



بررسی قراردادهای خدماتی نفت و گاز (مطالعه موردی ایران و ونزوئلا)

احسان حیدری پور*، صباح باقری • دانشگاه علامه طباطبائی

چکیده

قراردادهای خدماتی، چارچوبی قراردادی هستند که از سوی بعضی از دولت‌های میزبان برای جذب دانش فنی و سرمایه‌های شرکت‌های بین‌المللی نفت، بدون اینکه مجبور به واگذاری میدان و حق تولید نفت به این شرکت‌ها شوند، به کار می‌رود. مقاله حاضر به بررسی نظام مالی قراردادهای خدماتی در حوزه‌ی بالادستی نفت در دو کشور تولیدکننده‌ی نفت اوپک، ایران و ونزوئلا، می‌پردازد. در این راستا انواع قراردادهای خدماتی برگزیده هر دو کشور بررسی و به تفاوت‌های این قراردادهای خدماتی با یک‌دیگر پرداخته شده است. بررسی قراردادهای خدماتی در دو کشور ایران و ونزوئلا نشان می‌دهد که نگرانی‌های حاکمیتی دو کشور و محدودیت‌های قانونی موجود در دوره زمانی انعقاد قراردادهای خدماتی از یک‌سو و نیاز به جذب سرمایه‌گذاری و دانش فنی شرکت‌های بین‌المللی از سوی دیگر موجب شده است که تمایل برای تنظیم قراردادهای خدماتی افزایش پیدا کند. با این حال، این قراردادها در دو کشور از نقاط تمایزی برخوردار می‌باشند که این تفاوت‌ها را می‌توان در موضوع قرارداد، طول مدت قرارداد، نحوه تعیین سقف هزینه و نحوه‌ی سهم‌بری شرکت‌های نفتی از نفت استخراجی از میادین مشاهده نمود.

اطلاعات مقاله

* دریافت:

۹۴/۵/۱۱

* ارسال برای داوری:

۹۴/۵/۱۹

* پذیرش:

۹۴/۸/۱۴

واژگان کلیدی

قراردادهای خدماتی

بیع متقابل

ایران

ونزوئلا

بر اساس پیش‌بینی‌های آژانس بین‌المللی انرژی^۱ در چشم‌انداز ۲۰۳۵، نفت سهم به‌سزایی در بین انرژی‌های اولیه به خود اختصاص داده و برای پاسخ به تقاضای نفت در این چشم‌انداز نیاز به ۱۰ تریلیون دلار سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز می‌باشد. بیشترین سهم سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی است و جهت توسعه منطقه اصلی^۲ که نقش تعیین‌کننده‌ای در جبران تقاضای جهانی دارد، بالغ بر ۱۰۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری سالانه تا سال ۲۰۳۵ مورد نیاز است. [۱] این نیاز به حجم بالای سرمایه‌گذاری، ضرورت همکاری بین کشورهای و شرکت‌های بین‌المللی نفت را نشان می‌دهد. در این خصوص نوع قراردادهای منعقد و نظام‌های مالی طراحی شده، نقش مهمی در آمادگی شرکت‌های بین‌المللی نفت در سرمایه‌گذاری و ظرفیت تولید نفت ایفا می‌کند. رویه‌های انعقاد قراردادهای نفتی با توجه به نظام‌های اقتصادی حقوقی و قانونی رایج در کشورهای مختلف تعیین می‌گردد. از این‌رو، تنوع زیادی در متون قراردادهای نفتی کشورهای مختلف به چشم می‌خورد؛ با وجود این، قراردادهای نفت و گاز بر مبنای نظام مالی آن‌ها به دو دسته کلی رژیم امتیازی^۳ و رژیم قراردادی تقسیم می‌شوند. نظام قراردادی^۴ خود شامل دو نظام قراردادهای مشارکت در تولید^۵ و قراردادهای خدمات^۶ می‌باشد. [۲]

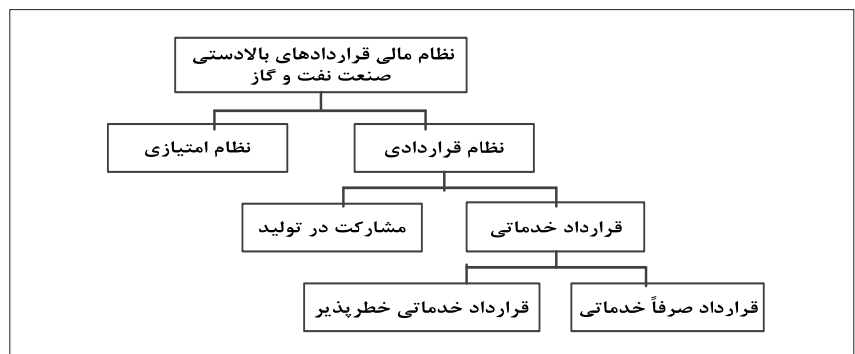
تجربه در حوزه انعقاد قراردادهای نفتی نشانگر این واقعیت است که در صورت نبود شناخت و آگاهی از مباحث مالی قراردادی، ممکن است مخاطرات قابل ملاحظه‌ای در زمان مذاکره، برای هریک از طرفین پدید آید. بنابراین، در مقاله حاضر سعی شده است که آگاهی و شناختی نسبت به نظام مالی قراردادهای خدمات حاصل شود و سپس، قراردادهای خدماتی در دو کشور ایران و ونزوئلا مورد بررسی قرار گیرد. بدین منظور در بخش اول مقاله، ماهیت قراردادهای خدماتی به‌طور کلی بررسی شده است. ساختار نظام مالی قراردادهای خدماتی در دو کشور ایران و ونزوئلا و تحولات صورت گرفته در آن‌ها موضوع بخش‌های دوم و سوم مقاله را تشکیل می‌دهد و بخش چهارم، به بررسی تفاوت‌های انواع مختلف قرارداد خدماتی با یک‌دیگر می‌پردازد.

