مجله فقه و تاریخ تمدن، دوره ۵، شماره ۱، بهار ۱۳۹۸، صفحه ۳۸- ۴۸

مفهوم تفسلی ریسک و آثار آن در قراردادهای جدید نفتی ایران موضوع مصوبه هیات دولت در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز

فرهاد روهنی[۱]، سید نصراله ابراهیمی [۲]، مجتبی زاهدیان[۳]، سیدمحسن حسینی پویا[۴]

[۱و۴]گروه حقوق ،واحد نیشابور،دانشگاه آزاد اسلامی، نیشابور،ایران
[۲]عضوهیات علمی دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران
[۳]گروه حقوق ،واحد مشهد،دانشگاه آزاد اسلامی، مشهد،ایران

نویسنده مسئول:snebrahimi@ut.ac.ir
تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/ ۰۷/۲۳/ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸ /۰۲/۰۵

چکیده

قراردادهای نفتی ایران به عنوان حلقه ارتباط بین دولت ها وشرکتهای نفتی از اهمیت خاصی در تنوع و نحوه تسهیم ریسک بین طرفین قرارداد برخوردار است .در قراردادهای جدیدنفتی ایران ریسکهای متعددی پیش بینی شده است که می توان آن را جز قراردادهای خدمت خطر پذیر صنعت نفت وگازدانست که درآن پیمانکارباتامین اقلام نقدوغیرنقدسرمایه،خدمات اکتشاف،توصیف و ارزیابی وتوسعه وتولید را در ازای دریافت حق الزحمه در منطقه قراردادی برعهده می گیردوهمه ریسکهای منطقه را متحمل می گردد و حق الزحمه وی در صورت حصول نتیجه به صورت نقد یا نفت می باشد. زیرا همان طور که بیان گردید رگه هایی از قراردادهای مشارکت درآن دیده می شود این قرارداد برای سرمایه گذار پرریسک خواهد بود زیرا تمامی مخاطرات ،ریسکها وهزینه ها در صورت عدم کشف میدان یا مخزن تجاری و همچنین ریسکهای عدم دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی اعم از ناکافی بودن محصول میدان یا مخزن برای استهلاک تعهدات مالی ایجاد شده برعهده طرف دوم قرارداد خواهد بود که صراحتا در بند ت ماده ۳ شرایط عمومی، ساختار والگوی قراردادهای بالادستی نفت وگاز تصریح شده است لکن در خصوص ریسک کاهش قیمت، برای شرکت ملی نفت نیز در قراردادهای جدیدنفتی ایران ریسک وجود دارد و ریسک عدم واگذاری فناوری و ارتقا دانش نیز فاقد ضمانت اجرای برای کارفرما می باشد. قراردادهای جدیدنفتی ایران از نوع قراردادهایی تحت عنوان خدمت توام با ریسک است وبر قراری روابط قراردادی طولانی مدت ،حضور پیمانکار درمرحله تولید، افزایش ضریب بازیافت در طول دوره بهره برداری وریسک پذیری پیمانکار وعدم تضمین بازگشت سرمایه از طرف دولت را می توان نام برد. ضمن آنکه درریسک فورس ماژور نیز اگرچه دولت در مصوبه هیات وزیران مصادیق آن را کامل بیان نکرده است لکن به دلیل اختلاف شدید در عنوان مصداق تحریم به عنوان فورس ماژور هیات وزیران درآخرین مصوبه اصلاحی خود با اعمال بندهای ۲۳و ۲۴ قطعنامه ۲۲۳۱ شورای امینت مبنی برعطف به ما سبق نشدن تحریم به قراردادهای نفتی، تحریم را به عنوان یکی از عوامل فورس ماژور حذف نموده است وپیمانکار نمی تواند به استناد وقوع تحریم از اجرای قرارداد استنکاف نماید

کلیدواژه:ریسک، تفسل ،قراردادهای جدیدنفتی ایران،شناسایی،مصوبه هیات دولت.

مقدمه

طبیعت صنعت نفت و گاز در بخش بالادستی نیز به نوبه خود ریسک هایی را مطرح می کند .نحوه ریسکها را با توجه به حجم زیاد قراردادهای آن از اهمیت به سزایی برخوردار است ومعمولا در قراردادهای بالادستی نفت شروطی را درج می کنند که در صورت بروز این ریسکها طرفین قرارداد متضرر نشوند .صنعت نفت به ویژه در زمینه بالادستی مسایل وموضوعات مختلفی دارد.ویژگی های هر قرارداد نفتی را اهداف طرفین قرارداد تعیین می کنند.شرکت های نفتی داخلی وبین المللی بنگاه های اقتصادی هستند که منطقا در چارچوب ضوابط بنگاه داری،هدفی جز تامین منافع ندارند وباید قراردادی را بپذیرند که عایدی ناشی از آن ،در مقایسه با قراردادهای دیگری که درسایر کشورها منعقد کرده اند ،رقابتی وقابل قبول باشد. درآذر ماه ۱۳۹۴ از مدل جدید قراردادهای نفتی ایران با عنوان اختصاری ipc برای توسعه میادین هیدروکربنی رونمایی گردید که جایگزین قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت گردید.دراین قرارداد برخلاف بیع متقابل،شرکت پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف ،توسعه وتولید حضوردارد وهزینه و دستمزد آن از

عواید حاصل از نفت تولیدی در قرارداد پرداخت می گردد.ریسک مربوط به این نوع پروژه ها وقراردادهای آنها نیز متعدد است .اصولا ریسک قراردادهای صنعت نفت به ریسکهای فنی ،اقتصادی،مالی،بازرگانی،قراردادی،محیطی و حقوقی طبقه بندی می شود. با توجه به اهمیت ریسک در قراردادهای جدیدنفتی ایران این مقاله به دنبال تاثیر ریسک های تفسلی بر قراردادهای جدید نفتی ایرن در حوزه بالادستی است. هدف از پژوهش حاضر مطالعه و شناسایی ریسکهای تفسلی مدل جدید قراردادهای نفتی ایران است و ارزیابی و تاثیر ریسک بر این نوع ازقراردادهامی باشد. روش به کار رفته دراین تحقیق ،روش مطالعه اسنادی و کتابخانه ای است ودرنهایت می توان نتیجه گرفت که الگوی جدید قرارداد نفتی ایران،تاحد زیادی ،پاسخ دهی به ریسک های متداول این حوزه در قراردادهای نسل قبل را پیش بینی کرده است ودرجهت بهبود مدیریت ورفع ریسک تفسلی گام مهمی برداشته است .

۱.مفهوم ریسک

تعاریف متعددی از ریسک[1]در ادبیات مدیریت ریسک در حوزه های مختلف، بیان شده است. تعریف ریسک از نظر برخی بدین شرح است :((ریسک مفهوم دو بعدی شامل الف)احتمال یک پیامد مضر(ناسازگار)وب) عدم اطمینان نسبت به رویداد زمان بندی یا میزان ضرر است.اگر چنین ویژگی هایی نداشته باشد ،ریسکی وجود ندارد))(عیوضلو،۱۳۹۷:۱۳۱)همچنین براساس تعریفی که ای آنورد در ۱۶۶۲ میلادی از ریسک ارایه نموده است ریسک عبارت است ((ترس از ضرر اما نه به اندازه ترس از خود ضرر،اما باید دانست این ضرر محتمل است))برخی هم ریسک را رویدادی اتفاقی می دانند که در صورت وقوع،تاثیری منفی بر اهداف شرکت می گذارد.برخی ،وقوع این امرتصادفی را سبب پیشبرد اهداف شرکت می دانند.برخی نیز ریسک را چنین تعریف نموده اند((ریسک یعنی احتمال متحمل شدن زیان))(رجبی خاصوان،۱۳۹۰:۱۲)همچنین ریسک عبارت است ازاحتمال از دست دادن تمام یا قسمتی ازسود یا اصل سرمایه و به عبارت دیگر ،ریسک نوسان بازده سرمایه گذاری است.(سلیمی نمین،۱۳۸۶:۱۰)بنابراین در موقعیت هایی با ریسک مواجه می شویم که اولا عمل یا اقدام ما بیش از یک نتیجه به بار می آورد و ثانیا تا زمان حصول وملموس شدن نتایج کدام یک حاصل خواهد شد(عدم اطمینان درخصوص زیان)و ثالثا حداقل یکی ازنتایج ممکن الوقوع می تواندپیامدهای نامطلوبی به دنبال داشته باشد .(ابراهیمی،۱۳۹۳:۱۲)

