

بررسی ظرفیت‌ها و محدودیت‌های قراردادی در مدیریت فعالیت‌های بازرسی فنی در قالب‌های جدید قراردادی شرکت نفت موسوم به IPC

مهدی اسکندرزاده اصل*

استادیار، گروه مهندسی مکانیک، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران،
m.eskandarzade@gmail.com

ابوالفضل توتونچی

استادیار، گروه مهندسی مواد، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران،
ab.tutunchi51@tabrizu.ac.ir

میثم نجفی ارشادی

دانشجوی کارشناسی ارشد، گروه مهندسی مکانیک، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران،
m.najafiershadi@gmail.com

چکیده

اخیراً، دو طرح توسعه میادین "سپهر و جفیر" و "آبان و پایدار غرب" بر اساس قالب‌های جدید قراردادی شرکت نفت موسوم به (IPC)، به پیمانکاران مربوطه واگذار شده‌اند. با توجه به این که، این دو قرارداد اولین موارد از قراردادهای (IPC) در تاریخ ایران هستند، هنوز بسیاری از جنبه‌های قرارداد نیاز به بررسی و توضیح دارد. برای مثال جنبه های فنی و مدیریتی قرارداد تاکنون مورد توجه نبوده است. لذا در این مطالعه، ظرفیت‌های این نوع قراردادها در نظارت بر فعالیت‌های بازرسی فنی مورد توجه بوده است. در این مقاله ضمن بررسی جنبه‌های مختلف انجام بازرسی فنی از تجهیزات نفت و گاز، سطح بازرسی کارفرما بر فعالیت‌های پیمانکار مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. بر اساس ارزیابی های صورت گرفته به دلایلی همچون لزوم کنترل بیشتر بر هزینه کرد پیمانکار در حوزه بازرسی فنی، افزایش سطح دانش کارفرما از سوابق طراحی و اجرا و کنترل بیشتر بر مسئله مهم عدم ایجاد آلودگی زیست محیطی توسط پیمانکار، لازم است تا کارفرما به صورت مداوم بر فعالیت های پیمانکار در طول انجام قرارداد نظارت داشته باشد. **واژه‌های کلیدی:** خرابی تجهیز، قراردادهای بیع متقابل، قراردادهای IPC، بازرسی فنی، نفت و گاز، تضمین کیفیت.

Investigating the contractual capacities and limitations in managing technical inspection activities in the new Iranian Petroleum Contract (IPC) type

M. Eskandarzade Asl

Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

A. Tutunchi

Department of Materials Engineering, Institute of Mechanical Engineering, University of Tabriz, Tabriz, Iran

M. Najafi Ershadi

Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

Abstract

Recently, two development projects for the "Sepehr and Jufair" fields and "Aban and Paydar Gharb", have been handed over to their respective contractors under the new petroleum contract type so called the IPC (Iran Petroleum Contracts). Given that these two contracts are the first of their kind in the history of Iran, many aspects of the contract still need to be examined and explained. The legal aspects of the contract have been studied by various researchers, but the technical and managerial aspects of the contract have not been considered so far. Therefore, in this study, the capacities of this type of contract to monitor technical and engineering activities in the field of technical inspection and shortcomings in this regard have been considered. This article answers the question based on financial and environmental risk criteria, whether it is essentially necessary to conduct a technical inspection of the employer in this type of contract or not? Also, the level of required client surveillance on the contractor's activities in this type of contract has been discussed.

Keywords: Buyback contracts, IPC contract, Technical inspection, Oil and Gas, Quality assurance.

۱- مقدمه

قراردادهای امتیازی، دولت که مالک مخزن یا میدانی مشخص است، مالکیت آن را به شرکتی واگذار می‌کند و شرکت یادشده سرمایه‌گذاری در عملیات اکتشاف، توسعه، بهره‌برداری و بازاریابی محصول آن را بر عهده می‌گیرد [۳]. این نوع قرارداد اگر با موفقیت در اکتشاف نفت و گاز همراه نشود، به‌طور معمول ۵-۶ سال اعتبار دارد، اما در صورت کشف میدان نفتی و گازی، معادل عمر میدان، حدود ۲۵ تا ۴۰ سال دوام خواهد داشت [۴]. بعد از قراردادهای امتیازی، نسل جدید

یک قرارداد متعارف نفتی، قراردادی است که بین دولت یک کشور (شرکت ملی نفت به نمایندگی) از موضع حاکمیتی با یک شرکت نفتی (معمولاً بین‌المللی) با هدف اکتشاف میادین نفتی و به دنبال آن توسعه و بهره‌برداری از میدان‌های کشف شده و عرضه محصول تولیدی به بازار منعقد می‌شود [۱]. در ایران، اولین قالب قرارداد نفتی از نوع "قرارداد امتیازی" بوده است که در دوره قاجار منعقد شده است [۲]. در

* نویسنده مکاتبه کننده، آدرس پست الکترونیکی: m.eskandarzade@gmail.com

قراردادهای نفتی با نام "قراردادهای مشارکتی" توسعه یافتند. این نوع قراردادهای در طول دهه ۱۹۶۰ میلادی رواج یافت و پس از آن بسیاری از کشورهای نفتی از این نوع قرارداد استفاده کردند [۱۵]. براساس این قرارداد، نفت و گاز تولید شده میان دولت و شرکت سرمایه‌گذاری تقسیم می‌شود [۱۶]. حقوق مالکانه متعلق به دولت است، اما به واسطه مشارکت، دولت میزبان به طور معمول از طریق شرکت ملی نفت در زمینه مدیریت عملیات با شرکت سرمایه‌گذار مرتبط است [۱۷].