۱- ماهیت مالی قراردادهای خدماتی

حرکت به سمت قراردادهای خدماتی یادآور حرکتی مشابه از سیستم‌های امتیازی به سوی قراردادهای مشارکت در سال ۱۹۶۶ می‌باشد. همان‌طور که مهم‌ترین عامل حرکت به سمت قراردادهای مشارکت در تولید، مخالفت با کنترل قیمت جهانی نفت و مسائل حاکمیتی نسبت به منابع طبیعی توسط شرکت‌های بین‌المللی در دهه ۶۰ بوده است، به نظر می‌رسد حرکت به سمت

قراردادهای خدماتی نیز از یک‌سوی به جهت مسائل حاکمیتی و از سوی دیگر به جهت نیاز به سرمایه و دانش فنی شرکت‌های بین‌المللی نفت شکل گرفته است [۳]. قراردادهای خدماتی در چارچوب نظام مالی قراردادی است که رابطه بین دولت میزبان و شرکت بین‌المللی نفت را تنظیم می‌کند و به دو دسته کلی قراردادهای خدماتی خطرپذیر و قراردادهای صرفاً خدماتی تقسیم می‌شود. می‌توان گفت در یک قرارداد صرفاً خدماتی، حق الزحمه دریافتی شرکت ثابت است اما بر اساس قرارداد خدماتی خطرپذیر^۷، دریافتی شرکت به درآمدهای نفتی حاصل از پروژه بستگی دارد. نمای کلی نظام مالی قراردادهای بالادستی نفت و گاز در شکل ۱- نشان داده شده است [۴].

عامل محرک‌های اصلی^۸ که کشورهای مختلف، انواع متنوع قراردادهای خدماتی را مورد پذیرش قرار داده‌اند، نگرانی برای در اختیار داشتن حاکمیت بر منابع طبیعی شان است. بر اساس یک قرارداد خدماتی، کشورها مالکیت میادین خود را حفظ می‌کنند و در اغلب موارد، مالکیت نفت خام تولیدی را به‌طور مشابه در اختیار دارند و آن را به شرکت‌های خارجی واگذار نمی‌کنند. بنابراین کشورها، به دلیل آنکه قراردادهای خدماتی، آن‌ها را در کنترل بر میادین نفتی و نفت خام تولیدی شان کمک کرده، به قراردادهای خدماتی روی آورده‌اند، در حالی که می‌توانند از دانش فنی و سرمایه شرکت‌های خارجی نیز استفاده کنند [۳]. قراردادهای خدماتی از یک چارچوب مالی ساده پیروی می‌کنند به این صورت که پیمانکار در ازای ارائه خدماتی که منجر به تولید می‌شود، حق الزحمه دریافت می‌کند. تمامی تولیدات در اختیار دولت بوده و معمولاً پیمانکار، همه هزینه‌های اکتشاف و توسعه را تأمین می‌کند. در مقابل، اگر اکتشاف موفقیت‌آمیز باشد، از طریق استخراج و فروش نفت و گاز اکتشافی، هزینه‌های اکتشاف و توسعه به‌علاوه حق الزحمه بازگشت داده می‌شود.



۲- قراردادهای خدماتی نفت و گاز در ایران

در ایران بر حسب مفاد قوانین جاری (به ویژه قانون اساسی و قانون نفت ۱۳۶۶ با اصلاحیه سال ۱۳۹۰)^۹، رویه‌های رایج در انعقاد قراردادهای نفتی (نظیر قراردادهای مشارکت در تولید یا امتیازی و...) طی سه دهه‌ی گذشته مورد استفاده قرار نگرفته و در مقابل، رویه‌ی جدیدی با رعایت ساختار عمومی قراردادهای نفتی خدماتی بر مبنای شرایط بیع متقابل^{۱۰} رایج گشته است.

قراردادهای بیع متقابل که از گروه قراردادهای خدماتی خطرپذیر می‌باشد، یک روش قراردادی و تأمین مالی برای توسعه میادین نفت و گاز بوده که پس از انقلاب اسلامی در ایران مورد استفاده قرار گرفته است. به موجب قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار نسبت به طراحی و مهندسی، تأمین تجهیزات و ماشین‌آلات و در نهایت، ساخت و نصب اقدام می‌کند. البته تأمین مالی این پروژه‌ها نیز توسط خود پیمانکار انجام می‌شود. پس از موفقیت پیمانکار در رسیدن به اهداف تولید نفت و گاز مورد نظر، هزینه‌های پیمانکار به همراه سود از طریق اختصاص بخشی از تولید به پیمانکار بازیافت می‌شود [۵]. بیع متقابل معمولاً شامل ۴ تا ۵ سال دوره توسعه و انجام عملیات اجرایی است و مدتی نیز برای بازپرداخت هزینه‌ها و سود در نظر گرفته می‌شود که حدود ۷ تا ۹ سال به طول می‌انجامد، در حالی که سایر قراردادهای نفتی معمولاً از ۲۵ سال تجاوز می‌کنند [۶]. قراردادهای اولیه بیع متقابل بر مبنای شرایط مفروض در قراردادهای خدماتی خطرپذیر توسط شرکت کونوکو طراحی گردید و مبنای مذاکرات قرار گرفت [۷]. بعدها قرارداد مذاکره شده‌ی مورد بحث به دلیل تمدید دوره اعمال محدودیت‌های بانکی، مالی و اقتصادی علیه کشور به شرکت توتال فرانسه ارجاع شد و آن شرکت نیز پس از اعمال تغییرات مختصری در آن، اولین قرارداد نفتی بر مبنای شرایط پرداخت بیع متقابل را امضا کرد [۷]. بنابراین می‌توان گفت که قراردادهای بیع متقابل از گروه قراردادهای

خدماتی خطرپذیر می‌باشد. طی سال‌های گذشته، قراردادهای امضاء شده بر مبنای شرایط بیع متقابل دچار تغییراتی شده که تغییرات مزبور نسل‌های متعددی از قراردادهای بیع متقابل را در کشور رایج ساخته است به طوری که در حال حاضر، عنوان نسل اول، دوم و سوم قراردادهای بیع متقابل برای اشاره به شرایط متفاوت مندرج در نسخه‌های متعدد قراردادهای امضاء شده، به کار می‌رود.