۲.نظریه تفسلی[2] ریسک

صنعت نفت (به ویژه دربالادست)مسایل وموضوعات مختلفی دارد،ریسک مربوط به این نوع پروژه ها و قراردادهای آن نیز متعدد است .اصولا ریسک قراردادهای بالادستی صنعت نفت ،به ریسک های فنی ،اقتصادی؛مالی؛بازرگانی،قراردادی،محیطی وحقوقی طبقه بندی می شود که درقالب نظریه TEFCEL[3] قابل بررسی و شناسایی است .این نظریه اولین بار توسط دکتر سید نصراله ابراهیمی مطرح شد .(ابراهیمی،۱۳۹۴:۱۸) به موجب این نظریه ضرورت توجه به مباحث حقوقی نیز در کنار موضوعات فنی،مالی و قراردادی مطرح شد که به طرح نظریه tefcel درشناسایی و مدیریت جامعه ریسک قراردادهای صنعت نفت و گاز انجامید این نظریه نخستین بار در ۲۰۰۵ دریکی از کنفرانس های بین المللی ودر جمع مدیران وکارشناسان ارشد شرکت های خصوصی نفتی وشرکت های ملی نفت به تفصیل مطرح شد تا آنکه در سال ۲۰۱۱ در کنفرانس بین المللی گاز در شهر ژوهانسبورگ آفریقای جنوبی،نظریه جامع TEFCEL توسط دکتر ابراهیمی برای کشورهای قاره آفریقا مطرح شد که دراین نظریه علاوه بر موارد یاد شده ،موضوعات اقتصادی ،بازرگانی ومحیطی نیز مدنظر قرار گرفته بود(رجبی خاصوان،۱۳۹۵:۲۵)

۲-۱. مزایای استفاده ازاین تئوری

نکات حایزاهمیت ومزایای استفاده از این تئوری به شرح زیر است :مواجهه با مسائل از جنبه های مختلف،ضرورت درک،برنامه ریزی و مدیریت خطرات بالقوه در قراردادهای عملیاتی به خصوص قراردادها درصنایع بالادستی نفت وگاز،عدم قطعیت ها درشرایط اقتصادی امروز،مدیریت موثر قراردادها،اقدامات پیشگیرانه در برابر اتهامات قراردادی و ادعاهاو اطمینان از دوام در شرایط جاری،مذاکره موثر،نتیجه گیری و اجرای مدل های مختلف از قراردادها از جمله قرارداد جدید نفتی ایران .(ابراهیمی ،۱۳۹۳:۲۳)

۳.شاخصه های ریسک

برای اینکه بتوان ریسک را از مفاهیم و اصطلاحات مشابه تفکیک کرد باید شاخصه های آن را شناسایی کرد.ریسک درمفهوم خود دوشاخصه اصلی عدم قطعیت و محتمل الوقوع بودن را دارد.بنابراین در بندهای ذیل به بررسی شاخصه ها اصلی ریسک پرداخته می شود.

---

[1] Risk

[2] مدیریت جامع ،فنی،مالی،بازرگانی،قراردادی،حقوقی و زیست محیطی که مبتکر آن سید نصراله ابراهیمی است .

[3] مخفف جنبه های فنی،اقتصادی،مالی،بازرگانی،قراردادی،محیط زیستی و حقوقی یک قرارداد است .این مدل قرارداد را از جنبه های مختلف بررسی می کند ومبتنی بر گفتمان یک پارچه ای است که چرخه عمر قراردادها را ازجنبه های مختلف جهت مدیریت قراردادهای صنایع به خصوص صنایع نفت وگاز طراحی می کند .

۳-۱.عدم قطعیت ریسک

عدم قطعیت ریسک به عنوان یک عبارت مصطلح در میان مردم مفهوم مشخصی دارد که ممکن است این مفهوم درتقاطع با علوم مختلف تعاریف متفاوتی داشته باشد .در هر علم وهرحوزه ،عدم قطعیت همان ابهامات موجود درآن فضا را در بر می گیردو بنابراین ،تعاریف دچار تنوع می شوند .اما عدم قطعیت به عنوان یک مفهوم اصطلاحی که عدم اطمینان انسان را درباره برخی اشخاص ،اشیا یا اتفاقات منعکس می کندتعریف شده است . همانطور که از تعریف عدم قطعیت برمی آید ،نبود آگاهی سرچشمه اصلی حضور یافتن در چنین وضعیتی است.زمانی که قرار است تصمیمی اتخاذ شود ،عدم قطعیت در این است که تصمیم گیرنده نمی داند آیا چنین اتفاقی رخ می دهد یا نه ؟ اهمیت این رکن به حدی است که ریسک را به ((عدم قطعیت هایی که اگر اتفاق بیفتد تاثیری مثبت یامنفی بریک یا پند تا از اهداف قرارداد دارند))تعریف می کنند .در قراردادهای نفتی عدم قطعیت به وضعیتی اطلاق می شود که سبب فقدان داده های کافی،احتمال وقوع رویدادها قابل اندازه گیری نیست .نوسان های نامنظم قیمت انرژی دردنیا درشماراین رخدادهاوعدم قطعیت ها قرار می گیرد ،چراکه وقوع آن را نمی توان به درستی پیش بینی کرد و حتی میزان آن را اندازه گیری کرد .بدیهی است عدم قطعیت در قراردادهای بلند مدت مشهودتر از کوتاه مدت است.

۳-۲محتمل الوقوع بودن ریسک

درعین حال که ریسک شاخصه عدم قطعیت دارد ،محتمل الوقوع نیز است .یعنی فرایند متعارف امور در اجرای قراردادهای نفتی به گونه ای است که احتمال اتفاق ریسک وجود دارد .درحقیقت ،اگر بخواهیم درصدی از احتمال وقوع به آن اختصاص دهیم نسبت بین وقوع و عدم وقوع ریسک برابر است .هرآنچه به صورت اتفاق بسیار نادر در ذهن انسان متبادر شود کالعدم است واز اصل عدم تبعیت می کند .بنابراین ،عنوان ریسک به آن اطلاق نخواهد شد ونیز حادثه ای که تعیین یا ظن قوی برحدوث آن می رود نمی توان عنوان ریسک برآن اطلاق کرد ،بلکه عبارت دقیق حقوقی آن خطر است وحتی شرکت ها ی بیمه نیز حاضر به بیمه کردن آن ها نیستند .به عبارت دیگر،خطر قابل انتقال یا تخصیص به اشخاص ثالث نیست ،بلکه ریسک های قراردادی از طریق بیمه قابل انتقال یا تخصیص اند .

۴.عناصر ریسک

تمامی اشکال ریسک ،چه آنها که به عنوان ریسک سوداگرانه طبقه بندی می شوند،چه آنها که به عنوان ریسک خطرناک شناخته می شوند شامل عناصر مشترکی هستند که دربرگیرنده چهار عنصر می باشند

۴-۱.محتوا

یعنی زمینه ،وضعیت یا محیطی که ریسک درآن منظور شده ومشخص کننده فعالیتها بوده و شرایط مرتبط باآن وضعیت است .به عبارت دیگر محتوا،نمایی از تمامی پیامدهای سنجیده شده رافراهم می کند .بنابراین محتوا،مبنایی برای تمامی فعالیتهای بعدی مدیریت ریسک فراهم می کند

۴-۲.فعالیت

پس از ایجاد یک محتوا،عناصرباقیمانده در ریسک به طرز مناسبی قابل بررسی هستند. عنصر فعالیت یعنی عمل یا اتفاقی که سبب ریسک می شود .

۴-۳.شرایط

درحالی که فعالیت ،عنصر فعال ریسک است شرایط،عناصر منفعل ریسک هستند .این شرایط تعیین کننده وضعیت جاری یا مجموعه ای ازاوضاع و احوال است که می تواند به ریسک منجر شود.

۴-۴.پیامدها

:به عنوان آخرین عنصر ریسک ،نتایج یا اثرات بالقوه یک فعالیت در ترکیب با یک شرط یا شرایط خاص است .(رجبی خاصوان،۱۳۹۰:۴۵)

۵.شناسایی ریسک ها بر پایه مدل تفسلی

صنعت نفت به ویژه در بالادست مسائل وموضوعات مختلفی دارد ،ریسک مربوط به این نوع پروژه ها و قراردادهای آن متعدد است .اصولا ریسک قراردادهای بالادستی نفت ،به ریسک های فنی،اقتصادی،مالی،بازرگانی،قراردادی،محیطی و حقوقی طبقه بندی می شود که درقالب نظریه TEFCEL قابل بررسی وشناسایی است .(شیرین آبادی فراهانی،۱۳۹۶:۲۹)دربازیابی این نظریه ضرورت به توجه به مباحث حقوقی نیز درکنار موضوعات فنی ،مالی و قراردادی مطرح شد که دراین قسمت به بررسی و تعریف هریک ازاین ریسکها پرداخته می شود.