قراردادهای خدماتی (برای مثال تیب قراردادی بیع متقابل) سومین نسل قراردادهای نفتی هستند. در این قراردادها پیمانکار نه می‌تواند مالک مخزن شود و نه مالک تولید، بلکه پس از عملیات توسعه می‌تواند با استفاده از عواید حاصل از فروش نفت، هزینه‌ها و دستمزد کار خود را مستهلک سازد [۱۸]. این قراردادها در ایران، مکزیک، کویت و برخی کشورهای دیگر رواج دارد. در این صورت، اصلی که برای شرکت‌ها واجد اهمیت است نرخ بازگشت سرمایه است، در واقع پیمانکاران انتظار دارند در قبال سرمایه‌گذاری و تولیدی کردن یک میدان نفتی بتوانند علاوه بر هزینه کار عملیاتی و سود پول به اندازه کافی، دستمزد یا پاداش نیز دریافت کنند [۱۹].

یکی از ایرادهای اصلی قراردادهای بیع متقابل این است که شرکت بین المللی سرمایه‌گذار می‌تواند به صورت بالقوه در معرض خطر قیمتی قرار گیرد؛ چرا که پیمانکار از افزایش شدید قیمت نفت بهره‌ای نمی‌برد، اما در صورت کاهش قیمت نفت با توجه به این که هزینه‌های بانکی و خدماتی و اصل سرمایه طبق یک جدول زمان‌بندی مشخص پرداخت می‌شود، اعمال بازپرداخت‌ها به زمان دورتر موقوف می‌شود و در نتیجه نرخ بازده سرمایه‌گذاری برای سرمایه‌گذار کاهش می‌یابد [۱۰]. ایراد دیگر قراردادهای بیع متقابل این است که به دلیل نداشتن ظرفیت نگهداری نفت و گاز و مشکلات بازاریابی، در شرایطی که اجبار به کاهش تولید وجود دارد نحوه فروش و بازاریابی از انعطاف لازم برخوردار نیست [۱۱]. یکی دیگر از ایرادهای قراردادهای بیع متقابل این است که پیمانکار انگیزه‌ای برای افزایش تولید و ازدیاد برداشت ندارد چرا که افزایش برداشت و در نتیجه تولید صیانتی، هیچ سودی برای پیمانکار به همراه نخواهد داشت [۱۸].

در قراردادهای جدید نفتی موسوم به IPC برای نیل به این هدف، یک قرارداد انگیزشی تنظیم شده که براساس آن، شرکت‌های توسعه دهنده به ازای تولید هر بشکه نفت مازاد بر تولید اولیه میدان پاداش می‌گیرند [۱۲]. لذا پیمانکار انگیزه لازم برای افزایش تولید، استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت (مثل تزریق آب) از میدان‌های نفتی در حال تولید و حفاری چاه‌های جدید خواهد داشت. در این قرارداد ضمن بازپرداخت هزینه‌ها از تولیدات میدان، پرداخت پاداش هم بر مبنای فرمولی که در قراردادهای جدید IPC به کار گرفته شده است، خواهد بود [۱].

در قراردادهای IPC برخلاف سایر مدل‌های قراردادی نظارت کارفرما بر فعالیت‌های اجرایی پیمانکار بسیار محدودتر می‌باشد. همچنین برخلاف سایر انواع قراردادها، در قرارداد IPC بهره‌برداری از سایت اجرایی برای مدت طولانی با خود پیمانکار می‌باشد. با این وجود مالک اصلی مخازن و کلیه تجهیزات نصب‌شده همچنان شرکت ملی نفت می‌باشد.

علی‌رغم این که جنبه‌های حقوقی قراردادهای IPC به وفور مورد

مطالعه قرار گرفته است [۳]. این نوع قالب‌های قراردادی از جنبه‌های فنی و مدیریتی اصلاً مورد مطالعه محققین نبوده است. این در حالی است که در توسعه میدان علاوه بر جنبه حقوقی، سه شاخص دیگر مهم هستند: نیاز به منابع مالی بالا، مدیریت جامع طرح و به‌روز کردن تکنولوژی صنعت نفت و گاز، که همه این عوامل باهم بایستی در قالب‌های قراردادی بصورت همزمان مورد توجه قرار گیرند [۱۳]. در این راستا، مقاله حاضر به مقوله مدیریت قراردادهای نفتی و به‌خصوص از جنبه مدیریت دارایی‌های فیزیکی و بازرسی فنی در قالب قراردادهای جدید نفتی، IPC می‌پردازد.

قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به (IPC) الگوی قراردادی است که به منظور جذاب نمودن قراردادها برای شرکت‌های خارجی طراحی و تدوین شده است. ولی به علت عدم تجربه کافی در اجرای این تیب قراردادها در کشور، نقاط ضعف و قوت این قراردادها نیازمند بررسی و توجه بیشتر می‌باشد [۱۴]. یکی از این جنبه‌ها، مطالعه موضوع از دیدگاه بازرسی فنی و مدیریت دارایی‌های فیزیکی می‌باشد. اصطلاح بازرسی فنی بسته به جایگاه مربوطه تعریف‌های متفاوتی می‌تواند داشته باشد. برای مثال مسئولیت‌های بازرسی فنی برای یک شرکت بازرسی شخص ثالث، با بخش بازرسی فنی پیمانکار، کارفرما و با مالک متفاوت می‌باشد [۱۵]. در این مطالعه، بازرسی فنی از دیدگاه کارفرما به عنوان مالک میدان با حق حاکمیتی مورد توجه قرار گرفته است. هم‌چنین، مسئولیت بازرسی فنی چیزی فراتر از حفظ یکپارچگی مکانیکی تجهیزات می‌باشد. بازرسی فنی با اعتبار شرکت، برند، ارزش دارایی‌های شرکت و کارایی و بازده کارکنان شرکت در ارتباط است. مدیریت دپارتمان بازرسی فنی مستلزم تلفیق ارکان مدیریتی با برنامه‌های بازرسی فنی در ضمن رعایت مفاد قراردادی با پیمانکاران می‌باشد. لذا، در این مطالعه تلاش شده است تا ظرفیت‌های قراردادی و نیز نواقص موجود در قالب‌های جدید قراردادی موسوم به آی‌پی‌سی مورد بررسی قرار گرفته و چهارچوب نحوه نظارت کارفرما بر فعالیت‌های پیمانکار طرح IPC تعیین گردد.

