هزینه ها.

۱. هیئت وزیران در جلسه ۱۳۹۴/۷/۸، پیشنهاد شماره ۳۰۲۸۱۹-۲/۲۰ مورخ ۱۳۹۳/۶/۲۹ وزارت نفت را در خصوص «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز»، تصویب و طی ابلاغیه شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ مورخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱، به وزارت نفت و وزارت امور اقتصادی و دارایی ابلاغ نمود. نک:

<http://rc.majlis.ir/fa/law/show/944062>

۲. تصویب نامه اخیر عملاً فقط اصلاحاتی را نسبت به تصویب نامه قبلی دربردارد. لذا برای سهولت ارجاع، در این مقاله برای اشاره به مصوبه شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ مورخ ۱۳۹۴/۰۸/۱۱ هیئت وزیران، از عبارت «تصویب نامه» و برای اشاره به تصویب نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶ از عبارت «تصویب نامه اصلاحی» استفاده خواهد شد.

۳. نیکبخت، حمیدرضا و سید حسن موسوی، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، مجله تحقیقات حقوقی، زمستان ۱۳۹۴، شماره ۷۲.

4. Legal and contractual architecture.

5. Fiscal structure or fiscal regime.

## ۱. اصلاحات اعمال شده در معماری حقوقی-قراردادی الگوی جدید

### ۱.۱ تغییر در مستندات قانونی

در صدر «تصویب نامه اصلاحی» علاوه بر استناد به جزء ۳ بند «ت» ماده ۳ و ۷ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت (مصوب ۱۳۹۱)، به مفاد بندهای ۱۳، ۱۴ و ۱۵ سیاست‌های اقتصاد مقاومتی<sup>۱</sup> و بندهای ۱۲، ۱۷ و ۱۸ سیاست‌های کلی برنامه ششم توسعه<sup>۲</sup> نیز استناد شده است. این مبین ملزم بودن وزارت نفت یا هیئت وزیران به لحاظ نمودن سیاست‌های اقتصاد مقاومتی در تدوین شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز می‌باشد که تأکید بر واضح‌تر و امر مطلوبی است.

### ۱.۲ تصریح به قانون حاکم

در انتهای ماده ۱ «تصویب نامه اصلاحی»، تصریح شده است: «قانون حاکم بر قراردادهای، قانون جمهوری اسلامی ایران می‌باشد». قانون حاکم در قراردادهای اهمیت بسیار دارد، زیرا قراردادهای به موجب قانون حاکم تفسیر خواهند شد.<sup>۳</sup> به عبارت دیگر، قانون حاکم موضوعات مربوط به تشکیل قراردادهای و تفسیر آنها یا نتایج هرگونه اختلاف احتمالی قراردادی و حتی در موارد جدی‌تر صحت یا بطلان قرارداد را تعیین می‌کنند.<sup>۴</sup> تعیین قانون حاکم<sup>۵</sup> در قراردادهای نفتی به دلیل ویژگی‌های خاص صنعت نفت از اهمیتی دو چندان نیز برخوردار است.<sup>۱</sup>

۱. برای دیدن متن کامل ابلاغیه سیاست‌های اقتصاد مقاومتی، نک:

<http://farsi.khamenei.ir/news-content?id=25370>

۲. برای دیدن متن کامل سیاست‌های کلی برنامه ششم توسعه، نک:

<http://farsi.khamenei.ir/news-content?id=30128>

3. R. Haggins, "Legal Preconditions of Foreign Investment", Energy Law 86, Matthew Bender Times Mirror Books, 1986, p. 236.

نیک‌بخت، حمید رضا، **مروری بر تنظیم قراردادهای دولتی (در حقوق تجارت بین الملل)**، الهیات و حقوق، ۱۳۸۴، شماره‌های ۱۵ و ۱۶، ص ۱۷.

4. T. B. Heershe, "Selection of Governing Law", Conference Proceeding, International Resources Law and Projects: Straddling the Millennium, Rocky Mountain Mineral Law Foundation and International Bar Association Section on Energy & Natural Resources Law, 26-27 Apr. 1999, Santa Fe, New Mexico, Mineral Law Series, vol. 1999, no. 2, paper 9, 1 and 3.

۵. برای مطالعه بیشتر، نک: نیک‌بخت، حمید رضا، **چگونگی تعیین قانون حاکم بر قراردادهای دولتی**، مجله تحقیقات حقوقی ۱۳۷۷، شماره‌های ۲۲-۲۱، ص ۱۸۳؛ نیک‌بخت، حمید رضا، **تعارض قوانین در قراردادهای (قانون حاکم ←**

در واقع شروط مربوط به قانون حاکم و حل و فصل اختلافات در یک قرارداد بلندمدت نفتی، نقش مؤثری در دستیابی به یک رابطه تجاری موفق میان طرفین دارند.<sup>۲</sup>

به هر روی، چنین تصریحی در متن «تصویب‌نامه اصلاحی»، صرفاً تأکید بر رویه‌ای است که قبلاً نیز در شرکت ملی نفت ایران جاری بوده است. در تمام قراردادهای منعقد شده در بخش بالادستی صنعت نفت ایران، حداقل از ۱۳۵۳ تاکنون، قانون حاکم همواره قانون ایران بوده است و تصریح به این موضوع تغییر جدیدی در رویه قراردادی شرکت ملی نفت ایران و مجموعه صنعت نفت کشور ایجاد نمی‌کند. ضمن آنکه امروزه قراردادهای نفت و گاز عموماً قراردادهای مرکبی هستند که می‌شود بر هر قسمت یا جزء آن یک قانون حاکم باشد<sup>۳</sup> و معلوم نیست که همه موارد قانون ایران بیشتر از قانون یا قواعد حقوقی دیگر منافع ایران را تأمین نماید. لذا در این موارد قدرت چانه‌زنی شرکت ملی نفت ایران یا وزارت نفت را محدود می‌کند. همچنین درج این موضوع در انتهای ماده‌ای که به تعاریف می‌پردازد، به لحاظ رعایت اصول شکلی نگارش مقررات، مورد ایراد است.

قابل ذکر است، باید در نظر داشت که در سیستم حقوقی ایران بر اساس ماده ۹۶۸ قانون مدنی، چنانچه محل انعقاد قرارداد خارج از ایران باشد، حاکمیت قانون ایران بر چنین قراردادی به طور جدی جای تأمل است<sup>۴</sup> و همچنین اینکه آیا تصویب‌نامه هیئت‌وزیران می‌تواند مخصص آن ماده قانونی باشد، جای بحث دارد.

→ بر تعهدات قراردادی و اصل حاکمیت اراده، مجله حقوقی، ۱۳۸۴، شماره ۳۲، ص ۷؛ نیکبخت، حمیدرضا،

مسائل مطرح در قانون حاکم بر قرارداد، مجله تحقیقات حقوقی، بهار و تابستان ۱۳۸۳، شماره ۳۹، ص ۱۸۳.

1 A. B. Derman, et al., "Choice of Law Provisions when Drafting Arbitration Provisions for International Oil and Gas Agreement", OGEL Online Journal 4, no. 1, (2006): available at: [www.gasandoil.com/ogel/](http://www.gasandoil.com/ogel/).

2 Erkan, Mustafa, "International Energy Investment Law: Stability through Contractual Clauses", Published by: Kluwer Law International, 2011, p. 222.

۳. نیک بخت، حمیدرضا، مسائل مطرح در قانون حاکم بر قرارداد، مجله تحقیقات حقوقی، ۱۳۸۳، شماره ۳۹، ص ۱۶۳.

۴. نیک بخت، حمید رضا، ماده ۹۶۸ قانون مدنی و ماده ۲۷ قانون داورى تجارى ایران (۱۳۷۶)، مجله تحقیقات حقوقی ۱۳۷۹، شماره‌های ۳۲-۳۱، ص ۱۲۵.

