Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

دو فصلنامه حقوق اداری (علمی - پژوهشی)
سال سوم، شماره ۹، پاییز و زمستان ۱۳۹۴

بررسی قواعد اختصاصی قراردادهای بالادستی نفت با تاکید بر قرارداد جدید نفتی موسوم به IPC

سام محمدی[۱]
فخر الدین اصغری آقمشهدی[۲]
محمد جواد حاجی حسینی[۳]

دریافت: ۱۳۹۴/۰۲/۰۵
پذیرش: ۱۳۹۴/۰۶/۲۶

چکیده

نسل جدیدی از قراردادهای نفتی تحت عنوان آی.پی.سی. با اهدافی همچون حفظ و ارتقای جایگاه ایران در اوپک و بازار جهانی نفت و گاز طبیعی در افق بلندمدت، ایجاد تحول در فرآیند توسعه، اکتشاف و بهره‌برداری بهینه میادین نفت و گاز کشور و... تدوین شده‌اند. این قرارداد علی‌رغم اینکه به لحاظ حقوقی از نوع عقود معین [قانون سرمایه‌گذاری خارجی] و در زمره قراردادهای مشارکت است؛ اما به لحاظ طولانی بودن مدت قرارداد، سهم قابل توجهی از تولید میدان نصیب شرکت‌های نفتی خارجی می‌شود که کاملاً مشابه قراردادهای امتیازی است و در بررسی این قراردادها خواهیم دید که ساختار آی.پی.سی به گونه‌ای است که جایگاه کارفرما نسبت به قراردادهای بیع متقابل تقلیل می‌یابد و اساساً در آی.پی.سی، کارفرما به معنای سابق وظایف خطیری ندارد؛ زیرا پیمانکار تمام دوره توسعه و تولید را در اختیار دارد و هر عملکردی نتیجه خود را در میزان تولید نشان می دهد و بر سود پیمانکار تأثیر می‌گذارد که این موضوع حاکی از آن است که این قرارداد نمی‌تواند الگوی مناسبی برای نظام قراردادهای نفتی باشد و خسارات جبران ناپذیری بر منافع ملی بلندمدت در بخش نفت و گاز خواهد داشت.

واژگان کلیدی: IPC، نسل چهارم، بالادستی، نفت

۱- دانشیار و عضو هیات علمی دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه مازندران (نویسنده مسئول)؛ sammhmd@yahoo.com
۲- استاد و عضو هیات علمی دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه مازندران fasgharia@yahoo.com
۳- دانشجوی دکتری حقوق خصوصی دانشگاه مازندران javad.hosseini5@gmail.com

Archive of SID
www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

مقدمه

امروزه صنعت نفت جهان در بخش بالادستی با چالش‌های متعددی از جمله نیاز به افزایش تولید نفت، دسترسی به ذخایر جدید نفتی، مدیریت سیر نزولی ذخایر میادین قدیمی، حفظ و ارتقای دانش فنی با توجه به موج بازنشستگی نیروی انسانی با تجربه در مناطق عملیاتی روبروست در این میان امکان بهره‌برداری حداکثری از امکانات موجود، تشویق، جلب و حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی در فعالیت‌های بالادستی نفت وگاز به ویژه در میادین مشترک و پروژه‌های اکتشافی، از اهداف ویژه دولت در حوزه نفت وگاز به شمار می‌رود. سوالی که وجود دارد این است که آیا قرارداد جدید می‌تواند الگویی مناسب برای قراردادهای نفتی باشد؟ یکی از قراردادهایی که به اعتقاد طرفداران انعقاد آن می‌تواند تعادل مناسبی بین منافع فوق برقرار سازد، نسل چهارم قراردادهای نفتی مشهور به آی.پی.سی[1] است. آی.پی.سی را می‌توان قرارداد خرید خدمتی دانست که در نزدیک‌ترین موقعیت ممکن به قراردادهای مشارکت در تولید قرار دارد و تا حدود زیادی الهام گرفته از نسل جدید قراردادهای نفتی کشور عراق موسوم به قراردادهای «هزینه در هر بشکه»[2] است؛ قراردادهایی که در سال‌های اخیر توانستند شرکت‌های بین‌المللی نفتی مطرح در دنیا را برای سرمایه‌گذاری در میادین عراق جذب کنند. در نهایت به نظر می رسد این قرارداد نمی تواند منافع کشور را در بلند مدت تامین کند اما قراردادهای نسل چهارم با عنایت به آنکه در اسفند ۱۳۹۲ به صورت کاملاً کلی بدون ذکر جزییات قراردادی رونمایی گردید. هیچ‌گونه تحقیق آکادمیک و منظم نسبت به این مسأله صورت نگرفته و لذا هر چه که هست در قالب سخنرانی و مصاحبه دست‌اندرکاران مدل جدید قراردادی است و یا آنکه اساتید رشته حقوق به صورت کلی نقدی را مبنی بر تأیید یا رد مدل قراردادی ارائه کرده‌اند. در سایر حوزه‌های نفتی چه در بخش بالادستی و چه در بخش پایین‌دستی تحقیقات متنوعی به خصوص در حوزه بیع متقابل و قراردادهای خدمت با ریسک بالا وجود دارد به جهت اینکه ایران و خصوصاً شرکت نفت ایران بیش از یک دهه است که از این نوع قرارداد استفاده می‌کند. اما از سال ۲۰۱۰ که شدت تحریم ها افزایش پیدا کرد میزان علاقمندی سرمایه‌گذاران خارجی برای سرمایه‌گذاری در حوزه نفتی ایران کم شد به همین علت سابقه مکتوبی در زمینه این قراردادها

1- IPC: Iran Petroleum Contract
2-Fee Per Barrel.

www.SID.ir

موجود نمی‌باشد. در این پژوهش به صورت توصیفی و تحلیلی و در دو مبحث با عنوان قواعد اختصاصی قراردادهای نفتی پیش از نسل چهارم و قواعد اختصاصی قرارداد نسل چهارم از لحاظ انعقاد، اجرا و انحلال به تبیین موضوع خواهیم پرداخت.

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

مبحث اول: قواعد اختصاصی قراردادهای نفتی پیش از نسل چهارم

در این مبحث به سه دسته از قواعد در قراردادهای امتیاز، مشارکت و خدمات شامل قواعد اختصاصی انعقاد، قواعد اختصاصی اجرا و قواعد اختصاصی انحلال این قراردادها می‌پردازیم.

گفتار اول: قواعد اختصاصی قراردادهای امتیاز

این قراردادها اصلی‌ترین و فراگیرترین نوع قرارداد در قراردادهای نفتی جهان بوده است و به عبارتی صنعت نفت و گاز جهان تحت تسلط گروه منسجمی از شرکت‌های نفتی چند ملیتی بود که به هفت خواهران نفتی معروف بودند. (موسوی اصفهانی، ۹۲، ص۵۴) در این قراردادها، کمپانی نفتی در عوض پرداخت کلیه هزینه‌ها و مالیات، حق مخصوصی برای کشف نفت و گاز و در صورت اکتشاف، تولید و بازاریابی آن را دریافت می‌کند که حق حمل و نقل منابع هیدروکربنی کشف شده را نیز شامل می‌شود.(اسناد نفت، آبان ۱۳۳۰، ۲۳)

بند اول: قواعد اختصاصی مربوط به انعقاد

سیستم حقوقی حاکم بر قراردادهای امتیازی و طرفین امضاءکننده، نحوه قضاوت و تفسیر مفاد امتیازنامه‌ها در کشورهای مختلف، متفاوت است؛ چرا که گاه ممکن است عوامل حقوقی یک امتیاز نفتی مربوط به حقوق خصوصی و گاه مربوط به حقوق عمومی باشد. (منصوری نراقی، ۴۹، ص ۱۲۹)

در نسل اول قراردادهای امتیازی که نمونه بارز آن امتیازنامه دارسی است اشخاص یا شرکت‌ها مجوز پیدا می‌کردند که در مقابل پرداخت «بهره مالکانه» به صورت انحصاری در قلمرو وسیعی به انجام عملیات مرتبط از قبیل صادرات، فروش نفت و امثال آن اقدام کنند. در این روش صاحب امتیاز حق داشت به صورت انحصاری بر منابع نفتی، عملیات نفتی و نفت و گاز استخراج شده و سایر فرآورده‌های نفتی اعمال مالکیت و مدیریت نماید. (شیروی،۹۳، ص ۳۵۸) .در این قراردادها محدوده جغرافیایی بسیار وسیع بالغ بر یک میلیون کیلومتر مربع به دارنده امتیاز اعطاء می‌گردد و شرکت