۲- بازرسی فنی در طرح‌های نفت و گازی

مسئولیت دپارتمان بازرسی فنی تضمین کیفیت در مراحل ساخت در کارخانه، حمل و بارگیری، نصب و اجراء راه‌اندازی، بهره‌برداری و خارج کردن تجهیز از رده پس از اتمام عمر تجهیز می‌باشد. استراتژی‌های بازرسی به دنبال این هستند تا اطمینان حاصل شود تجهیز و دارایی مربوطه قادر است به صورت کارا و موثر از عهده وظیفه محوله با رعایت اصول و ملزومات زیست محیطی و ایمنی برآید. لازم است در نگارش کلیه استراتژی‌های بازرسی اصول بهره‌وری، سود و بازگشت سرمایه حداکثری رعایت گردد. شکل ۱ دامنه فعالیت‌های بازرسی فنی در حوزه صنایع نفت و گاز را نشان می‌دهد. همان طوری که مشخص است، هدف از انجام بازرسی‌های فنی تضمین یکپارچگی نه تنها در خطوط لوله و تجهیزات، بلکه اطمینان از یکپارچگی مکانیکی کلیه دارایی‌های فیزیکی یک شرکت اعم از دارایی‌های الکتریکی، مکانیکی، عمرانی، نرم‌افزاری می‌باشد [۱۶]. بنابراین بازرسی فنی مسئولیت سنگینی است که نیازمند منابع مختلف بوده و فعالیت‌های متنوعی را شامل می‌شود. از فعالیت‌های سیاست‌گذاری در حوزه

هزینه‌های مازاد می‌توانند در زمینه‌هایی هم چون بازرسی فنی اتفاق بیافتند.

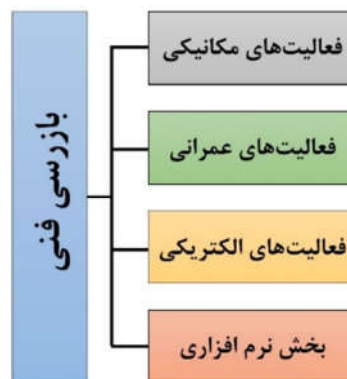
فعالیت‌های حفاظت خوردگی و بازرسی فنی یکی از بخش‌هایی است که مستقیماً با کیفیت اجرای پروژه در ارتباط است. ولی با توجه به طول مدت قرارداد، سؤال اساسی این است که آیا نیازی به نظارت بر فعالیت‌های مهندسی پیمانکار می‌باشد؟ نظارت بر کیفیت فعالیت‌های مهندسی پیمانکار می‌تواند چه عایدی برای کارفرما داشته باشد؟ آیا این عوایدی، هزینه‌های نظارت بر فعالیت‌های مهندسی پیمانکار را می‌تواند توجیه نماید؟ همه این‌ها سؤال‌هایی هستند که در این مطالعه تلاش می‌شود پاسخی برای آن‌ها داده شود.

۲-۲- لزوم نظارت بر فعالیت‌های بازرسی فنی پیمانکار در قراردادهای IPC

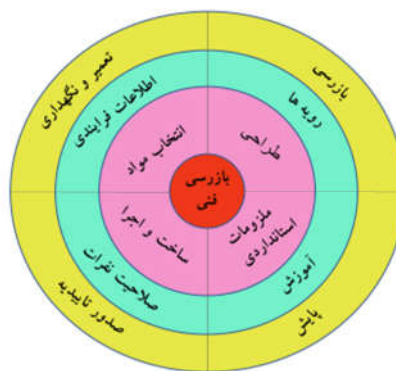
مطابق قراردادهای IPC مسئولیت کلیه فعالیت‌های بازرسی برای مدت مشخصی (برای مثال ۲۰ سال) بر عهده پیمانکار می‌باشد. با این حال هزینه بازرسی در نهایت توسط کارفرما پرداخت می‌شود. بنابراین کنترل هزینه‌های بازرسی، پایش و تعمیرات در طول مدت قرارداد یکی از چالش‌های مدیریت پیمانکار می‌باشد. علاوه بر بحث هزینه، دلیل دیگری نیز بر لزوم نظارت بر فعالیت‌های پیمانکار در قراردادهای IPC وجود دارد. این که همیشه این احتمال وجود دارد به هر دلیلی قرارداد با پیمانکار فسخ، و با طرف قرارداد تسویه شود. بنابراین کارفرما تا حد منطقی بایستی در جریان فعالیت‌های مهندسی قرار داشته باشد. حتی در صورت عدم فسخ قرارداد، در نهایت بعد از دوره مشخصی که در قرارداد مشخص شده، کارفرما مدیریت کامل دارایی‌ها را از پیمانکار تحویل خواهد گرفت. بر اساس تجربیات جهانی در حوزه نفت و گاز، تعداد خرابی‌های گزارش شده سازه‌ها معمولاً در طول دوره راه‌اندازی و اوایل دوره بهره‌برداری بیشتر بوده، سپس برای مدت طول عمر طراحی (برای مثال ۲۵ سال) تعداد خرابی‌ها بصورت قابل توجهی کاهش یافته و پس از آن تعداد خرابی‌ها دوباره افزایش می‌یابد. شکل ۳ نرخ خرابی‌های متداول برای سازه‌های نفت و گازی را در طول عمر سازه نشان می‌دهد. همان‌طوریکه از شکل ۳ مشخص است، پایان مدت قراردادهای IPC دقیقاً مترادف است با افزایش نرخ خرابی‌ها. بنابراین وقتی کارفرما به عنوان مالک اصلی میدان نفت و گازی، پس از اتمام قرارداد، سازه را از کارفرما تحویل می‌گیرد بایستی منتظر هزینه‌های سرسام آور بازرسی فنی سازه باشد. یکی از راه‌های کاهش این هزینه‌ها در آینده، نظارت بر فعالیت‌های بازرسی فنی کارفرما در طول دوره تولید می‌باشد. به‌این ترتیب می‌توان احتمال خرابی سازه و به عبارت دیگر ریسک مالی فعالیت‌های بازرسی را در اواخر عمر سازه کاهش داد.