### ۱.۳ حذف شرکت عملیاتی مشترک و موافقت‌نامه عملیات مشترک

بند مربوط به تعریف شرکت عملیاتی مشترک و موافقت‌نامه عملیات مشترک از ماده ۱ «تصویب‌نامه» حذف گردید. اما با وجود این، حداقل در خصوص موافقت‌نامه عملیات مشترک همچنان ارجاعاتی در مواد مختلف به این تأسیس حقوقی وجود دارد که استفاده از آن در قراردادهای آتی را اجتناب‌ناپذیر می‌نماید.

#### ۱.۳.۱ حذف شرکت عملیاتی مشترک<sup>۱</sup>

با وجود آنکه تأسیس حقوقی «شرکت عملیاتی مشترک» به عنوان یکی از ابزارهای موردنظر برای رشد شرکت‌های ایرانی و حضور جدی در عملیات بالادستی معرفی شد،<sup>۲</sup> انتقاداتی به این بند وارد گردیده است.

اما از منظر حقوقی، ایراداتی مانند اینکه درصد مشارکت شرکت‌های ایرانی با شرکت‌های خارجی به چه میزان باشد یا چه سازوکاری باید اندیشید تا در جریان اجرای پروژه، شریک ایرانی حضور و فعالیت واقعی داشته باشد و تبدیل به یک «شریک خاموش»<sup>۳</sup> نشود، مطرح بود.<sup>۴</sup> انصاف آن است که گفته شود، این ایرادات متوجه متن تصویب‌نامه‌ای که در مقام تعیین چارچوب‌های کلی قراردادهای آتی است، نبود؛ زیرا دلیلی ندارد مصوبه‌ای که در مقام تعیین خط‌مشی‌ها و چارچوب‌های کلی است، در تمام جزئیاتی که باید در یک قرارداد مفصل به آنها پرداخت، ورود

1. Joint Operating Company (JOC).

2. <http://www.tehransummit.com/fa/>

3. Silent Party or Dormant Partner.

۴. در الگوی قراردادهای خدمت عراق در بخش بالادستی، موسوم به (Technical Service Contract - TSC)، درصد مشارکت شریک عراقی (که البته در تمام قراردادهای، یک شرکت دولتی وابسته به وزارت نفت عراق است)، به میزان ۲۵ درصد تعیین شده بود. بند ۱ ماده ۲۷ این قراردادها تحت عنوان (PARTICIPATION) مقرر می‌دارد:

"27.1. The State Partner shall have twenty-five percent (25%) of Contractor's total Participating Interest and the Companies shall have the remaining Participating Interest of seventy-five percent (75%)."

برای دیدن متن کامل الگوی قراردادی عراق، نک: <http://platformlondon.org/documents/PFTSC-23-> Apr-09.pdf

کند. در خصوص شرکت عملیاتی مشترک نیز امکان حل و فصل این موارد در خلال مذاکرات قراردادی و در متن قرارداد میسر بود و حذف این بند بهترین راه حل ممکن نبود.<sup>۱</sup>

### ۱.۳.۲ حذف موافقت‌نامه عملیات مشترک<sup>۲</sup>

در خصوص موافقت‌نامه عملیاتی مشترک، با وجود حذف بند مربوطه از قسمت تعاریف، با عنایت به مواد دیگر تصویب‌نامه، به طور حتم به ساختاری حقوقی تحت عنوان موافقت‌نامه عملیات مشترک یا تأسیس حقوقی مشابه دیگری که حدود وظایف و تکالیف شریک ایرانی و شرکای خارجی را معین می‌کند، نیاز خواهد بود. برای مثال، تبصره ذیل بند «الف» ماده ۱۱ «تصویب‌نامه» به صراحت از لزوم امضای «یک موافقت‌نامه عملیاتی مشترک» برای راهبری عملیات تولید، سخن می‌گوید<sup>۳</sup> و بند «الف» ماده ۴ صراحتاً تکلیف کرده است: «در هر قرارداد سیاست‌های اجرایی و اقدامات عملیاتی برای تحقق مفاد این بند باید به عنوان یکی از پیوست‌های قرارداد آورده شود». یعنی دقیقاً باید وضعیت شراکت شرکت ایرانی با شرکت‌های معتبر خارجی مشخص شود و چارچوب‌های حاکم بر چگونگی و سطح روابط شرکت‌های ایرانی که قرار است با «حضور در فرایند اجرای قرارداد» امکان انتقال و توسعه دانش فنی و مهارت‌های مدیریتی و مهندسی مخزن به آنها میسر گردد، تعیین و به قرارداد ضمیمه شود. این ضمیمه همان ضمیمه موسوم به «اصول و رویه‌های موافقت‌نامه عملیات مشترک»<sup>۴</sup> است. بنابراین با وجود حذف تعریف «موافقت‌نامه عملیات مشترک» در ماده ۱، این تأسیس حقوقی همچنان در «تصویب‌نامه» وجود داشته و مورد ارجاع است.

۱. بهتر بود اجازه داده می‌شد تا با اتخاذ راهکارهایی مانند تدوین یک ضمیمه (attachment) جامع در خصوص (JOC)، روش مناسب تقسیم ریسک و مسئولیت در فازهای توسعه و تولید در خلال مذاکرات قراردادی با شرکت‌های نفتی بین‌المللی حل و فصل و در قراردادهای مربوطه درج گردد.

#### 2. Joint Operating Agreement (JOA).

۳ تعریف استاندارد (JOA) عبارت است از: «سندی که حقوق و تکالیف اعضای مشارکت (JV) را مشخص می‌کند، موافقت‌نامه عملیات مشترک است». لذا به لحاظ تخصصی «موافقت‌نامه عملیاتی مشترک»، به نحوی که در تبصره ذیل بند (الف) ماده ۱۱ ذکر شده است، دقیقاً یک موافقت‌نامه عملیاتی مشترک (Joint Operation Agreement) با تعریف استاندارد نیست. زیرا شراکتی میان شرکت خارجی و شرکت تابعه شرکت ملی نفت ایران در فاز تولید و بهره‌برداری ایجاد نمی‌شود. نک:

Pereira, Eduardo, "Joint Operating Agreements: Mitigating Contractual and Operational Risks in Exclusive Operations", Globe Business Publishing Ltd, 2013, p. 12.

4 JOA Principles & Procedures.

## ۱.۴. تصریح به اختیار شرکت ملی نفت ایران در پرداخت نقدی یا تخصیص محصول<sup>۱</sup> به پیمانکار

واقعیت آن است که قراردادهای خدمت توأم با ریسک از جنبه‌های اساسی شبیه قراردادهای مشارکت در تولید هستند.<sup>۲</sup> در واقع تفاوت اصلی میان قراردادهای مشارکت در تولید با قراردادهای خدمت، در این است که طرف قرارداد هزینه و دستمزد و پاداش خود را به صورت نقدی دریافت کند یا به صورت محصول وصول نماید.<sup>۳</sup>

شرکت نفتی بین‌المللی تمام ریسک‌های مالی را تقبل می‌کند تا بعد از تولید تجاری با نرخ مورد توافقی ریسک و هزینه‌های انجام‌شده به او بازپرداخت شود.

تفاوت اساسی در مکانیزم جبران<sup>۴</sup> و اعطای بخشی از سود به شرکت نفتی بین‌المللی نهفته است. یعنی آیا طرف قرارداد به موجب همان قرارداد اصلی، به سهم از قبل تعریف شده‌ای از نفت تولیدی دسترسی خواهد داشت یا خیر؟ به عبارت حقوقی‌تر، آیا همان قرارداد منعقد شده برای انجام عملیات بالادستی خود سبب مُملک بخشی از نفت تولیدی برای طرف قرارداد نیز هست یا خیر؟ اگر پاسخ به این پرسش مثبت باشد یا قرارداد به نحوی باشد که اختیار<sup>۵</sup> دریافت محصول (نفت، گاز، میعانات) برای جبران هزینه و دستمزد متعلقه با پیمانکار باشد و نه با شرکت ملی نفت دولت میزبان، آنگاه می‌توان مدعی شد قرارداد دارای محتوای مشارکتی بوده و از خانواده قراردادهای خدمت فاصله گرفته است. زیرا در قراردادهای «خدمت توأم با ریسک» چگونگی جبران و بازپرداخت هزینه‌ها و تقسیم سود در قالب دستمزد (فی) از قبل مشخص و مورد توافق قرار می‌گیرد و تمام این موارد معمولاً به صورت نقدی انجام می‌شود، نه به صورت تملک بخشی از نفت تولیدی.