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

دارنده امتیاز، علاوه بر اینکه نسبت به پروژه کنترل کامل داشت، در خصوص سطح عملیات، نرخ و میزان تولید، تعیین و تامین پرسنل و حتی تعیین قیمت نفت و گاز نیز نظارت کامل داشت. (علم، ۱۳۷۷، ص ۵۶) طولانی مدت بودن امتیازهای مزبور از دیگر ویژگی‌های این روش بود که معمولاً بین ۶۰ تا ۷۰ سال تعیین می‌شد و حتی در بعضی از موارد به ۹۹ سال هم می‌رسید. در این امتیازنامه‌ها امکان مذاکره مجدد یا تعدیل نیز معمولاً پیش‌بینی نمی‌شد. (پیشین، ص ۳۵۹) همچنین از دیگر ویژگی‌های این قراردادها عدم درج شروط و مقررات مرتبط و مورد نیاز برای مذاکره مجدد و تعدیل بود (علم، پیشین، ص ۵۷) در انعقاد قراردادهای امتیازی سنتی؛ هزینه و ریسک با شرکت نفت خارجی به عنوان دارنده حق‌الامتیاز، حق شرکت نفت خارجی در مالکیت محصول و دسترسی به تولیدات، تعهد سرمایه‌گذار خارجی (شرکت نفت خارجی) در پرداخت مالیات زمین به کشور میزبان در طول مدت اکتشاف و بهره‌برداری مورد توافق است و مالیات بر اساس سود نهایی به دولت میزبان پرداخت می‌شود. (شیروی، پیشین، ص ۳۵۹؛ عظیمی، ۱۳۸۷، ص ۲۸)

در قراردادهای مدرن امتیازی، اندازه و حدود منطقه عملیاتی شرکت خارجی، در قیاس با نوع اولیه این قراردادها محدودتر شد. در این نسل منافع صاحب امتیاز نفتی و کشور صاحب نفت تعدیل گردید و نوع فعالیت‌های مجاز در این امتیازنامه‌ها نیز به فعالیت‌های بالادستی محدود شد و فعالیت‌های پایین‌دستی و فروش و توزیع نفت در داخل کشور از حیطه امتیازنامه خارج گردید. مدت قرارداد نیز به ۱ دوره معقول ۲۵ تا ۳۰ ساله کاهش پیدا کرد، (شیروی، پیشین ص۳۶۰) و تفاوت دیگر در به‌کارگیری اتباع و نیروی کار محلی کشور میزبان توسط شرکت خارجی است و این امر در نتیجه سیاست کشورهای میزبان در جهت افزایش نقش و دخالت خودشان در روند اکتشاف و بهره‌برداری از منابع نفتی و صرف‌نظر از انتقال تکنولوژی احتمالی به کشور میزبان می‌باشد. (کاتوزیان، ۹۴، ص ۲۹)

بند دوم: قواعد اختصاصی مربوط به اجرا

یکی از شاخه‌های بیوتکنولوژی نفت که تجاری شده، پاکسازی زیستی آب‌ها و خاک‌های آلوده به ترکیبات نفتی است. (لایت فوت، ۱۳۸۸، ص ۳۴) با شروع عملیات اکتشاف تخریب محیط زیست آغاز و حفر چاه‌های اکتشافی و تولیدی نیز خاک و آب را آلوده می‌کند. (شیروی، پیشین، ص ۵۶۵)

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

مطابق بند الف ماده ۱۲ قرارداد امتیازی ۱۹۳۳ بیان می‌دارد: «کمپانی راجع به عملیاتی که مطابق این قرارداد در ایران می‌نماید جمیع وسایل معمول و مناسب را برای تأمین صرفه‌جویی و استفاده کامل از عملیات خود برای حفظ مخزن تحت‌الارضی نفت و برای استفاده از امتیاز خود به طرزی که مطابق آخرین ترقیات علمی وقت باشد به کار خواهد برد.» در این تکلیف کلی به جای اشاره به رعایت ملاحظات زیست‌محیطی و کلی مقرر می‌دارد که برای صرفه‌جویی در هزینه‌ها و صیانت از مخزن نفت، در انجام عملیات نفتی آخرین فناوری روز دنیا به‌کار گرفته شود. (طالبیان و عمرانی مجد، ۱۳۸۷، ص ۴۵) در اجرای قرارداد امتیازی اعم از اکتشاف، توسعه و تولید و فروش همه را کمپانی امتیازگیرنده بر عهده دارد اما در این قراردادها امکان واگذاری اجرای قرارداد به شرکت دیگر وجود دارد؛ مثلاً مطابق ماده ۲۰ قرارداد رویتر دارنده امتیاز می‌تواند «کل حقوقی که به واسطه امتیازنامه داده شده است یا یک جزء این حقوق را به هر طور که بخواهند به کمپانی دیگر بدهند یا بفروشند با شرط رعایت تعهداتی که کرده‌اند.» که این امر دلالت بر عدم قید مباشرت صاحب امتیاز در اجرای قرارداد دارد. (اسناد نفت، پیشین، ص ۸) همچنین در ماده ۳ امتیاز رویتر می گوید: «دارنده امتیاز، امتیاز انحصاری ساخت تراموا‌ها را در هر نقطه که مناسب بداند، دارا بوده» و مطابق ماده ۴ آن «هر قدر که به جهت ساختن خطوط راه آهن‌ها و شعبه‌های آنها و راه‌های دشت و راه‌های کویر و.... لازم شود دولت ایران اراضی همه آنها را از املاک خالصه مجاناً به این کمپانی داده و در خصوص اراضی که تعلق به اشخاص داشته باشد باید کمپانی رضای طرفین را بگیرد.» (همان، ص ۸). در ماده ۱۴ امتیازنامه دارسی نیز دولت موظف شده تا اقدامات ضروری و اسباب و ادوات مورد نیاز را در راستای اجرای مفاد امتیازنامه و تعهدات صاحب امتیاز فراهم نماید. (میرترابی، ۸۵، ص ۴۴) در اجرای این قراردادها موضوع تأخیر در اجرا نیز پیش‌بینی شده که از جمله در ماده ۸ امتیاز رویتر مدت اجرای قرارداد ۱۵ ماه از تاریخ امضاء قرارداد در نظر گرفته شده و به تأخیر در اجرای قرارداد نیز اشاره شده است. ضمانت‌اجرای تأخیر در این ماده آن است که دارنده امتیاز ۴۰ هزار لیره انگلیسی را در زمان انعقاد قرارداد در رهن دولت میزبان قرار دهد و در صورت تأخیر در اجرای قرارداد این مبلغ ضبط خواهد شد مگر اینکه تأخیر شروع کار به حکم اسباب مهمه به واسطه چنان موانعی باشد که از اراده کمپانی خارج باشد. (اسناد نفت، پیشین، ص ۱۰) و در ماده ۱۶ قرارداد دارسی، مدت اجرای آن ۲ سال از تاریخ امضاء قرارداد در نظر گرفته شده و در ماده ۸ نیز به تأخیر در اجرای قرارداد اشاره شده

Archive of SID

www.SID.ir

است. ضمانت اجرای تأخیر در ماده ۱۶ آن است که اگر در مدت دو سال از تاریخ این امتیازنامه صاحب امتیاز نتواند آن را اجرا نماید این امتیاز از درجه اعتبار ساقط است. (فرشادگهر، ۸۱، ص ۵۰)

بند سوم: قواعد اختصاصی مربوط به انحلال

انحلال؛ در قراردادهای سنتی امتیاز با قراردادهای مدرن متفاوت است. قراردادهای سنتی امتیاز از دوره زمانی طولانی برخوردار بود؛ به طور مثال در ابتدا مدت اعطای این امتیازات ۵۰ تا ۱۰۰ سال بوده است و هیچ‌گونه اشاره‌ای به موضوع انحلال و یا فسخ در این نوع قراردادها نشده بود. (اسناد نفت، پیشین، ص ۱۲) اما در قراردادهای مدرن مدت زمان توافق تعدیل شد، در واقع امتیاز برای مدت زمان محدودتری اعطاء می‌شد، حق اکتشاف نیز معمولاً برای مدت کوتاهی، کمتر از ۱۰ سال، اعطاء می‌شود و همچنین حق تولید نفت از اکتشافات تجاری ۳۰ تا ۴۰ سال است و همچنین بر اساس قانون، کمپانی نفتی ملزم است مناطقی را که در آن کشفی صورت نگرفته پس از مدتی آزاد کند. (کاتوزیان، پیشین،ص ۲۹) .در ماده ۱۵ قرارداد دارسی نیز بیان شده: «بعد از انقضای مدت معینه این امتیاز تمام اسباب و ابنیه و ادوات موجوده شرکتی، به جهت استخراج و انتفاع معادن، متعلق به دولت علیه خواهد بود و شرکت حق هیچ‌گونه غرامت از این بابت نخواهد داشت.» و در ماده ۹ و ۱۶ امتیازنامه دارسی به صاحب امتیاز مهلتی داده شد که به تأسیس یک یا چند شرکت جهت انتفاع مبادرت نماید در غیر این صورت دولت ایران از حق فسخ یک طرفه برخودار می‌باشد. (علوی،۸۷، صص ۸۱ و ۹۲) که بنا بر این دو ماده می توان دریافت که اولاً مدت انقضای قرارداد در آنها درج شده؛ ثانیاً وسایل و تجهیزات باقیمانده پس از انحلال قرارداد متعلق به دولت ایران خواهد بود.

