

Comparative analysis of buy back and IPC oil contract in Iranian legal system

Nazanin Shahbazpour¹
Maryam Moradi²
Seyed Bagher Mir Abbasi³

Received: 24 June 2023

Reception: 17 October 2023

Abstract

Buy back contracts have long been used as the most important form of contract in Iran's oil and gas industry. Over time, with the identification of gaps and shortcomings in this contract and due to the political and economic conditions created, and according to the Law on Duties and Powers of the Ministry of Oil, a new contract format called IPC was designed and introduced. In this research, by adapting and comparing these two contractual formats regarding four factors: financial system, the presence of the contractor in the stages of exploration, development, production, technology transfer and the obligation to use the internal share to find the differences between these two contracts in the mentioned cases. The results of the study show that IPC contracts are more focused than cross-selling contracts on the issue of the requirement to transfer technology and use the internal share by the foreign contractor. The possibility of the contractor to be present in all three stages of exploration, development and production is provided simultaneously, and incentives and incentives are considered in the costs and wages of the contracting party.

Key words

Buy back, IPC, oil contracts, financial system, and oil and gas industry

¹ Student, Department of International Law, Qeshm Branch, Islamic Azad University, Qeshm, Iran

² Assistant Professor, Department of Law, Islamic Azad University, Qeshm International Campus, Iran

³ Professor, Department of International Law, University of Tehran, Iran

تحلیل مقایسه ای و سیاسی قراردادهای نفتی بیع متقابل و IPC در نظام حقوقی سیاسی ایران

نازنین شهنازپور^۱
 تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۰۳
 مریم مرادی^۲
 تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۷/۲۵
 سید باقر میرعباسی^۳

چکیده

قراردادهای بیع متقابل تا مدت‌ها به عنوان مهم‌ترین قالب قراردادی در صنعت نفت و گاز ایران مورد استفاده قرار می‌گرفت. به مرور زمان و با مشخص شدن خلاءها و نواقص این قرارداد و با توجه به شرایط سیاسی و اقتصادی ایجاد شده و بر اساس قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، قالب قراردادی جدید موسوم به IPC طراحی و معرفی گردید. در این تحقیق با تطبیق و مقایسه این دو قالب قراردادی در خصوص چهار عامل: نظام مالی، حضور پیمانکار در مراحل اکتشاف، توسعه، تولید، انتقال تکنولوژی و الزام به استفاده از سهم داخل در پی یافتن تفاوت‌های این دو قرارداد در موارد ذکر شده هستیم. نتایج بررسی نشان می‌دهد قراردادهای IPC نسبت به قراردادهای بیع متقابل تأکید و توجه بیشتری نسبت به موضوع الزام به انتقال تکنولوژی و استفاده از سهم داخلی از سوی پیمانکار خارجی شده است. امکان حضور پیمانکار در هر سه مرحله اکتشاف، توسعه و تولید به صورت توأمان فراهم شده است و در بخش هزینه‌ها و دستمزد طرف قرارداد، مشوق و انگیزه‌هایی در نظر گرفته شده است.

واژگان کلیدی

بیع متقابل، IPC، قراردادهای نفتی، نظام مالی، صنعت نفت و گاز.

^۱ دانشجوی گروه حقوق بین الملل، واحد قشم، دانشگاه آزاد اسلامی، قشم، ایران
^۲ استادیار گروه حقوق، دانشگاه آزاد اسلامی پردیس بین الملل قشم، ایران
^۳ استاد گروه حقوق بین الملل، دانشگاه تهران، ایران

۱- مقدمه

قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز که مشتمل بر انجام عملیات نفتی در مراحل اکتشاف، توسعه و تولید به صورت جداگانه یا توامان می‌گردند، به واسطه ویژگی‌های خاص خود از قراردادهای بسیار مهم و پیچیده در میان سایر قراردادهای نفتی می‌باشند. ماهیت و ویژگی خاص کالای موضوع قرارداد (نفت، گاز یا سایر مشتقات نفتی و گازی) و چند بعدی بودن این کالا سبب شده است، این نوع قراردادها همواره از اهمیت بسیار بالایی برخوردار باشد. این قراردادها در دسته قراردادهای بلندمدت جای می‌گیرند که حقوق و تعهدات طرفین طی مدت قرارداد و در دوره زمانی طولانی استمرار می‌یابد. (حسین‌آبادی، ۶۹۱، ۱۳۷۶) در نظام‌های حقوقی مختلف، انتخاب قالب و نوع قرارداد بالادستی تابعی از شرایط سیاسی، اقتصادی بوده و قوانین، مقررات و اسناد بالادستی تعیین‌کننده قالب‌های قراردادی مجاز می‌باشند. در نظام حقوقی ایران، از ابتدای پیدایش نفت و گاز تاکنون، قالب‌های قراردادی گوناگونی در این صنعت مورد استفاده قرار گرفته است. این قراردادها شامل قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید، خدماتی، بیع متقابل و قالب قراردادی جدید موسوم به ^۱IPC می‌گردد. در این تحقیق با نگاهی تطبیقی به بررسی دو قالب قراردادی بیع متقابل و قالب جدید قراردادهای نفتی در صنعت نفت و گاز ایران از منظر نظام مالی، حضور پیمانکار در مراحل اکتشاف، توسعه، تولید، استفاده از توان داخلی و انتقال تکنولوژی خواهیم پرداخت و تفاوت‌های این دو نوع قرارداد را بیان خواهیم کرد. در خصوص موضوع فوق تاکنون تحقیقات زیادی به عمل نیامده است و با توجه به جدید بودن قراردادهای IPC در نظام حقوقی ایران، در خصوص تحقیقات تطبیقی در این ارتباط، ضعف ادبیات حقوقی وجود دارد. سوال اصلی تحقیق این است: تفاوت‌های موجود بین دو قالب قراردادهای نفتی بیع متقابل و IPC از نظر نظام مالی و هزینه‌ای، حضور پیمانکار در مراحل اکتشاف، توسعه، تولید، استفاده از توان داخلی و شرط انتقال تکنولوژی چیست؟ مطلب تحقیق در پنج گفتار سازماندهی شده و پس از تعریف مفاهیم و بیان کلیات، در چهار گفتار مجزای دیگر، تفاوت‌های دو نوع قرارداد ذکر شده از جهت موارد یادشده، بیان می‌گردد.