با این حال، در برخی کشورها که از این نوع قرارداد استفاده می‌کنند، مقداری از نفت که معادل حق‌الزحمه و دستمزد پیمانکار است، بر اساس قیمت روز به وی تحویل می‌شود. کماینکه در

1. Option to pay in cash or in kind.

2. Duval, Claude. *et al.* "International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects", (2ed ed. 2009), Barrows Company Inc. New York, p. 87.

3. Johnston, Daniel. "International Exploration Economics, Risk and Contract Analysis", Penn Well Corporation, 2003. p. 12.

4. Reimbursement mechanism.

5. Option.

قراردادهای خدمت توأم با ریسک ایران (بیع متقابل) به همین ترتیب عمل می‌شود.<sup>۱</sup> در قالب قراردادهای خدمت شش‌گانه قبل از انقلاب نیز پیمانکار می‌توانست مقدار مشخصی از نفت تولیدی را با یک تخفیف مشخص به جای دستمزد، تحویل گیرد و خریداری کند.<sup>۲</sup> با توجه به اهمیت موضوع، در نهایت سکوت «تصویب‌نامه» در «تصویب‌نامه اصلاحی» منتفی و در ذیل بند «پ» ماده ۳ تصریح گردید: «تشخیص پرداخت به پیمانکار از طریق تحویل محصول میدان یا مخزن و یا عواید آن به جای محصول (تا پایان بازپرداخت/پرداخت مطالبات پیمانکار) با شرکت ملی نفت ایران می‌باشد».

### ۱.۵ تشکیل شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی<sup>۳</sup>

با هدف «تسهیل انتقال و ارتقای فناوری ملی در حوزه عملیات بالادستی نفت و توانمندسازی شرکت‌های ایرانی و تأسیس و تقویت شرکت‌های نفتی (ای اند پی) ایرانی» بر اساس بند «الف» ماده ۴ «تصویب‌نامه اصلاحی»، در تمام قراردادهای آتی، حداقل یک شرکت ایرانی اکتشاف و تولید یا اصطلاحاً «ای اند پی» که صلاحیت آن بر اساس ضوابط ابلاغی وزارت نفت به تأیید شرکت ملی نفت ایران رسیده است، به عنوان شریک شرکت‌های معتبر نفتی خارجی در بدنه پیمانکاری حضور خواهد داشت.

#### ۱.۵.۱ ویژگی‌های شرکت‌های اکتشاف و تولید (ای اند پی)

با استناد به سیاست‌های اقتصاد مقاومتی و سیاست‌های کلی برنامه ششم توسعه، به‌ویژه بند ۱۲ و نیز بندهای ۵ و ۹ بخش «پ» و بند ۵ بخش «ث» ماده ۳ «قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت» مصوب ۱۳۹۱، ضوابط مربوط به «تعیین صلاحیت» این شرکت‌ها در قالب یک شیوه‌نامه تحت عنوان «شیوه‌نامه نحوه تعیین صلاحیت شرکت‌های اکتشاف، توسعه و تولید از میدان‌های نفت و گاز کشور (ای اند پی)»، در آذر ماه ۱۳۹۴، توسط وزارت نفت ابلاغ شد.

۱. در قراردادهای بیع متقابل بر اساس یک ضمیمه قراردادی موسوم به " Long-term Crude Oil Sales Agreement" توافق می‌شد که بخشی از نفت تولیدی میدان به قیمت روز به پیمانکار فروخته شود.

۲. برای ملاحظه متن قراردادهای خدمت منعقد در سال ۱۳۵۳ موسوم به قراردادهای شش‌گانه، نک: **مجموعه قوانین نفت، گاز و پتروشیمی**، تدوین امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، جلد ۲، چاپ انتشارات روابط عمومی شرکت ملی نفت، ۱۳۸۱، صص ۱۶۹۹ به بعد.

3 Exploration and Production (E&P) Company.



به لحاظ تئوریک شرکت‌های اکتشاف و تولید، صرفاً تمرکز خود را بر فعالیت‌های معطوف به اکتشاف و تولید نفت و گاز قرار می‌دهند. در عمل، این‌گونه شرکت‌ها درگیر کارهای پایین‌دستی، مانند پالایش و فراوری یا بازاریابی نمی‌شوند. البته در خصوص گاز به دلیل ارتباط تنگاتنگ عملیات توسعه و تولید با بحث بازاریابی و فروش، این شرکت‌ها به نحو فزاینده‌ای در حوزه عملیات پایین‌دستی نیز بعضاً فعالیت می‌نمایند.<sup>۱</sup>

در شیوه‌نامه یادشده نیز ضمن تأکید بر این ویژگی شرکت‌های اکتشاف و تولید، در مقام تبیین ویژگی‌های این شرکت‌ها و تفکیک و تمییز آنها از شرکت‌های پیمانکاری دیگر بیان شده است: «شرکت‌های ای اند پی»[ای اند پی] عموماً وظایف و مسئولیت‌های سرمایه‌گذاری، طراحی و مدیریت عملیات اکتشافی، مهندسی مخزن، ارائه طرح جامع توسعه<sup>۲</sup> برای هر مخزن، مدیریت پروژه‌ها، تأمین مالی و بهره‌برداری از تأسیسات بالادستی نفتی را بر عهده می‌گیرند و برای عملیات مورد نیاز خود در این مسیر از ظرفیت شرکت‌های خدمات نفتی<sup>۳</sup> (ا، اس، سی)، پیمانکاران ای، پی، سی<sup>۴</sup> و یا سازندگان تجهیزات، حسب مورد استفاده می‌کنند.

#### ۱.۵.۲ نحوه تعیین صلاحیت شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی و چگونگی مشارکت آنها با شرکت‌های نفتی بین‌المللی

بر اساس بند ۲ «شیوه‌نامه نحوه تعیین صلاحیت شرکت‌های اکتشاف، توسعه و تولید از میدان‌های نفت و گاز کشور (ای اند پی)»، کارگروهی به ریاست معاون امور مهندسی وزیر نفت مسئولیت تعیین ملاک‌ها و معیارهای ارزیابی شرکت‌های ایرانی (ای اند پی) را بر عهده دارد و در ارزیابی شرکت‌های متقاضی از استانداردهای معروف «انرجیستیکز»<sup>۵</sup> و «ای، پی، کیو، سی»<sup>۶</sup> استفاده نمود.<sup>۷</sup>

1. Antill, Nick and Arnott, Robert: " Valuing Oil and Gas Companies: A Guide to the Assessment and Evaluation of assets, performance and prospects", Woodhead Publishing Ltd, Cambridge, 2000, p, 121.

2. Master Development Plan (MDP).

3. Oil Service Companies (OSCs).

4. Engineering, Procurement, Construction (EPC) Contractors.

5. www.energistics.org/

6. American Productivity and Quality Center (APQC): <https://www.apqc.org/>

۷. بر اساس این شیوه‌نامه، معاونت امور مهندسی وزارت نفت پس از فراخوانی در اردیبهشت ۱۳۹۵، صلاحیت ۳۷ شرکت ایرانی متقاضی را بررسی و سرانجام صلاحیت تعدادی شرکت را به عنوان شرکت‌های ایرانی E&P تأیید کرد.