گفتار دوم: قواعد اختصاصی قراردادهای مشارکت

این نوع از قراردادها بر روی سهم تولید متمرکز شده، در حالی که حقوق مالکانه متعلق به دولت است. در این قراردادها برخلاف قراردادهای امتیازی، دولت میزبان معمولاً از طریق شرکت ملی نفت خود با مسئولیت پذیری در مدیریت عملیات پاسخ‌گو است. اما در عمل قرارداد مشارکت معمولاً تحت مدیریت یک موسسه خصوصی ریسک پذیر انجام می‌پذیرد. (موسوی اصفهانی، پیشین، ص۶۰)

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

بند اول: قواعد اختصاصی مربوط به انعقاد

در این قراردادها گزینش شرکت سرمایه‌گذار به عنوان شرکت عامل توسط دولت میزبان صورت می‌گیرد و در شرایط و نظارت دولت میزبان، تمام ریسک‌ها و هزینه‌ها به عهده شرکت عامل می‌باشد، هر تولیدی متعلق به دولت میزبان است و هر ساله شرکت عامل ملزم به کنار گذاشتن بخشی از تولید جهت جبران هزینه‌های عملیات و پرداخت هزینه‌های توسعه است و باقی مانده تولید بر اساس فرمول توافق شده تقسیم و درآمد کمپانی از تولید مشمول مالیات است و بعد از جبران کامل هزینه‌های توسعه میدان، کلیه سرمایه‌ها متعلق به دولت میزبان است و امکان درج شرایطی الزامی برای شرکت عامل مانند تأمین نیازهای فنی، آموزشی و بازاریابی توسط دولت میزبان فراهم است. (فرشادگهر، پیشین، ص ۲۴۰)

قراردادهای مشارکت واجد سه رکن اساسی هستند:

الف) جبران هزینه: در قراردادهای مشارکت در تولید بخشی از نفت تحت عنوان «نفت هزینه» برای بازپرداخت هزینه‌ها اختصاص پیدا می‌کند. پس از کسر بهره مالکانه از سر جمع تولید، ۴۰ تا ۵۰ درصد باقیمانده برای «نفت هزینه» و مابقی برای «نفت سود» منظور می شود. (شیروی، پیشین، ص۴۲۵)

ب) تقسیم تولید: بعد از اینکه هزینه‌ها جبران شد، تولید بین کشور میزبان و کمپانی نفت تقسیم می‌شود که این روش تقسیم نیز در کشورهای مختلف، متفاوت است اما این تفاوت چشم‌گیر نیست. مثلاً در بعضی از کشورها تقسیم تولید با سطوح تولید تغییر می‌کند مانند آنگولا، مصر، هند.

پ) مالیات: در قراردادهای مشارکت در تولید، سهم پیمانکار از سود خود جداگانه مشمول مالیات بر درآمد بوده و پیمانکار باید مطابق با مقررات کشور صاحب نفت مالیات آن را پرداخت کند. (همان، صص ۴۲۳ و ۴۲۵)

بند دوم: قواعد اختصاصی مربوط به اجرا

در مرحله عملیات اکتشاف و در صورت کشف نفت به میزان تجاری، هزینه‌ها به صورت مساوی بین شرکت خارجی و شرکت ملی نفت ایران تقسیم می‌شد؛ پس از کشف نفت به میزان تجاری، شرکت نفت خارجی متعهد به پرداخت ۵۰ درصد از منافع خود به عنوان مالیات به دولت ایران بود و ۵۰ درصد بقیه به طور مساوی بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت خارجی تقسیم می‌شد که در این

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

حالت ۷۵ درصد منافع نصیب ایران می‌گردید. بدیهی است که شرکت ملی نفت ایران نیز ملزم بود تا در ازاء سهم مشارکت خود، ۵۰ درصد از سرمایه مورد نیاز را برای بهره‌برداری پرداخت نماید این قرارداد در زمان خود بی‌نظیر بود و نفتی را که در انحصار غول‌های نفتی محصور شده بود را رها کرد. (آژند و دیگران،۷۸، ص ۷۸) سهم واقعی طرفین در واقع ترکیبی از نرخ مالیات و نرخ تسهیم تولید می‌باشد و در برخی از انواع قراردادهای مشارکت در تولید، پرداخت حق‌الارض، پاداش و مالیات محلی نیز موضوعیت دارد (یرگین، ۱۳۷۳، صص ۱۰-۱:۵). در قراردادهای مشارکت در تولید، اصولاً شرکت خارجی مالکیتی در مخازن زیرزمینی از دیدگاه نفس قرارداد و قانون حاکم داخلی نخواهد داشت. در این نوع قراردادها به شرکت خارجی اجازه می‌دهند با موفقیت‌آمیز بودن عملیات اکتشافی و تولید در نهایت بخشی از سود حاصل از عملیات و سرمایه‌گذاری انجام شده را از محل فروش نفت و گاز استخراجی از همان حوزه قراردادی برداشت کند. (ایرانپور،۸۷، ص ۴۱) بنابراین از ابتدای مرحله عملیات اکتشاف تا تولید، طرفین قرارداد سهمی مساوی در هزینه‌ها و منافع حاصله داشتند و این موضوع موجب نظارت مستقیم ایران بر همه مراحل تولید نفت بود و همچنین طول مدت اجرای قرارداد در مراحل عملیاتی اکتشاف و تولید در صورت عدم کشف میدان: ۶-۵ سال و در صورت کشف میدان و بهره برداری: ۴۰-۲۵ سال است.

بند سوم: قواعد اختصاصی مربوط به انحلال

لزوم وفاداری به قراردادها و عدم امکان تخطی از مفاد قرارداد و فسخ یکجانبه آن یکی از اصول پذیرفته جهانی است با وجود این در نظام‌های گوناگون حقوقی مواردی وجود دارد که به استناد آن می‌تواند یک قرارداد لازم را فسخ کرد. در حقوق ایران این موارد تحت عنوان خیارات بیان می‌شود شرط فسخ بر قراردادهای نفتی از دو جهت مثبت و منفی اهمیت دارد از جهت مثبت، مواردی که هر کدام از طرفین قرارداد می‌تواند قرارداد را فسخ کند و از جهت منفی فسخ قرارداد به محاکم احصاء شده در قرارداد منحصر می‌گردد. علاوه بر آن در قراردادهایی که مشتمل بر عملیات اکتشاف است معمولاً طرفین مقرر می‌کنند که اگر در مدت معینی عملیات اکتشاف به میدان تجاری یا تولید تجاری منجر نگردد قرارداد فسخ شود. منظور از این فسخ اتمام قرارداد به دلیل ناکامی در رسیدن به اهداف قراردادی است که بعضاً به آن منفسخ، کان‌لم‌یکن، منقضی و بطلان نیز اطلاق می‌شود. به طور مثال در ماده ۱۸ قرارداد مشارکت بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت

Archive of SID

www.SID.ir

ایتالیایی آجیپ آمده است: «چنانچه پس از انقضای مدت ۱۲ سال هیچ‌گونه نتیجه‌ای تجارتی حاصل نگردد این موافقت‌نامه منفسخ و سیریپ منحل خواهد شد.» بر اساس ماده ۳۹ همین قرارداد: «جز در مواردی که طرف‌های این موافقت‌نامه به نحو دیگری توافق نمایند موافقت‌نامه قبل از انقضای مدت آن فسخ نخواهد شد.» (شیروی، پیشین، صص۴۸۴-۴۸۳)

گفتار سوم: قواعد اختصاصی قراردادهای بیع متقابل

در قراردادهای بیع متقابل، کالا و خدمات صادر شده و کالاهایی که متقابلاً بازخرید می‌شوند در یک فرآیند تولیدی به یکدیگر مرتبط هستند. به عبارتی دیگر بیع متقابل شکل جدیدی از تجارت متقابل است که بر محور آن صادرکننده که معمولاً از کشورهای صنعتی است، موافقت می‌کند تا وسایل، ماشین آلات، فناوری و اطلاعات، منابع مالی لازم و... را جهت ساخت یا توسعه یک پروژه اقتصادی ارائه نماید و در مقابل در قراردادی دیگر ملزم می‌شود تا بخشی از محصولات تولید شده را در آن پروژه اقتصادی بازخرید کند و از طریق این بازخرید محصولات تولیدی است که هزینه‌ها و سود را دریافت می‌کند. (روحانی، ۱۳۵۳، ۴۸)

قراردادهای بیع متقابل چهار ویژگی اساسی دارند که عبارتند از:

الف) طولانی بودن پروژه، ب) سنگین بودن قراردادهای بیع متقابل، پ) ارتباط تولیدی بین کالاهای صادراتی و محصولات بازخرید شده، ت) وجود دو قرارداد مجزا.