۵-۱.ریسکهای فنی[۴]

ریسک هایی هستند که از عدم قطعیت در طراحی پایه و تفصیلی پروژه و اجرای پروژه ناشی می شود.شاید درنگاه اول به نظر می رسد که ریسک های فنی مربوط به پروژه است نه قرارداد ،اما باید اذعان داشت که اولا،دیوار حائل کشیدن بین پروژه وقرارداد،تخصیص ریسک های فنی به مدیریت پروژه ودورنگه داشتن مدیریت قرارداد در ورود به ریسک های فنی خود عاملی برای ایجاد زمینه های ریسک خواهد بود. ثانیا:قرارداد برای اجرای صحیح پروژه منعقد می شود و عدم لحاظ ریسک های فنی در قرارداد مغایر مدیریت صحیح ریسک براساس دانش تفسلی خواهد بود. (بردبار،۲۸،۱۳۹۲) همچنین این نوع ریسک شامل پیچیدگی ها وعدم قطعیت ها ،شرایط غیر قابل پیش بینی وغیر قابل کنترل ،ریس های حرفه ای وتجربی در صنعت نفت ،فن آوری ها و کاردانی درمورد آنها

۵-۲.ریسک اقتصادی

شامل خطر امکان سنجی ،ریسک جدیت لازم اقتصادی و خطر شرایط بازار.

۵-۳.ریسک مالی وقراردادی

شامل مالی (بودجه ناکافی)،خطر تنوع منافع ونرخ بازگشت سرمایه

۵-۴.ریسک محیطی

شامل ریسک های سیاسی،ریسک کسب وکار ،خطر موانع فرهنگی واجتماعی ،مقامات محلی ومنطقه ای ،مخالفت جامعه ،زیست محیطی ،آلودگی وضررهای تولید محصول

۵-۵.ریسک های فورس ماژور

ریسک هایی هستند که درحالت عادی خارج از پروژه،خارج از کنترل مشارکت کنندگان درپروژه و غیر قابل پیش بینی هستند .ازجمله این موارد می توان به بلایای طبیعی،سختی کار،وغیرقابل پیش بینی همانندعتصاب آتش سوزی اشاره کرد(کاتوزیان،۱۲۵:۱۳۸۷)

۵-۶.ریسک های قراردادی وتجاری

شامل محرمانه بودن ،بدهی ها ومصونیت ،اثر بخشی محرومیتها ومحدودیت ها .

۵-۷.ریسک های حقوقی و قراردادی

شامل اجتناب از تضاد منافع ،مصونیت وملاحظات تجاری در قراردادها ،صدمات وزیان های درآمدی ،بند ثبات در قراردادها ومکانیزم حل اختلاف

۶.قراردادهای جدید نفتی ایران

قراردادهای نفتی ایران (IPC) نسل جدید قراردادهای بالادستی می‌باشد که به‌عنوان جایگزینی برای قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت معرفی شده است (مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی ،۱۶:۱۳۹۵)تغییرات شگرفی که در حوزه‌های مختلف صنعت نفت ایجاد شده و نیز تغییراتی که در رویکردها و سیاست‌گذاری‌های کلان کشور در حوزه نفت و گاز واقع گردیده است، در نهایت در جزئ ۳ بند (ت) ماده (۳) قانون حدود وظایف واختیارات وزارت نفت، مصوب ۱۳۹۱، خود را ابراز نموده، به‌طوری‌که به‌صراحت مجوز «طراحی الگوهای جدید قراردادی» را به مجموعه وزارت نفت داد. در ماده (۷)همین قانون نیز مقرر می‌دارد: «شرایط عمومی قراردادهای نفتی با پیشنهاد وزیر نفت به تصویب هیئت‌وزیران...» برسد. با اتکا به این مجوزهای قانونی، کمیته بازنگری قراردادهای نفتی با حکم وزیر نفت در ۱۳۹۲/۶/۳۰ تشکیل و نسبت به بازنگری قراردادها و ارائه الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران موسوم به (IPC) اقدام نمود. بر این اساس، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قرارداد جدید نفتی ایران به تصویب هیئت‌وزیران رسید و در تاریخ ۱۳۹۴/۸/۱۱ به وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران ابلاغ گردید (نیکبخت و موسوی،۳۷-۱۳۹۴:۳۸) ipcیک قرارداد خدماتی بوده و برخلاف بیع متقابل شرکت پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف ،توسعه وتولید حضور دارد وهزینه و دستمزد آن از عواید حاصل از نفت تولیدی در قرارداد پرداخت می گردد (امامی میبدی،۷۱:۱۳۹۶)

[4] Technical risks

۶-۱.بررسی ریسکهای تفسلی در قراردادهای جدید نفتی ایران

در رابطه با ریسک موجود در قراردادهای نفتی بالادستی نیز لازم به ذکر است که طرفین قرارداد قبل از انعقاد قرارداد سعی می کند احتمال انحراف و دفع خطر را پیش بینی کند که درواقع همان ریسک قرارداد می باشد در قراردادهای نفتی مختلف فاکتورهای زیادی از جمله تغییر قیمت ،تغییرات میزان تولید،تغییرات میزان هزینه ،اضافه برداشت شرکت پیمانکار نسبت به شرکت ملی نفت ،نرخ بهره مالکانه ،مالیات برنفت فایده وغیره وجود داردکه می تواند در نتایج واثر قراردادهای نفتی موثر باشد .به طورمشخص ساختار کلی مدل قراردادی جدید نفتی از نوع خدماتی باریسک است .دراین قراردادها امکان حضور پیمانکار درفاز بهره برداری نیز فراهم شده است .به گونه ای که در صورت کشف میدان تجاری توسط پیمانکار ،پروژه وارد مرحله توسعه می شود و کلیه هزینه ها و ریسک های عملیات توسعه دراین مرحله ،برعهده شرکت نفتی خارجی بوده و تحت هدایت و راهبری آن اجرایی می شود.(صاحب هنر و همکاران،۲۶:۱۳۹۶) همچنن به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی باتایید شرکت ملی نفت ایران ،به عنوان شریک فنی درکنار پیمانکار خارجی قرار می گیرد. مهمترین وجه تمایز این قراردادها نسبت به قرارداد های بیع متقابل ،بلند مدت بودن طول دوره قرارداد وحضور پیمانکار در دوره بهره برداری است .همچنین برخلاف گذشته پاداش پیمانکار براساس میزان تولید از میدان شناور است ونسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت خام ونوع میدان تعدیل می شود.در صورت عدم کفایت عواید میدان جهت بازپرداخت مطالبات پیمانکار در سال های انتهایی قرارداد ،دوره بازپرداخت تمدید می گردد و به نوعی بازپرداخت هزینه های سرمایه ای پیمانکار تضمین شده است[۵].همچنین برخلاف قراردادهای بیع متقابل که هزینه های سرمایه ای ازابتدا مقداری مشخص و ثابت می باشد در قراردادهای جدید نفتی این هزینه ها به طور سالانه و براساس رفتار میدان و از طریق مذاکره تعیین می گردد .ساختار مالی این قراردادها شامل درآمد دولت و نفت هزینه می شود که نفت هزینه شامل هزینه های سرمایه ای مستقیم هزینه های غیر مستقیم وهزینه پول هزینه عملیاتی و دستمزد می باشد.[۶]

۷.تقسیم بندی ریسک قراردادهای جدید نفتی ایران

۷-۱.ریسک های مالی

نظام مالی در قراردادهای جدید نفتی از دو بخش تشکیل شده است :نفت هزینه و سهم دولت از درآمدهای نفتی ،که نفت هزینه خود از هزینه های سرمایه ای مستقیم ،هزینه ای غیر مستقیم و هزینه های پول وهزینه های عملیاتی تشکیل شده است محاسبه دستمزد در قراردادهای جدید نفتی تابع چندعامل می باشد .که معیار اصلی در تعیین دستمزد ،قیمت نفت است .بنابراین: به موجب بند ب از تبصره ۲ ماده ۶ مصوبه دولت دستمزد پایه به ازای تولید هر بشکه نفت در نظر گرفته شده است[۷] .که براین اساس ریسک کاهش تولید در قراردادهای جدید نفتی کمتر از بیع متقابل است درواقع ازآنجا که

---

[۵]تبصره بند ت ماده ۳مرر میداد((ـ در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده برای پرداخت یا بازپرداخت مطالبات تأییدشده پیمانکار در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده و دستمزد متعلقه پرداخت نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، از همان مخزن و در سقف مقرر در بند (پ) ماده (۶) این تصویب‌نامه حسب مورد بازپرداخت یا پرداخت می‌گردد.