۱- تعاریف و کلیات

۱-۱- تعریف قراردادهای نفتی

سرمایه گذاری و انجام عملیات نفتی توسط بخش خصوصی و دولتی، اعم از داخلی و خارجی از طریق انعقاد قراردادهای نفتی انجام می‌شود. قرارداد نفتی قراردادهای تجاری الزام‌آور منعقد بین طرفین قرارداد جهت انجام فعالیت نفتی اعم از اکتشاف، توسعه و تولید، حمل و نقل و فرآوری و بازاریابی و فروش و تمامی قراردادهای لازم جهت انجام هر یک از این فعالیت‌ها می‌شود. در بند ۱۶ ماده ۱ قانون نفت مصوب ۱۳۶۶ خورشیدی که در سال ۱۳۹۰ خورشیدی اصلاح گردید در تعریف قرارداد نفتی آمده است: «قرارداد نفتی: توافق دو یا چندجانبه بین وزارت نفت یا هر یک از شرکت‌های اصلی تابعه آن یا هر واحد عملیاتی با یک یا چند واحد عملیاتی یا اشخاص حقیقی یا حقوقی در داخل یا خارج از کشور که بر اساس قوانین موضوعه، انجام تمام یا قسمتی از عملیات بالادستی و پایین‌دستی و یا تجارت نفت، فرآورده‌های نفتی و محصولات پتروشیمیایی، مورد تعهد قرار می‌گیرد». این عبارت قرارداد نفتی را شامل فعالیت‌های بالادستی، پایین‌دستی و تجارت نفت و فرآورده‌های آن لحاظ کرده است. باید در نظر داشت که مفهوم «قراردادهای نفتی» غالباً ناظر بر قراردادهای بالادستی مشخصی است که بین شرکت ملی نفت یا کارفرما از یک طرف و شرکت‌های نفتی بین‌المللی یا پیمانکاران از طرف دیگر برای انجام عملیات بالادستی از قبیل اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری منعقد می‌شود، (smith, 2010, 18) ولی در واقع به علت گستردگی و پیچیدگی و چند وجهی بودن صنعت نفت و گاز در دنیا، این صنعت مشتمل بر قراردادهای بسیار متنوع در ارتباط با بخش‌های مختلف فعالیت‌های نفتی بوده و صرفاً مشتمل بر قراردادهای بالادستی نمی‌شود و دایره شمول بسیار گسترده‌ای دارد. بنابراین در یک تعریف کلی می‌توان قرارداد نفتی را می‌توان قراردادهایی دانست که مرتبط با بخش‌های مختلف صنعت نفت و گاز در ابعاد فنی، اقتصادی، سرمایه‌گذاری، فناوری، مالی و مالیاتی، زیست محیطی و حقوقی تنظیم می‌گردد.

۲-۱- قراردادهای بیع متقابل

در ایران، پس از مصوب کردن آخرین قانون نفت پیش از انقلاب اسلامی ایران، یعنی قانون سال ۱۳۵۳ و تشکیل ۶ قسم از قراردادهای خدمت بر اساس آن، صنعت نفت و گاز با مکتبی تقریباً ۲۰ ساله در این حیطة مواجه بوده است. به عبارت دیگر، نه قانون‌گذاری نوینی انجام گرفته و نه در حوزه بالادستی، قرارداد کامل برای اکتشاف و توسعه بسته شده است. بعد از این وقفه و سکون بیست ساله، طبق قوانین بودجه سنواتی انعقاد و بستن قرارداد تازه ای در صنعت

نفت ایران مجوز گرفت که بعدها بیع متقابل نام یافت و تا چند سال تنها قرارداد حاکم بر حوزه فعالیت‌های بالادستی نفت و گاز محسوب می‌شود. در قرارداد بیع متقابل^۲ که در زمره ی قراردادهای خدماتی^۳ تقسیم بندی می‌شود، شرکت سرمایه‌گذار خارجی تمام اقسام سرمایه‌گذاری مانند نصب تجهیزات، راه‌اندازی و انتقال تکنولوژی را بر عهده می‌گیرد و بعد از فعال سازی به کشور میزبان تحویل داده می‌شود. (Roberts, 2016, 37). واریسی روال و روش اجرای قراردادهای بیع متقابل با توجه به تعداد و حجم و گنجایش قراردادهای به کار بسته شده و مشارکت شرکت‌های عظیم نفتی در اجرای پروژه‌های بزرگ نفت و گاز ایران با وجود در تنگنا قرار دادن فعالیت آنها در ایران نشان می‌دهد قراردادهای به شیوه بیع متقابل تا اواخر دهه ۱۳۷۰ برای سرمایه‌گذاران خارجی جذابیت داشته و توانسته سرمایه‌گذاران خارجی را جذب نماید که از عوامل آن میتوان به، رونق اقتصاد جهانی در این برهه و زمان و منابع مالی در اختیار شرکت‌های عظیم نفتی، علت و محرک شرکت‌های نفتی برای فعالیت و کسب تجارب کافی از میدان های نفت و گاز ایران و فعل و انفعالات سیاسی داخلی کشور بوده که مسئولان امر به دنبال پیشرفت میادین و همچنین ایجاد امنیت و قدرت ملی، منطقه‌ای و جهانی، همراه با عوامل انگیزشی بستر سرمایه‌گذاری برای خارج به وجود آوردند (زهدی، ۱۳۸۷، ۸).

عبارت بیع متقابل برگردان عبارت لاتین Buy Back است که در ترجمه دقیق به معنی "توافق بازخرید محصول" است. (حاتمی، کریمیان، ۱۳۹۴، ۶۵۳) بیع متقابل یا معاملات دو جانبه یا دو طرفه، به مجموعه‌ای از روش‌های معاملاتی گفته می‌شود که به سبب آن سرمایه‌گذار متعهد می‌شود، تمام یا قسمتی از تسهیلات مالی چه نقدی یا غیرنقدی را برای تأمین کالاها و خدمات مورد نیاز، شامل کالاهای سرمایه‌ای، واسطه‌ای، مواد اولیه یا خدمات، برای ایجاد، توسعه، بازسازی و اصلاح واحدهای تولیدی یا خدماتی در اختیار سرمایه‌پذیر قرار دهد و باز دادن تسهیلات که حاوی اصل و هزینه‌های همراه آن است را از محل و جای صدور محصولات، کالا و خدمات تولیدی سرمایه‌پذیر اخذ کند. (خالقی، ۱۳۹۳، ۱۶)

بر اساس این قراردادها، پیمانکار هیچگونه حقی در رابطه با مالکیت مخزن و تولیدات آن نخواهد داشت و تنها با توافق طرفین قرارداد، بخشی از محصولات تولیدی می‌تواند در راستای بازپرداخت هزینه‌های طرح به پیمانکار

2 Buy back

3 Service contract

داده شود. در قراردادهای بیع متقابل، بازپرداخت وجوه به صورت نقدی و غیرنقدی امکان‌پذیر است و در طرح‌های نفتی بیع متقابل، معمولاً بازپرداخت اصل تسهیلات و سود سرمایه‌گذاری، پس از بهره‌برداری طرح و آغاز تولید انجام می‌شود و از محل تحویل محصولات تولیدی یا درآمدهای حاصل از فروش این محصولات تأمین می‌گردد. بیع متقابل معمولاً برای انجام طرح‌هایی صورت می‌گیرد. (نوذری، ۱۳۹۷، ۳۰).

۳-۱- قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)

پیامد بستن و اجرای تعدادی قرارداد بیع متقابل در زمانی نزدیک به سه دهه در پروژه‌های صنعت نفت و گاز کشور، نقص‌های این ساختار قراردادی، به خصوص از نظر شرکت‌های بین‌المللی خارجی روشن شده است.