نسل اول قراردادهای بیع متقابل از سال ۱۳۷۳ (۱۹۹۴ میلادی) به پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایران معرفی شد که بر اساس آن قراردادهای متعددی در این خصوص با شرکت‌های بین‌المللی نفتی منعقد و اجرا شد. نسل دوم قراردادهای بیع متقابل متعاقب قانون بودجه سال ۱۳۸۲ (۲۰۰۳ میلادی) شکل گرفت که بر اساس آن، شرکت ملی نفت ایران مجوز انعقاد قراردادهای بیع متقابل را با شرکت‌های خارجی به صورت توأمان برای اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز دریافت نمود. نسل سوم قراردادهای بیع متقابل متعاقب با سومین بازنگری در این قراردادها توسط شرکت ملی نفت مطرح شد^{۱۱} [۹] که البته بر اساس آن هیچ قرارداد بزرگی نهایی نشد. خاطر نشان می‌گردد که چارچوب قراردادهای نسل سوم بیع متقابل در جهت رعایت ضوابط و مقررات عام و خاص کشور به ویژه ماده-۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی اجتماعی و فرهنگی کشور^{۱۲} توسعه پیدا کرده است [۹]. قراردادهای بیع متقابل در طول نسل‌های مختلف تغییرات عمده‌ای داشته که در ادامه، سعی شده به بررسی ویژگی‌ها و تغییرات عمده در این نوع قراردادها پرداخته شود.

۱-۲- هدف از قراردادهای بیع متقابل

هدف از قراردادهای بیع متقابل، تضمین حاکمیت و مالکیت دولت بر منابع نفت و گاز و حفظ نظارت دولت بر عملیات نفت و گاز است. هدف عمده‌ی دیگر از استفاده از قرارداد بیع متقابل در ایران، دست یافتن به ارزش خارجی و تخصص مورد نیاز

برای انجام کاری پرهزینه، پرخطر و پیچیده یعنی توسعه‌ی پروژه‌های نفت و گاز می‌باشد. از این رو، در قراردادهای بیع متقابل، مسئولیت تأمین مالی و اجرای عملیات توسعه، صرفاً بر عهده شرکت نفتی پیمانکار قرار دارد [۱۰].

۲-۲- سازوکار قراردادهای بیع متقابل ایران

به موجب قراردادهای بیع متقابل، شرکت‌های نفتی خارجی متعهد به تأمین سرمایه و اجرای عملیات توسعه در ارتباط با یک میدان نفتی یا گازی می‌گردند. در مقابل، شرکت ملی نفت ایران هزینه‌ها و حق الزحمه را از طریق اختصاص سهمی از تولیدات پروژه، بازپرداخت خواهد کرد. این سهم معمولاً حدود ۵۰ تا ۶۰ درصد کل تولید را شامل می‌گردد. از آنجائی که شرکت‌های نفتی خارجی هیچ حقی بر نفت درجا یا نفت موجود در مخزن و نیز نقطه صادرات ندارند، شرکت ملی نفت ایران، سهم مزبور را به شرکت نفتی خارجی به قیمت بازار فروخته، عواید آن را در صورت حساب پروژه به عنوان بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه منظور خواهد کرد. در روش دیگر، امکان اینکه شرکت ملی نفت ایران سهم مزبور را به طرف ثالثی فروخته و ترتیبی برقرار کند تا طرف ثالث، عواید را به طور مستقیم برای بازپرداخت هزینه به شرکت نفتی خارجی پرداخت نماید نیز وجود دارد [۵].

۳-۲- مدت و دوره‌های قرارداد

استفاده از قراردادهای بیع متقابل در آغاز بیش تر برای توسعه میادین نفتی به کار گرفته می‌شد؛ بدین منظور، ابتدا فعالیت‌های اکتشافی توسط شرکت ملی نفت یا پیمانکاران آن انجام می‌گرفت تا معلوم گردد که آیا توسعه میدان به لحاظ امکان‌سنجی توجیه اقتصادی دارد یا خیر. بعد از تأیید تجاری بودن میدان، داده‌ها و اطلاعات به دست آمده در نتیجه عملیات اکتشاف در اختیار شرکت‌های نفتی خارجی قرار داده می‌شد تا طرح جامع توسعه میدان را پیشنهاد کنند [۱۰]. در نسل‌های بعدی قراردادهای

بیع متقابل که هم برای اکتشاف و هم برای توسعه مورد استفاده قرار می‌گیرد، مدت و دوره‌های قراردادی طولانی گردیده است. [۷][۱۱].

۲-۴- شرح کار قرارداد

در قراردادهای نسل اول، شرح کار قرارداد به صورت گام به گام صورت می‌گرفت. قراردادهای نسل اول عموماً شامل عملیات اکتشافی/ارزیابی (برای میداین بکر^{۱۳}) به صورت یک بسته‌ی کاری مستقل عملیات توسعه و تولید پیش از تحویل پروژه، برای میداین کشف و تجاری اعلام شده، به صورت جداگانه بود. چنانچه پیمانکار به اهداف طرح جامع توسعه دست نمی‌یافت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری شده بازپرداخت نمی‌گردید. در نسل‌های بعدی از قراردادهای مذکور، شرح کار قرارداد طوری تنظیم و تدوین گردید که اختیار تصمیم‌گیری راجع به ادامه کار (پس از اتمام عملیات اکتشافی و ارزیابی و اثبات تجاری بودن تولید از میدان موردنظر) طبق شرایط پیش‌بینی شده در قرارداد به پیمانکار اعطا می‌گردید [۷][۱۱].