بند ۳ «شیوهنامه»، وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران را از هرگونه اجبار یا حتی توصیه‌ای در خصوص انتخاب شرکت‌های ذی‌صلاح ایرانی توسط طرف‌های خارجی منع نموده است. از طرف دیگر، طبق بند «الف» ماده ۴ «تصویب‌نامه هیئت‌وزیران»، لزوماً باید «در هر قرارداد سیاست‌های اجرایی و اقدامات عملیاتی برای تحقق مفاد این بند به عنوان یکی از پیوست‌های قرارداد آورده شود». لذا از جمع میان بند ۳ «شیوهنامه» وزیر نفت و بند «الف» ماده ۴ «تصویب‌نامه» هیئت‌وزیران می‌توان گفت که برای وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران این امکان فراهم شده است که چارچوب‌ها و کلیاتی را در ضمن هر قرارداد به عنوان رئیس<sup>۱</sup> مشارکت طرف ایرانی و خارجی درج کنند و از شرکت‌های خارجی بخواهند بر طبق آن نسبت به شکل‌دهی به مشارکت خود با شرکای ایرانی اقدام نمایند.

### ۱.۶ حذف تخصیص بلوک اکتشافی جایگزین

تبصره ۲ ذیل بند «ب» ماده ۶ «تصویب‌نامه»، مقرر می‌داشت: «با توجه به اینکه کلیه ریسک‌ها در قراردادهای اکتشافی (دسته اول) بر عهده طرف دوم قرارداد بوده و در صورت عدم موفقیت در کشف میدان یا مخزن تجاری، هزینه‌ها بازپرداخت نمی‌شود، واگذاری بلوک دیگر اکتشافی به طرف دوم قرارداد، در صورت عدم کشف میدان یا مخزن تجاری با همان شرایط قرارداد منعقد قابل شرط در قرارداد است». این تبصره با عبارت «قابل شرط در قرارداد» صرفاً این مجوز را در اختیار شرکت ملی نفت ایران نهاده بود که به منظور تقویت انگیزه پیمانکاران بین‌المللی برای تقبل ریسک اکتشاف در مناطقی که پیمانکاران و شرکت‌های درجه اول نفتی، کمتر تمایلی به حضور در آنها دارند، چنانچه شرکت ملی نفت ایران صلاح دانست بتواند سبدهایی از بلوک‌های اکتشافی شکل دهد و در نهایت با تعیین هر بلوک اکتشافی، یک بلوک اکتشافی ذخیره را نیز معین و به پیمانکاران بین‌المللی ارائه کند. این راهکار با ایجاد انگیزه بیشتر در پیمانکاران، ضمن جلب سرمایه خارجی در عملیات پرریسک اکتشاف، به شرکت ملی نفت

۱. این رئیس یا (Heads of Agreement)، می‌تواند در بردارنده چارچوب‌هایی در خصوص سهم‌الشرکه طرفین (و مثلاً تعیین یک حداقلی برای مشارکت شریک ایرانی)، اپراتور عملیات، کمیته راهبری عملیات (و مثلاً ضرورت حضور نماینده شریک ایرانی در کمیته با حق رأی و ...)، تعیین تکلیف کلی شریکی که به تعهدات مالی خود عمل نمی‌کند (Defaulting Party)، واگذاری (Assignment)، قانون حاکم بر (JOA)، چگونگی حل و فصل اختلافات و ... باشد.

ایران کمک می‌کرد تا نسبت به اکتشاف مناطق وسیع‌تری از کشور مبادرت نماید و به جای تخصیص منابع داخلی برای این‌گونه عملیات پریسک که عمده کشورهای نفت‌خیز جهان ریسک آن را بر دوش شرکت‌های خارجی می‌نهند، بخشی از منابع داخلی خود و در یک دید وسیع‌تر، کشور را برای تخصیص به پروژه‌های دیگر آزاد کند.

متأسفانه ندهایی با برداشت نادرست از این تبصره با استناد به موادی از قانون مدنی، همچون ماده ۲۳۳ در خصوص شرط مجهول<sup>۱</sup>، باعث حذف آن شده است. حال آنکه این تبصره صرفاً بیان یک اختیار<sup>۲</sup> برای شرکت ملی نفت ایران بود و به نظر می‌رسید وجود چنین اختیاری می‌توانست در شرایط خاص کمک گران‌قدری در پیشبرد عملیات اکتشاف نفت و گاز در فلات ایران باشد.

### ۱.۷ اصلاحات مربوط به تصویب و تأیید شرکت ملی نفت ایران

«تصویب‌نامه اصلاحی» مواردی را به صراحت در خصوص حدود و ثغور صلاحیت‌های نظارتی و کنترلی شرکت ملی نفت ایران در قراردادهای آتی ذکر کرده است. البته این متن قراردادهای آتی خواهد بود که در نهایت میزان کنترل و نظارت و سازوکارهای مربوط به آنها را برای شرکت ملی نفت ایران مشخص خواهد نمود.<sup>۳</sup>

#### ۱.۷.۱ تصمیمات کارگروه مدیریت مشترک<sup>۴</sup>

در خصوص تصمیمات کارگروه مدیریت مشترک، بند «ت» ماده ۸ ضمن تصریح به این نکته، کلیه تصمیمات کارگروه مدیریت مشترک باید به تأیید شرکت ملی نفت ایران برسد. عبارت «در صورت عدم توافق، مدیران ارشد و مسئول طرفین تصمیم می‌گیرند» در متن «تصویب‌نامه اصلاحی» حذف گردیده است.

منوط نمودن کلیه تصمیمات کارگروه‌های مدیریت مشترک به تأیید شرکت ملی نفت ایران می‌تواند درعین‌اینکه موجب تقویت کنترل و نظارت شرکت ملی نفت ایران بر اجرای قراردادهای

۱. برای دیدن نمونه، نک: <http://www.farsnews.com/13941028001154>

2. Option.

۳. نیکبخت، حمیدرضا و سید حسن موسوی، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، پیشین، ص ۶۱

4. Joint Management Committee (JMC).

مربوطه شود، این خطر جدی را نیز برای پروژه‌ها ایجاد کند که به دلیل طبع محافظه‌کار شرکت‌های دولتی، اجرای کارها به دلیل عدم تأیید یا تصمیم‌گیری به موقع کارفرمای دولتی با تأخیرهای جدی مواجه شود.

### ۱.۷.۲ برنامه مالی- عملیاتی سالانه<sup>۱</sup>

بر اساس بند «ل» ماده ۱ «تصویب‌نامه اصلاحی» برنامه مالی عملیاتی سالانه باید به تصویب شرکت ملی نفت ایران به عنوان کارفرما برسد. نکته حائز اهمیت آن است که در نگارش شروط قراردادی باید دقت شود، تصویب برنامه مالی- عملیاتی توسط شرکت ملی نفت ایران، به‌هیچ‌وجه از بار مسئولیت شرکت‌های بین‌المللی طرف قرارداد درباره تکالیف و تعهدات قراردادی نکاهد و به‌ویژه در صورت عدم دستیابی به اهداف قراردادی، تصویب شرکت ملی نفت ایران تبدیل به مستمسکی در دست پیمانکار برای توجیه عدم موفقیت پروژه نشود.

### ۱.۷.۳ واگذاری<sup>۲</sup> قرارداد

مطابق بند «ت» ماده ۶ «تصویب‌نامه اصلاحی» هیچ یک از پیمانکاران یا اعضای کنسرسیوم طرف قرارداد بدون موافقت کتبی شرکت ملی نفت ایران مجاز به واگذاری تمام یا بخشی از سهام خود در قرارداد به اشخاص دیگر نخواهند بود. در قراردادهای بیع متقابل نیز همین ترتیب مراعا بود<sup>۳</sup> و پیمانکاران برای واگذاری قرارداد به اشخاص ثالث از جمله شرکت‌های وابسته<sup>۴</sup> باید رضایت کتبی و پیشین شرکت ملی نفت ایران را می‌گرفتند و فقط واگذاری قرارداد به شرکت‌های فرعی<sup>۵</sup> نیازمند تأیید و تصویب شرکت ملی نفت ایران نبود. در حال حاضر، هرگونه واگذاری قرارداد (به صورت کلی یا جزئی) به شخص ثالث باید با رضایت شرکت ملی نفت ایران

1. Annual Work Programm and Budget.
2. Assigment.

۳. برای مثال ماده ۲۷ نمونه قراردادهای بیع متقابل نسل سوم مقرر می‌داشت:

"Any assignment of the whole or part of the Contract by Contractor, including assignment through transfer of its shares, shall require the prior written approval of NIOC [...] any assignment to an Affiliate (that is not a Subsidiary) shall require the prior written consent of NIOC as provided for in this Clause 27. Any assignment to a Subsidiary, shall not require the prior written consent of NIOC as provided in this Clause. [...]" .