اختصاص نیافتن قسمتی از نفت و گاز تولیدی به پیمانکار و همچنین، بیان شبهات در مورد امکان شناخت ذخایر موضوع و مبحث قرارداد، کوتاه بودن زمان این قراردادها و عدم مشارکت شرکت‌های نفتی در مرحله‌ی تولید و مورد قبول نبودن رژیم مالی این قرارداد برای شرکت‌های بین‌المللی خارجی، به عنوان قسمتی از این نقوص همیشه مورد اشاره‌ی طرف‌های خارجی قراردادهای شرکت ملی نفت ایران بوده است. در راستای حل ایرادات مطروحه در مورد قرارداد بیع متقابل و جذب منابع مالی به پروژه‌های نفت و گاز کشور، قرارداد جدید و نوین نفتی ایران به نام IPC از سوی شرکت ملی نفت ایران شناسانده شد. (Ghorbani, 2017, 68)

وزارت نفت در راستای رفع چالش‌های پیش‌گفته و در اجرای قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱ به معرفی قرارداد جدیدی با عنوان قرارداد نفتی ایران اقدام کرد و هیئت وزیران به استناد جزء ۳ بند «ت» ماده ۳ و ۷ قانون مذکور، شرایط عمومی، ساختار و الگوی این قرارداد را طی تصویب نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت ۵۳۳۶۷ ه ۹۵/۵/۱۶ به تصویب رساند. قرارداد نفتی ایران نیز بر اساس مفاد تصویب نامه فوق که اجرای آن برای شرکت ملی نفت ایران الزام‌آور است، تهیه شده است. (نیکبخت و همکاران، ۱۳۹۷، ۵۵۲)

پیش‌نویس قرارداد نفتی ایران در وضعیت تهیه شده است که شرکت ملی نفت ایران به دلیل تحریم‌های ایجاد شده علیه جمهوری اسلامی ایران در سال‌های پیش با مشکل سرمایه‌گذاری مواجه بوده است و در واقع، هدف اولیه از تهیه‌ی این قرارداد، بیشترین جذب منابع مالی از خارج از کشور به پروژه‌های صنعت نفت و گاز کشور است. (Shiravi, 2015, 269)

۴-۱- مقایسه نظام مالی قراردادهای بیع متقابل و IPC

قراردادهای بیع متقابل یکی از مدل های قراردادهای خدمت است که ویژگی های خاص خود را دارد و از این جهت تقریباً با نام یک روش قراردادی جداگانه گفته میشود. قراردادهای بیع متقابل ممکن است فقط برای پیشرفت حوزه مکشوف و یا برای کشف و پیشرفت به صورت همزمان استفاده شود. از آنجا که بیشتر قراردادهای بیع متقابل که تا حالا بسته شده اند و تمامی قراردادهایی که تا این زمان اجرا شده اند فقط برای توسعه میدان بوده اند.

۵-۱- مقایسه قراردادهای بیع متقابل و IPC از منظر هزینه های قرارداد

در قراردادهای بیع متقابل هزینه های نفتی^۴ به چهار دسته تقسیم می شوند که بازپرداخت هر گروه پیرو قواعد خاصی است. این هزینه ها این موارد را شامل می شود: هزینه های سرمایه ای^۵، هزینه های غیرسرمایه ای^۶، هزینه های عملیاتی^۷ و هزینه های بانکی^۸. در بیشتر قرارداد های بیع متقابل این هزینه ها بیان شده است. در بخش تعاریف قرارداد IPC نیز در کنار تعاریف اصطلاحات به کار رفته در قرارداد، انواع هزینه های قراردادی مورد تعریف و شناسایی قرار گرفته است.

۱-۵-۱- هزینه های سرمایه ای

به تمامی هزینه های پیشرفت میدان که مطابق با مواد قرارداد انجام شده و براساس اصول حسابداری در حساب پروژه ذکر می شود، منوط به اینکه آنها ذیل هزینه های دیگر قرار نگیرند. در واقع به هزینه هایی که از زمان مؤثر شدن قرارداد تا اتمام عملیات توسعه، به شیوه مستقیم و جهت اجرای عملیات توسعه، به صورت و شرحی که در رویه حسابداری^۹ آمده است، قرار میگیرد، هزینه های سرمایه ای گفته می شود. (William, 2016, 64) مهم ترین هزینه های سرمایه عبارت از: هزینه های مربوط به تحصیل، بهره برداری، تجدید و رهاسازی منطقه قراردادی، نیروی انسانی و هزینه های مربوطه، تجهیزات و مواد اولیه، هزینه حمل و نقل تجهیزات و مواد اولیه، هزینه های انواع خدمات مربوط به عملیات

-
- 4 Petroleum Costs
 - 5 Capital costs (CAPEX)
 - 6 Non capital cost
 - 7 Operation costs
 - 8 Bank charges
 - 9 Accounting procedures

توسعه، خسارات و ضررهای وارد شده به اموال پروژه و اشخاص ثالث، هزینه‌های مربوط به تهیه پوشش‌های بیمه‌ای، هزینه‌های مربوط به دفاتر، کمپها، تأسیسات و تسهیلات جانبی و هزینه‌های مربوط به کمیته مشترک مدیریت و کمیته‌های فرعی.

در قراردادهای نسل اول و دوم بیع متقابل در زمان انعقاد قرارداد و در قراردادهای نسل سوم بیع متقابل، ۱۸ ماه بعد از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مشخص می‌گردد و در صورتی که هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار از سقف مذکور زیادتر شود، اضافی هزینه صورت گرفته وصول نمی‌گردد. هزینه‌های سرمایه‌ای با هزینه‌های بانکی و دستمزد پیمانکار از ابتدا به طور ثابت مشخص گردیده و طی اقساط ۵ الی ۷ ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه از محل حداکثر ۶۰ درصد درآمد فروش نفت به پیمانکار وصول می‌گردد.

۲-۵-۱- هزینه‌های غیر سرمایه‌ای

مخارجی هستند که توسط پیمانکار به صورت غیرمستقیم، ولی ضرورتاً برای اجرای عملیات توسعه، برعهده گرفته و پرداخت می‌شود. این هزینه‌ها محدود به عوارض قانونی و کسورات و سایر هزینه‌هایی هستند که در قرارداد و ضمیمه حسابداری، به عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای طبقه‌بندی می‌شود و هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی، پشتیبانی تولید و بانکی را در بر نمی‌گیرد. برای این نوع هزینه‌ها سقفی مشخص نمی‌شود ولی بر اساس قرارداد به منظور کنترل این هزینه‌ها، درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای به عنوان، سقف تقریبی و تخمینی برای هزینه‌های غیرسرمایه‌ای تعیین می‌شود. در ضمیمه رویه حسابداری، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای شامل مواردی مانند کسورات و عوارض قانونی، هزینه‌های مربوط به همیاری و پشتیبانی شرکت ملی نفت، هزینه مربوط به آموزش کارکنان ایرانی، هزینه‌های مربوط به بررسی کیفیت و قیمت خدمات، تجهیزات و مواد اولیه مورد استفاده در عملیات توسعه و عملیات بهره‌برداری توسط بازرس و کارشناس، هزینه‌های مربوط به انتصاب کارشناس حسابداری و رفع اختلافات مربوط به حساب‌های پروژه بین طرفین، هزینه درخواست مجوزها و اخذ تاییدیه‌ها. مالیات پرداخت شده به پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیرمستقیم به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. (Johnston, 2004,)