۲-۵- نرخ جبران تأمین مالی

در قراردادهای نسل اول و دوم بیع متقابل، نرخ جبران منابع سرمایه‌گذاری شده شامل یک بخش متغیر (نرخ لیسور) به علاوه یک بخش ثابت تعیین شد که این نرخ در برخی از قراردادهای نسل سوم نیز اعمال گردید. به تدریج بنا به دلایل متعدد (نظیر بالا رفتن هزینه تأمین مالی و تحولات گسترده مالی و اقتصادی طی سال‌های اخیر، تنگناهای ناشی از وضع محدودیت‌های مالی و اقتصادی و عواملی از این دست)، نرخ هزینه‌های بانکی به طور قابل ملاحظه‌ای (از طریق بالا بردن درصد ثابت سود حاشیه‌ای) افزایش یافت [۷][۱۰].

۲-۶- سقف هزینه سرمایه‌گذاری در قرارداد

در نسل اول و دوم قراردادهای بیع متقابل، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای از همان ابتدا تعیین و در قرارداد

کار و نحوه‌ی اجرای پروژه نیز به تناسب اصلاح شود. در قراردادهای بیع متقابل برای مذاکره‌ی مجدد راهکاری پیش‌بینی شده است؛ اول باید موضوع در «کمیته مدیریت مشترک»^{۱۵} مطرح شود. این کمیته از تعداد مساوی (۳ تا ۵ نفر) نمایندگان کارفرما و پیمانکار تشکیل شده که تصمیم‌گیری در آن به اتفاق آرا خواهد بود. در صورتی که کمیته مزبور نتواند در خصوص موضوع مذاکره تصمیمی بگیرد، در این صورت موضوع به مدیران ارشد طرفین ارجاع می‌شود که موضوع را حل و فصل نمایند. در صورت عدم توافق مدیران ارشد طرفین، موضوع قابل ارجاع به داوری خواهد بود. اما به طور کلی هرچه طول مدت یک قرارداد افزایش پیدا کند نیاز به مذاکره‌ی مجدد در آن بیش تر می‌شود [۱۲].

۲-۸- تغییر در شرایط بازپرداخت اقساط بدهی

در نسخ اولیه‌ی قراردادهای بیع متقابل، به طور قاطعانه قید می‌شد که شروع دوره‌ی بازپرداخت هزینه منسوط به تکمیل کلیه عملیات موضوع قرارداد، راه‌اندازی و تحویل پروژه به کارفرما خواهد بود. بنابراین چنانچه در اجرای طرح‌های عملیاتی تأخیری به وقوع می‌پیوست، حسب مفاد قرارداد، هزینه‌های بانکی به مانده حساب سرمایه‌گذاری تعلق نمی‌گرفت و در واقع شرکت نفتی پیمانکار (به دلیل عدم احتساب بهره طی دوره تأخیر پیش آمده) با هزینه فرصت گزافی روبه‌رو می‌گردید و نرخ بازگشت سرمایه‌گذاری وی به طور متناسب تقلیل می‌یافت. در نسل‌های بعدی قراردادهای مزبور، شرایط بازپرداخت به طرق مختلف در جهت تسهیل و تسریع تأدیه اقساط سوق داده شد. باید توجه داشت که یکی از دلایل مهم انجام تغییرات متنوع در شرایط بازپرداخت قراردادهای نفتی بیع متقابل، ورود پیمانکاران داخلی در عرصه اجرای عملیات نفتی به عنوان پیمانکار اصلی طرف قرارداد می‌باشد [۷].

درج شده و مصوبات مربوطه نیز بر اساس این مبلغ از مراجع ذیصلاح اخذ می‌شود. ولی در قراردادهای نسل سوم، پس از مدت زمان معینی، پس از تنفیذ قرارداد، پیمانکار موظف است مطالعات لازم را همراه با طراحی مهندسی انجام دهد و سپس مناقصات را با حضور، کنترل و مشارکت شرکت ملی نفت ایران به اتمام رساند تا در نهایت، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای طرح مشخص و تعیین شود [۸]. به طور کلی، در قراردادهای بیع متقابل چهار دسته هزینه پیش‌بینی می‌گردد: الف- هزینه‌های سرمایه‌ای: کلیه هزینه‌هایی است که مستقیماً به اجرای عملیات توسعه آن گونه که در رویه‌های حسابداری ضمیمه قرارداد دسته‌بندی شده، مربوط می‌گردد. ب- هزینه‌های غیر سرمایه‌ای: به هزینه‌هایی اشاره دارد که مشخص کردن آن‌ها در هنگام انعقاد قرارداد دشوار بوده و عمدتاً هزینه‌هایی است که در رابطه با عملیات توسعه به مراجع ایران پرداخت می‌گردد، مانند مالیات‌ها، عوارض گمرکی و... ج- هزینه‌های بهره‌برداری: هزینه‌هایی است که پیش از آنکه پروژه کامل و به شرکت ملی نفت ایران تحویل داده شود، مستقیماً ضرورتاً و منحصرأ برای تولید، ایجاد و پرداخت شده‌اند. د- هزینه‌های بانکی: به هزینه‌های تأمین مالی اشاره دارد [۱۰].

جبران هزینه‌ی مراحل اکتشاف و توسعه تنها در صورت تأیید تجاری بودن میدان توسط کارفرما انجام خواهد شد. در صورت عدم تأیید، هیچ‌گونه پرداختی‌ای به پیمانکار انجام نمی‌شود. جبران هزینه‌ی مرحله توسعه نیز پس از انجام فعالیت‌های توسعه‌ای و انجام کلیه تعهدات اجرایی پیمانکار و با تأیید کارفرما صورت خواهد پذیرفت [۸].