با این همه، مسائل مالی تنها بخشی از دغدغه مالکین در قراردادهای IPC است. چالش‌های مهم‌تر دیگر شامل ریسک‌های ایمنی و محیط‌زیست می‌باشد. در صورتی که پیمانکار فعالیت‌های بازرسی را به درستی انجام ندهد، ممکن است خسارت‌های جبران ناپذیری به محیط زیست در نتیجه بروز نشتی، انفجار و آتش سوزی وارد شود، یا اینکه پرسنل شرکت و یا افراد در محل دچار صدمات جانی شوند که هیچ کدام از این‌ها حتی با دریافت خسارت از پیمانکار جبران نخواهد شد.

بازرسی فنی، تهیه رویه‌ها تا بازرسی در سایت جزئی از مسئولیت‌های بازرسی فنی می‌باشد. شکل ۲ مهم‌ترین حوزه‌های فعالیت بازرسی فنی را نشان می‌دهد.



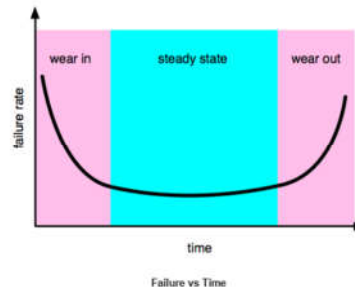
شکل ۱- دامنه فعالیت‌های بازرسی فنی



شکل ۲- حوزه‌های فعالیت بخش بازرسی فنی در صنایع نفت و گاز

۲-۱- نظارت کارفرما بر فعالیت‌های بازرسی فنی پیمانکار در قراردادهای IPC

تفاوت کلیدی میان نسل جدید قراردادهای و سیستم بیع متقابل در سه مقوله است: طول مدت قرارداد، مدیریت و نحوه تأمین مالی قرارداد. در قراردادهای بیع متقابل معمولاً طول مدت قرارداد پنج تا هفت سال بوده و شرکت طرف قرارداد باید بعد از این که توسعه میدان را به پایان رسانید، میدان را به شرکت ملی نفت بازگرداند. ولی در چهارچوب قراردادهای جدید، همکاری‌های کارفرما و پیمانکار ممکن است تا بیست سال هم ادامه یابد که از این مدت هفت تا نه سال مربوط به اکتشاف و یازده تا سیزده سال مربوط به توسعه میدان و تولید است [۱۷]. مدیریت این نوع پروژه‌ها نیز از طریق همکاری مشترک و با تشکیل کمیته مشترک موسوم به JMC پیگیری می‌شود و در واقع مدیریت به طور مشترک با شرکت ملی نفت و طرف خارجی قرارداد است [۱۸]. یکی از اشکالات اساسی قراردادهای IPC از لحاظ مالی و اقتصادی، وجود انگیزه انجام هزینه‌های اضافی و غیرضروری توسط پیمانکار است که به دلیل استفاده از ظرفیت قراردادی برای پیمانکار با هدف کنترل سودآوری انباشتی پیمانکار، به وجود می‌آید [۱۹]. این



شکل ۳- منحنی نرخ خرابی سازه های نفت و گاز با گذشت زمان

بنابراین بر اساس مطالب بیان شده، از دیدگاه بازرسی فنی، کارفرما به دنبال کنترل سه شاخص کلیدی ریسک مالی، ریسک جانی و ریسک زیست محیطی می‌باشد. بر اساس مدل کنترل کیفی ارائه شده، در ادامه توضیح داده می‌شود که چگونه می‌توان ضمن دخالت حداقلی در فعالیت‌های پیمانکار (ذات قراردادهای IPC)، شاخص‌های کلیدی مورد نظر کارفرما را کنترل نمود.

۲-۳- مدل احتمالاتی برای انجام بازرسی فنی

بر اساس آنچه عنوان شد، مهم‌ترین وظیفه بخش بازرسی فنی پیمانکار و کارفرما اطمینان از یکپارچگی سازه در طول عمر آن با در نظر گرفتن ریسک اقتصادی، ملزومات ایمنی و زیست محیطی می‌باشد. ریسک (R) به صورت استاندارد از حاصل ضرب احتمال رخداد خرابی (POF) در پیامد خرابی (COF) مطابق رابطه ۱ (به دست می‌آید [۲۰]).

$$R = POF \times COF \quad (1)$$

معمولاً سازه‌ها در طبیعت با نرخ ثابتی دچار خرابی شده و بنابراین یکپارچگی خود را از دست می‌دهند. عامل موثر دیگر در تعیین نرخ خرابی فاکتور زمان (t) می‌باشد. هرچه عمر سازه بیشتر، تعداد خرابی‌ها بیشتر شده و البته نیاز به فعالیت‌های بازرسی و پایش نیز بیشتر می‌شود. در صنایع نفت و گاز در حالت کلی احتمال خرابی سازه P در طول زمان از توزیع احتمال ویبول^۱ مطابق رابطه ۲ پیروی می‌نماید [۲۱]. مزیت استفاده از توزیع ویبول برای تخمین احتمال خرابی این است که حتی با تعداد کم داده‌های خرابی ثبت‌شده از تجربیات پیشین می‌توان مدل دقیقی از خرابی ارائه نمود [۲۲].