4. Affiliate.
5. Subsidiary.

باشد و با حفظ مسئولیت انتقال دهنده<sup>۱</sup> و انتقال گیرنده<sup>۲</sup> در برابر شرکت ملی نفت ایران به صورت مشترکاً و منفرداً<sup>۳</sup> صورت گیرد.

اگرچه ضرورت اخذ موافقت و رضایت شرکت ملی نفت ایران در کلیه اشکال انتقال سهم به ثالث قابل درک است، نقدی که به این وضعیت می‌توان داشت، آن است که چنانچه یک شرکت نفتی بین‌المللی کلیه سهم خود را در یک قرارداد بالادستی با رضایت شرکت ملی نفت ایران به یک شرکت ثالث واگذار نماید و به طور کامل از قرارداد خارج شود، به سختی می‌توان توجیهی منطقی برای حفظ مسئولیت تضامنی انتقال دهنده و انتقال گیرنده یافت.

#### ۱.۷.۴ قرارداد با پیمانکاران فرعی

بر اساس بند «ج» ماده ۸ «تصویب‌نامه اصلاحی» به جز «مدیریت مجموعه پیمان و انجام مطالعات مهندسی مخزن» که نیازمند توان مدیریتی بالا و دانش و فناوری شرکت‌های نفتی بین‌المللی طرف قرارداد است، انجام سایر اقدامات مندرج در کلیه قراردادهای باید به پیمانکاران و سازندگان صاحب صلاحیت (با اولویت پیمانکاران و سازندگان ایرانی) واگذار شود. انتخاب این پیمانکاران فرعی<sup>۴</sup> یا دست‌دوم طبق شیوه‌نامه‌ای که باید منضم به هر قرارداد<sup>۵</sup> باشد، توسط پیمانکار انجام شود و به ترتیب مقرر در بند «ت» همین ماده به تصویب شرکت ملی نفت ایران به عنوان کارفرما برسد.

#### ۱.۸ راهبری عملیات تولید<sup>۶</sup>

در بند «الف» ماده ۱۱ «تصویب‌نامه» و تبصره ذیل آن در خصوص راهبری عملیات تولید، به موجب «تصویب‌نامه اصلاحی» تغییراتی به شرح ذیل ایجاد شده است. البته می‌توان گفت،

1. Assignor.
2. Assignee.
3. Jointly and severally.
4. Sub-Contractor.

۵. معمولاً در قالب ضمیمه موسوم به (Coordination Procedures) و در بندی تحت عنوان (Contracting Strategy, Sub-Contracting, Tendering and Contractor's Affiliate(s)) در ضمیمه مربوطه، به این موضوع پرداخته می‌شود.

6. Production Operation.

اصلاح بند «الف» ماده ۱۱ در عمل کمکی به روشن تر شدن الگوی تقسیم ریسک مربوط به عملیات تولید نکرده، اما اصلاح تبصره، یک ایراد حقوقی جدی را تا حدودی مرتفع نموده است.<sup>۱</sup>

### ۱.۸.۱ راهبری عملیات تولید توسط شرکت ذیصلاح ایرانی و حذف شرکت عملیاتی مشترک

بر اساس این تغییرات، شرکت عملیاتی مشترک<sup>۲</sup> که به منظور راهبری عملیات توسعه و تولید پیش‌بینی شده بود، حذف و صرفاً تأکید شده است که راهبری عملیات تولید باید توسط شرکتی ایرانی<sup>۳</sup> که به لحاظ صلاحیت حرفه‌ای به تأیید شرکت ملی نفت ایران برسد، انجام شود. البته انجام عملیات تولید توسط شرکت ایرانی با حفظ مسئولیت طرف قرارداد خواهد بود.

به نظر می‌رسد این اصلاح، ابهام مربوط به ریسک و مسئولیت طرفین در خصوص راهبری عملیات تولید را رفع نمی‌کند و همچنان باید امیدوار بود تا در متن قراردادهای آتی این مسئله به نحو معقول حل شود.

با نگارش فعلی ماده ۱۱، درحالی‌که ریسک و مسئولیت کار همچنان بر عهده طرف قرارداد (شرکت‌های نفتی بین‌المللی) باقی می‌ماند، در عمل، اجرای کار توسط شخصیت حقوقی جدید (شرکت ایرانی بهره‌بردار) صورت می‌گیرد و این شرکت راهبری عملیات توسعه و تولید را در اختیار خواهد داشت.<sup>۴</sup>

### ۱.۸.۲ راهبری عملیات تولید در میادین در حال بهره‌برداری

در خصوص راهبری عملیات تولید در میادین در حال بهره‌برداری، بر اساس تبصره ذیل بند «الف» ماده ۱۱ «تصویب‌نامه»، در صورت صلاحدید شرکت ملی نفت ایران و تأیید وزارت نفت،

۱. برای دیدن ایرادات وارده و پیشنهاد اصلاح، نک: نیکبخت، حمیدرضا و سید حسن موسوی، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، پیشین، ص ۶۳.

2. JOC.

۳. بر اساس ماده ۱ «قانون راجع به ثبت شرکت‌ها» مصوب ۱۳۱۰، «هر شرکتی که در ایران تشکیل و مرکز اصلی آن در ایران باشد، شرکت ایرانی محسوب است».

۴. این موضوع به طور طبیعی باعث بروز نگرانی‌هایی در شرکت‌های نفتی بین‌المللی خواهد بود. زیرا هر یک از قراردادهای نفتی در بخش بالادستی معطوف به اجرای یک مگا پروژه با صرف هزینه‌های هنگفت و ریسک‌های متعدد و عمده‌ای است که مدیریت آنها در وضعیتی که مدل تقسیم ریسک مشوش باشد، باعث می‌شود یا شرکت‌های نفتی تراز اول دنیا از حضور در پروژه‌های موردنظر انصراف دهند یا عملاً برای پوشش دادن ریسک‌ها مجبور به ارائه قیمت‌های بالا شوند که به نوبه خود باعث گران‌تر شدن پروژه به ضرر شرکت ملی نفت و دولت میزبان می‌شود.

باید یک موافقت‌نامه عملیات مشترک میان شرکت تابعه شرکت ملی نفت ایران و طرف دوم قرارداد منعقد گردد. بر اساس «تصویب‌نامه اصلاحی» شرکت تابعه ذی‌ربط در بهره‌برداری از تأسیسات موضوع قرارداد، باید دستورالعمل‌های فنی - حرفه‌ای و برنامه‌های عملیاتی طرف دوم قرارداد را در صورتی که به «تأیید شرکت ملی نفت ایران» رسیده باشد، اجرایی نماید. به نظر می‌رسد این اصلاحیه نیز مشکل پیش‌گفته در خصوص الگوی تقسیم ریسک و مسئولیت طرفین را حل نکرده است و در صورتی که در متن قراردادهای آتی شروط مناسبی در این زمینه درج نشود، مشکلات حقوقی و عملیاتی متعددی از باب خلط حدود مسئولیت‌ها و پاسخگویی طرف قرارداد به بار خواهد آمد.

## ۲. اصلاحات اعمال‌شده در ساختار مالی و سازوکار جبران هزینه‌ها

در «تصویب‌نامه اصلاحی»، تغییراتی در ساختار مالی الگوی قراردادی ایجاد شده است که به نوبه خود بر اقتصاد پروژه‌هایی که بناست با الگوی جدید اجرا شود، تأثیرگذار خواهد بود.