۲-۷- مذاکره مجدد^{۱۴}

در قراردادهای بیع متقابل، مذاکره‌ی مجدد پیش‌بینی شده است. این مذاکرات مجدد معمولاً ناشی از اطلاعاتی است که در نتیجه حفاری‌ها و مطالعات جدید به دست می‌آید و نیاز است شرح

۲-۹- نظام قراردادی پاداش و تنبیه

نظام قراردادی پاداش و تنبیه در برخی از قراردادهای نسل دوم بیع متقابل و در کلیه قراردادهای نسل سوم آن پیش‌بینی شده است. به این صورت که اگر پیمانکار بتواند ضریب بازیافت از میدان را افزایش دهد و به تولید بیشتری دست پیدا کند، متناسب با این افزایش، نرخ اولیه بازگشت سرمایه‌اش به نرخ ثانوی بازگشت سرمایه تبدیل می‌گردد که در این حالت غالباً یک درصد و یا یک‌ونیم درصد به نرخ بازگشت سرمایه‌ی اولیه‌ی وی افزوده می‌گردد. متقابلاً چنانچه تولید میدان در دوره‌ی بهره‌برداری، از تولید معین قراردادی مندرج در طرح جامع توسعه میدان کاهش پیدا کند، در ازای هر درصد کاهش، درصدی از حق‌الزحمه وی نیز کاسته می‌شود. در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل پاداش ویژه‌ای نیز در نظر گرفته شده است، به این نحو که چنانچه پیمانکار خارجی بتواند تولید پیش‌بینی شده را افزایش دهد، سقف نرخ بازگشت سرمایه او نیم تا یک درصد افزایش پیدا خواهد کرد. همچنین در صورتی که پیمانکار درصد استفاده از امکانات داخلی کشور را از پنجاه و یک درصد افزایش دهد، حق‌الزحمه‌اش افزایش خواهد یافت [۱۱].

۳- قرارداد خدماتی نفت و گاز در کشور ونزوئلا

از اوایل دهه ۱۹۱۰ میلادی، تاریخ صنعت نفت ونزوئلا شاهد سه دوره مذاکره‌ی مجدد در قراردادهای نفتی بوده است. در سال ۱۹۴۳، همه امتیازات نفتی موجود به قراردادهای امتیازی جدید بر مبنای قانون مصوب ۱۹۴۳ ونزوئلا، با ضوابط مالی سخت‌تر و کنترل بیش‌تر دولت، تغییر یافت. در سال‌های ۱۹۵۸ تا ۱۹۷۴ امتیازات مصوب در دهه ۴۰ و ۵۰، بر مبنای قانون ۱۹۴۳، با هدف افزایش در یافتی‌های دولت از طریق افزایش منظم در نرخ مالیاتی فعالیت‌های نفتی و تصویب مالیات‌های اضافه‌دنبال شد. این تغییرات، دریافتی‌های دولت را از حدود ۵۰ درصد در دهه ۴۰ و ۵۰ به بیش از

۶۵ درصد در دهه ۶۰ و نهایتاً ۹۴ درصد در دهه ۷۰ رساند [۱۳]. در سال ۱۹۷۵، صنعت نفت ونزوئلا ملی شد. در نهایت بعد از بازگشایی مجدد صنعت نفت در دهه ۹۰، در سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۰۷ دولت بار دیگر با اجبار به مذاکره‌ی مجدد در نرخ بهره مالکانه و درآمدهای مالیاتی قراردادهای نفتی و تبدیل قراردادهای مالکیت‌های مشترک (مشارکت در سرمایه‌گذاری)^{۱۶} با کنترل دولتی (شامل ۶۰ درصد یا بیشتر از سهام سرمایه دولتی) یک ملی‌سازی مجدد جزئی در بخش نفت^{۱۷} انجام داد [۱۳] [۱۴].

بعد از ملی شدن صنعت نفت در ونزوئلا، در سال ۱۹۷۶ صنعت نفت در اختیار دولت قرار گرفت اما در اوایل دهه ۹۰ هنگامی که دولت از یک‌سو افزایش تولید نفت در جهت افزایش درآمد را دنبال می‌نمود و از سوی دیگر با مشکلات مالی مواجه بود، تصمیم به بازگشایی صنعت نفت در جهت سرمایه‌گذاری خصوصی^{۱۸} گرفت. در سال‌های ۱۹۹۱ و ۱۹۹۲، سرمایه‌گذاری خارجی با پیشنهاد تعدادی از میدان‌های نفتی فرعی^{۱۹} به شرکت‌های نفتی بین‌المللی آغاز شد [۱۳]. این میدان‌ها از آن جهت فرعی نامیده می‌شدند که در آن‌ها یا هزینه استخراج بالا بوده و نفت استخراجی از درجه کیفی مناسبی برخوردار نبود و یا به انجام سرمایه‌گذاری‌های زیادی نیاز داشته‌اند [۱۵]. اما چارچوب قانونی‌ای که برای بازگشایی صنعت نفت به روی سرمایه‌گذاران خارجی از آن استفاده شد، پیچیده بود. دولت‌هایی که در ونزوئلا رژیم سرمایه‌گذاری جدید را طراحی و اجرایی کردند عبارت بودند از دولت رئیس‌جمهور پرز^{۲۰} (۸۹-۹۳)، ولاسکر^{۲۱} (۹۳-۹۴) و به‌خصوص کالدرا^{۲۲} (۹۹-۱۹۹۴) که اکثریت کنگره را در اختیار نداشتند. بنابراین تمام تلاش خود را در جهت عدم ورود به مشکلات فرآیندهای قانونی به کار بردند. دولت و شرکت دولتی نفت ونزوئلا (پدوسا) از فضای محدودی که به واسطه ماده ۵-قانون ملی نفت به دولت برای همکاری با سرمایه‌گذار