[۶]بند پ ماده ۳ مصوبه هیات دولت ((ـ منوط کردن بازپرداخت کلیه هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم، هزینه های تأمین مالی و هزینه‌های بهره برداری و پرداخت دستمزد طبق قرارداد از طریق تخصیص بخشی (به ترتیب مقرر در بند (پ) ماده (۶) این تصویب‌نامه) از محصولات اضافی میدان یا عواید حاصل از اجرای قرارداد بر پایه قیمت روز فروش محصول. تشخیص پرداخت به پیمانکار از طریق تحویل محصولِ میدان یامخزن یا عواید آن به جای محصول (تا پایان باز پرداخت/پرداخت مطالبات پیمانکار) با شرکت ملی نفت ایران می‌باشد.

[۷]بند ب از تبصره ۲ ماده ۶ مصوبه ((ـ دستمزد پروژه(Fee) ، به یکی از ارزهای مورد قبول بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران به تشخیص وزارت نفت برای هر بشکه نفت اضافی در میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی و برای هر هزار فوت مکعب استاندارد گاز یا هر بشکه میعانات گازی اضافی در میدان‌ها یا مخزن‌های گازی می‌باشد.

این دستمزد با توجه به بند (ث) ماده (۳) این تصویب‌نامه، با هدف ایجاد انگیزه برای به کارگیری روش‌های بهینه در اکتشاف ، توسعه ، تولید و بهره برداری حسب شرایط هر طرح، به صورت تابعی از عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان یا مخزن و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی، شناور بوده و متناسب با قیمت های بین‌المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین می‌شود و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد پرداخت خواهد شد. این دستمزد(Fee) ، یکی از مبانی اصلی تعیین شرکت برنده با رعایت قوانین و مقررات مربوط می‌باشد.

پ ـ دستمزد برای تولید هر بشکه نفت از میدان ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد گاز و هر بشکه میعانات گازی از میدان ها یا مخزن‌های گازی و بازپرداخت هزینه های مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های بهره‌برداری به همراه هزینه های تأمین مالی متعلقه براساس قرارداد حسب مورد جهت اجرای طرح از محل حداکثر پنجاه درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا هفتاد و پنج درصداز گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آنها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه های باقیمانده، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد .

در قراردادهای بیع متقابل شرکت های بین المللی سهم چندانی از افزایش تولید نمی برند ودرواقع در همان ابتدای قرارداد میزان دستمزد وهزینه هایی که به آن ها بازپرداخت می شود ،مشخص است .ازاین رو تغییرات تولید تاثیر بسیار کمی بر منافع آنها می گذارد،به همین جهت در این قراردادها شرکت ملی نفت سهم بیشتری ازافزایش تولید خواهدداشت لکن در قراردادهای جدید نفتی ایران ریسک کاهش قیمت در آن بیش از بیع متقابل است.

۷-۲.ریسک هزینه

در قرارداهای جدیدنفتی ایران ریسک هزینه های قراردادی ،بیشترین ریسک هزینه را به دولت تحمیل می کنند.

۷-۳.ریسک تولید

در بررسی ریسک کاهش تولید ، این ریسک در قراردادهای جدیدنفتی کمتر از بیع متقابل می باشد.

۷-۴.ریسک قیمت

با کاهش قیمت نفت،شرکت ملی نفت بیشترین ریسک را در قراردادهای جدیدنفتی ایران متحمل می شود،درمجموع می توان اعلام کرد که قراردادهای جدید نفتی دراین حوزه یعنی ریسک مالی، شرکت ملی نفت را در معرض ریسک کمتری قرار می دهداز این رو می توان گفت که طراحی قراردادهای جدیدنفتی ایران گامی در جهت کاهش ریسک شرکت ملی نفت ایران می باشد ودرصورت اجرای دقیق این نوع قراردادها گامی درجهت تحقق منافع کشور تلقی می شود.(دیباوند،هادی ،۱۳۹۷:۵۱)از آنجا که در قرارداد جدیدنفتی زمان بازپرداخت طولانی درنظر گرفته شده است ،احتمال اینکه به دلیل کاهش قیمت نفت ،پیمانکار نتواند هزینه های مستقیم را تسویه کند بسیار کم است .اما ازآنجا که هزینه های بانکی به گونه ای محاسبه می شود که جبران کاهش قیمت نفت را می کند ریسک بزرگی را متوجه پیمانکار نمی کند واز این جهت درقرارداد جدید نفتی ایران به یکی از انتقادات همیشگی قراردادهای نفتی ایران ،یعنی سهیم نبودن پیمانکار در افزایش قیمت جهانی نفت برطرف شده است .ریسک نوسانات جهانی قیمت نفت در قرارداد جدیدنفتی تسهیم خوبی داشته است .

۷-۵.ریسکهای پیمانکار درمرحله اکتشاف

بعد از انقضای فاز عملیات اکتشاف و یا بعد از انقضا مهلت تمدید شده ،در صورت عدم انجام حداقل تعهدات در خصوص اکتشاف و هم چنین عدم هزینه کردن حداقل مخارج تعهد شده و یا عدم دامه عملیات اکتشاف توسط پیمانکار بنا برهر دلیل ،پیمانکار بایستی ظرف ۳۰ روز ما به التفاوت هزینه انجام نشده را به صورت انتقال مستقیم به حساب شرکت ملی نفت واریز کند. همچنین اگر بعد از انقضای فاز عملیات اکتشاف یا بعد از انقضای مهلت تمدید شده آن ،پیمانکار تعهدات مربوط به حداقل کارهای اکتشافی را با تایید کمیته راهبردی[8] انجام دهد ولی حداقل مخارج اکتشافی تعهد شده را هزینه نکرده باشد ،پیمانکار بایستی ظرف همان مهلت ۳۰روزه ما به التفاوت هزینه انجام نشده را به صورت انتقال مستقیم به حساب شرکت ملی نفت واریز کند.اگر درخاتمه فاز عملیات اکتشاف یا بعد از خاتمه مهلت تمدید شده تجاری بودن میدان براساس قرارداد اثبات نگردد ،قرارداد فسخ شده توسط طرفین تلقی می گردد و شرکت ملی نفت هم هیچ گونه تعهد به بازپرداخت در رابطه با هرنوع مخارج یا هزینه ندارد[9] .

۷-۶.ریسک تجاری بودن میدان نفتی

یک میدان نفت خام تنها درصورتی تجاری محسوب می شود که مقدار قابل فروش نفت خام وگاز همراه آن به اندازه کافی خواهد بود که عملیات نفتی میدان به لحاظ فنی ،عملیاتی وتجاری طبق معیارهای زیر توجیه پذیر باشد.جریان نقدی وجریان نقدی منفی باید در نظر گرفته شود.لازم به ذکر است که برای اثبات میدان تجاری[10] ،هزینه های نفتی شامل هزینه های سرمایه ای مستقیم[11] ،هزینه های غیر مستقیم[12] ،هزینه پول[13] و هزینه عملیاتی[14] و حق الزحمه مربوط در هر بشکه[15] باید مدنظر قرار گیرد.[16] در صورت عدم کشف میدان یا مخزن تجاری تمامی مخاطرات ،ریسکها و هزینه برعهده طرف

[8] Steering committee

[9] بند ت ماده ۳ شرایط عمومی ،ساختارو الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز مصوب هیات ۱۳۹۵/۵/۱۶ هیات وزیران

[10] بند ت ماده ۱ مصوبه هیات وزیران تحت عنوان شرایط عمومی ،ساختاروالگوی قراردادهای بالادستی نفت وگاز در تعریف میدان یا مخزن تجاری چنین بیان میدارد ((میدان یامخزنی که با رعایت تولید صیانتی وبا لحاظ نمودن قیمتهای نفت و دیگر محصولات جانبی آن میدان یامخزن بتواند کلیه هزینه های مستقیم ،غیر مستقیم ،بهره برداری و تامین مالی پیش بینی شده جهت اکتشاف،توسعه،بهره برداری،همچنین دستمزد وسودطرف دوم ودیگر هزینه های جانبی مربوط درطول دوره قرارداد را پوشش داده و درآمد مورد انتظار برای هریک از طرفهای قرارداد را تامین نماید .اثبات تجاری بودن میدان یا مخزن برعهده پیمانکار است .