67) در مقدمه قرارداد بیع متقابل میدان سوسنگرد، این هزینه ها تعریف شده است.^{۱۰}

۳-۵-۱- هزینه‌های عملیاتی

به هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که پس از تصویب شرکت ملی نفت، مستقیماً، منحصراً و ضرورتاً برای اجرای فعالیت‌های عملیاتی^{۱۱}، تأمین پوشش بیمه‌ای برای تاریخ پس از تحویل پروژه، تأمین قطعات یدکی، توسط پیمانکار تعهد و پرداخت می‌شوند. هزینه‌های عملیاتی شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، پشتیبانی تولید و هزینه‌های بانکی نمی‌شوند. کلیه هزینه‌ها و مخارجی که مستقیماً و انحصاراً به منظور اجرای فعالیت‌های عملیاتی پرداخت می‌شود، در حساب هزینه‌های عملیاتی منظور می‌شوند. این نوع هزینه‌ها در قرارداد بیع متقابل میدان سوسنگرد تعریف شده است.^{۱۲}

۴-۵-۱- هزینه‌های بانکی

در قرارداد بیع متقابل، هزینه‌های بانکی برای جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه تدارک دیده شده است. طبق موافقت دو طرف، به پرداخت‌های نقدی و تعهد شده توسط پیمانکار، هزینه‌های بانکی با روش مراحبه مرکب اختصاص می‌یابد این هزینه‌ها به صورت و روش ماهیانه حساب گردیده و تاریخ احتساب آن‌ها از روز نخست اولین ماه بعد از ماهی است که هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای تعهد و پرداخت شده است. نرخ محاسبه هزینه‌های بانکی، از جمع نرخ بهره لایبور به علاوه ۰/۷۵ یا درصد دیگر مورد توافق به دست می‌آید. هزینه‌های بانکی به هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای تعلق می‌گیرد. در بیع متقابل، حق الزحمه‌های پیمانکار، هزینه‌های جاری ظرف مدت ۹۰ روز از تاریخ تعهد و پرداخت، هزینه‌هایی که ناشی از تخلف پیمانکار از اجرای عملیات توسعه مطابق استانداردهای عمومی صنعت

¹⁰ "Non-Capital Costs" means all relevant costs incurred by Contractor in the conduct of the activities carried out under this Contract: (except Capital Costs and Operating Costs), including and limited to training costs, Iranian Charges (as defined in Clause 8) and other costs as specifically provided for in this Contract;

¹¹ Operation activities

¹² "Operating Costs" means all current costs, including but not limited to costs of technical assistance to N.I.O.C., incurred by Contractor in the conduct of the development and production operations activities carried under this Contract, except Capital Costs, and Non-Capital Costs;

نفت باشد، از شمول هزینه‌های بانکی مستثناست. (Ghorbani, 2017, 31)
 هزینه‌های بانکی به کلیه هزینه‌های صورت گرفته تعلق گرفته و تقریباً برابر با
 نصف هزینه سرمایه‌ای بوده است.^{۱۳}

در قراردادهای IPC، هزینه‌های قراردادی به چهار دسته تقسیم می‌شوند:
 الف: هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای^{۱۴}: مستند به بند «ص» ماده ۱ شرایط
 عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوب هیئت
 وزیران ۱۳۹۵ با اصلاحات بعدی و ماده ۱.۵۱ قرارداد IPC، عبارت است از
 تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای برای پیشرفت، بهبود یا افزایش ضریب بازیافت
 مخزن، مانند تمامی هزینه‌های مدیریتی، مهندسی، حفاری، ساخت تمام
 تأسیسات روزمینی و زیرزمینی لازم برای قابل بهره‌برداری کردن میدان یا مخزن
 نظیر تأسیسات فرآوری، انتقال، تزریق، تأسیسات فرآیندی و جنبی و راه‌اندازی
 کلیه واحدها، هزینه انجام شده در مرحله اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان
 و نیز انجام مرمت، بازسازی‌ها و نوسازی‌های لازم در میدان‌ها یا مخزن‌های در
 حال تولید.^{۱۵}

ب: هزینه‌های غیرمستقیم^{۱۶}: براساس بند «ض» ماده ۱ شرایط عمومی،
 ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوب هیئت وزیران ۱۳۹۵
 با اصلاحات بعدی و ماده ۱.۷۹ قرارداد IPC^{۱۷}، کلیه هزینه‌هایی که به دولت،
 وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی از جمله شهرداری‌ها از قبیل انواع مالیات‌ها،
 عوارض، گمرک و بیمه تأمین اجتماعی پرداخت می‌شود. مستند به تبصره این
 بند، پرداخت مالیات، عوارض و سایر پرداخت‌های قانونی بر عهده و از تکالیف
 طرف دوم قرارداد و به تبع آن، تسویه حساب با دستگاه‌های ذی صلاح نیز از

¹³ "Cost of Money" means the sum of money applicable to Indirect Costs and the Operating Costs that due to the Contractor by NIOC on the Current Basis and Direct Capital Costs if the recovery of such costs by the Contractor were delayed for reason attributable to NIOC, such costs bear Cost of Money and shall be calculated for each Day overdue compounded monthly at LIBOR plus ___percent (___%) pursuant to Section ___ of the Accounting Procedures;

¹⁴ Direct Capital Cost(DCC)

¹⁵ means for each Field, any and all costs, and expenditures of drilling and Development Operations incurred and paid by Contractor, from the Effective Date for as long as this Contract is in force

¹⁶ Indirect Cost(IDC)

¹⁷ means any and all costs which are incurred and paid by Contractor, related to and connected with the Petroleum Operations of the Field, to the Iranian governmental organizations and offices such as the Iranian Corporation Income Tax, Value Added Tax, withholding tax, Social Securities, Custom Duties, payment of any lawful Iranian levies, fees and charges imposed by NIOC

تکالیف وی می‌باشد. این پرداخت‌ها بر پایه اعلام مراجع قانونی دریافت کننده عیناً به عنوان هزینه‌های غیرمستقیم پذیرفته شده و به ترتیب مقرر در این تصویب نامه، در وجه طرف دوم قرارداد بازپرداخت خواهد شد. (Roberts, 2016, 15)

ج: هزینه‌های تأمین مالی^{۱۸}: بر اساس بند «ط» ماده ۱ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوب هیئت وزیران ۱۳۹۵ با اصلاحات بعدی و ماده ۱.۳۳ قرارداد^{۱۹} IPC، این هزینه‌ها شامل مبلغی است که بر کلیه هزینه‌های تأمین مالی طرف دوم قرارداد به میزان و شرایطی که در قرارداد تعیین می‌شود تحمیل می‌شود.

د: هزینه‌های بهره‌برداری^{۲۰}: برابر بند «ط» ماده ۱ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوب هیئت وزیران ۱۳۹۵ با اصلاحات بعدی و ماده ۱.۱۰۰ قرارداد^{۲۱} IPC، تمامی مبالغی که طرف ثانی قرارداد طبق قرارداد، برای انجام عملیات بهره‌برداری و طبق شرایط درج شده در قرارداد و استانداردهای حسابداری هزینه می‌کند، هزینه‌های بهره‌برداری نامیده می‌شود.

۶-۱- مقایسه قرارداد بیع متقابل و IPC از منظر نحوه پرداخت دستمزد

در قراردادهای بیع متقابل، دریافتی و مزد پیمانکار طبق نرخ بازدهی در زمان عقد قرارداد مشخص می‌گردد که برابر پنجاه درصد هزینه‌های سرمایه‌ای بوده و در معیت با هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی در اقساط برابر ماهیانه، در دوره ۵-۷ ساله به پیمانکار وصول می‌گردد. اندازه دستمزد ثابت بوده و در صورت نرسیدن به سطح تولید قراردادی، هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی به پیمانکار داده می‌شود و فقط دریافتی و مزد معین شده به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد.