خارجی اعطا شده بود، استفاده کردند. ماده ۵-تنها با مشارکت خارجی در قالب سرمایه‌گذاری مشترک با کنترل پدوسا و با تصویب کنگره، موافقت کرده بود که در راستای جذب سرمایه‌گذاری خارجی، پدوسا تفاسیر مناسبی در این راستا از قانون، توسط دادگاه عالی ونزوئلا به‌دست آورد. در این چارچوب، پدوسا از یک ماهیت حقوقی مستقل از دولت، برای انعقاد قرارداد با سرمایه‌گذار برخوردار شد [۱۶]. در راستای بازگشایی صنعت نفت به روی سرمایه‌گذاران خارجی، دولت ونزوئلا از سه نوع قرارداد استفاده کرد: الف- قراردادهای خدمات عملیاتی (OSA)^{۲۳} که اولین دور از مناقصه‌ی آن از سال ۱۹۹۱ شروع و در سال ۱۹۹۲ ادامه پیدا کرد. نهایتاً در سال ۱۹۹۷، نوع سوم این قراردادها به مناقصه گذاشته شد. ب- قرارداد مشارکت (AA)^{۲۴} نفت فوق‌سنگین برای دنبال کردن چهار پروژه پالایش و استخراج نفت سنگین منطقه اورینکو (۱۹۹۳-۱۹۹۷). ج- موافقت‌نامه‌های ریسکی اکتشاف (RE)^{۲۵} در ۸ منطقه که مناقصه‌ی آن در سال ۱۹۹۶ برای حق اکتشاف و استخراج نفت انجام شد. از آنجایی که در مقاله حاضر به دنبال بررسی قراردادهای خدماتی هستیم، در ادامه به بررسی این نوع از قراردادها در ونزوئلا خواهیم پرداخت.

۳-۱- قراردادهای خدمات عملیاتی ونزوئلا

اصولاً قراردادهای خدمات عملیاتی تنها برای میدان‌های فرعی نفت که به سرمایه‌گذاری معنی‌داری برای بازیافت ثانویه در جهت افزایش تولید نیاز داشت، پیشنهاد شده بودند و با توجه به نرخ‌های متداولی که در دهه‌ی ۹۰ توسط پدوسا پرداخت می‌شد (۶۷/۱۶ درصد نرخ بهره مالکانه، ۶۷ درصد مالیات بر درآمد)، برای پدوسا در اختیار داشتن اپراتوری این میدان‌ها سودآور نبود. برای اینکه این پروژه‌ها از لحاظ مالی قابل قبول باشند، در تمامی قراردادهای خدمات عملیاتی، اپراتور تنها همان نرخ مالیات ۳۴ درصد برای درآمد غیر نفتی را

امضا رسیده است و باید قانون نفت ۲۰۰۱ درباره آن‌ها اعمال شود. وی اعلام کرد که قراردادهای موجود باید به صورت مشارکت در سرمایه‌گذاری با مالکیت حداقل ۵۱ درصدی پدوسا و بهره‌ی مالکانه‌ی ۳۰ درصد اعمال شود. [۱۷] در سال‌های ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷، ۳۰ قرارداد از ۳۲ قرارداد با موفقیت، فرآیند تبدیل به شرکت سرمایه‌گذاری مشترک را پشت سر گذاشته و دو قرارداد باقیمانده با توافقات بعدی تسویه حساب شدند [۱۴].

۴- تفاوت قراردادهای خدمات در دو کشور ایران و ونزوئلا

با نگاهی به موضوع قراردادهای خدماتی دو کشور ایران و ونزوئلا، مشخص می‌شود که قراردادهای خدماتی امضاء شده در ایران، بیش‌تر به بخش توسعه‌ای مربوط می‌شود و حضور پیمانکار در بحث بهره‌برداری محسوس نبوده است. اما در قراردادهای خدماتی ونزوئلا، این قراردادها به بخش بهره‌برداری مربوط بوده و این تفاوت موضوع قرارداد، باعث تفاوت در طول دوره قرارداد شده است، به طوری که قراردادهای خدماتی ایران در دوره‌ای کوتاه و قراردادهای ونزوئلا به صورت بلندمدت تنظیم گردیده است. قابل ذکر است که در قراردادهای نسل سوم بیع متقابل ایران، پیش‌بینی شده است که پیمانکار پس از تحویل تولید به بهره‌بردار، یعنی شرکت ملی نفت، کماکان در میدان حضور داشته و بر اساس قرارداد ارائه خدمات حمایت و پشتیبانی از تولید، موظف به ارائه خدمات تخصصی و فنی تولید و بهره‌برداری می‌باشد.

تفاوت دیگر، تعیین سقف هزینه‌های نفتی است؛ در اغلب قراردادهای بیع متقابل ایران، شرکت بین‌المللی نفت حق تغییر سطح هزینه سرمایه را بعد

از امضا قرارداد ندارد. چنین محدودیتی می‌تواند ریسک شرکت‌های بین‌المللی نفت در این قراردادها را بالا ببرد زیرا تعیین سقف هزینه با توجه به ماهیت پروژه‌های بالادستی صنعت نفت که در چرخه‌ی حیات خود پیوسته با عوامل غیر مترقبه‌ی فنی، مالی و قراردادی مخصوصاً مسائل ناشناخته‌ی میدان و مخزن مواجه‌اند، امکان‌پذیر نیست. در حالی که در قراردادهای خدماتی نفت ونزوئلا، چنین سقفی تعیین نشده و با تعامل دو طرف صورت می‌پذیرد و تنها برای حق الزحمه پرداختی به شرکت، سقف تعیین شده است. اما قابل ذکر است که این تعیین سقف هزینه در نسل‌های اول و دوم بیع متقابل بوده، اما در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل میزان سقف مالی هزینه‌ها، پس از انعقاد قرارداد و پیرو انجام مطالعات مهندسی پیشرفته و انجام مناقصات و گذاری کارها به پیمانکاران فرعی، تعیین می‌گردد. در قرارداد خدماتی نوع سوم ونزوئلا، شرکت بین‌المللی نفت نسبت به سهمی از تولید نفت خام مستحق می‌باشد، در صورتی که در سایر قراردادهای خدماتی ونزوئلا و قراردادهای خدماتی ایران، شرکت با مالکیت دولتی، مالکیت نفت خام تولیدی را در اختیار دارد. لذا این امر ویژگی منحصر به فرد قراردادهای نوع سوم ونزوئلا تلقی می‌شود. از آنجایی که شرکت بین‌المللی نفت، معمولاً از "نفت سود" در قرارداد خدماتی سهمی نمی‌برد، اجرت و دستمزد وی تنها از سودش در سرمایه‌گذاری است. در قراردادهای بیع متقابل خدماتی، اجرت بر اساس یک نرخ ثابت از درآمد شرکت بین‌المللی نفت در پروژه، محاسبه می‌شود. در حالی که در نوع اول و دوم قراردادهای خدماتی ونزوئلا، اجرت بر مبنای واحد بشکه‌ی تولیدی محاسبه گردیده و در نوع سوم قراردادهای ونزوئلا، برای حق الزحمه شرکت بین‌المللی بر مبنای