بند اول: قواعد اختصاصی مربوط به انعقاد

در الگوی فعلی بیع متقابل، شرکت‌های نفتی خارجی نسبت به تولید که در سر چاه یا در نقطه صادرات به آنها اختصاص یافته، مالکیت ندارند. از این رو، ادعا می‌کنند باید بتوانند مالک نفت و گاز اختصاص یافته به آنها در تأسیسات سطح‌الارضی باشند، چرا که این امر به آنها امکان می‌دهد تا براساس قواعد بین‌المللی بورس و اوراق بهادار نسبت به ثبت مخازن اقدام کنند. (Feshaki, 1976, p. 876)

جهت انعقاد قرارداد ابتدا باید موضوع قرارداد توسط متقاضی معامله انتخاب و در خصوص بازار بین‌المللی کالایی که قصد تولید آن را دارد تحقیق و کسب اطلاعات صورت گیرد و یک نسخه از متن قرارداد به وزارتخانه مربوطه ارائه شود. (خوشرو و مبصری، ۸۰، صص ۴۰-۳۸) همچنین در

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

زمان انعقاد قراردادهای بیع متقابل باید تغییرات غیرقابل پیش‌بینی در شرایط بازار که ممکن است باعث افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای از سقف تعیین شده گردد مورد توجه قرار گیرد و به دلیل اینکه طرح جامع توسعه توسط یک سری اعداد و ارقام زمان تنظیم، تهیه می‌گردد احتمال دارد با دستیابی به اطلاعات بیشتر در نتیجه عملیات توسعه نیاز به تغییر پیدا کند که در این صورت شرکت نفتی خارجی باید تأیید شرکت ملی نفت ایران را کسب کند و اگر هزینه‌هایی بیشتر از هزینه‌های سرمایه‌ای ایجاد شود را متحمل گردد. (موسوی اصفهانی، پیشین، صص ۹۴-۹۳) بدیهی است چون بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه منوط به تحقق اهداف قرارداد است (یعنی رسیدن به سطح خاصی از تولید)[1] و در صورت عدم تحقق این اهداف شرکت نفتی خارجی متحمل زیان سنگینی خواهد شد، این مسأله نیز باید در زمان انعقاد مدنظر قرار گیرد. همچنین باید به شرایطی که تولید از میدان ناکافی باشد یا در مواقعی که قیمت‌های نفت پایین باشد و شرکت نفتی خارجی قادر به بازیافت تمامی هزینه‌ها و حق‌الزحمه نباشد نیز باید اشاره شود. (همان، صص ۹۴-۹۳) در زمان انعقاد قراردادهای بیع متقابل باید هرگونه تأخیر در شروع کار که ممکن است تأثیرات منفی بر هزینه‌های پروژه بگذارد پیش‌بینی شود و هرگونه تأخیر در دستیابی به سطح تولید تعیین شده که بازگشت هزینه و پرداخت حق‌الزحمه را به تأخیر انداخته و موجب کاهش نرخ بازگشت سرمایه[2] خواهد شد نیز باید مد نظر قرار گیرد. در بیع متقابل یک حق‌الزحمه ثابت در ازای سرمایه‌گذاری و پذیرش ریسک به شرکت نفتی خارجی باید تعیین شود که این حق الزحمه باید متناسب با هزینه‌های سرمایه‌ای باشد تا نرخ بازگشت ثابتی (به عنوان مثال ۱۵٪) را برای شرکت نفتی خارجی تضمین کند. (D.C.G.P.O., 1920, P: 765) البته عموماً در قراردادهای خدماتی بیع متقابل ایران نرخ بازگشت سرمایه به صورت سقف در قرارداد درج می شود و در عمل ممکن است نرخ واقعی بازگشت سرمایه کمتر از آن گردد.

1- Plateau
2- ROR(rate of return)

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

بند دوم: قواعد اختصاصی مربوط به اجرا

بیع متقابل هم می‌تواند در یک مرحله انجام پذیرد و هم در چند مرحله، ولی در کل به دلیل حجم انبوه محاسبات و بزرگ بودن پروژه‌ها می‌توان آنها را به چند مرحله یا فاز تقسیم کرد که البته در هر فاز باید تمامی محاسبات به صورت تفکیکی از ابتدا تا انتها صورت گیرد. (موسوی اصفهانی، پیشین، ص ۹۸)

در یک فاز تولید می‌توان هم تولید زودهنگام (مثلاً ۳۰ هزار بشکه نفت در روز) و هم تولید نهایی (مثلاً ۹۰ هزار بشکه نفت در روز) داشت. تحت الگوی جدید بیع متقابل، اگر کلیه امور به نحو مقتضی و طبق برنامه پیش رود و پروژه در محدوده سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تکمیل گردد، حداکثر پاداشی که به شرکتهای نفتی خارجی داده می‌شود مبلغی ثابت یا همان حق الزحمه است. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸، ص ۲۴۹)

شرکت‌های نفتی خارجی تمایل ندارند تا ریسک‌های سنگین اکتشاف و توسعه را تنها در ازای مبلغی ثابت، متقبل گردند. آنها انتظار دارند که اگر میدانی غنی در نتیجه مشارکت و سرمایه گذاری آنان کشف شد و توسعه یافت، سود بیشتری نصیب آنان گردد. (همان،ص ۲۴۹)

هزینه‌ها و حق الزحمه‌ها از محل درآمد ناشی از تولید، در یک دوره زمانی (معمولاً چندین سال) برگشت می‌یابد، اما پس از اتمام توسعه میدان برای مرحله استخراج به شرکت ملی نفت ایران تحویل داده خواهد شد. از این رو هرگونه کاهش در تولید، تأثیر منفی بر شرکت نفتی خارجی خواهد داشت. در این نوع قراردادها چنانچه در طول مرحله توسعه بر اثر عوامل پیش بینی نشده در ارتباط با چاه‌ها، تأسیسات سطح الارضی و مسائل دیگر نیاز به ایجاد تغییراتی در طرح جامع توسعه شود و نهایتاً منجر به هزینه‌های اضافی شود این هزینه تا سقف هزینه‌های سرمایه‌ای برگشت پذیر خواهد بود و اگر بیشتر شود به شرکتهای نفتی خارجی تحمیل خواهد شد. اما هزینه‌های مازاد ناشی از کار اضافی، حتی در صورت تجاوز از سقف هزینه‌های سرمایه‌ای اگر منتهی به افزایش اهداف قرارداد گردد برگشت پذیر خواهد شد. شرکتهای نفتی خارجی ادعا می‌کنند که هزینه‌های ناشی از تغییرات طرح جامع توسعه، حتی اگر موجب افزایش اهداف قرارداد نگردند، باید قابل برگشت باشند. (Adepetum, 1968, 432).