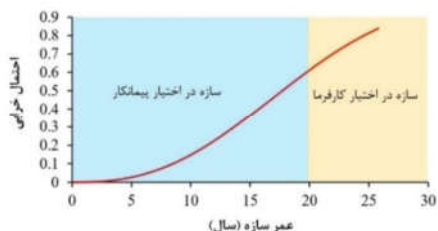
$$P = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta \right] \quad (2)$$

در این رابطه β ، پارامتر شکل، یک پارامتر بی‌بعد بوده و فرکانس خرابی در طول زمان را تعیین می‌نماید. پارامتر مشخصه عمر ویبول η نشان دهنده این است که بعد از گذشت چند سال، تعداد $\frac{1}{\eta}$ از تجهیزات دچار عیب خواهند شد. هم‌چنین t پارامتر مستقل زمان بر حسب سال را نشان می‌دهد. تجهیزات مختلف در صنایع نفت و گاز دارای مقادیر β و η متفاوتی هستند. بهترین روش برای تعیین این ضرایب استفاده از سوابق خرابی سال‌های گذشته می‌باشد. بر اساس

تجربیات خرابی شرکت‌های بزرگ نفتی در جهان و مطابق استاندارد API-581، مقادیر β و η برای مثال برای باندهای مبادله‌کن‌های گرمایی به ترتیب $\frac{2}{568}$ و $\frac{20}{45}$ می‌باشند. علت انتخاب باندهای مبادله‌کن‌های گرمایی در این مطالعه، عمر مابینی آن‌ها نسبت به کل تجهیزات نفت و گازی می‌باشد. در واقع می‌توان این تجهیز را به عنوان تجهیز نماینده برای مطالعه کل تجهیزات نفت و گازی در صنایع بالادستی انتخاب نمود [۲۶]. شکل ۴ نمودار احتمال خرابی سازه نفت و گازی را در طول عمر سازه نشان می‌دهد. همان‌طوری‌که از شکل ۴ مشخص است، در صورتی که بازرسی‌های منظم از سازه صورت نپذیرد، بعد از ۲۰ سال، یعنی زمانی که مطابق قراردادهای جدید نفتی، سازه‌ها از پیمانکار به کارفرما تحویل خواهد شد، احتمال خرابی تجهیزات نزدیک به ۶۰٪ خواهد بود که این احتمال هم‌چنان با افزایش عمر سازه، افزایش خواهد یافت. برای لحاظ اثر بازرسی‌ها و کیفیت بازرسی-های انجام شده در طول دوره عمر سازه، مطابق دستورالعمل استاندارد API-581 از مشخصه عمر ترمیم یافته سازه استفاده می‌شود. وقتی بازرسی و تعمیر برای سازه‌ای صورت می‌پذیرد، سناریوهای مختلفی ممکن است اتفاق بیفتد، برای مثال، ممکن است سازه تعمیر شود، تعویض شود، و یا دوره بازرسی‌های بعدی کاهش یابد. در صورتی‌که سازه و یا تجهیز جایگزین شود، در این صورت در محاسبه طول عمر سازه، بایستی تاریخ نصب تجهیز جدید در محاسبات لحاظ شود. ولی در صورتی‌که سازه تعمیر یابد، مطابق استاندارد API-581 می‌توان بسته به کیفیت تعمیر سازه را جوان‌تر از حالت واقعی در نظر گرفت. این بدان معنی است که عمر واقعی سازه (t) را در ضریبی بنام ضریب افزایش عمر تجهیز^۲ (LEF - 1) ضرب می‌نماییم تا عمر ترمیم یافته سازه t_{rep} به دست آید. این موارد در رابطه ۳ منعکس شده است [۲۳].

$$t_{rep} = (1 - LEF) \cdot t \quad (3)$$

طبیعی است که در محاسبه احتمال خرابی جدید، به جای عمر واقعی تجهیز t، عمر ترمیم یافته t_{rep} ، در معادله (۲) مورد استفاده قرار خواهد گرفت. بنابراین مشخص است که در صورتی‌که پیمانکار، به صورت مرتب اقدام به بازرسی تجهیز نماید، عمر سازه به صورت متناسب افزایش می‌یابد. همان‌طوری‌که از معادله (۱) برمی‌آید برای محاسبه ریسک، علاوه بر احتمال خرابی لازم است پیامد خرابی نیز محاسبه گردد.

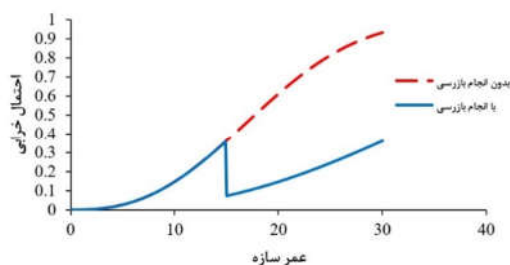


شکل ۴- احتمال بروز خرابی در سازه در دوره بهره برداری توسط

² Life Extension Factor (LEF)