[11] Direct Capital Cost

[12] Indirect Costs

[13] Cost of Money

[14] Operating Costs

[15] Rernuneration Fee Per Barrel

دوم قرارداد می باشد به موجب بند ت ماده ۳ مصوبه هیات وزیران با فرض تمام هزینه های انجام شده اگر طرف دوم نتواند میدان را کشف و یا تجاری سازی نماید شرکت نفت هیچ هزینه ای را پرداخت نخواهد کرد و از این حیث ریسک تجاری بودن و یا عدم کشف مخزن تماما برعهده طرف دوم است [۱۷]. بنابراین در صورتی که عملیات اکتشاف به کشف میدان تجاری منتهی نشود ،هزینه هایی که پیمانکار متحمل شده بازپرداخت نخواهد شد ولی در صورت کشف میدان،هزینه های پیمانکار درمرحله اکتشاف به مرحله توسعه منتقل می شود ودردوره استهلاک بازیافت می شوند.

۷-۷.ریسک ناشی از عملیات توسعه میدان نفتی

با احراز تجاری بودن ،پروژه وارد مرحله توسعه می شود ،دراین مرحله شرکت عملیاتی توسعه ای تشکیل شده و کلیه هزینه ها و ریسک های عملیاتی توسعه دراین مرحله به عهده شرکت نفتی بین المللی بوده و تحت هدایت و راهبری او اجرایی می شود .شرکت ملی نفت ایران نیز به عنوان شریک فنی و بدون اینکه در هزینه های سرمایه ای مستقیم و هزینه های غیر مستقیم عملیات توسعه که به وسیله پیمانکار ازطرف شرکت ملی نفت ایران ،تعهد و پرداخت شده است ،به همراه هزینه های پول ازمحل تولیدات قابل تخصیص به شرکت مزبور مستهلک خواهد شد.درمرحله توسعه با وجود اینکه تمامی هزینه ها و ریسک های اجرای عملیات با پیمانکار است ولی بر حسب میزان سهام شرکت ملی نفت دراین عملیات پیمانکار سهم سرمایه گذاری شرکت مزبور را متقبل می شود ومتعاقبا این هزینه ها را از محل تولیدات قابل تخصیص به این شرکت مستهلک خواهد کرد.[۱۸]

۷-۸.ریسک ناشی از مخارج عملیات اکتشاف و توصیف و ارزیابی

مخارج عملیات اکتشاف ویا مخارج عملیات توصیف و ارزیابی که توسط پیمانکار انجام و پرداخت شده است ،بایستی به تایید شرکت ملی نفت برسد این مخارج تنها در صورتی بعنوان هزینه های نفتی قابل بازپرداخت می باشد که تجاری بودن میدان اثبات شود .اگر پیمانکار موفق نشود اقتصادی بودن یک میدان را اثبات کند،مسولیت آن برعهده پیمانکار است و هزینه های انجام شده غیر قابل بازگشت است .(احمدی،۱۳۹۶:۷۶)

۷-۹.ریسک ناشی از پرداخت مالیات

در قراردادهای جدیدنفتی ایران ،پیمانکار بایستی در ابتدا مالیات را بپردازد وسپس این هزینه درکنار سایر هزینه ها جمع شده وتماما توسط شرکت ملی نفت بازپرداخت می شود بنابراین مالیاتی که از طریق سازمان امور مالیاتی به خزانه دولت واریز می شود توسط شرکت ملی نفت و از محل درآمدهای نفتی به پیمانکار بازپرداخت می شود.(عظیمی زرین ،۱۳۹۵:۷۶)که این موضوع باعث می شود که به علت طولانی بودن مدت قراردادهای جدیدنفتی ایران تمام شرکتها از پرداخت مالیات معاف می شوند[۱۹].

۷-۱۰.ریسک ناشی ازفورس ماژور

معمولا شرکت های خارجی به دنبال پروژه های نفتی هستند و انعقاد قرارداد نفتی را موفقیت بزرگی برای خود می دانند ،انعقاد یک قرارداد نفتی باعث افزایش سهام آن شرکت می شود .از طرف دیگر شرکت های ملی نفت با مناقصه و اجرای تشریفات رقابتی،یک شرکت را برای پروژه خود انتخاب می کنند،و به همین دلیل معمولا شرط فسخ را بدون دلیل برای هیچ یک از طرفین گذاشته نمی شود.فورس ماژور هم از حمله عوامل انحلال کلیه قراردادها می باشد،فورس ماژور به معنای شرایط غیر قابل پیش بینی یا شرایط خارج از کنترل منطقی طرف مربوطه است که از اجرای قرارداد توسط آن طرف ممانعت یا جلوگیری بعمل می آورد یا به تاخیر می اندازد. مصادیق فورس ماژور در قراردادهای نفتی عبارتست از بلایای طبیعی ،جنگ و آشوب وحملات تروریستی ،فعل دولت از طریق نسخ قوانین(شیروی ،۱۳۹۷:۱۰۹).البته در قراردادهای جدیدنفتی ایران دامنه فورس ماژور را محدود نکرده است وشامل موارد اعتصاب آشوبهای کارگری ،حوادث طبیعی و جنگ می باشد[۲۰].متاسفانه تحریم در زمره موارد فورس ماژور قرار داده نشده است بنابراین اگر ایران به

---

[16] Master Development Plan (MDP) is the ultimate objective of most of the full field integrated studies .It is designed to maximize the field production and optimize the MDP is a real objective in terms of reservoir management and surface facilities performances. The integration of simulation results and surface versus production improvement

[۱۷] بندت:کلیه مخاطرات ،ریسکها و هزینه ها در صورت عدم کشف میدان یا مخزن تجاری برعهده طرف دوم قرارداد می باشد

[۱۸] بند الف ماده ۱۰اشعار میدارد (از زمان رسیدن میدان یا مخزن به تولید اولیه یا اضافی ، به ترتیب توافق شده درمورد میدانها یا مخزنهای کشف شده ومیدان ها یا مخزن های در حال تولید ،بازپرداخت هزینه های مستقیم سرمایه ای ،هزینه های غیر مستقیم وهزینه های تامین مالی قراردادی (حسب مورد)طبق دوره تعیین شده در قرارداد ،محاسبه ،تقسیط و بازپرداخت می شود.

[۱۹] تبصره ((ض))ماده ۱شرایط عمومی،ساختاروالگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز((پرداخت مالیات ،عوارض وسایرپرداختهای قانونی برعهده واز تکالیف طرف دوم قرارداد و به تبع آن ،تسویه حساب با دستگاههای ذیصلاح نیز از تکالیف وی میباشد .این پرداختها برپایه اعلام مراجع قانونی دریافت کننده عینا به عنوان هزینه های غیر مستقیم پذیرفته شده و به ترتیب مقرر دراین تصویب نلمه ،دروجه طرف دوم قرارداد بازپرداخت خواهد شد)).