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

بند سوم: قواعد اختصاصی مربوط به انحلال

موانع و شرایط انحلال قرارداد باید دقیقاً در متن آن ذکر شود. برای مثال، شرایط تداوم فورس ماژور که موجب تعلیق اجرای قرارداد می‌شود و یا اینکه چه زمانی به عنوان عامل انحلال تلقی خواهد شد، می‌بایست در قراداد مشخص گردد. در قراردادهای بیع متقابل شرایطی همچون مدت اعتبار، شرایط انقضاء و انحلال قرارداد ذکر می‌شود. (علوی،پیشین، ص ۱۶۵)

در قراردادهای بیع متقابل مدت زمان قرارداد از تاریخ مؤثر شدن تا پایان دوره بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار معتبر می‌باشد که عمدتاً مدت زمان بازپرداخت هزینه‌ها به پیمانکار نباید از ۸ سال از تاریخ اولین تولید بیشتر باشد مگر در صورت توافق طرفین؛ و مدت زمان انجام عملیات توسعه در صورتی که از مدت مقرر در قرارداد بیشتر شود، سود بانکی برای مدت اضافی به سرمایه و هزینه‌های پیمانکار تعلق نمی‌گیرد مگر در صورت تقاضای شرکت ملی نفت و در صورتی که شرکت ملی نفت مسئول تأخیر انجام عملیات در زمان مقرر باشد نیز، سود بانکی به پیمانکار تعلق می‌گیرد. شرکت ملی نفت و طرف خارجی (پیمانکار) هر یک می‌توانند در صورت نقض تعهدات توسط طرف مقابل با ارسال یک اخطاریه کتبی اقدام به لغو قرارداد نمایند. همچنین در صورتی که شرایط فورس ماژور (قوه قاهره) به وقوع بپیوندد ممکن است اجرای قرارداد برای یک مدت کوتاه تعلیق شود و در صورت عدم ادامه اجرای قرارداد بعد از رفع مانع، قرارداد قابل فسخ خواهد بود. در مواردی نیز شرکت ملی نفت به استناد امتناع پیمانکار از اجرای تعهدات اصلی، ورشکستگی پیمانکار، عدم جبران تعهدات معوقه پیمانکار و... می‌تواند اقدام به لغو و انحلال قرارداد نماید که در این صورت پیمانکار مستحق هزینه محصول یا حق‌الزحمه نیز نخواهد بود. (گروه نویسندگان، ۱۳۷۹، ۶۳)

مبحث دوم: قواعد اختصاصی نسل چهارم

ماهیت الگوی قراردادی آی.پی.سی مانند بیع متقابل قرارداد خدمت است و بنابراین الزامات، مبانی و اصول قراردادهای پیمانکاری بالادستی در دنیا برای آی.پی.سی حاکم خواهد بود و تنها چون الزامات اختصاصی ایران در آن مورد توجه قرار گرفته در این مبحث به قواعد اختصاصی حاکم بر آن خواهیم پرداخت.

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

بند اول: قواعد اختصاصی مربوط به انعقاد

ساختار آی.پی.سی به گونه‌ای است که جایگاه کارفرما نسبت به قراردادهای بیع متقابل تقلیل می‌یابد و اساساً در آی.پی.سی، کارفرما به معنای سابق وظایف خطیری ندارد؛ زیرا پیمانکار تمام دوره توسعه و تولید را در اختیار دارد و هر عملکردی نتیجه خود را در میزان تولید نشان می‌دهد و بر سود پیمانکار تأثیر می‌گذارد. از طرف دیگر به نظر می‌رسد که شرکت ملی نفت ایران به واسطه شرکت‌های تابعه خود، وظیفه کارفرمایی را در آی.پی.سی بر عهده دارد. از این رو می‌توان شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های با ارزش تابعه این شرکت را بزرگترین متضرر آی.پی.سی دانست؛ زیرا در این رویداد مهم به نظر می‌رسد، شرکت ملی نفت ایران نقش کارفرمایی را بر عهده گرفته است که عایدی چندانی برای این شرکت نخواهد داشت. هر چند شرکت‌های بهره‌بردار تابعه شرکت ملی نفت در مقام یک پیمانکار دست دوم و بهره‌بردار در پروژه حضور دارند، ولی جایگاه این شرکت‌ها فراتر از یک پیمانکار جزء نمی‌باشد. مطابق اساسنامه شرکت ملی نفت ایران، این شرکت تجاری در نظر گرفته شده است و نه یک نهاد حاکمیتی. به عبارت دیگر، تنها تفاوت اساسی شرکت ملی نفت ایران با دیگر شرکت‌های نفتی خصوصی در کشور، در مالکیت صد درصدی سهام این شرکت توسط دولت است. بنابراین نگاه اساسنامه به شرکت ملی نفت ایران و نگاه آی.پی.سی به این شرکت، با هم در تناقضی آشکار هستند. لازم به ذکر است اعتبارسنجی شرکت های ایرانی برای ورود به مشارکت‌ها با وزارت نفت است که نحوه این گزینش خود محل ابهام است. نحوه انعقاد قرارداد آی.پی.سی به صورت کلی در نحوه اجرای عملیات نفتی؛ دارای ساختار جوینت ونچر (مشارکت در سرمایه گذاری) است و در ساز و کار بازپرداخت هزینه‌ها (تخصیص نفت هزینه به پیمانکار)؛ ساختار مشارکت در تولید است و نوع نگاه به سرمایه‌گذار در این مدل در رابطه با حاکمیت و مالکیت همانند سابق متعلق به کارفرما می‌باشد و با توجه به ماده ۸ بندت شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی؛ مدیریت قراردادها به عهده کمیته مدیریت مشترک است و مسئولیت اجرای عملیات در چارچوب برنامه مالی عملیاتی مصوب بر عهده پیمانکار می‌باشد. در این چارچوب قراردادی، قابلیت‌هایی از جمله: تولید صیانتی: (از طریق تقویت هم سو سازی منافع شرکت عامل و کشور میزبان)، انتقال فناوری: (به علت مشارکت کشور میزبان در رأس فعالیت‌های مدیریتی و اجرایی و افزایش در مدت قرارداد (نسبت به قراردادهای بیع متقابل)، جذب سرمایه‌گذاری خارجی بیشتر (به سبب جذاب بودن

Archive of SID

www.SID.ir

قرارداد)، امکان توسعه میادین کوچک و دشوار (به علت مشوق‌های موجود در شیوه بازپرداخت)، امید به بین‌المللی شدن شرکت‌های تأسیس شده دیده شده است.

البته برای تحقق اهداف مطرح شده عواملی از قبیل:

تأثیرگذاری قیمت جهانی نفت در تعیین حق‌الزحمه پیمانکاران که به موجب آن در صورت افزایش یا کاهش قیمت جهانی نفت به میزان ۵۰ درصد، پاداش تولید اختصاص یا در قرارداد تجدیدنظر می شود و در این صورت آی.پی.سی نسبت به قیمت جهانی نفت منعطف می‌باشد. هر چه تأثیرپذیری هزینه های پیمان از قیمت جهانی نفت بیشتر شود، آی.پی.سی از یک قرارداد خدماتی دورتر می شود و به قرارداد مشارکت در تولید نزدیک‌تر می‌شود. (عمادی، پیشین، ۳۸-۲۴)

همچنین ساز و کار مبهم انتقال فناوری در این قرارداد که تنها به طرح موضوعاتی چون ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری توسط پیمانکار نفتی، اجرای قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی و ... اشاره شده و همچنین از چرخش سمت های مدیریتی در دوره تولید، صحبت شده که نحوه و شرایط آن به قرارداد موکول شده است. (همان منبع،صص ۳۸-۲۴) متأسفانه در هیچ بندی از قرارداد، پیمانکار موظف به انتقال فناوری به شرکت ملی نفت ایران نشده است. (بررسی قراردادهای جدید نفتی IPC، http://www.tabnak.ir/fa/news/)

سهم شرکت‌های ایرانی در کنسرسیوم: یکی از نوآوری های آی.پی.سی، ایجاد شرکت عملیاتی مشترک برای توسعه و بهره‌برداری از میادین است. به این صورت که شرکت بین‌المللی نفتی برای سرمایه‌گذاری در هر یک از میادین ایران، موظف است یک شریک ایرانی داشته باشد. در آی.پی.سی حداکثر سهم شرکت‌های خارجی در کنسرسیوم به روشنی بیان نشده است. بنابراین بهتر بود حداقل سهمی برای شراکت در کنسرسیوم برای شرکت های ایرانی در نظر گرفته می‌شد. (همان)

نحوه تعیین مبنای افزایش تولید نفت و گاز: آی.پی.سی می‌تواند برای میادینی مورد استفاده قرار گیرد که در حال تولید هستند و کشور قصد افزایش تولید در آنها دارد. ابهامی که در این مورد مطرح است، مبنای افزایش تولید مورد انتظار از پیمانکار می‌باشد. به لحاظ فنی، مخزن در حال تولید به صورت سالیانه متحمل افت چند درصدی در تولید می شود. نظر به اینکه شرکت ملی نفت تاکنون در نگه داشت تولید خودکفا بوده و توانسته در میادین اصلی تولیدی کشور، این مهم را محقق کند، در نظر گرفتن نگه داشت تولید برای تعلق گرفتن پاداش به پیمانکار، به نظر منطقی و اقتصادی نبوده و

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

ایجاد جذابیتی مافوق تصور برای پیمانکار است. ضمن اینکه پیمانکار تنها به واسطه نگه داشت تولید از پاداشی بالا بهره‌مند می‌شود که مبنای اقتصادی و فنی ندارد. (عمادی، پیشین، ص ۳۶)

معافیت مالیاتی پیمانکاران: در آی.پی.سی مکانیزم در نظر گرفته شده برای مالیات همانند قراردادهای بیع متقابل است معافیت مالیاتی است. میزان مالیات در قراردادهای بالادستی نفت و گاز به شدت درآمدهای پیمانکار را تحت‌تأثیر قرار می‌دهد و درآمد بالایی را نصیب کشور می‌کند، اما متأسفانه ایران تمایلی به کسب درآمد از محل مالیات در قراردادهای بالادستی نفت و گاز نداشته است و مطابق تبصره ۱ ماده ۱ شرایط عمومی قراردادهای بالادستی؛ تمام هزینه‌های دریافتی تحت عنوان هزینه‌های غیرمستقیم از طرف دوم، مجدد به طرف دوم قرارداد مسترد می‌گردد.