¹Weibull distribution

شکل ۶-الف و ۶-ب تفاوت تغییر زمان تعمیرات اساسی توسط پیمانکار را در مقدار ریسک خرابی در سال‌های بعد از ۲۰۳۵ را برای تجهیز نشان می‌دهد. در ترسیم شکل ۶ که با استفاده از نرم افزار تحلیل ریسک RBLX صورت پذیرفته، فرض شده است، سازه در سال ۲۰۱۵ نصب شده و تعمیرات اساسی بر مبنای ریسک هدف (خط زرد رنگ) تعیین می‌گردد. همان‌طوری که مشخص است، زمان بندی تعمیرات اساسی پیمانکار در ریسک تجهیزات در دوره بهره‌برداری توسط کارفرما (پس از سال‌های ۲۰۳۵) تاثیر بسزایی دارد. در شکل ۶-الف) فرض شده است، تعمیرات اساسی سازه در مورخه ۲۰۳۴ صورت پذیرد، در حالی که در ترسیم شکل ۶-ب فرض شده است پیمانکار تعمیرات اساسی را در مورخه ۲۰۲۹ انجام دهد. همان گونه که مشخص است، در حالت اول، تجهیزات با ریسک خرابی کمتر تحویل کارفرما می‌شوند. در حالی که در حالت دوم تجهیزات در موعد تحویل به کارفرما دارای ریسک خرابی زیادی خواهند بود. همه این‌ها بیانگر لزوم نظارت عالیه کارفرما بر فعالیت‌های بازرسی پیمانکار در طول دوره بهره‌برداری توسط پیمانکار می‌باشد.



شکل ۵- تاثیر انجام بازرسی استاندارد از تجهیز و عدم انجام بازرسی استاندارد بر ریسک خرابی تجهیز

در این پژوهش جهت تعیین برنامه بازرسی بر مبنای ریسک تجهیزات و تعیین موعد تعمیرات اساسی، از نرم افزار تجاری RBLX که توسط شرکت مهندسی لایف تک انگلستان منتشر و توسعه داده شده، استفاده شده است. نرم افزار RBLX به عنوان یکی از نرم افزار های تحت وب و معتبر بین المللی در زمینه مدیریت یکپارچگی، ابزاری مفید جهت ارزیابی کمی، نیمه کمی و کیفی ریسک تجهیزات می‌باشد که می‌تواند مکانیزم های خرابی را شناسایی نموده، ریسک فعلی و آینده را برآورد کرده و برنامه های بهینه بازرسی و کاهش ریسک را ارائه کند. اساس کار این نرم افزار بر مبنای اسناد API 581 و API 580 می‌باشد که در مدیریت یکپارچگی دارای ها، بازرسی بر مبنای ریسک، ارزیابی ریسک خوردگی، تعیین زمان انجام بازرسی خارجی و تخمین عمر باقیمانده تجهیزات در پروژه های صنعت نفت، گاز و پتروشیمی، نرم افزاری بسیار کاربردی و مناسب است [۲۷].

کارفرما و مالک با توزیع ویبول

در محاسبات ریسک از رابطه (۴) برای تخمین پیامد حوادث در صنایع نفت و گاز استفاده می‌شود [۲۴] و [۲۵].

$$CA = a \cdot X^b \quad (4)$$

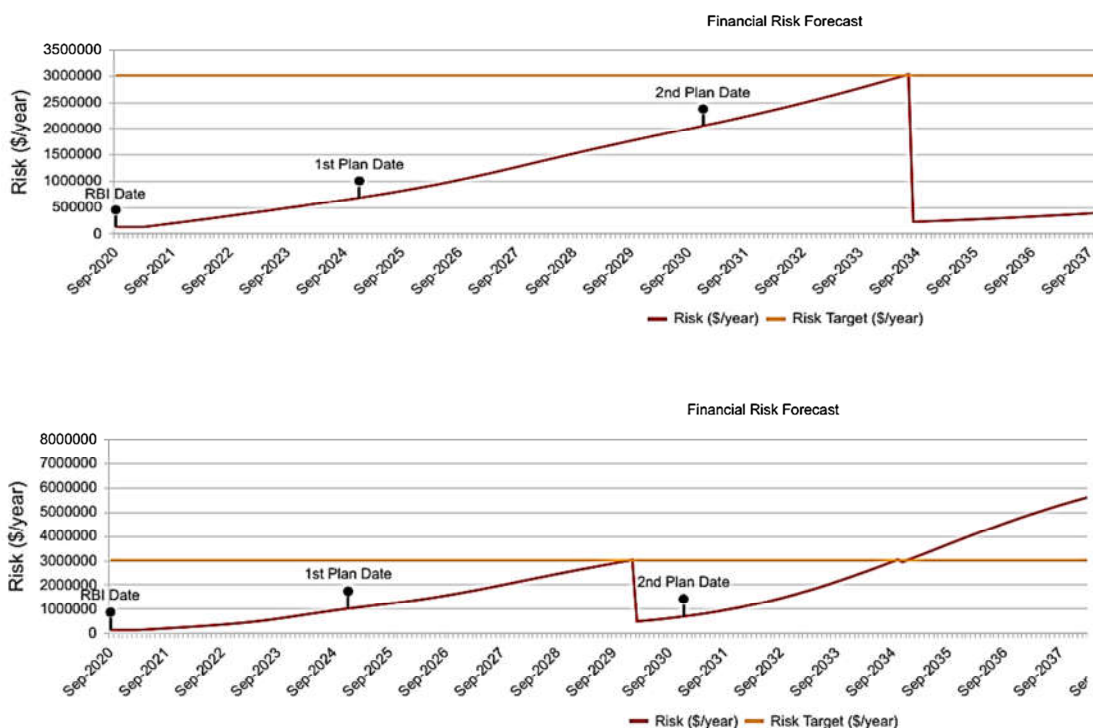
از آنجایی که پیامد خرابی‌ها به مقدار زیادی به سیال سرویس مربوطه بستگی دارد، لذا پارامترهای a و b در رابطه (۴) به نوع سیال سرویس بستگی خواهد داشت. مقادیر a و b مناسب برای هر سیالی در جداول استاندارد مانند استاندارد API-581 موجود می‌باشد. از آنجایی که مورد این مطالعه پروژه توسعه میدان نفتی سپهر و جفیر می‌باشد، لذا مقادیر مربوطه برای سیال نفت خام بصورت $a=11$, $b=0.91$ در نظر گرفته شده است. در معادله (۴)، X نرخ خروج سیال از تجهیز در اثر بروز خرابی را نشان می‌دهد.