[۲۰] بند خ ماده ۳ شرایط عمومی ،ساختارو الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز مصوب ۱۳۹۵هیات وزیران((درصورت وقوع شرایط فورس ماژور(قوه قاهره)درهرکدام از دوره های توسعه و بهره برداری که ممکن است موجب سقوط تعهد،تعلیق یا فسخ قرارداد نیز گردد،تسویه حساب در مورد مطالباتی که

دلیل شرایط تحریم ،با وجود تمامی اقدامات معقول ،نتواند برای نفت خود بازاریابی کند و مجبور به کاهش تولید نفت شود،آنگاه شرایط به صورت فورس ماژور تلقی نمی شود .بنابراین چون تحریم درشرایط فورس ماژور نیامده است نمی توان در شرایط تحریم پرداخت هزینه ها را معلق کرد(طاهری فرد علی،۵۵:۱۳۹۵) زیرا به موجب بند ((د))ماده ۳ مصوبه هیات دولت مورخ ۱۳مرداد ماه ۱۳۹۵ اعلام نموده است که اگر وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید یا توقف آن به هردلیلی جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن بگیرد،اولویت اعمال چنین کاهشی از سطح تولید با میدان یا مخزن هایی خواهد بود که متعهد به بازپرداخت نیستند ودر صورتی که این تصمیم برای میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود،نباید روی بازپرداخت هزینه ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تاثیر بگذارد.بنابراین کشور باید در زمان تحریم نیز هزینه های ناشی از کاهش تولید نفت را به پیمانکار بپردازد.[۲۱] لکن هیات دولت درتاریخ ۹۵/۶/۱۰ در اصلاح تصویب نامه شماره۵۷۲۲۲ مورخ ۹۵/۵/۱۶ درخصوص نحوه نظارت برانعقاد واجرای قراردادهای نفتی بندی را تحت عنوان بند ۹ به مصوبه اولیه خود که درتاریخ ۹۵/۵/۱۵ تصویب شده بود اضافه نمود که به نحوی خروج قطعی تحریم از فورس ماژور را به دنبال داشته است .با این توضیح که در متن تبصره اعلام شده است که در تدوین قراردادهای نفتی باید بندهای (۱۴)[۲۲]و (۱۵)[۲۳] اجرایی قطعنامه شماره ۲۲۳۱ شورای امنیت و بند (۳۷) برجام رعایت شود.که از مفهوم عبارات بند های مذکور چنین استنباط می شود که حتی اگر قطعنامه ۲۲۳۱ اجرا شود آثار آن نمی تواند به قراردادهایی که سابقا منعقد شده است آسیبی بزند. به بیان دیگر تحریم های اعمال شده بعدازاجرای قطعنامه ۲۲۳۱ شورای امنیت فقط ناظر به قراردادهایی است که بعدازاعمال قطعنامه منعقد می شود. با قید این دو شرط در مفاد قراردادهای نفتی اشکالی که تحریم های اعمال شده را جز مصادیق فورس ماژور هستند یا خیر را رفع نمود و دولت با قید این موضوع به عنوان شرط الحاقی به متن تمام قراردادهای نفتی جدید مانع از این شده است که طرف قرارداد بتواند به استناد تحریم از اجرای قرارداد استنکاف نماید و آن را به عنوان فورس ماژورتلقی نماید و این مهمترین تغییردر حوزه ریسک فورس ماژور ومصادیق آن محسوب می شود.

۷-۱۱.ریسک ناشی از انتقال فناوری در قراردادهای جدیدنفتی ایران

یکی از انتقادات وارد به قراردادهای بیع متقابل مربوط به عدم موفقیت در انتقال فناوری بود زیرا یکی از اهداف مهمی و کلیدی که در قرارداد بیع متقابل دنبال می‌شد، انتقال فناوری مدرن برای رسیدن به خودکفایی در صنعت نفت بود که محقق نگردید. مقامات نفتی کشور به دلایلی از جمله عدم برخورداری از فناوری‌های پیشرفته، پایین بودن سطح تولید درونزای فناوری، وجود مشکلات و ضعف در انتقال فناوری در قرارداد بیع متقابل، میزان برداشت فوق العاده زیاد از حوزه‌های مشترک نفتی توسط کشورهای هم‌جوار با استفاده از تکنیک‌ها و فناوری‌های پیشرفته، تغییرات اساسی در صنایع بالادستی صنعت نفت اعمال نمودند و مدل جدید قرارداد نفتی را با عنوان IPC ارائه کردند. موفقیت در انتقال فناوری امری تصادفی و خود به خودی نیست بنابراین یکی از انواع ریسک که در قرارداد جدید نفتی با آن مواجه هستیم، ریسک‌های ناشی از انتقال فناوری است. از آنجا که از وجود ریسک گریزی نیست بنابراین با شناسایی و ارزیابی حوادثی که می‌توانند بر اهداف انتقال فناوری در قرارداد تأثیرگذار باشند می‌توان به نحو مناسب و مقتضی به آن‌ها واکنش نشان داد.

پیمانکار طبق قرارداد مستحق دریافت آنها می باشد تا زمان رفع شرایط فورس ماژور معلق گردیده وپس از رفع این شرایط درچارچوب ضوابط قرارداد صورت می پذیرد))

[۲۱] بند ((د))ماده ۳ مصوبه هیات دولت مورخ ۱۳مرداد ماه ۱۳۹۵جنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید به دلیلی جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن داشته باشد،اولویت اعمال چنین کاهشی از سطح تولید میدان ها یا مخزن هایی که متعهد به بازپرداخت نیستند،می باشند ودر صورتی که این تصمیم مورد میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود،نباید دربازپرداخت مطالبات سررسید شده وپرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار تاثیر بگذارد.

-[۲۲] بند ۱۴ قطعنامه ۲۲۳۱ ((تایید می کند که اجرای شروط قطعنامه های قبلی طبق بند دوازده ، درباره قراردادهایی که بین هر طرفی و ایران یا افراد و نهادهای ایرانی پیش از تاریخ اجرا امضا شده است، عطف به ماسبق نمی شود ، البته به شرط اینکه فعالیتهایی که با اجرای این قراردادها انجام می شود با طرح جامع مشترک اقدام، این قطعنامه و قطعنامه های قبلی سازگاری و همخوانی داشته باشد.))

[۲۳] بند ۱۵ قطعنامه ۲۲۳۱ شورای امنیت ((تایید می کند هر گونه اجرای شروط قطعنامه های قبلی طبق بند دوازده با این منظور نیست که به افراد و نهادهایی که پیش از اجرای این شروط با ایران یا افراد یا نهادهای ایرانی تجارت داشته اند که البته به شرطی که مطابق با طرح جامع مشترک اقدام و این قطعنامه بوده باشد، زیان بزند. همچنین کشورهای عضو را تشویق می کند با یکدیگر در رابطه با چنین زیانهایی مشورت کنند و برای جلوگیری از چنین زیانهای ناخواسته ای به این افراد و نهادها تلاش کنند،و تصمیم می گیرد اگر شروط قطعنامه های قبلی طبق بند دوازده اجرا می شود ، تدابیری را که عطف به ماسبق درباره افراد و نهادها به علت فعالیتهای تجاری آنها با ایران می شود ، فعالیتهایی که مطابق با طرح جامع مشترک اقدام ، این قطعنامه و قطعنامه های قبلی پیش از اجرای این شزوط باشد ، اعمال نکند.))

۷-۱۱-۱.تعریف انتقال فناوری

به‌منظور تعریف انتقال فناوری نیاز به توضیح مفهوم فناوری است. فناوری به مجموعه پویایی از دانش مهارت و تجربه که برای تولید کالا، به کاربری فرایند، ارائه خدمات و فعالیت‌های تحقیق و توسعه به کار می‌رود گفته می‌شود. در این تعریف به دو جنبه می‌توان اشاره کرد: یک جنبه آن خود دانش است که یا متبلور در کالاهای سرمایه‌ای و واسطه‌ای مثل تجهیزات، ماشین‌آلات، ابزار و وسایل تولید (سخت‌افزار) است و یا اینکه به اشکال مختلفی چون جزئیات و خصوصیات مندرج در ورقه اختراع و فرمول‌ها (از جمله نرم افزار) ظاهر می‌گردد. جنبه دیگر آن دانش فنی است که به مهارت، شیوه، روش و فن به‌کارگیری فناوری مربوط می‌شود. دانش فنی به اشکال گوناگونی مانند، اطلاعات، مهارت و ظرفیت به‌کارگیری، بهره‌برداری، اصلاح، نگهداری و توسعه فناوری و انطباق آن با اوضاع و احوال اقتصادی و نیز اجتماعی محل پدیدار می‌گردد. افزون بر این دانش فنی در معنایی دیگر به داشتن اطلاع و آگاهی از منابع فناوری و یا منابع عناصر سازنده فناوری، نیز اطلاق می‌شود. (عامری ،۱۳۸۹: ۱۷۰) بنابراین طبق تعریف فوق موضوعاتی از قبیل تجهیزات، ماشین‌آلات، ابزار و وسایل تولید(به‌طورکلی سخت‌افزار)، روش‌ها، فرایند، نقشه و طرح‌ها (به‌طورکلی نرم افزار)، دانش ساخت و تولید کالاها یا عرضه خدمات، دانش نگهداری و تعمیرات، دانش مدیریت، دانش نوسازی و توسعه (به‌طورکلی دانش فنی) همگی ممکن است به صورت موردی یا توأمان به عنوان اجزا و اقسام تکنولوژی یا فناوری مورد معامله قرار گیرند.