مرجع حل دعاوی حقوقی: کمیته بازنگری قراردادها در آی.پی.سی برای حل دعاوی، مرجع ثالث بین‌المللی در نظر گرفته شده که جدا از اینکه کیفیت این ساز و کار مبهم می‌باشد، میزان همخوانی این موضوع با قانون اساسی و قانون مدنی جمهوری اسلامی ایران قابل تأمل است.

مغایرت الگوی جدید قراردادهای نفتی آی.پی.سی. با قوانین و اسناد بالادستی شامل موارد زیر است:

الف) بند های ۱۳، ۱۴ و ۱۵ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی: مرور این بندها مشخص می‌کند که در سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، خام فروشی نفت به صراحت منع شده و دستور به توسعه‌ی زنجیره ارزش داده شده است. همچنین بند ۱۴ این سیاست ها توجه ویژه‌ای به میادین مشترک دارد، حال آن که مصوبه هیأت دولت در خصوص الگوی جدید قراردادهای نفتی نسبت به این موضوع بی‌تفاوت است. (www.shana.ir)

ب) قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴: در آی.پی.سی بهره برداری به بخش خصوصی داخلی و خارجی واگذار می‌شود، ابهام قانونی که وجود دارد این است که؛ بر اساس ماده ۲ قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، فعالیت‌های بالادستی نفت و گاز جزء گروه سوم این ماده قانونی دسته‌بندی می‌شود و در نتیجه، واگذاری این فعالیت‌ها به بخش خصوصی منع قانونی دارد. منتها می‌توان با استناد به تبصره ۱ قسمت ج ماده ۳ این قانون، به شرط حفظ مالکیت در این حوزه، خرید خدمت توسط دولت صورت گیرد. اما اجرای این تبصره نیز باید با توجه به آئین‌نامه اجرایی آن صورت گیرد. براساس ماده ۵ آئین‌نامه اجرایی این تبصره مصوب مرداد ۱۳۸۸، این خرید

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

خدمت مشروط به حفظ سرمایه‌گذاری، مالکیت و مدیریت این فعالیت‌ها برای دولت است. حال سوال اینجاست که آیا در بستر آی.پی.سی امکان تحقق این شرط وجود دارد؟ بند ت ماده ۸ مصوبه هیأت دولت در خصوص الگوی جدید قراردادهای نفتی، تحقق این شرط را غیرممکن می‌کند. این بند تصریح می‌کند که نظارت بر کلیه عملیات طرح در طول قرارداد با کمیته مدیریت مشترک می‌باشد و این کمیته تصمیمات نهایی فنی، مالی و حقوقی در چارچوب قرارداد را اتخاذ می‌کند. بنابراین مصوبه هیأت دولت، خلاف قانون اجرای اصل ۴۴ می‌باشد.

پ) ماده ۲ اصلاح قانون نفت: این ماده اشاره می‌کند که اعمال حق حاکمیتی بر کلیه منابع نفتی به نمایندگی از جمهوری اسلامی بر عهده وزارت نفت می‌باشد. حال که بند ت ماده ۸ و بند د ماده ۳ مصوبه هیأت دولت به صراحت نقض حاکمیت کشور بر منابع نفتی می‌باشد. بند ت ماده ۸ مصوبه هیأت دولت به موضوع نظارت کمیته مشترک مدیریت در طول قرارداد و اتخاذ تصمیمات نهایی اشاره دارد و بند د ماده ۳ این مصوبه نیز بیان می‌کند که «چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و یا توقف آن به هر دلیلی به جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن داشته باشد، اولویت اعمال چنین کاهشی از سطح تولید، میدان ها یا مخزن‌هایی که متعهد به بازپرداخت نیستند، می‌باشد و در صورتی که این تصمیم در مورد میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود، نباید در بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر بگذارد.» (قانون اصلاح نفت، مصوب ۹۰)

۷- عدم تعیین ساز و کار جریمه پیمانکار: یکی از موارد مهم در قراردادهای نفتی؛ در نظر گرفتن وجه التزام برای پیمانکار در صورت عدم تحقق وظایف محوله در قرارداد می‌باشد. جریمه‌ای برای پیمانکار در آی.پی.سی برای ایجاد بازدارندگی در اجرای نامطلوب پروژه، در نظر گرفته نشده است.

با نظر به مفاد و قواعد اختصاصی قرارداد نسل چهارم می‌توان دریافت که ایرادات ناشی از انعقاد قرارداد آی.پی.سی بالتبع بیشتر از نقاط مثبت آن است.

بند دوم: قواعد اختصاصی مربوط به اجرا

قراردادهای نفتی حاوی دو رویکرد در خصوص تصدی‌گری عملیات نفتی اعم از اکتشاف، توسعه و تولید هستند؛ اولین رویکرد تصدی‌گری و اجرای کلیه عملیات نفتی به وسیله پیمانکار است؛ مطابق این رویکرد، به سبب یکپارچگی پروژه های نفتی و در راستای دست‌یابی به بالاترین نرخ بهره وری، پیمانکار عملیات اکتشاف، به دلیل احاطه به ویژگی‌های زمین‌شناسی، فنی، مهندسی و تکنولوژیک

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

پروژه، باید عملیات توسعه و تولید را نیز بر عهده بگیرد. رویکرد دوم، ناظر به اپراتوری و تصدی‌گری مشترک عملیات نفتی است؛ مطابق این رویکرد که در قراردادهای همکاری و بعضاً در قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت رایج است، شرکت ملی نفت دولت میزبان به عنوان شریک غیرمتصدی در عملیات نفتی حضور داشته و نقش مستقیم در اجرای این عملیات ایفا می‌کند.

(blogfa.farahnakian.sdil.ac.ir)

در صورت انتخاب هر یک از دو رویکرد فوق و پیش‌بینی الزامات مورد نیاز برای پیشبرد بهینه پروژه، می‌توان یکپارچگی عملیات نفتی را حفظ و به بیشترین نرخ بهره‌وری دست یافت.

در قرارداد بیع متقابل، تصدی‌گری عملیات توسعه، بر عهده پیمانکار و تصدی‌گری عملیات تولید با شرکت ملی نفت ایران است؛ ترتیب مقرر در این نوع قراردادها اگر چه در راستای رعایت الزامات قانونی و با هدف صیانت از منابع نفتی از طریق اجرای عملیات تولید توسط شرکت ملی نفت پیش‌بینی شد، ولی به سبب نبود زیرساخت‌های لازم و عدم دسترسی به تکنولوژی نوین برای تولید بهینه از چاه‌ها از یک سو و به دلیل نبود تمایل و استقبال شرکت های صاحب تکنولوژی به چنین ساختار غیریکپارچه از سوی دیگر، دست‌یابی به هدف مزبور در عمل محقق نشد؛ وانگهی یکی از مهم‌ترین فاکتورهای لازم برای تصدی‌گری عملیات نفتی، دارا بودن دانش و توان مدیریتی است؛ امری که به نظر نمی‌رسد شرکت ملی نفت به صرف تحویل گرفتن فیزیکی تأسیسات و چاه‌ها و در کوتاه‌مدت به آن دست یابد، بلکه تصدی‌گری عملیات نفتی حداکثر به صورت اشتراکی (خواه شرکتی و خواه قراردادی)، و در مسیر تشریک منافع با پیمانکار می‌تواند نتیجه مطلوب را در پی داشته باشد. (همان منبع) یکی از ویژگی‌های قرارداد جدید، جامعیت، یکپارچگی و وابستگی مراحل مختلف عملیات نفتی شامل عملیات اکتشاف، توسعه و تولید است؛ بر اساس این قرارداد، با اکتشاف میدان تجاری و ارزیابی مخزن و احراز قابلیت تولید تجاری از آن، پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود؛ سرانجام با اجرای عملیات توسعه، میدان تجاری تحت عملیات تولید و عندالاقتضاء عملیات نگهداشت ظرفیت تولید و ارتقا و بهبود بازیافت نفت قرار می‌گیرد. در قرارداد مزبور قلمرو خدمات شامل عملیات اکتشاف، توسعه، تولید و عندالاقتضاء عملیات نگهداشت ظرفیت تولید و ارتقاء و بهبود بازیافت نفت است؛ این رویکرد در پاسخ به خلأهای عملیاتی قراردادهای بیع متقابل ایجاد شده است.