در این قراردادها، سطح تولید قراردادی در اول قرارداد و طبق اطلاعات نخستین و تقریباً قدیمی تعیین می‌شود. قرارداد تماماً انعطاف‌ناپذیر بوده و

18 Cost of Money (COM)

19 means the sum of money applicable to Indirect Costs and the Operating Costs that due to the Contractor by NIOC on the Current Basis and Direct Capital Costs if the recovery of such costs by the Contractor were delayed for reason attributable to NIOC

20 Operatin costs

21 means all costs and expenses incurred and paid by Contractor related to and connected with the Production Operations in accordance with the Production Operations Plan and respective Work Program and Budget, except Capital Costs, Indirect Costs, and Cost of Money.

هزینه‌های سرمایه‌ای از سقف مشخصی پیروی میکردند. در هر سه نسل قراردادهای بیع متقابل، نه تنها پیمانکار سهمی در سود برخوردار بوده از افزایش قیمت نفت ندارد، ایضا با توجه به سقف ۶۰ یا ۵۰ درصدی بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل درآمد میدان، در صورت کاهش قیمت نفت از یک سطح مشخصی که برای هر قرارداد متفاوت است، دستمزد پیمانکار تقلیل میابد. در نقطه مقابل در قرارداد IPC، براساس ماده ۱۵.۳ این قرارداد، دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه تعیین می‌گردد و نرخ آن بر اساس عوامل پنج گانه (قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل R و سطح تولید) شناور است. نرخ پایه دریافتی طبق سطح قیمت متعادل می‌گردد. وجود رابطه بین دریافتی و قیمت نفت سبب می‌شود میل و کشش سرمایه‌گذاری برای پیمانکار در ایام افزایش قیمت نفت در مقایسه با سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری برای پیمانکار حفظ گردد. (Taverne, 2010, 94)

نرخ پایه دستمزد متناسب با ریسک‌ها و مناطق مختلف عملیاتی تعیین می‌گردد و با اختصاص دستمزد بیشتری برای توسعه میداین مشترک، این میداین در اولویت قرار گرفته‌اند. در قرارداد IPC از شاخص صرفه‌جویی استفاده نشده است و جهت کنترل و جلوگیری از انجام هزینه‌های اضافی توسط پیمانکار، نظارت کمیته راهبری و تصویب و تأیید برنامه و بودجه سالیانه توسط این کمیته مد نظر قرار گرفته است.

۷-۱- مقایسه قراردادهای بیع متقابل و IPC از منظر حضور پیمانکار در مراحل اکتشاف، توسعه، تولید

در قراردادهای بیع متقابل فرایند اکتشاف و پیشرفت از عملیات و فرایند تولید تماما جدا بوده است و پس از واگذاری پروژه به شرکت ملی نفت، رابطه‌ی میان پیمانکار و کارفرما فقط مختص به بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه و سود حفظ می‌شود و پیمانکار هیچ دلیلی برای نظارت و مشارکت در جریان تولید از میدان ندارد. اما از نظر حقوقی براساس قراردادهای نسل اول و دوم شرکت ملی نفت می‌تواند از مشاوره و راهنمایی پیمانکار در گام تولید در قالب توافقنامه ارائه خدمات فنی استفاده نماید و شرکت ذکر شده بر عملیات تولید در تمام مدت بازپرداخت هزینه‌ها و از طریق کمیته مدیریت مشترک^{۲۲} کنترل داشته باشد. (ابراهیمی و شیرجیان، ۳۴، ۱۳۹۳) اما همانطور که مطرح شد از

22 Joint management committee(JMC)

آنجا که پیمانکار هیچ سودی در گام تولید به جز وصول هزینه‌ها و دریافتی وی از محل ۶۰ درصد ارزش نفت تولیدی نداشته است و قیمت نفت نیز به اندازه ای زیاد بوده است تا وصول مذکور را حمایت کند. (Bunter, 2009, 17)

بعد از اجرای عملیات احراز تجاری بودن میدان، پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود. در این مرحله نیز به منظور اجرای عملیات، شرکت عملیاتی توسعه تشکیل شده و کلیه هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات توسعه در این مرحله بر عهده شرکت نفتی بین‌المللی می‌باشد. شرکت ملی نفت ایران در این مرحله نیز به عنوان شریک فنی بدون شرکت در هزینه‌ها و ریسک‌های این عملیات شرکت خواهد داشت. کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و هزینه‌های غیرمستقیم عملیات توسعه که به وسیله پیمانکار از طرف شرکت ملی نفت ایران پرداخت می‌شود، به همراه هزینه‌های بانکی از محل تولیدات قلیل تخصیص به شرکت مزبور مستهلک خواهد شد. بنابراین برخلاف مرحله اکتشاف که مشارکت شرکت ملی نفت صرفاً جنبه عملیاتی دارد، در مرحله توسعه بر حسب میزان سهام شرکت ملی نفت، پیمانکار سهم سرمایه‌گذاری این شرکت را متقبل می‌شود و بعداً این هزینه‌ها را از محل تولیدات قابل تخصیص به این شرکت مستهلک خواهد کرد. بنابراین برخلاف مرحله اکتشاف که مشارکت شرکت ملی نفت صرفاً جنبه عملیاتی دارد، در مرحله توسعه بر حسب میزان سهام شرکت ملی نفت، پیمانکار سهم سرمایه‌گذاری این شرکت را متقبل می‌شود و بعداً این هزینه‌ها را از محل تولیدات قابل تخصیص به این شرکت مستهلک خواهد کرد. در این قراردادها در صورتی که عملیات اکتشاف به کشف میدان تجاری منتهی نشود، هزینه‌هایی که پیمانکار در راستای اجرای عملیات متحمل شده، بازپرداخت نخواهند شد؛ ولی در صورت کشف میدان تجاری، هزینه‌های پیمانکار در مرحله اکتشاف به مرحله توسعه منتقل شده و در دوره‌ی استهلاک، بازیافت می‌شوند. (Brexendorff, 2007, 34)

۸-۱- مقایسه قراردادهای بیع متقابل و IPC از منظر انتقال تکنولوژی

شرط انتقال تکنولوژی^{۲۳} از مهم‌ترین شروط قراردادهای نفت و گاز است. (Boykett, 2012, p3) در قرارداد IPC، مطابق بند ۱۲.۱۱.۱۲، پیمانکار مکلف به ارائه طرح و برنامه انتقال تکنولوژی در قرارداد^{۲۴} می‌باشد. این شرط به خصوص برای کشورهایی که دارای منابع نفت و گاز بوده ولی از توانایی فنی

23 Transfer of technology

24 Transfer of Technology Plan.

و تکنولوژی متناسب برخوردار نیستند، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. اقدامات قراردادهای نفتی نشان می‌دهد که شرکت‌های نفتی خارجی در اصول قراردادهای جاری شده، نقش پررنگی در انتقال دانش و مهارت فنی و تربیت نیروهای توانمند و کارآمد نداشته‌اند. اگر رشدی در این حوزه، پیش از انقلاب اسلامی ایران یا پس از انقلاب اسلامی ایران به دست آمده است، متاثر از تلاش دانشجویان مستعد و استادان متعهد و دلسوز و حمایت بعضی مدیران بالای بخش نفت بوده است (درخشان، ۱۳۹۲، ۱۱۲).