۴-۲- سطح نظارتی لازم کارفرما بر فعالیت‌های بازرسی

فنی پیمانکار IPC

به منظور تعیین سطوح نظارتی لازم از طرف کارفرما بر فعالیت‌های بازرسی پیمانکار، در گام اول مدل وضعیت تجهیز بدون انجام تعمیرات و بازرسی لازم بر اساس استاندارد در طول بهره‌برداری توسط پیمانکار و بار دیگر برای حالت با انجام تعمیرات و بازرسی لازم توسط پیمانکار در شکل ۵ نشان داده شده است. در ترسیم نمودار حالت دوم فرض شده است که پیمانکار در سال ۱۵ بهره‌برداری تعمیراتی با ۵۰٪ بهبود عملکرد تجهیزات انجام داده باشد همچنین در ترسیم این نمودارها فرض شده است که احتمال خرابی از توزیع ویبول تبعیت می‌کند و مقادیر β و η بر حسب تجربه های پیشین به ترتیب ۲/۵۶۸ و ۲۰/۴۵ می‌باشند. همان‌طوری که از شکل ۵ مشخص است با فرض عدم انجام تعمیرات و بازرسی‌های لازم، احتمال خرابی تجهیز در موقع تحویل به کارفرما (سال ۲۰ بهره‌برداری) بالای ۶۰٪ خواهد بود، درحالیکه در صورت انجام تعمیرات اساسی لازم، احتمال خرابی تجهیزات در زمان تحویل تجهیزات از پیمانکار (پس از اتمام مدت قرارداد) زیر ۱۵٪ خواهد بود. این نشان می‌دهد که فعالیت‌های پیمانکار در طول دوره بهره‌برداری تاثیر بسزایی بر کیفیت تجهیزات در موعد تحویل به کارفرما دارد.

فعالیت‌های مدیریتی در بازرسی فنی نیز می‌تواند باعث افزایش و یا کاهش ریسک خرابی در تجهیزات بعد از اتمام دوره قرارداد شود. مثالی برای این موضوع، نحوه تعیین ریسک هدف توسط پیمانکار و در نتیجه، نحوه تعیین موعدهای بازرسی اساسی می‌باشد. پیمانکار می‌تواند با تغییر مقدار ریسک هدف، موعد بازرسی اساسی را طوری تغییر بدهد که فواید تعمیرات اساسی در دوره بهره‌برداری توسط پیمانکار نمایان شود و پس از اتمام قرارداد و شروع بهره‌برداری توسط کارفرما، تجهیزات شروع به فرسوده شدن و خرابی‌های مکرر نمایند.



شکل ۶- ریسک تجهیز برای موعدهای تعمیرات اساسی مختلف: الف) مورخ ۲۰۲۴ ب) مورخ ۲۰۲۹

۳- نتیجه گیری

این مطالعه به بررسی یکی از چالش‌های اساسی صنایع بالادستی نفت و گاز کشور در مواجهه با نحوه دخالت در فعالیت‌های بازرسی فنی در قراردادهایی که از نوع IPC منعقد شده‌اند، می‌پردازد. بر اساس بررسی‌های صورت گرفته در این مقاله، نویسندگان به این نتیجه رسیدند که کارفرما به دلایل (۱) کنترل بیشتر بر هزینه کرد پیمانکار در حوزه بازرسی فنی، (۲) افزایش دانش پیمانکار از سوابق طراحی و اجرای طرح با هدف آمادگی برای مواردی همچون فسخ قرارداد و (۳) کنترل بیشتر بر موضوع مهم عدم آلودگی محیط زیست توسط پیمانکار، لازم است به صورت بازرسی عالیه بر فعالیت‌های پیمانکار نظارت داشته باشد. این موضوع بایستی در قراردادهای آتی که بر اساس قالب‌های جدید قراردادی موسوم به IPC هستند مورد توجه بیشتری قرار گیرد. چرا که در حال حاضر موضوع نحوه نظارت کارفرما بر فعالیت‌های پیمانکار در قراردادهای موجود به صورت مشخص تعیین نشده است و این باعث بالاترین بخش بازرسی فنی کارفرما می‌شود.

۴- مراجع

[۱] موسوی س.، تحلیل حقوقی الگوی قراردادی خدمت در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران با تاکید بر الگوی قراردادی جدید IPC. گنج دانش، تهران، ۱۳۹۶.

[۲] بزرگ پور ع.، بررسی قرارداد طراحی، تهیه و ساخت با تمرکز بر ویژگیهای بنیادین آن، فصلنامه مطالعات علوم اجتماعی، د. ۳ ش. ۱، ص ۱۳۳-۱۳۶، ۱۳۹۶.

[3] Shafiei Khah M., & Amiri A., Petroleum Contracts in Iran. European Online Journal of Natural and Social Sciences: Proceedings, Vol. 3, No.3, pp. 375-382, 2014.

[4] Kuhn M., & Jannatifar M., Foreign direct investment mechanisms and review of Iran's buy-back contracts: how far has Iran gone and how far may it go?. The journal of world energy law & business, Vol. 5, No.3, pp. 207-234, 2012.