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

یکپارچگی قرارداد؛ به معنای بستن قرارداد برای مخزنی ناشناخته است؛ این در حالی است که احتمال دارد این مخزن مکشوفه، پیچیده نباشد و توسعه آن بسیار کم‌ریسک باشد. ایجاد جذابیت برای اکتشاف تا به این اندازه کمی قابل تأمل است. با توجه به این که کشور دارای مناطق کم‌ریسکی می‌باشد که ریسک اکتشاف در آنها بسیار پایین است، فرمول اتصال اکتشاف به توسعه و تولید برای ایجاد جذابیت در اکتشاف منطقی و اقتصادی به نظر نمی‌رسد. با توجه به این وضعیت جغرافیایی کشور، باید فرمولی دیگر برای اکتشاف، حداقل در مناطق کم‌ریسک، در نظر گرفت. بنابراین این یکپارچگی، در مناطق مرزی خشکی و دریا یا در دریای خزر که مشکلات حقوقی مربوط به خود را دارد، توصیه می‌شود نه کل مناطق کشور.

شرکت ملی نفت ایران در عملیات توسعه و بهره‌برداری از میادین تحت قراردادهای آی.پی.سی نقشی چندانی ندارد و این وظیفه بر عهده کنسرسیوم است و تمامی هزینه‌ها، از جمله هزینه‌های توسعه و بهره‌برداری به این کنسرسیوم پرداخت می‌شود. از سوی دیگر، شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران به استناد تبصره ماده ۱۱ مصوبه ۹ مرداد ماه ۹۵ هیأت دولت در دوره بهره‌برداری تحت نظارت کنسرسیوم می‌توانند به عنوان پیمانکار دست دوم به عملیات بهره‌برداری بپردازند و مطابق بند ب ماده ۱۱ همان مصوبه کنسرسیوم ملزم به پرداخت هزینه‌های آنها از محل درآمدهای خود در پیمان است. (مصوبه هیات دولت، پیشین، ۹۵)

بند سوم: قواعد اختصاصی مربوط به انحلال

انحلال در قرارداد آی.پی. سی به دو شکل ممکن است اتفاق بیفتد در حالت اول: فسخ توسط شرکت ملی نفت ایران است که در صورت فسخ قرارداد چنانچه نقضی توسط شرکت بین‌المللی نفتی حادث شده باشد، شرکت نفتی بین‌المللی هیچ استحقاقی برای بازپرداخت هزینه‌های نفتی و یا مطالبه حق‌الزحمه ندارد و در حالت دوم: چنانچه فسخ توسط شرکت نفتی بین‌المللی باشد؛ و نقض تعهدات ناشی از نقض تعهدات توسط شرکت ملی نفت ایران باشد، شرکت ملی نفت هزینه‌های انجام شده را پس از توسعه میدان و از محل درآمدهای ناشی از آن می‌پردازد، ولی حق‌الزحمه[1] را پرداخت نمی‌کند. (ابراهیمی، ۹۲، ص ۱۷۵) از آن جا که آی.پی.سی قراردادی بلندمدت است که شامل دوره توسعه و

1- Remuneration fee

www.SID.ir

تولید می‌شود و همچنین پاداش تولید به ازای تولید هر بشکه پرداخت می‌گردد، نگاه پیمانکار به مخزن، نگاهی بلندمدت است. لذا پیمانکار برای دست‌یابی به سود حداکثری، خود را ملزم به تولید حداکثری می‌کند و برای تحقق تولید حداکثری، نگاهی صیانتی به میدان دارد و به دنبال حداکثر بازیافت از مخزن در بلندمدت است؛ لذا در آی.پی.سی برخلاف بیع متقابل، پیمانکار به دنبال تحقق تولید صیانتی و بیشینه بازیافت از مخزن است و انحلال این قراردادها به سختی صورت می‌گیرد.

نتیجه‌گیری

در مدل جدید قراردادهای نفتی به لحاظ اینکه «دستمزد به ازای هر بشکه» باعث شده است این قرارداد از حالت خدماتی خارج شود؛ این مدل قراردادی بین خدماتی و مشارکت در تولید است؛ وقتی در قرارداد آی.پی.سی دستمزد شرکت خارجی را به محصول درون میدان متصل می‌کنیم انتظار معقولی برای شرکت خارجی ایجاد می‌کند که نسبت به این انتظار، شرکت پیمانکار می‌تواند ذخایر میدان را به عنوان دارایی‌های خود ثبت کند. به علاوه در صورت فسخ قرارداد می‌تواند مطالبه عدم‌النفع کند؛ چرا که شرکت موردنظر می‌توانست در صورت ادامه کار به میزان برنامه برداشت، از مخزن نفت تولید کند که با فسخ قرارداد این مقدار تولید را از دست می‌دهد. به همین دلیل شرکت پیمانکار غرامت نفتی که می‌توانست در آینده تولید کند را از کشور میزبان مطالبه خواهد کرد؛ این در واقع همان ایجاد مالکیت اقتصادی است.

نسل چهارم قراردادهای بیع متقابل در دست تدوین بود؛ به طوری که برخی از ایرادهای نظری آن در طول زمان برطرف شده بود. پس نمی‌توان این قراردادها را به‌طور کامل کنار گذاشت که البته این موضوع در شرایط عمومی قراردادهای جدید نفتی در تاریخ ۹۵/۵/۱۶ اصلاح گردید و در ماده ۱۲ الگوی جدید، به شرکت نفت اجازه داده می‌شود پس از اخذ مجوز موردی از وزیر، نسبت به عقد قرارداد بیع متقابل برای توسعه میدان یا مخزن کشف شده و توسعه نیافته اقدام نماید. باز بودن سقف هزینه‌ها، یکی دیگر از ایرادهای مدل جدید قراردادی است و این موضوع با هدف افزایش انگیزه برای ورود شرکت‌های خارجی به طرح‌های نفتی لحاظ شده است؛ البته این قراردادها قرار بود برای دوره تحریم‌ها استفاده شود و در این زمان ما نیازی به دادن امتیاز به شرکت خارجی برای ورود به صنعت نفت کشور نداریم، بیشتر میدان‌های نفت و گاز کشور از جمله میدان‌های کم‌ریسک هستند

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

بنابراین با توجه به بررسی قواعد و سازو کار قرارداد جدید و مقایسه‌ای که انجام شد اصلاح قرارداد مطابق با صرفه و صلاح کشور اجتناب ناپذیر است و نگارندگان مقاله پیشنهاداتی را به شرح ذیل جهت بهتر شدن و اجرایی کردن قراردادهای جدید ارائه می نمایند:

به جای آنکه شرکت ملی نفت با شرکت‌های مشترک عملیاتی، متشکل از شرکت‌های نفتی خارجی و شرکای ایرانی او (از بخش خصوصی) وارد قرارداد شود، مستقیماً با شرکت‌های خارجی، قرارداد نفتی را منعقد نماید. بدیهی است که برای حضور این شرکت‌های نفتی ایرانی در فرآیند عملیات نفتی، می‌توان برنامه جداگانه‌ای تدوین نمود. هدف از این پیشنهاد این است که اولاً، توان فنی ـ مهندسی و مهارت‌های مدیریتی شرکت ملی نفت ایران ارتقا یابد و به تدریج تبدیل به شرکت ملی ـ بین‌المللی شود. ثانیاً، از رقابت مهندسان و کارشناسان متخصص و با تجربه صنعت نفت با یکدیگر در جدا شدن از بدنه شرکت ملی نفت و پیوستن به شرکت‌های نفتی خصوصی ایرانی به امید همکاری طولانی مدت با شرکت‌های نفتی خارجی جلوگیری شود.