نرخ بازدهی داخلی پروژه، یک مکانیزم پله‌ای در نظر گرفته می‌شود. لذا همه قراردادهای خدماتی با توجه به ریسکی که شرکت بین‌المللی نفت در معرض آن قرار می‌گیرد، شبیه به یکدیگر نیستند. قراردادهای خدماتی به نسبت تقسیم ریسک بین شرکت بین‌المللی نفت و شرکت ملی نفت متفاوت می‌باشند.

نتیجه‌گیری

در بررسی قراردادهای خدماتی در دو کشور ایران و ونزوئلا، مشخص گردید که تمایل برای تنظیم قراردادهای خدماتی را می‌توان در نگرانی‌های حاکمیتی دو کشور و محدودیت‌های قانونی موجود در آن دوره‌ی زمانی از یک سو و نیاز به جذب سرمایه‌گذاری و دانش فنی شرکت‌های بین‌المللی از سوی دیگر جست‌وجو کرد. نیاز به سرمایه و دانش فنی شرکت‌های خارجی، کشور ایران را بر آن داشت که در جهت تحقق انتظارات شرکت‌های نفتی و توجه به دغدغه‌های آن‌ها در طول نسل‌های مختلف بیع متقابل، اقدامات مناسبی را اتخاذ کند؛ از آن جمله می‌توان به تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای اشاره کرد که هنگامی محاسبه و تعیین می‌گردد که جذب پیمانکاران فرعی از طریق مناقصه صورت گرفته باشد. اقدامات مناسب دیگر، در نظر گرفتن روش پاداش در نتیجه‌ی تولید مازاد بر مقدار پیش‌بینی شده و نیز تغییر در روش بازپرداخت و حق الزحمه سرمایه‌گذار می‌باشد. در ونزوئلا برای بازگشایی سرمایه‌گذاری خارجی بعد از ملی شدن صنعت نفت آن کشور، به دلیل فضای قانونی و سیاسی حاکم بر آن کشور، شرایط بازار بین‌المللی نفت در دهه ۹۰ و بالا بودن هزینه بهره‌برداری تعدادی از میدان‌های نفتی و با نیاز به تکنولوژی خاص آن میدان، از قراردادهای خدماتی استفاده شد و توانست در دور سوم این قراردادها با اقبال مناسب از سوی شرکت‌های بین‌المللی روبه‌رو گردد. اما تغییر در شرایط بازار بین‌المللی نفت در دهه‌ی اخیر از جمله افزایش قیمت، موجب شد که دولت

۱ | قراردادهای خدمات عملیاتی در ونزوئلا [۱۸]

میدان واگذار شده	دوره مناقصه
۴	دور اول ۱۹۹۱
۱۱	دور دوم ۱۹۹۲
۱۷	دور سوم ۱۹۹۷

ونزوئلا با غیر قانونی خواندن این قراردادها، آن‌ها را به سرمایه‌گذاری مشترک با سهم غالب پدوسا تبدیل نماید. مهمترین تجربه‌ای که از پایان دادن به قراردادهای خدماتی و تغییر به سرمایه‌گذاری مشترک در کشور ونزوئلا حاصل می‌گردد این است که همه قراردادهای خدماتی ناکارآمد

نیستند و هر شخص آگاه و آشنا به قراردادهای نفتی بین‌المللی می‌داند که قرارداد خوب و بد، در همه قراردادهای خدماتی وجود دارد؛ همان‌طوری که در قراردادهای مشارکت در تولید می‌تواند وجود داشته باشد. لذا برای اینکه یک قرارداد در زمره قراردادهای خوب قرار گیرد، باید هم از نظر اقتصادی و هم حقوقی، بر اساس قانون حاکم بر آن قرارداد، معقول باشد. قصور در هر یک از این مسائل، در طول دوره قرارداد مشکلاتی ایجاد خواهد کرد. چنانچه در مسائل اقتصادی و حقوقی قراردادها قصوری رخ دهد، نشان از عمر کوتاه آن قرارداد خواهد داشت. ■