۷-۱۱-۲.پیش بینی تعهد انتقال فناوری در قراردادهای جدید نفتی ایران

قرارداد نفتی ایران یا IPC مدل جدیدی از قراردادهای صنعت نفت ایران است که با تدوین و عرضه چهارچوب جدید قراردادی جهت تعامل و همکاری هرچه بیشتر شرکت‌های بین‌المللی سرمایه‌گذار در روزهای سوم و چهارم اسفندماه سال ۱۳۹۲ از آن رونمایی شد. در متن ۱۱ماده قراردادهای جدید، حلقه‌های مختلف صنعت نفت (اکتشاف، توسعه و تولید) به‌صورت یکپارچه به شرکت پیمانکار واگذار شد. در ماده ۴ قرارداد به انتقال و ارتقای فناوری در جریان اجرای قرارداد پرداخته شده است. در این الگوی قراردادی به‌منظور انتقال و ارتقای فناوری ملی در حوزه عملیات بالادستی نفت و توانمندسازی شرکت‌های ایرانی چند راهکار در نظر گرفته شده است: اول آنکه، بر اساس « شیوه‌نامه نحوه تعیین صلاحیت شرکت‌های اکتشاف، توسعه و تولید از میدان‌های نفت وگاز» ابلاغی وزیر نفت[۲۴] شرکت‌های ایرانی که صاحب صلاحیت تشخیص داده شوند، با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به‌عنوان شریک شرکت‌های معتبر نفتی خارجی در اجـرای قرارداد حضور داشته و شریک شرکت‌های نفتی تراز اول خارجی خواهند بود. ایـن شرکت‌ها بـا حضور در فرایند اجرای قرارداد، امکان بیشتری جهت ایجاد زمینه انتقال و توسـعه دانـش فنـی و مهارت‌های مدیریتی و مهندسی مخزن به خود را خواهند داشت. به‌ویژه اینکه طرف دوم قرارداد، موظف به ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری به‌عنوان بخشـی از برنامـه مـالی عملیـاتی سـالانه می‌باشد (نیکبخت و موسوی ،۶۳-۱۳۹۴: ۶۴)

۷-۱۱-۳.مصادیق ریسک در انتقال فناوری در قراردادهای جدید نفتی ایران

الف: قرار گرفتن صنعت نفت کشور و ذخایر نفتی در دست شرکت‌های خصوصی ایرانی.

ب: تضعیف شدید شرکت ملی نفت ایران با رشد و تأسیس شرکت‌های خصوصی ایرانی.

ج: ناچیز بودن نقش قرارداد جدید در کاهش وابستگی فناوری کشور به دلیل انتقال فناوری‌های کهنه و فرسوده.

د: وابسته بودن انتقال فناوری در قرارداد نفتی جدید به انعقاد قرارداد دیگر.

و: نبود ساز و کار مناسب برای انتقال فناوری.

۷-۱۱-۴.آثار ریسک در انتقال فناوری در قراردادهای جدید نفتی ایران

به دلیل ریسک‌هایی که در بالا ذکر شد، قرارداد جدید نفتی ایران با هدف انتقال فناوری به صنعت نفت کشور با تحت تأثیر قرار دادن ساختار شرکت ملی نفت ایران می‌تواند تأثیرات غیرقابل جبرانی به دنبال داشته باشد اصل انتقال فناوری به جای ارائه در پیوست قرارداد به عنوان یک اصل در متن قرارداد آورده شود. اول آنکه، شرکت ملی نفت ایران به‌منظور افزایش توسعه درونزای فناوری به غیر از قالب قراردادهای نفتی، جهت آموزش و ارتقای ظرفیت‌های علمی و فن‌آوری سرمایه‌گذاری کند، همکاری مفید و سازنده شرکت ملی نفت ایران با مراکز علمی و دانشگاه‌ها جهت ارتقاء علمی و اصولی صنعت نفت و البته برخی راه‌حل‌های دیگر که در راهکارهای کنترلی در متن اشاره گردید.در هر صورت وزارت نفت با هدف جذب سرمایه‌گذاری خارجی و تحقق اهداف برنامه پنجم و ششم توسعه نسبت به ارائه الگوی جدید قراردادی اقدام نمود، اگرچه سازو کار مطرح شده در قرارداد IPC توانسته در هدف اصلی که همانا جذب سرمایه‌گذاری خارجی بوده موفق عمل نماید، اما می‌بایست اصلاحاتی در سایر بخش‌ها از جمله انتقال فناوری صورت پذیرد تا اهداف قراردادی پروژه به شکل کارایی محقق گردد.(امامی میبدی،۱۳۹۶: ۳۹)

[۲۴] شیوه نامه تعیین صلاحیت اکتشاف، توسعه وتولید از میدان های نفت و گاز ابلاغی وزیرنفت

دوم آنکه، طرف قرارداد، ملزم به حداکثر استفاده از تـوان فنـی و مهندسـی، تولیـدی، صـنعتی و اجرایی کشور ایران بر اساس «قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آن‌ها در امر صادرات و اصلاح مـاده ۱۰۴قـانون مالیات‌های مسـتقیم» مصـوب ۱۳۹۵/۵/۱مجلس شورای اسلامی و دستورالعمل‌ها و آیین‌نامه‌های ذیربط می‌باشد بنابراین این نتایج از اعمال مقررات حاصل می شود ۱۰ در صورت اجرای صحیح این قانون و اعمال نظارت مناسب توسط شرکت ملی نفـت ایـران، می‌تواند بـه تقویت بدنه پیمانکاری در صنعت نفت کمک کند. ضمن آنکه تعهد طرف دوم قرارداد به اسـتفاده حداکثری از نیروهای داخلی در اجرای قرارداد می‌بایست در قالب ارائه برنامه جامع آموزشی جهت ارتقای کیفی این نیروها و انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم در قالب هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای برای انجام برنامه‌های آموزشی و تحقیقاتی از جمله ارتقا و به روز رسانی مراکز تحقیقاتی موجـود و ایجاد مراکز تحقیقاتی مشترک تبلور یابد.۲ راهکار دوم آنکه، در شرکت عملیاتی مشترک سمت‌های مدیریتی در دوره تولید به‌نحوی‌که در قرارداد توافق خواهد شد، چرخشی خواهد بود۳.در سازمان مدیریتی شرکت متصـدی عملیـات بهره‌برداری، سمت‌های مدیریتی به‌تدریج به طرف ایرانی مشارکت واگذار می‌شود تا امکان انتقال دانش و مهارت‌های مدیریتی به نیروهای ایرانی فراهم شود (نیکبخت و موسوی ،۱۳۹۵:۶۵)

۸.نهاد بیمه در دفع ریسک در قراردادهای جدیدنفتی ایران

تعریف بیمه در صنعت نفت وگاز در مقایسه با صنایع دیگر کاملا متفاوت است (کریمی ،۱۳۹۱:۳۲۰)درمدل جدید پیمانکار مکلف گردیده است ظرف ۶ ماه ازتاریخ اجرایی شدن قرارداد یک برنامه بیمه را بدهد ،برنامه پوشش بیمه باید درتمام انواع آن اعم ازمسولیت شخص ثالث،مخاطرات ساخت و ساز ،خسارت به تجهیزات ،تاسیسات ومحیط زیست وآلودگی باشد،پیمانکار نسبت به ضرر وخسارتی که به محیط زیست،اجتماع ،ایمنی،امنیت که درنتیجه یا ارتباط با عملیات نفتی اجرا شده توسط پیمانکار وارد شده است ،مسوول می باشد هم چنین شرکت ملی نفت نیابد هیچ هزینه و مخارجی درخصوص دفاع،تادیه ،مصالحه یا تسویه حساب هر ادعایی در خصوص ضرر خسارت وارده شده به شرکت ملی نفت ویا اشخاص ثالث که درنتیجه عملیات نفتی اجرا شده توسط پیمانکار و ناشی از غفلت آن ها است پرداخت کند.(حاتمی ،۱۳۹۰:۸۵۵) در مدل جدیدقراردادهای نفتی هزینه های پوشش بیمه صورت گرفته برای حق بیمه های پرداخت شده در قرارداد باید جز هزینه های سرمایه ای مستقیم[۲۵] بازپرداخت گردد درحالی که در مصوبه هیات وزیران بیمه تامین اجتماعی جز هزینه های غیر مستقیم می باشد[۲۶].