### ۲.۱ حذف اصطلاح سرمایه‌گذاری از سراسر متن «تصویب‌نامه»

بر اساس «تصویب‌نامه اصلاحی»، واژه «سرمایه‌گذاری» از سراسر متن «تصویب‌نامه» هیئت‌وزیران حذف گردید. دلیل آن نیز علاوه بر ایراداتی که سازمان‌های نظارتی و مراجع گوناگون وارد نمودند، آن بود که ماده ۶ قانون نفت<sup>۱</sup> مقرر می‌دارد: «[...] سرمایه‌گذاری خارجی در این عملیات به هیچ‌وجه مجاز نخواهد بود».

منظور از عبارت «این عملیات»، «عملیات نفتی» مذکور در ماده ۴ همین قانون است که در بندهای ۴ و ۵ ماده ۱ قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰/۰۳/۲۲، به «عملیات بالادستی نفت» و «عملیات پایین‌دستی نفت» تفکیک و تعریف شده است که عملاً کل عملیات ممکن در یک میدان نفتی را دربر می‌گیرد.

بنابراین، قدر متیقن آن است که سرمایه‌گذاری خارجی در چارچوب الگوی قراردادهای نفتی ایران در بخش بالادستی منتفی است و آنچه وجود دارد یک قرارداد خدمت با شرکت‌های نفتی

۱. منظور قانون نفت ۱۳۶۶ که به موجب قانون اصلاح قانون نفت ۱۳۹۰ اصلاح گردید. برای دیدن متن قانون نفت ۱۳۶۶ و قانون اصلاح قانون نفت ۱۳۹۰، نک: <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/793088>

خارجی است که البته طرف خارجی وظیفه تأمین منابع مالی لازم برای اجرای کامل قرارداد را نیز بر عهده خواهد گرفت. لذا در چارچوب این قراردادهای «خدمت»، طرف‌های خارجی نمی‌توانند به قوانین حمایتی خاص، مانند «قانون تشویق و حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی»<sup>۱</sup> یا معاهدات دوجانبه<sup>۲</sup> و یا چندجانبه سرمایه‌گذاری<sup>۳</sup> منعقد میان ایران و دولت‌های متبوعشان تمسک نمایند. علاوه بر آنچه گفته شد، بر اساس ماده ۲ قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی<sup>۴</sup>، فعالیت‌های اقتصادی به سه گروه تقسیم شده‌اند. از ملاحظه مواد این قانون، به‌خصوص مواد ۲، ۳ و ۴ می‌توان نکات ذیل را در خصوص این سه گروه فعالیت‌های اقتصادی استنباط نمود:

- اصل بر عدم مداخله دولت در فعالیت‌های اقتصادی است.
  - در فعالیت‌های گروه یک، دولت مطلقاً حق دخالت و حضور ندارد.
  - در فعالیت‌های گروه دو، دولت حداکثر تا ۲۰ درصد می‌تواند در شرکت‌هایی که مشغول انجام فعالیت‌های مشمول این گروه هستند، سهم داشته باشد.
  - سرمایه‌گذاری، مالکیت و مدیریت در فعالیت‌ها و بنگاه‌های گروه سه در انحصار دولت باقی می‌ماند. این فعالیت‌ها و بنگاه‌ها عبارت‌اند از: [...] ۴) شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های استخراج و تولید نفت خام و گاز، ۵) معادن نفت و گاز [...]»<sup>۵</sup>.
- لذا بر اساس این قانون، سرمایه‌گذاری، مالکیت و مدیریت دولت بر «شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های فعال در زمینه استخراج و تولید نفت و گاز» و نیز «معادن نفت و گاز» همچنان برقرار خواهد ماند. البته در تبصره ۱ بند «ج»، ماده ۳ «خرید خدمات مالی، فنی، مهندسی و مدیریتی از بنگاه‌های بخش‌های غیردولتی در فعالیت‌های گروه سه [...] به شرط حفظ مالکیت سددرد (۱۰٪) دولت طبق آیین‌نامه‌ای [...] به پیشنهاد وزارت امور اقتصادی و دارایی [...] به تصویب هیئت‌وزیران می‌رسد، مجاز دانسته شده است»<sup>۶</sup>.

۱. نک: <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/93748>

2. Bilateral Investment Treaty (BIT).

۳. برای مثال «موافقت‌نامه تشویق و حمایت از سرمایه‌گذاری بین کشورهای عضو او و پروتکل اصلاحی آن»، نک: <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/789071>

۴. نک: <http://www.mcls.gov.ir/fa/law/260>

۵. بند «ج» ماده ۳ قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴.

۶. این تصویب‌نامه به شماره ۹۹۵۹۹/ت/۳۳۰۷۸ ک در تاریخ ۱۳۸۸/۵/۱۷، تصویب و ابلاغ گردید، نک: ←



ماده ۵ این آیین‌نامه همچنان تأکید می‌نماید: «اقدام دستگاه‌ها در خرید خدمات [...] باید به گونه‌ای باشد که سرمایه‌گذاری، مالکیت و مدیریت فعالیت‌های موضوع این آیین‌نامه همچنان در اختیار دولت باشد».

از مذاقه در مواد قوانین و مقررات اشاره شده می‌توان نتیجه گرفت که در نظام حقوقی ایران، همچنان تأکید قانون‌گذار بر آن است که «سرمایه‌گذاری، مالکیت و مدیریت» در بخش بالادستی<sup>۱</sup> صنعت نفت و گاز همچنان باید در اختیار دولت باشد.

## ۲.۲ اضافه نمودن سرفصل‌هایی ذیل هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرمستقیم

ظاهراً به منظور ارائه مشوق‌هایی به طرف‌های قرارداد و البته شبیه‌تر نمودن الگوی قراردادی جدید به قراردادهای بیع متقابل نسل سوم، تغییراتی در تعاریف مربوط به هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرمستقیم<sup>۲</sup> به شرحی که در ذیل می‌آید، اعمال شده است.

### ۲.۲.۱. هزینه‌های مدیریت پروژه<sup>۳</sup>

هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای<sup>۴</sup> عبارت است از «کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای لازم جهت توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت مخزن».<sup>۵</sup> از جمله این هزینه‌ها می‌توان از کلیه

←<http://asl44.mefa.gov.ir/Portal/Home/Default.aspx?CategoryID=c1ec085c-f79d-45b9-a314-794bf1550209>

۱. در قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ اصطلاح «بخش بالادستی» یا «عملیات بالادستی»، ذکر نشده، اما به جای آن به «معادن نفت و گاز» اشاره شده است. این دو عبارت مفهوم یکسانی دارد. شیروی، عبدالحسین، **حقوق نفت و گاز**، ص ۳۱۲.

۲. در قراردادهای اولیه بیع متقابل، مانند سبیری A و E و فازهای ۲ و ۳ پارس جنوبی، عبارت "Petroleum Cost"، برای هزینه‌های سرمایه‌ای و "Other Petroleum Cost" برای هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به کار می‌رفت. پس از آن در قراردادهای بعدی، عبارت‌های "Capital Cost" یا "Capex" برای هزینه‌های سرمایه‌ای و عبارت "Non-Capital Cost" یا "Non-Capex" جایگزین اصطلاحات قبلی شد و در قراردادهای آتی نیز ظاهراً عبارت "Direct Capital Cost" یا "DCC" برای «هزینه‌های سرمایه‌ای» و عبارت "Indirect Capital Cost" یا "IDC" برای هزینه‌های غیرمستقیم یا همان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به کار خواهد رفت.

3. Project Management Cost (PMC).

4. Direct Capital Cost (DCC).

۵. بند «ش» ماده ۱ تصویب‌نامه هیئت‌وزیران.

هزینه‌های مهندسی، حفاری، احداث تأسیسات روزمینی و زیرزمینی لازم برای قابل بهره‌برداری کردن میدان یا مخزن نظیر تأسیسات فراوری، انتقال، تزریق، تأسیسات فرایندی و ... نام برد. اولین بار در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل، هزینه‌های مدیریت پروژه به عنوان یک سرفصل مستقل در ذیل هزینه‌های سرمایه‌ای ذکر شد. اکنون نیز طبق اصلاحات مندرج در بند «ش» ماده ۱ «تصویب‌نامه اصلاحی»، هزینه‌های مدیریت پروژه در الگوی جدید ذیل سرفصل هزینه‌های سرمایه‌ای تعریف و به عنوان یک سرفصل جداگانه ذکر شده است.