در قراردادهای بیع متقابل، یکی از اهداف اصلی انعقاد این قراردادها، ایجاد توازن بین عملیات بالادستی و پایین دستی صنایع نفت و گاز است که این امر از طریق جذب و انتقال تکنولوژی و دانش فنی حاصل می‌شود. معمولاً در قراردادهای بیع متقابل، به موجب ضمیمه «برنامه انتقال تکنولوژی» شرکت طرف قرارداد متعهد می‌شود آخرین تکنولوژی اثبات شده در صنعت نفت و گاز در جهان را در پروژه، به کار گیرد و به شرکت ملی نفت ایران نیز انتقال دهد. به عنوان مثال، براساس ضمیمه «O» قرارداد بیع متقابل میدان نفتی آذر، پیمانکار اصلی و پیمانکاران فرعی متعهد هستند آخرین تکنولوژی و دانش فنی اثبات شده در صنعت نفت و گاز جهان را مطابق آنچه در طرح جامع توسعه^{۲۵} مقرر شده، در پروژه‌های توسعه میدان نفت و گاز در عملیات توسعه و عملیات تولید به کار گرفته شود و به شرکت ملی نفت ایران انتقال دهند و بر اساس این ضمیمه، پیمانکار و پیمانکاران فرعی مکلف شده‌اند در عملیات توسعه و تولید مطابق شرایط قرارداد لیسانس که با شرکت ملی ایران منعقد می‌کنند، از تکنولوژی و دانش فنی استفاده کنند. (حاتمی، کریمیان، ۶۶۰، ۱۳۹۳) تخلف پیمانکار از تعهد ذکر شده، از دلایل پایان دادن به قرارداد توسط شرکت ملی نفت می‌باشد. انتقال تکنولوژی روند پیچیده و سختی است و بدون مطالعه و تحقیقات لازم، نه تنها مفید نخواهد بود بلکه باعث از بین رفتن سرمایه و زمان، و تضعیف تکنولوژی می‌شود. روند انتقال تکنولوژی دارای مراحل گوناگون و پیوسته‌ای است که می‌توان آن‌ها را به سه بخش عمده تقسیم کرد. انتخاب کسب تکنولوژی، انطباق، کاربرد و جذب تکنولوژی، توسعه و انتشار تکنولوژی (یوسف‌پور، ۲، ۱۳۷۶)

به کارگیری تکنولوژی مدرن در عملیات نفتی و انتقال آن به دولت میزبان از مهم‌ترین اهداف قراردادهای نفتی می‌باشد. دولت‌های میزبان و شرکت ملی

نفت وابسته به آنها با بستن قرارداد با شرکت‌های نفتی بین‌المللی به دنبال راهیابی به تکنولوژی به روز صنعت نفت و به کارگیری آن در اقدامات نفتی هستند. مسئله انتقال تکنولوژی همانطور که در قراردادهای بیع متقابل پیش‌بینی شده بود و پیمانکار مکلف شده بود آخرین فناوری و دانش فنی را در طول دوره قرارداد به شرکت ملی نفت ایران منتقل کند، در قراردادهای IPC نیز این نکته مورد توجه قرار گرفته و در تصویب نامه هیأت وزیران نیز به این نکته تأکید شده است. در این قرارداد، طبق شرایط یک یا چند شرکت ایرانی اکتشاف و تولید، که شایستگی و اختیار آنها مورد تأیید شرکت ملی نفت ایران می‌باشد، در ماده ۲۱ قرارداد IPC پیمانکار مکلف به دادن برنامه انتقال و توسعه فناوری به عنوان قسمتی از برنامه مالی عملیاتی سالانه می‌باشد و همینطور در هر قرارداد سیاست‌های اجرایی و اقدامات اجرایی برای تحقق این موارد لازم است به صورت پیوست در قرارداد آورده شود. همچنین طبق تصویب نامه هیأت وزیران در این قراردادها پیمانکار مکلف به انجام بندهای انتقال و توسعه فناوری قرارداد اصلی در قراردادهای جاری شده با پیمانکاران فرعی خود می‌باشند. پیمانکار در این قراردادها ملزم به حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور بر اساس قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و دستورالعمل‌ها و آئین نامه های مربوط به آن می‌باشد. ضمناً در این قراردادها در شرکت بهره‌برداری سمت های مدیریتی طبق شرایط مورد توافق که در قرارداد ذکر می‌شود چرخشی بوده و سمت‌های مدیریت اجرایی به تدریج به اتباع ایرانی واگذار می‌شود تا امکان انتقال دانش فنی و مهارت‌های مدیریتی به طرف ایرانی به خوبی صورت پذیرد. برای دستیابی به این اهداف پیمانکار مکلف می‌شود با مشارکت شرکت ملی نفت ایران برنامه آموزشی تهیه کند که این برنامه شامل آموزش‌های جامع پروژه، آموزش عملیات توسعه، عملیات تولید، آموزش الزامات سلامتی و ایمنی و دیگر موارد مربوط به اجرای عملیات نفتی شود. همچنین در جهت نیل به این اهداف کارکنان شرکت ملی نفت ایران به طور مستقیم در سازمان عملیاتی پیمانکار حضور یافته و با دسترسی به تأسیسات و تجهیزات در فعالیتهای مربوط به عملیات نفتی مشارکت می‌کنند.

۹-۱- مقایسه قراردادهای بیع متقابل و IPC از منظر استفاده از توان داخلی

صنعت نفت و گاز یکی از صنایع عظیم است که به نیروی انسانی، تجهیزات و تأسیسات و خدمات بسیاری نیاز دارد. تأمین این عناصر از داخل

کشورهای صاحب منابع نفت و گاز تأثیر بسیار زیادی بر افزایش منافع، ارزش افزوده و تقویت بازار داخلی این کشورها دارد. در برخی از کشورها خصوصاً کشورهای که صنعت نفت و گاز ملی و انحصاراً در اختیار دولت است، عدم توجه به این موضوع ممکن است سبب تسلط کشورهای خارجی یا استثمار شود. در کشور ایران صنعت نفت و گاز بر اساس قانون اساسی یک صنعت ملی بوده و مدیریت و حاکمیت آن به نمایندگی از حکومت اسلامی بر عهده دولت است، به کارگیری نیروی داخلی و استفاده از توان فنی و مهندسی و خدماتی داخلی از اهمیت به سزایی برخوردار بوده است. (فرخانی، ابراهیمی، کاظمی، ۸۲، ۱۳۹۷) با توجه به اهمیت موضوع، یکی از مهم‌ترین موضوعات در قراردادهای نفتی در نظام حقوقی ما، الزام به استفاده از توان مهندسی، کالا، خدمات و توان داخلی یا اصطلاحاً سهم داخل^{۲۶} می‌باشد. در کشور ما این موضوع همواره مورد توجه قانون‌گذار بوده و به عنوان یکی از مهم‌ترین الزامات طرف قرارداد درج شده است. ماده ۲۱ قرارداد IPC، استخدام داخلی (محلی)^{۲۷} به عنوان یکی از مهم‌ترین تعهدات پیمانکار اصلی و فرعی درج شده است. براساس این ماده، پیمانکار و پیمانکاران فرعی آن متعهد خواهند شد که خدمات، مواد، تجهیزات، مواد مصرفی و سایر کالاهای ایرانی را که کیفیت و زمان تحویل آنها با کالاهای موجود در سطح بین‌المللی قابل مقایسه است، ترجیح دهند.^{۲۸} ماده ۲۱.۱ به موضوع استخدام ایرانیان پرداخته و ماده ۱۳ قرارداد بیع متقابل میدان نفتی سوسنگرد به این الزام اشاره نموده است.^{۲۹}

در قراردادهای نسل اول بیع متقابل، پیمانکاران مکلف به استفاده از تمام توان فنی و مهندسی موجود در کشور هستند.