نتیجه گیری

اصول و چهارچوب جدیدقراردادهای نفتی ایران به استناد جز ۳ بند ت ماده ۳ و ماده ۷ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت ،به تصویب هیات وزیران رسیده است که از اصول و ساختار این الگوی قراردادی می توان نتیجه گرفت که اکنون قراردادهای جدیدنفتی ایران از نوع قراردادهایی تحت عنوان خدمت توام با ریسک است وبر قراری روابط قراردادی طولانی مدت ،حضور پیمانکار درمرحله تولید، افزایش ضریب بازیافت در طول دوره بهره برداری وریسک پذیری پیمانکار وعدم تضمین بازگشت سرمایه از طرف دولت را می توان نام برد. ضمن آنکه درریسک فورس ماژور نیز اگرچه دولت در مصوبه هیات وزیران مصادیق آن را کامل بیان نکرده است لکن به دلیل اختلاف شدید در عنوان مصداق تحریم به عنوان فورس ماژور هیات وزیران درآخرین مصوبه اصلاحی خود با اعمال بندهای ۲۳و ۲۴ قطعنامه ۲۲۳۱ شورای امینت مبنی برعطف به ما سبق نشدن تحریم به قراردادهای نفتی، تحریم را به عنوان یکی از عوامل فورس ماژور حذف نموده است وپیمانکار نمی تواند به استناد وقوع تحریم از اجرای قرارداد استنکاف نماید ضمن آنکه کارفرما به هیچ عنوان هزینه های پیمانکار درکشف میدان درصورتی که میدان به نتیجه نرسدومخزن تجاری نباشد پرداخت نخواهد کرد. همچنین ریسکهای عدم دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی یا ناکافی بودن محصول میدان یا مخزن برای استهلاک تعهدات مالی ایجاد شده برعهده طرف دوم قرارداد می باشد از این حیث ریسک پذیری قراردادهای جدیدنفتی درحوزهای مختلف به سمت پیمانکار می باشد. فقط در خصوص تعهد پیمانکار به ارتقاء و انتقال فناوری که در ماده ۴ مصوبه بیان شده است هیچ ضمانت اجرایی برای عدم انجام تکلیف مشخص نشده است ،مهمترین ماده اختصاص داده شده به این موضوع همان ماده ۴ مصوبه هیات وزیران موضوع شرایط عمومی ،ساختار،الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز ۹۵ می باشد که دراین خصوص یعنی عدم انتقال تکنولوژی توسط طرف دوم قرارداد بایستی ضمانت اجرا تعیین می شد و حتی می توانست یکی از موجبات فسخ توسط کارفرما باشد.

---

[۲۵] بند ش ماده ۱ مصوبه هیات وزیران ۱۳۹۵ :هزینه های سرمایه ای مستقیم »کلیه هزینه های سرمایه ای لازم جهت توسعه،بهبودبا افزایش ضریب بازداشت مخزن از جمله کلیه هزینه های مدیریتی،مهندسی،حفاری،احداث تمام تاسیسات رو زمینی و زیرزمینی لازم برای قابل بهره برداری ککردن میدان یا مخزن نظیر تاسیسات فرآوری،انتقال ،تزریق ،تاسیسات ،فرآیند و جنبی و راه اندازی کلیه واحدها ،هزینه انجام شده در مراحل اکتشاف درصورت تجاری بودن میدان و نیز انجام مرمت ،بازسازی ها و نوسازی های لازم در میدان ها یا مخزن های درحال تولید .

[۲۶] بند ص ماده ۱ مصوبه هیات وزیران ۱۳۹۵ : هزینه های غیر مستقیم : کلیه هزینه هایی که به دولت ،وزارتخانه ها و موسسات عمومی ازجمله شهرداری ها ازقبیل انواع مالیات ها،عوارض گمرک و بیمه تامین اجتماعی پرداخت می شود .

منابع

۱-ابراهیمی ،سید نصراله(۱۳۹۳)<<اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران>>نشریه پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران دوره ۳ شماره ۱۲

۲-ابراهیمی ،سید نصراله <<مدیریت تفسلی ریسک درتنظیم قراردادهای بین المللی نفت >>مجله مطالعات حقوق انرژی دوره ۱ شماره ۱

۳-ابراهیمی،سیدنصراله(۱۳۹۱)<<آثار تحریم براجرای قراردادهای بازرگانی بین المللی از منظر فورس ماژور>>دوفصلنامه دانش حقوق مدنی ،شماره ۲

۴-احمدی،معین(۱۳۹۶)<<ارزیابی نحوه پوشش ریسک های متداول قراردادهای نفتی در قراردادهای جدید IPC .<< پایان نامه کارشناسی ارشد رشته عمران گرایش مدیریت ساخت و پروژه .دانشگاه صنعتی شریف دانشکده مهندسی عمران

۵-امامی میبدی،علی(۱۳۹۶)<<بررسی موانع انتقال فناوری در قرارداد بیع متقابل و ارزیابی ریسک انتقال فناوری در قرارداد جدید نفتی ایران (ipc)با روش (FMEA)پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ،سال ۶ شماره ۲۲

۶-امامی میبدی ،علی (۱۳۹۶)<<ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک TOPSIS.فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی سال ۱۳ شماره ۵۵

۷-بردبار،آرزو(۱۳۹۲)شناسایی وتخصیص ریسک پروژه های عمرانی در قراردادهای باسیستم اجرای متعارف ،اولین کنفرانس ملی مدیریت پروژه های ساخت .

۸-حاتمی ،علی وکریمیان،اسماعیل(۱۳۹۳)<<حقوق سرمایه گذاری خارجی در پرتو قانون وقراردادهای سرمایه گذاری>>تهران ،انتشارات نیسا،چاپ اول.

۹-دیباوند،هادی،طرهری فرد،علی،فریدزاد،علی،تکلیف،عاقله.(۱۳۹۷)<<مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدیدنفتی ایران (ipc)وبیع متقابل مطالعه موردی فازهای ۴و۵ میدان گازی پارس جنوبی >>پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران سال ۷ شماره ۲۶

۱۰-سلیمی نمین،سمیرا(۱۳۸۶)<<مدیریت ریسک و مدیریت استراتژیک >>نخستین کنگره بین المللی مدیریت رسیک ،تهران

۱۱-شیرین آبادی فراهانی(۱۳۹۶)<<بررسی تاثیر ریسک های استراتژیک بازار نفت در قراردادهای فروش نفت خام مجله اکتشاف وتولید نفت و گاز شماره ۱۴۴

۱۲-صاحب هنر ،حامدولطفعلی پور،محمدرضا وهوشمند،محمود و فیضی ،مهدی (۱۳۹۶)<<مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدیدنفتی ایران (ipc)و قراردادهای مشارکت در تولید مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی >>فصلنامه نظریه های کاربردی اقتصاد دوره ۴

۱۳-طاهری فرد،علی.صاحب هنر، حمید(۱۳۹۵)مقایسه قراردادهای بیع متقابل ،معاونت پژوهشهای اقتصادی مجلس

۱۴-عامری،فیصل(۱۳۸۹)<<معاهدات ناظر بر همکاری های دولتی ونقش آن ها در انتقال تکنولوژی>>مجله حقوق عمومی ،شماره ۳

۱۵-عظیمی زرین،حمیرا(۱۳۹۵)<<تحلیل حقوقی قرارداد جدید بالادستی نفتی ایران(ipc)پایان نامه کارشناسی ارشد حقوق خصوصی دانشگاه علامه طباطبایی ،دانشکده حقوق و علوم سیاسی

۱۶-عیوضلو،رضا(۱۳۹۷)<<ارزیابی مقایسه ای عامل ریسک شرکت ملی نفت ایران در قراردادهای IPC بیع متقابل ومشارکت درتولید >>نشریه پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران شماره ۲۸.

۱۷-کاتوزیان ،ناصر،مسولیت مدنی ،جلد اول ،چاپ یازدهم ،۱۳۹۱

۱۸-کاتوزیان ،قواعد عمومی قراردادها ،جلد اول ،چاپ هفتم ۱۳۸۵

۱۹-کریمی،آیت.(۱۳۹۱)کلیات بیمه ،چاپ دوم .تهران

۲۰-نیکبخت،حمیدرضا و موسوی،سیدحسن (۱۳۹۴)<<اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران >>فصلنامه تحقیقات حقوقی،شماره ۷۲.