[۵] نوروزی م.، مقایسه ظرفیت قراردادهای بالادستی نفت از منظر انتقال و توسعه فناوری با رویکرد عوامل حیاتی موفقیت. مطالعات راهبردی سیاستگذاری عمومی، د. ۸، ش. ۲۷، ص ۴۸-۱۹، ۱۳۹۷.

[۶] اصغریان م.، قراردادهای بین المللی نفت و گاز. انتشارات خرسندی، تهران، ۱۳۹۵

[۷] حیدری پور ا. و باقری ص.، بررسی قراردادهای خدماتی نفت و گاز (مطالعه موردی ایران و ونزوئلا)، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، د. ۱۳۹۴، ش. ۱۲۷، ص ۲۴-۳۱، ۱۳۹۴.

[۸] دیباوند ه.، طاهری فرد ع.، فریدزاد ع. و تکلیف ع.، مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، د. ۷، ش. ۲۶، ص ۷۷-۵۱، ۱۳۹۷.

[۹] کاوسی ش.، فلاحی م. و رزمی م.، مقایسه تطبیقی توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و

- [23] Tutunchi, A., Eskandarzade, M., Osouli-Bostanabad, K., & Shahriyar, R., Risk Assessment of an Urban Natural Gas Polyethylene Piping System. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, Vol. 11, No.2, 06019005, 2020.
- [24] Srivastava, A., & Gupta, J. P., New methodologies for security risk assessment of oil and gas industry, *Process Safety and Environmental Protection*, Vol. 88, No.6, pp. 407-412, 2010.
- [25] Li, C., Jiang, M., Ge, H., Li, Z., & Luo, D., An operational risk analysis of Iran Buyback contract and its policy implication, *Energy strategy reviews*, Vol.16, pp. 43-53, 2017.
- [26] API RP 581, *Risk-based Inspection Methodology*, Third Edition, American Petroleum Institute Publishing Services, Washington, D.C., Addendum 2, October 2020.
- [27] <https://lteng.co.uk/software-tools/rblx-software/>
- قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی میادین نفتی سروش و نوروز، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، د. ۷، ش. ۲۶، ص. ۱۳۰-۱۳۹۷.
- [۱۰] عیوضلو ر.، صیادی م. و خادمی م.، ارزیابی مقایسه‌ای عامل ریسک شرکت ملی نفت ایران در قراردادهای IPC، بیع متقابل و مشارکت در تولید، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، د. ۸، ش. ۲۹، ص. ۱۶۹-۱۳۹۷، ۱۳۱.
- [۱۱] بهادری ش.، محمدی ت.، مومنی ف. و کاظمی نجف آبادی ع.، رویکردی تفکیکی جهت بررسی اثر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت خام کشورهای ایران و عربستان سعودی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، د. ۵، ش. ۲۰، ص. ۳۴-۱، ۱۳۹۵.
- [۱۲] طاهری فرد ع. و دیباوند ه.، بررسی قراردادهای نفتی ایران (IPC) در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی، فصلنامه آفاق امنیت، د. ۹، ش. ۳۱، ص. ۱۳۸-۱۱۵، ۱۳۹۵.
- [13] Ghorbani E. Exploration, development and production of Iran's fields and reservoirs through the Iran Petroleum Contract (IPC). *Journal of Energy & Natural Resources Law*, Vol. 38, No.4, pp. 1-18, 2020.
- [14] Atai A., A New Paradigm for Attracting Foreign Investments: Restructuring Investor-State Arbitration for Resolution of Petroleum Disputes: Dynamics of the New Iranian Oil Investment Contract. *Transnational Dispute Management (TDM) Journal*, Vol. 12, No.2, 2015.
- [15] Najafi Ershadi M., Eskandarzade M. and Kalaki A., Risk Based Inspection of Composite Components in Oil and Gas Industry. *Journal of Gas Technology*, Vol. 6, No.1, pp. 60-73, 2020.
- [۱۶] اسکندرزاده م.، اصولی بستان‌آباد ک.، توتونچی ا. و کلاکی ع.، بکارگیری متدولوژی مناسب بودن برای سرویس (FFS) در خطوط لوله با عیوب خوردگی از نوع کاهش موضعی ضخامت. مهندسی مکانیک دانشگاه تبریز، د. ۵۰، ش. ۳، ص. ۱۱-۱۶، ۱۳۹۹.
- [17] Abbaszadeh P., Maleki A., Alipour M. and Maman Y. K., Iran's oil development scenarios by 2025. *Energy policy*, Vol. 56, pp. 612-622, 2013.
- [18] Feng Z., Zhang S. B. and Gao Y., On oil investment and production: A comparison of production sharing contracts and buyback contracts, *Energy Economics*, Vol. 42, pp. 395-402, 2014.
- [۱۹] صاحب هنر ح.، طاهری فرد ع.، مریدی فریمانی ف. و مهدوی ر.، ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، فصلنامه تحقیقات مدل سازی اقتصادی، د. ۷، ش. ۲۸، ص. ۳۵-۷۳، ۱۳۹۶.
- [۲۰] دستمردی م.، ارزشیابی و مقابله با ریسک‌های ناشی از تصمیم‌گیری در فرایند ارزیابی انطباق، نشریه علمی پژوهشی مهندسی و مدیریت کیفیت، د. ۹، ش. ۴، ص. ۳۳۳-۳۲۰، ۱۳۹۸.
- [21] Ozor P. A., Empirical and Distribution Approaches for Analysing Reliability and Maintainability of Radial Compressors in Oil and Gas Systems. *Procedia Manufacturing*, Vol. 43, pp. 696-703, 2020.
- [22] Anifowose B., Lawler D. M., van der Horst D. and Chapman L., A systematic quality assessment of Environmental Impact Statements in the oil and gas industry. *Science of the Total Environment*, Vol. 572, pp. 570-585, 2016.