### ۲.۲.۲. درج کلیه پرداختی‌ها به دولت ذیل هزینه‌های غیرمستقیم<sup>۱</sup>

در تبصره ذیل بند «ص» ماده ۱ «تصویب‌نامه اصلاحی»، مقرر شده است: «مالیات، عوارض و سایر پرداخت‌های قانونی بر عهده و از تکالیف طرف دوم قرارداد و به تبع آن، تسویه حساب با دستگاه‌های ذی‌صلاح نیز از تکالیف وی می‌باشد. این پرداخت‌ها بر پایه اعلام مراجع قانونی دریافت‌کننده عیناً به عنوان هزینه‌های غیرمستقیم پذیرفته شده و به ترتیب مقرر در این مصوبه، در وجه طرف دوم قرارداد بازپرداخت خواهد شد». این اصلاحات باعث شده است ساختار هزینه‌های غیرمستقیم عیناً مشابه قراردادهای بیع متقابل شود. در قراردادهای بیع متقابل نیز کلیه کسور قانونی و ... تحت سرفصل هزینه‌های غیرسرمایه‌ای<sup>۲</sup> ذکر می‌شد.<sup>۳</sup>

### ۲.۳. اصلاحاتی در معیار «دستمزد»<sup>۴</sup>

در خصوص «دستمزد» و چگونگی بازپرداخت آن<sup>۵</sup> در «تصویب‌نامه اصلاحی» تغییراتی اعمال شده است. بدین نحو که به شاخص «نرخ بازگشت سرمایه» برای تخمین میزان دریافتی

1. Indirect Cost (IDC).

2. Non-Capital Cost (Non-Capex).

۳. زهدی، مسعود، روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بیع متقابل، نشر نیلوفر، ۱۳۸۷، ص ۳۲.

۴. فی (Fee) یا دستمزد در مدل مالی قراردادهای آتی نقش بسیار پررنگی دارد. درباره خودداری از انکای صرف به این معیار نگارندگان قبلاً هشدار داده‌اند. نک: نیکبخت، محمدرضا و سید حسن موسوی، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، پیشین، ص ۵۴.

۵. نکته‌ای که در خصوص بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد در بند «پ» ماده ۶ به آن تصریح شده، آن است که علاوه بر بازپرداخت هزینه‌ها، پرداخت دستمزد نیز بلافاصله از شروع تولید اولیه (First Production) آغاز خواهد شد. به نظر می‌رسد بهتر بود صرفاً بازپرداخت هزینه‌ها از تولید اولیه شروع می‌شد و پرداخت دستمزد به بعد از دستیابی به تولید نهایی (Final Production) انجام می‌شد.

پیمانکار در قالب «دستمزد» اشاره شده است<sup>۱</sup> و البته ریسک عدم تکافوی عایدات تخصیصی برای پرداخت دستمزد متعلقه نیز منتفی گردیده و تغییری درباره چگونگی اتکا به «دستمزد» در تعیین برنده مناقصه مربوط به توسعه و تولید از میادین نفت و گاز اعمال شده است.<sup>۲</sup>

### ۲.۳.۱. تخمین «دستمزد» از طریق نرخ بازگشت سرمایه

بر اساس بند «ث» ماده ۳ «تصویب‌نامه اصلاحی» دستمزد پیمانکار متناسب با شرایط هر طرح با هدف تأمین «نرخ بازگشت سرمایه»<sup>۳</sup> مورد انتظار و جبران ریسک و ایجاد انگیزه برای طرف دوم قرارداد در به‌کارگیری روش‌های بهینه و فناوری‌های نوین و پیشرفته، تعیین خواهد شد. با عنایت به اضافه شدن عبارت «نرخ بازگشت سرمایه» باید گفت در قراردادهای آتی برای تخمین دستمزد پرداختی به پیمانکار باید یک نرخ بازگشت سرمایه<sup>۴</sup> با توجه به ویژگی‌های هر پروژه، توسط شرکت ملی نفت ایران تعیین و دستمزد منطقی برای پیمانکار در هر پروژه با توجه به نرخ مربوطه تخمین زده شود.

### ۲.۳.۲. پرداخت «دستمزد» در فرض عدم تکافوی عایدات تخصیصی

بر اساس تبصره ذیل بند «ت» ماده ۳ «تصویب‌نامه اصلاحی»، در صورت عدم کفایت عایدات حاصل از تخصیص درصد مشخصی از محصول میدان برای «پرداخت یا بازپرداخت مطالبات [...] پیمانکار در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده و دستمزد متعلقه پرداخت نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، [...] حسب مورد بازپرداخت یا پرداخت می‌گردد».

بر اساس اصلاحات انجام‌شده در این تبصره، علاوه بر هزینه‌ها که «بازپرداخت» خواهند شد، «دستمزد» متعلقه به پیمانکار نیز «پرداخت» خواهد شد. حال آنکه بر اساس «تصویب‌نامه» قبلی امکان پرداخت دستمزد به پیمانکار وجود نداشت. بنابراین در شرایط فعلی، ریسک مربوط به عدم

۱. بند «ث» ماده ۳ «تصویب‌نامه اصلاحی».

۲. در فاز اکتشاف، فی یا دستمزد مشخص نیست، بنابراین اصولاً فی در مناقصات مربوط به بلوک‌های اکتشافی مطرح نیست.

۳. Rate of Return (ROR).

۴. این نرخ در قراردادهای بیع متقابل عموماً ۱۴ درصد بود.

تکافوی عایدات تخصیصی برای بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد، نسبت به پیمانکاران منتفی شده است.

مشابه همین اصلاح در خصوص بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد در فرض وقوع و دوام شرایط «فورس ماژور» نیز اعمال شده است<sup>۱</sup> و با حذف «واژه هزینه‌ها» و جایگزینی آن با «مطالبات»، امکان پرداخت دستمزد نیز فراهم شده است.

### ۲.۳.۳. عدم اتکای صرف به «دستمزد» به عنوان معیار اعلان برنده در مناقصات

بر اساس بند «ب» ماده ۶ «تصویب‌نامه اصلاحی» معیار «دستمزد» یا «فی»، دیگر به عنوان «مبنای اصلی» اعلان برنده در مناقصات بین‌المللی مربوط به توسعه و تولید میدین نفت و گاز نخواهد بود. زیرا اعلان «فی» به عنوان مبنای اصلی و صرف نظر نمودن از عوامل دیگر به‌خصوص عامل مهمی همچون «هزینه» و اتکا صرف به «فی» می‌توانست تبعات مالی زیان‌باری برای شرکت ملی نفت ایران به همراه داشته باشد.<sup>۲</sup>

علاوه بر «دستمزد» معیارهای دیگری مانند هزینه‌های سرمایه‌ای<sup>۳</sup> ظرفیت‌سازی برای تولید هر بشکه نفت، بازه زمانی توسعه و میزان تولید<sup>۴</sup> نیز می‌توانند به عنوان معیارهایی دیگر در انتخاب و اعلام برنده مناقصات بین‌المللی مربوط به میدین نفت و گاز در نظر گرفته شوند.

### ۲.۳.۴. شراکت محدود در افزایش یا کاهش قیمت نفت و گاز<sup>۵</sup>

بر اساس بند «ب» ماده ۶ «تصویب‌نامه» مبلغ پرداختی به پیمانکار تحت عنوان «دستمزد» یا «فی» شناور است و «متناسب با قیمت‌های بین‌المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه‌ای یا قراردادی گاز» تغییر خواهد کرد. در واقع بر اساس این بند، امکان تعدیل «فی» و افزایش یا کاهش آن در فرض افزایش یا کاهش قیمت‌ها، برای شرکت ملی نفت ایران فراهم شده است. لذا شرکت ملی نفت ایران می‌تواند با درج فرمولی در هر قرارداد به صورت پیشینی با

۱. بند «خ» ماده ۳ «تصویب‌نامه اصلاحی».