در قرارداد بیع متقابل نسل دوم، پیمانکار مکلف است در اجرای قوانین و مقررات ایران، برای استفاده تمام از نیروها و کالاهای ایرانی، حداکثر ۵۱ درصد از هزینه سرمایه‌ای قرارداد را به این کار منظور دارد. و همینطور جرائمی برای قصور پیمانکار در اجرای این قوانین و عدم دستیابی به میزان مذکور در نظر

26 Local content

27 Local employment

28 The Contractor and its Sub-contractors shall undertake to give preference to Iranian services, Materials, equipment, consumables, and other goods whose quality and time of delivery are comparable to those available internationally.

29 Contractor shall give priority to qualified and experienced Iranian citizens in employment of personnel to carry out the Development Operations in Iran, in accordance with the laws of Iran limiting the employment of foreign personnel to only positions where qualified and experienced Iranian citizens are not available.

گرفته شده است که در صورت لزوم، اعمال خواهد شد. لکن چنانچه در این رابطه جریمه‌ای طبق مقررات و قوانین ایران، شامل پیمانکار گردد، جریمه قراردادی فوق‌الذکر، قابل بازنگری نخواهد بود.

در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل، نحوه استفاده از توان و ظرفیت‌های داخلی با جزئیات بیشتر ذکر شده است و پیمانکار مکلف به حداکثرسازی امکانات و توانمندی‌های داخل ایران در تمام فعالیت‌های مطالعاتی، مهندسی، پیمانکاری، ساختمانی، تأسیسات سطح الارضی و تحت الارضی، تأمین تجهیزات و کالاها و امور بازرگانی ذی ربط بر اساس دستورالعمل پیوست قرار داده شده است. همچنین برای تضمین تحقق این هدف در قرارداد مکانیسم جریمه و دستمزد در نظر گرفته است که در صورت افزایش یا کاهش درصد استفاده از نیروها و کالاهای ایرانی از میزان ۵۱ درصد به پیمانکار دستمزد یا جریمه تعلق خواهد گرفت. (Ebrahime, shiravi, 2003, 34) ماده ۱۳ قرارداد بیع متقابل نفتی آذر به موضوع استخدام و آموزش بومی اختصاص دارد.

در قرارداد IPC نیز استفاده از توان داخلی مورد تأکید بوده است. مستند به بند «ب» ماده ۴ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوب هیئت وزیران ۱۳۹۵ با اصلاحات بعدی، شخص دوم قرارداد، مکلف به استفاده تمام از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور طبق قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و استحکام آنها در امر صادرات مصوب ۱۳۹۸ می‌باشد. بر اساس بند «پ» همین ماده، شخص دوم قرارداد مکلف به استفاده ی تمام و کمال از نیروی انسانی داخلی در اجرای قرارداد و ارایه برنامه کامل آموزشی جهت پیشرفت کیفی این نیروها و انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم در ذیل هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای برای انجام برنامه‌های آموزشی و تحقیقاتی مانند توسعه و نوسازی مراکز تحقیقاتی موجود و احداث مراکز تحقیقاتی مشترک و یا اجرای طرح‌های تحقیقاتی مشترک می‌شود.

همانطور که بیان شد تدابیر حقوقی نمی‌تواند در این حوزه به تنهایی راه حل باشد، باید اصول کلی قرارداد به صورتی طراحی گردد که سبب کافی در طرف مقابل ایجاد گردد تا از ظرفیت‌های داخلی نهایت استفاده ممکن را نموده و از این طریق منافع خود را نیز تأمین نماید. برای مثال از آنجا که در قراردادهای بیع متقابل تمامی ریسک مربوط به عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی، افزایش هزینه‌ها بیش از سقف مجاز و تأخیر در اجرای عملیات و ساخت تجهیزات، بر

عاهده شرکت خارجی است و شرکت ملی نفت هیچ گونه خطرپذیری در این حوزه را قبول نمیکند، به طور طبیعی شخص مقابل برای حداقل نمودن ریسک خود نیروی انسانی ماهر و کالاها و تجهیزات اساسی خود را از شرکت‌های معتبر خارجی تأمین می‌نماید. (mabadi, 2007, 10).

این گونه برداشت میشود که استفاده از کالاهای داخلی و پرسنل ایرانی به دلیل ارزان‌تر بودن برای پیمانکار در اولویت است. اما از یک طرف بنیان قرارداد خدماتی است و پیمانکار نگرانی نسبت به بازیافت هزینه‌ها ندارد. و از طرفی دیگر در امور پیشرفته و حساس همچون لوله‌های بدون درز درون چاهی، کمپروسور و سایر تجهیزات سرچاهی به خاطر بالا بودن ریسک، مطلوب شرکت‌های خارجی‌باین است که از کالاها و تجهیزات خارجی مطمئن استفاده نمایند و نیروی ماهر خارجی را به کار گیرند. همچنین در صورت نبود نظارت مورد نیاز در روند مناقصات، ممکن است شرکت‌های ایرانی واسطه با وارد نمودن تجهیزات خارجی با نام کالای داخلی آن را به شرکت ملی نفت بفروشند و در عمل توان و ظرفیت داخلی توسعه پیدا نمیکند.