به جای انتقال فناوری و مهارت‌های مدیریتی به شرکت‌های تابعه ایرانی، در قرارداد تصریح شود که شرکت‌های نفتی خارجی موظف هستند فناوری و مهارت‌های مدیریتی لازم را به شرکت ملی نفت ایران منتقل کنند. بدیهی است که انتقال فناوری و مهارت‌های مدیریتی به شرکت‌های نفتی ایرانی در بخش خصوصی، از طریق شرکت ملی نفت ایران انجام خواهد شد هدف از این پیشنهاد این است که اولاً، ارتقا توان فنی ـ مهندسی و مهارت‌های مدیریتی در صنعت نفت کشور به صورت کارآ و با حداقل هزینه انجام شود. توضیح اینکه برای انتقال یک فناوری معین و تعریف شده به مثلاً ۱۰ شرکت نفتی بخش خصوصی ایرانی، در ۱۰ قرارداد نفتی با شرکت‌های خارجی، می‌بایستی ۱۰ بار از محل تولید همان میادین نفتی هزینه کرد در حالی که با انتقال مهارت‌های فنی و مدیریتی به شرکت ملی نفت، این هزینه‌ها فقط یک بار صورت می‌گیرد. ثانیاً، ظرفیت جذب و به‌کارگیری و بومی‌سازی فناوری‌های پیشرفته و مهارت‌های مدیریتی در شرکت ملی نفت به مراتب بیش از ظرفیت‌های مشابه در شرکت‌های نفتی بخش خصوصی است. از این رو، قراردادی بهینه و مطلوب می‌باشد که به جای تضعیف ظرفیت جذب مهارت‌های فنی و مدیریتی شرکت ملی نفت، آن را توسعه دهد. ضروری است یک نهاد نظارتی مستقل از وزارت نفت و شرکت ملی نفت، مسئولیت اجرای صحیح تعهدات شرکت نفتی خارجی در انتقال مهارت‌های فنی و مدیریتی به شرکت ملی

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir

نفت را از یک سو و توسعه و بومی‌سازی این مهارت‌های فنی و مدیریتی توسط شرکت ملی نفت را از سوی دیگر عهده‌دار شود. این نهاد نظارتی بایستی بکوشد تا موانع موجود را در فرآیند انتقال، توسعه و بومی‌سازی را برطرف و زمینه‌های مساعدتری برای تحقق این هدف را فراهم نماید. انتقال مهارت‌های فنی و مدیریتی به شرکت ملی نفت توسط شرکت‌های نفتی خارجی، از قرارداد نفتی ایران و انگلیس مصوب ۱۳۱۲ شمسی یا ۱۹۳۳ میلادی تا قراردادهای بیع متقابل همواره مورد تأکید قانونگذار بوده، اما به دلیل فقدان نهاد نظارتی مستقل، هیچگاه ثمرات رضایت‌بخشی نداشته است. از این رو، ضروری است که در قرارداد جدید نفتی تصریح شود که معاونت فناوری ریاست جمهوری به عنوان نهاد نظارتی برای انتقال، توسعه و بومی‌سازی مهارت‌های فنی و مدیریتی عمل کند.

Archive of SID

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

www.SID.ir

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

فهرست منابع

منابع فارسی

الف) کتاب ها

۱.آژند، یعقوب و دیگران، ۱۳۷۸، نفت در دوره رضا شاه، تهران، وزارت فرهنگ و ارشاد اسلامی.
۲.ابراهیمی، سیدنصر الله، ۱۳۹۲، متن کامل میزگردهای دوازده‌گانه هم‌اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، تهران، انتشارات ارتباط گستران انرژی
۳.اسناد نفت، از انتشارات دولت مصدق، آبان ۱۳۳۰، تهران، انتشارات وزارت نفت.
۴.امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، مجموعه قوانین نفت ـ گاز و پتروشیمی، تهران، امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، بهمن ۱۳۸۰.
۵.روحانی، فواد، ۱۳۵۳، تاریخ اوپک، ترجمه: منوچهر روحانی، تهران، شرکت سهامی کتابهای جیبی.
۶.----، ----، ۱۳۶۶، زندگانی سیاسی در ایران ـ مصدق در متن نهضت ملی، لندن.
۷.شیروی، عبدالحسین، ۱۳۹۳، حقوق نفت و گاز، تهران، نشر میزان.
۸.-----، -------، ۱۳۹۳، حقوق تجارت بین الملل، تهران، انتشارات سمت.
۹.عظیمی، فخرالدین، ۱۳۸۷، بحران دموکراسی در ایران (۱۳۳۲-۱۳۲۰)، ترجمه عبدالرضا هوشنگ مهدوی و بیژن نوذری، تهران، نشر آسیم.
۱۰.علم، مصطفی، ۱۳۷۷، نفت ـ قدرت و اصول: پیامدهای کودتای ۲۸ مرداد، تهران، انتشارات چاپخش.
۱۱.فرشادگهر، ناصر، ۱۳۸۱، سیری در قراردادهای نفتی ایران، تهران، انتشارات پژوهشکده امور اقتصادی.
۱۲.قانون نفت، اساسنامه شرکت ملی نفت ایران و قراردادهای ششگانه پیمانکاری نفتی، تهران، انتشارات روابط عمومی صنعت نفت ایران.
۱۳.کاتوزیان، همایون، ۱۳۹۴، اقتصاد سیاسی ایران: از مشروطیت تا پایان سلسله پهلوی، تهران، نشر مرکز.
۱۴.گروه نویسندگان، ۱۳۷۹، کالبد شکافی سرمایه‌گذاری صنعت نفت، تهران، انتشارات کویر.
۱۵.لایت فوت، استوارت، پدیده‌های انتقال تالیف برد، ۱۳۸۸، ترجمه عرفان زیاری فر و سروش زرین آبادی، دانشگاه آزاد اهواز.
۱۶.منصوری نراقی، محمود، ۱۳۴۹، مبانی حقوقی و شرایط عمومی قراردادهای نفتی خاورمیانه، تهران، نشر صبح امروز.
۱۷.میرترابی، سعید، ۱۳۸۵، مسایل نفت ایران، تهران، نشر قومس.
۱۸.یرگین، دانیل، ۱۳۷۳، تاریخ جهانی نفت، ج ۱، ترجمه غلامحسین صالحیار، تهران، انتشارات اطلاعات.

ب) پایان‌نامه‌ها

Archive of SID

www.SID.ir

۱۹.علوی، سید ابوذر، بهمن ۱۳۸۷، قواعد حاکم بر قراردادهای نفت و گاز در سیستم حقوقی ایران، دانشگاه آزاد اسلامی واحد بندرعباس، پایان نامه کارشناسی ارشد حقوق خصوصی.

۲۰.موسوی اصفهانی، زینب سادات، ۱۳۹۲، قراردادهای نفتی بای بک در تولید و قابلیت اعمال آن در صنعت نفت ایران، دانشگاه آزاد اسلامی واحد دامغان، پایان نامه کارشناسی ارشد حقوق تجارت بین الملل.

پ) مقالات

۲۱.ایرانپور، فرهاد، ۱۳۸۷، انواع قراردادهای نفتی ـ تحول قراردادهای نفتی از قراردادهای معاوضی به سوی قراردادهای مشارکتی، فصلنامه حقوق، دوره ۳۸.

۲۲.خوشرو، سعید و مبصری، داریوش،۱۳۸۰، قراردادهای نفتی در بستر زمان، ماهنامه نفت و گاز و پتروشیمی، ش ۹.

۲۳.شیروی، عبدالحسین و دیگران، اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل، ۱۳۸۸، مجله حقوقی بین المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال بیست و ششم، ش ۴۱.

۲۴.طالبیان، سید امیر و عمرانی مجد، عبدالله، ارزیابی تأثیرات اجتماعی پروژه های صنعت نفت و گاز، ۱۳۸۷، فصلنامه مدیریت منابع انسانی در صنعت نفت موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، شماره ۱.

۲۵.عمادی، محمدعلی، اسفند۱۳۹۲، مدل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)، تهران، هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت.

ت) سایت‌ها

۲۶. بررسی قراردادهای جدید نفتی IPC، سایت تابناک؛
http://www.tabnak.ir/fa/news تاریخ بازدید: ۹۵/۸/۲۹

۲۷. پایگاه اطلاعات قوانین و مقررات کشور،
http://www.dastour.ir/brows تاریخ بازدید: ۹۵/۹/۵

۲۸.وب سایت شرکت ملی نفت ایران
www.shana.ir تاریخ بازدید: ۹۵ /۸/۱

۲۹.فرحناکیان، فرشید، (۱۳۹۴)، قراردادهای جدید نفتی، مندرج در وبلاگ:
Blogfa.farahnakiansdil.ac.ir تاریخ بازدید: ۹۴/۱۲/۲۲

ث. منابع لاتین

30.Adepetum, Production Sharing Agreement 20 At. S.H... Longigg, Oil In The Middle East, (1968).

31.D.C.G.P.O. Papers Relating To the Foregin Relation of the United States, Vol.111. Washington, (1920).

32.Feshaki, Fereidun, 1976, Development of the Iranian Oil Industry, Internationa and Domestic Aspects, Praeger Publisher, New York.

Downloaded from qjal.smtc.ac.ir at 8:49 +0330 on Saturday February 10th 2018

Archive of SID

www.SID.ir