۲. برای دیدن بحث در این خصوص و پیشنهاد اصلاح، نک: نیکبخت، حمیدرضا و سید حسن موسوی، **اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران**، پیشین، ص ۵۴.

3. Capex per barrel.

4. Production Profile.

5. Price Increase Sharing or PIS.

پیمانکاران توافقاتی نماید تا در صورت افزایش یا کاهش قیمت نفت، «فی» مربوطه نیز متناسباً افزایش یا کاهش یابد.

#### ۲.۴. تغییر در درصدهای تخصیصی از عایدات میادین به منظور بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد

بر اساس اصلاحات اعمال شده در بند «پ» ماده ۶ «تصویب‌نامه»، سقف عایدات قابل تخصیص به منظور بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد در میادین نفتی ۵۰ درصد و در میادین گازی ۷۵ درصد تعیین شده است. دلیل ذکر درصد بالاتر برای میادین گازی آن است که به دلیل قیمت پایین‌تر گاز نسبت به نفت، به‌خصوص در فرضی که گاز تولیدی برای مصرف داخلی تحویل شرکت ملی گاز شود، برای توجیه یا امکان‌پذیر شدن<sup>۱</sup> پروژه‌های توسعه این میادین گازی به لحاظ اقتصادی، که بعضاً مشترک و دارای اولویت توسعه هم هستند<sup>۲</sup>، می‌توان از طریق در نظر گرفتن درصد بالاتری از تولید برای انجام پرداخت‌ها و بازپرداخت‌ها به توجیه‌پذیر شدن پروژه‌های توسعه این میادین به لحاظ اقتصادی کمک نمود.

۱. امکان‌سنجی اقتصادی یا امکان‌پذیری (Feasible/ feasibility).

۲. برای مثال میادین گازی فرزاد A و B که ظاهراً جزء میادین گازی مشترک با کشور عربستان سعودی هستند.

## نتیجه گیری

قراردادهای نفتی جزء پیچیده‌ترین قراردادها با ابعاد گوناگون حقوقی، مالی، اقتصادی، فنی، مهندسی و حتی فراتر از آن، سیاسی، اجتماعی، امنیتی، زیست‌محیطی و در یک کلام حاکمیتی هستند. تنظیم و تمشیت این قراردادها به نحوی که تمام این ملاحظات را به نحو مطلوب پاسخ گوید و در راستای حداکثرسازی منافع ملی عمل کنند، کاری بس عظیم و سترگ است. امروزه کشورهای دارای ذخایر غنی نفت و گاز، در یک فضای رقابتی بسیار فشرده در عرصه تجارت بین‌الملل، در پی جذب حداکثر سرمایه، دانش، فناوری و توان مدیریتی موجود در دنیا به منظور استفاده بهینه از منابع خود هستند. ضرورتاً، ایران نیز باید تلاش نماید در این رقابت تنگاتنگ جایگاه خود را بیابد و انباشت روزافزون هزینه فرصت عظیمی را که در خلال سال‌های گذشته متحمل شده است، متوقف کند. تبیین شرایط روزآمد و اصلاحات ساختاری و ارائه الگوی جدید قراردادی در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز و صدور چند تصویب‌نامه از سوی هیئت‌وزیران در این زمینه، گواهی بر این تلاش مجدانه است. به‌هرروی، نمی‌توان نادیده انگاشت که قراردادهای نفتی در بخش بالادستی، معطوف به اجرای ابرپروژه‌های دنیای صنعت‌اند و موفقیت آنها علاوه بر مدل قراردادی شایسته و مطلوب، نیازمند همکاری و هماهنگی در میان تمام ارکان یک کشور نفت‌خیز چون ایران است.

## فهرست منابع

### الف) منابع فارسی

#### کتاب

۱. زهدی، مسعود، *روشن‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بیع متقابل*، نشر نیلوفر، ۱۳۸۷.
۲. شیروی، عبدالحسین، *حقوق نفت و گاز*، نشر میزان، چاپ اول، ۱۳۹۳.

#### مقاله

۳. ابراهیمی، سید نصرالله و روح‌الله کهن هوش نژاد، *چالش‌های قانونی استفاده از قراردادهای مشارکت در صنعت نفت و گاز ایران*، فصلنامه راهبرد، سال ۲۵، تابستان ۱۳۹۵، شماره ۷۹.
۴. ایرانی‌پور، فرهاد، *مبانی عمومی قراردادهای نفتی*، فصلنامه حقوق، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دوره ۳۷، پاییز ۱۳۸۶، شماره ۳.
۵. نیکبخت، حمیدرضا و سید حسن موسوی، *اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران*، مجله تحقیقات حقوقی، زمستان ۱۳۹۴، شماره ۷۲.
۶. نیکبخت، حمیدرضا، *مروری بر تنظیم قراردادهای دولتی (در حقوق تجارت بین الملل)*، الهیات و حقوق، شماره‌های ۱۵ و ۱۶، ۱۳۸۴.
۷. نیکبخت، حمیدرضا، *مسائل مطرح در قانون حاکم بر قرارداد، مجله تحقیقات حقوقی، بهار و تابستان ۱۳۸۳، شماره ۳۹.*
۸. نیکبخت، حمید رضا، *چگونگی تعیین قانون حاکم بر قراردادهای دولتی*، مجله تحقیقات حقوقی، ۱۳۷۷، شماره‌های ۲۲-۲۱.
۹. نیکبخت، حمید رضا، *ماده ۹۶۸ قانون مدنی و ماده ۲۷ قانون داوری تجاری ایران (۱۳۷۶)*، مجله تحقیقات حقوقی، ۱۳۷۹، شماره‌های ۳۲-۳۱.
۱۰. نیکبخت، حمید رضا، *تعارض قوانین در قراردادها (قانون حاکم بر تعهدات قراردادی و اصل حاکمیت اراده)*، مجله حقوقی، ۱۳۸۴، شماره ۳۲.

### ب) منابع انگلیسی

#### Books

11. Antill, Nick and Arnott, Robert: "Valuing Oil and Gas Companies: A Guide to the Assessment and Evaluation of assets, performance and prospects", Woodhead Publishing Ltd, Cambridge, 2000.

12. Cibinic, John, C. Nash, Ralph and F. Nagle, James: "Administration of Government Contracts", The George Washington University, Wolters Kluwer, 4<sup>th</sup> edition, 2006.
13. Duval, Claude. *et al.* "International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects", , Barrows Company Inc. New York, Second edition, 2009.
14. Erkan, Mustafa, "International Energy Investment Law: Stability Through Contractual Clauses", Kluwer Law International, 2011.
15. J. Kelleher, Jr., Thomas, "Common Sense Construction Law", 3rd edition, published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2005.
16. Johnston, Daniel. "International Exploration Economics, Risk and Contract Analysis", Penn Well Corporation, 2003.
17. Pereira, Eduardo, "Joint Operationg Agreements: Mitigating Contractual and Operational Risks in Exclusive Operations", Globe Business Publishing Ltd, 2013.
18. R. Haggins, "Legal Preconditions of Foreign Investment", Energy Law 86, Matthew Bender Times Mirror Books, 1986.
19. Seddon, Nicholas, "Government Contracts: Federal, State and Local", The Federation Press, 4<sup>th</sup> edition 2009.
20. T. Callahan, Michael, "Construction Change Order Claims", ASPEN Publishers, Second Edition, 2005.

#### Articles

21. A. B. Derman, et al., "Choice of Law Provisions when Drafting Arbitration Provisions for International Oil and Gas Agreement", OGEL Online Journal 4, no. 1, 2006.
22. T. B. Heershe, "Selection of Governing Law", Conference Proceeding, International Resources Law and Projects: Straddling the Millennium, Rocky Mountain Mineral Law Foundation and International Bar Association Section on Energy & Natural Resources Law, 26-27 Apr. 1999, Santa Fe, New Mexico, Mineral Law Series, vol. 1999, no. 2.