پانویس‌ها

1. International Energy Agency (IEA)
2. منظور از منطقه اصلی، شمال آفریقا و خاورمیانه می‌باشد.
3. Concession regime
4. Contractual regime
5. Production sharing contracts
6. Service contracts
7. Risk service contracts
8. Main driving factor
9. از قوانین مرتبط دیگر نیز می‌توان به بند «ای» تبصره ۲۹ قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی سال ۶۸ و بند «ب» تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۷۲، اشاره کرد.
10. Buy-back
11. یکی از ویژگی‌های این گونه قراردادها که در واقع وجه تمایز آن با قراردادهای دو نسل قبلی بیع متقابل است، چگونگی برآورد سقف هزینه‌ای قرارداد می‌باشد. سقف هزینه‌ای قرارداد در این گونه قراردادها در ابتدا بر اساس تخمین اولیه هزینه‌های سرمایه‌ای طرح، بر مبنای برنامه‌ی جامع تهیه شده در مرحله اکتشاف یا توصیف، تعیین می‌شود. اما مبلغ قطعی سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد پس از انعقاد قرارداد و انجام طراحی مهندسی و برگزاری مناقصات، تحت نظارت و مشارکت شرکت ملی نفت ایران، طی مدت معینی از زمان تنفیذ قرارداد، مشخص خواهد شد [۸].
12. سایر بندهای قانونی مرتبط با نسل سوم قراردادهای بیع متقابل عبارتند از: جزء ۴ تبصره ۲ قانون بودجه سال ۸۵، قسمت ۱ بند «ج» تبصره ۲ قانون بودجه سال ۸۶، بند ۶ قانون بودجه سال ۸۷، جزء «الف» بند ۶ قانون بودجه سال ۸۸، جزء «الف» بند ۳ قانون بودجه سال ۸۹، جزء «ب» تبصره ۱۱ قانون بودجه سال ۸۶، جزء ۴ بند «ا» تبصره ۱۱ قانون بودجه سال ۸۵، بند «ج» تبصره ۱۱ قانون بودجه سال ۸۶، جزء «ط» بند ۷ قانون بودجه سال ۸۷، جزء «ط» بند ۷ قانون بودجه سال ۸۸، جزء «ا» بند ۴ قانون بودجه سال ۸۹ [۸].
13. Green field
14. Renegotiation
15. Joint management committee (JMC)
16. Mixed enterprises (joint-ventures)
17. A partial re-nationalization of the oil sector
18. Private investment
19. Marginal oil field
20. Pérez
21. Velazquez
22. Caldera
23. Petróleos de Venezuela S.A.
24. Operational service agreements, OSA
25. Association Agreements (AA)
26. Risk Exploration Agreements (RE)
27. ad-hoc contracts
28. Operational fee
29. Maximum Total Fee
30. Private arbitration
31. International Chamber of Commerce (ICC)
32. Signature bonus
33. Net incremental value of production (NIV)
34. internal rate of return of the project
35. Profit-sharing contract
36. Joint venture
37. Chavez
38. Rafael Ramirez

منابع

[1] International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook, 2011.

[2] Johnston, D., How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts in Escaping the Resource Curse, Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E., eds. (New York, Columbia University Press, 2007), p 5388-.

[3] Ghandi, C.-Y.C. Lin, (2014), Oil and gas service contracts around the world: A review, Energy Strategy Reviews xxx.p 19-.

[4] Johnston, D., (2003). International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis. PennWell, Oklahoma.

[5] Shiravi A and Ebrahimi, S.N. (2006), Exploration and Development of Iran Oilfields through Buyback, 30 Natural Resources Forum.p199206-.

[6] Ebrahimi, S.N and Shiravi, A. (2003) The Contractual Form of Iran's Buyback Contracts in Comparison with Producion Sharing and Service Contract, Presented at the SPE 13th Middle East Oil Show and Conference, Bahrian , p 912-.

[7] زهدی، مسعود، ساختار قراردادهای بین‌المللی سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز و کاربرد علوم مالی، حسابداری، و اقتصاد در آنها و تحولات قراردادهای بیع متقابل، شرکت هزاره سوم اندیشه، ۱۳۹۲، ص ۲۰-۱۹.

[8] خالقی، شهلا، بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ۱۳۹۱.

[9] ابراهیمی، سید نصرالله، تحولات معاصر در صنعت بالادستی نفت و گاز ایران- طراحی و پیشنهاد نسل جدید قراردادهای بالادستی E&P، کنفرانس راهکارهای تحول نظام توسعه بهره‌برداری در بخش بالادستی نفت و گاز، ۱۳۹۱.

[۱۰] شیروی، عبدالحسین؛ ابراهیمی، سید نصرالله، اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل، (ترجمه مجتبی اصغریان)، مجله حقوقی بین‌المللی، ۱۳۸۸، شماره ۴۱، صص ۲۴۳-۲۶۲.

[۱۱] ابراهیمی، سید نصرالله؛ صادقی مقدم، محمد حسن؛ سراج، نرگس، انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ‌های آن، فصلنامه حقوق، ۱۳۹۱، دوره ۴۲، شماره ۴، زمستان، صص ۱-۱۹.

[۱۲] شیروی، عبدالحسین؛ شعبانی جهرمی، فریده، مذاکره‌ی مجدد در قراردادهای سرمایه‌گذاری نفتی، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، ۱۳۹۱، سال نهم، شماره‌ی ۳۴، صص ۱۶۱-۱۸۴.

[13] Manzano, F. Monaldi, (2010) The political economy of oil contract renegotiation in Venezuela, in: W. Hogan, F. Sturzenegger (Eds.), The Natural Resources Trap: Private Investment Without Public Commitment, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts. pp.409465-.

[14] Kahale, George, (2011), The Venezuelan Operating Service Agreements: Trying To Fit A Square Peg In A Round Hole, Middle East Petroleum and Economic Publications (Cyprus) Ltd Reproducing MEES Is Strictly Prohibited , www.mees.com

[15] Manzano, Osmel (2000) "Tax effects upon Oil Field Development in Venezuela". Center for Energy and Environmental Policy Research Working Papers Series Number 00006-. Center for Energy and Environmental Policy Research at MIT, Cambridge.

[16] Monaldi, Francisco (2002) "Government Commitment using External Hostages," paper presented at the annual meeting of the American Political Science Association. Available at: <http://web.mit.edu/ceep/www/publications/workingpapers/2000006-.pdf>

[17] Witten, Emily, (2008), Arbitration Of Venezuelan Oil Contracts: A Losing Strategy, Available at: www.tjogel.org/archive/Vol4No1/witten.pdf

[18] Editorial, Investing in Venezuela, OIL & GAS J., Apr. 10, 2006, at 17. Available at: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-104/issue-14/general-interest/editorial-investing-in-venezuela.html>