نتیجه‌گیری

صنعت نفت و گاز به عنوان یکی از مهم‌ترین صنایع که در عرصه داخلی و بین‌المللی از جنبه‌های اقتصادی، سیاسی، اجتماعی، امنیتی، فنی، زیست محیطی و حقوقی قابلیت تحلیل و بررسی دارد. رابطه بین فعالان این صنعت، در قالب قرارداد تنظیم می‌شود. انتخاب نوع و قالب قرارداد به عوامل و فاکتورهای مهمی بستگی دارد. در این تحقیق قراردادهای بیع متقابل و IPC به عنوان دو مورد از قالب‌های قراردادی به رسمیت شناخته شده در صنعت نفت و گاز ایران مورد بررسی تطبیقی قرار گرفت. مهم‌ترین وجه تمایز قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. این مسئله در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل باعث ایجاد انگیزه کافی برای پیمانکار جهت حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان و تولید صیانتی از میدان می‌گردد. و دریافتی پیمانکار طبق ۲ میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت، سطح تولید و نوع میدان شناور است. این مکانیسم باعث انعطاف‌پذیری کافی در قرارداد می‌گردد و با توجه به پذیرش ریسک کاهش تولید توسط پیمانکار، بهره‌گیری از دستمزد بیشتر یا کمتر در صورت افزایش یا کاهش قیمت نفت با لحاظ نمودن سقف و کف، تا حدودی این ریسک را جبران نموده و جذابیت قرارداد را نسبت به سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری پیمانکار، حفظ می‌نماید. با توجه به فلسفه ایجاد قالب قراردادی مذکور که در جهت ایجاد انگیزه و مشوق برای سرمایه‌گذاران خارجی، جهت حضور در صنعت نفت و گاز ایران پس از انعقاد توافقنامه برجام، به عنوان یک قالب جدید قراردادی معرفی گردید، شروط و مندرجات این قرارداد نیز جهت تشویق سرمایه‌گذاران خارجی به حضور در صنعت نفت ایران طراحی شده است. بر همین اساس شروط مربوط به پرداخت هزینه‌های قراردادی و دستمزد، الزام به استفاده از کالاهای تولید داخلی، الزام به انتقال تکنولوژی در قرارداد IPC به گونه‌ای طراحی شده است تا در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل، به صورت دقیق و منسجم‌تر، منافع کشور ما را تأمین نماید و منجر به تولید صیانتی با نگاه بلند مدت به ارتقای صنعت نفت و گاز در کشور شود. نتیجه تحقیق نشان می‌دهد قراردادهای بیع متقابل و IPC در ارتباط با نظام مالی و هزینه‌ای، حضور پیمانکار خارجی در مراحل اکتشاف، توسعه و تولید، الزام به استفاده از توان داخلی و انتقال تکنولوژی، دارای تفاوت‌هایی هستند و در قراردادهای IPC توجه بیشتری به حضور طولانی مدت شرکت‌های خارجی در هر سه مرحله اکتشاف، توسعه و تولید شده و نسبت به

موضوع انتقال تکنولوژی و روش‌ها و سازوکار انتقال آن از سوی شرکت‌های خارجی صورت گرفته است. در زمینه الزام به استفاده از توان داخلی از سوی پیمانکار خارجی نیز اصل بر رعایت کلیه قوانین، مقررات و ضوابط ناظر بر اولویت استفاده از توان فنی، مهندسی، خدمات و نیروی انسانی داخلی کشور و تقویت بخش داخلی می‌باشد. توجه و تاکید تنظیم کنندگان قرارداد IPC بر رفع کاستی های قراردادهای بیع متقابل و تقویت و افزایش نقاط قوت این قراردادها و گنجاندن مشوق هایی در موضوعات مختلف قراردادی جهت تشویق سرمایه گذاران خارجی به فعالیت در صنعت نفت و گاز کشور می باشد. از سوی دیگر با توجه به لزوم تقویت بخش خصوصی صنعت نفت و گاز کشور، استفاده از شرکت های خصوصی داخلی در هرکدام از مراحل اکتشاف، توسعه و تولید در این قراردادها پیش بینی شده تا ضمن حضور و کسب تجربه از شرکت واجد صلاحیت بین المللی، بتوانند تعهد پیمانکار مبنی بر انتقال تکنولوژی را به صورت عملی پیاده سازی نمایند.

فهرست منابع

الف) منابع فارسی

کتاب

۱. ابراهیمی، سیدنصرالله، شیرجیان، محمد، (۱۳۹۳)، قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران (اقتصاد محیط زیست و انرژی) سال سوم، بهار ۱۳۹۳، شماره ۱۰.
۲. حاتمی، علی، کریمیان، اسماعیل، (۱۳۹۴)، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری، انتشارات تیسرا.
۳. خالقی، شهلا، (۱۳۹۳)، بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
۴. درخشان، مسعود، (۱۳۹۲)، ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، فصلنامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شماره ۹.
۵. زهدی، مسعود، (۱۳۸۷)، روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بیع متقابل. جلد (۲ و ۳)، چاپ اول، تهران، نویسندگان نیلوفر.
۶. یوسف پور، علی، (۱۳۷۶)، انتقال تکنولوژی در جهان سوم و ایران، تهران: انتشارات تندیس.

مقاله

۷. عامری، فیصل، (۱۳۸۶)، قراردادهای نفت و نقش آن‌ها در انتقال تکنولوژی، مجله حقوق عمومی، آذر ۱۳۸۶، شماره ۳.
۸. فرخانی، هدایت، ابراهیمی، سیدنصرالله، کاظمی، میلاد، (۱۳۹۷)، بررسی سیاست‌های اقتصاد مقاومتی و جایگاه و چگونگی اجرای این سیاست‌ها در صنعت نفت و گاز ایران، مجله دانش حقوق مالیه، سال دوم، شماره ۶.
۹. نیکبخت فینی، حمیدرضا، باقری، محمود، قربانی، الهه، (۱۳۹۷)، بررسی مقایسه‌ای چارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران IPC در خصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی، مجله مطالعات حقوق انرژی، دوره ۴، شماره ۲.

پایان‌نامه

۱۰. نوذری، آیلین، (۱۳۹۷)، بررسی ابعاد حقوقی قراردادهای IPC و مقایسه تطبیقی با buy back پایان‌نامه کارشناسی ارشد دانشگاه تهران.

ب) منابع انگلیسی

- Smith, E. Smith. Lowe John S & others. (2010), .۱۱ international petroleum transaction, Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
- Johnston, Daniel. (2004). International petroleum fiscal .۱۲ systems and production sharing contracts, Daniel Johnston & Co. , Inc.
- Ghorbani, Elaheh (2017) "Ownership of Petroleum .۱۳ Resources in Islam (Twelver Shia) and The Iranian law", Oil, Gas and Energy Law Inteligence.
- Shiravi Abdolhossein and Amin Majd Fatameh, (2015) .۱۴ "Foreign Investment in Iran's Upstream oil and Gas Operations: a Legal Perspective", Journal of World Energy Law and Business Vol. 8, No. 3.
- William E. Hughes. (2016). Fundamentals of .۱۵ international oil and gas law, PennWell Corporation.
- Ghorbani, Elaheh. (2017). "Ownership of Petroleum .۱۶ Resources in Islam (Twelver Shia) and The Iranian law", Oil, Gas and Energy Law Inteligence.
- Roberts, Peter. (2016). Oil and gas contracts: principles .۱۷ and practice; Sweet & Maxwell and Thomson Reuters; first edition Barrett, M. Edgar, Cormak, Mary Pat. , 1982, Management strategy in the oil and gas industry: cases and readings, Gulf publishing company.
- Bunter. Michael A. G. , (2009) "The Iranian Buy Back .۱۸ Agreements", Oil, Gas & Energy Law, OGEL 1.
- Brexendorff, A.; & Ule, C. (2007). Investing in the .۱۹ Iranian Oil & Gas Industry: From a Business and Legal Perspective. Bharat Book Bureau.
- Boykett, tim, et al, (2012), "Oil contracts: How to read .۲۰ and Understand a petroleum contract", Time Up press, Austria.
- Ebrahimi, S. N, Shiravi. A, (2003), "The Contractual .۲۱ form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing & Service Contract", [online] available at: www.onepetro.org.
- Mabadi. Amir Hosein (2007). Transfer of tehnology in .۲۲ oil and gas contract. ssrn. com.
- Geoffrey Oldham and Alyson Warhurst (SPRU), LaoYuan Yi Zang Xiaobin (NRCSTD), (1987). Technology Transfer to the Chinese Offshore Oil Industry, 1987. SPRU Occasional