پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال ششم، شماره 22، بهار 1396، صفحات۴۳-1

بررسی موانع انتقال فناوری در قرارداد بیع متقابل و ارزیابی ریسک انتقال فناوری در قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) با روش FMEA

علی امامی میبدی [1]
احمد هادی[2]

تاریخ دریافت: 1395/12/12 تاریخ پذیرش:1396/08/02

چکیده:

یکی از عمده‌ترین راهکارهای بومی‌سازی فناوری در صنعت نفت، قراردادهای مشروط بر، انتقال فناوری از شرکت‌های نفتی بین‌المللی، می‌باشد. البته طی سالیان گذشته صنعت نفت ایران در این مورد توفیق چندانی نداشته و اکنون در قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) به‌عنوان جایگزین قراردادهای بیع متقابل، با ایجاد تغییراتی در نوع، شروط و ماهیت قرارداد، سعی در کسب و انتقال فناوری‌های مدرن و بومی‌سازی آن از طریق همکاری شرکت‌های نفتی بین‌المللی با شرکت‌های داخلی مورد تائید شرکت ملی نفت ایران را دارد. ولی آنچه که از انتقال فناوری مهم‌تر می‌باشد، توجه به نتایج حاصل در قبال تصمیمات اتخاذ شده در بخش انتقال فناوری قرارداد است؛ بنابراین ارزیابی ریسک انتقال فناوری در توسعه پایدار آتی صنعت نفت ایران نقش بارز و برجسته‌ای خواهد داشت. در این مقاله ضمن بررسی قرارداد بیع متقابل و قرارداد IPC از زاویه انتقال فناوری، ریسک‌های انتقال فناوری در قرارداد IPC شناسایی و با نقد و نظر نخبگان مورد کنکاش قرار گرفته، سپس با استفاده از پارامترهای روش FMEA ریسک‌های شناسایی شده، نمره دهی و برای هر یک، RPN محاسبه و در نهایت اولویت‌بندی می‌گردند. بالاترین اولویت ریسک به ترتیب نتایج منفی حاصل از جدا شدن مهندسان و کارشناسان نفتی از شرکت ملی نفت ایران (RPN=576) و تأثیر حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی بر نابودی رشد درون‌زای صنعت نفت ایران (RPN=448) تعیین گردید. با توجه به بالا بودن خطر در اکثر ریسک‌های شناسایی شده، اقدامات کنترلی بر اساس نظرات خبرگان در جهت کاهش سطح ریسک‌ها، ارائه گردید.

۱.دانشیار گروه اقتصاد انرژی ، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)
emami@atu.ac.ir
2. دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین المللی نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی
ahmad.hadi1390@gmail.com

Archive of SID
www.SID.ir

طبقه‌بندی JEL: K12، O22، O32، O33.

کلیدواژه‌ها: ارزیابی ریسک، انتقال فناوری، روش FMEA، قرارداد بیع متقابل، قرارداد IPC

1. مقدمه

قابلیت‌های متعدد نفت در زمینه استفاده‌های صنعتی و نظامی، کشورهای توسعه‌یافته را به فکر دستیابی به منابع عظیم نفتی در سراسر جهان واداشت. کشورهای- عمدتاً عقب‌مانده- صاحب این منابع نیز که به خاصیت درآمدزایی این ماده پی بردند، به دنبال کسب درآمد از محل فروش آن و بعدها درصدد بهره‌برداری صنعتی از آن برآمدند. شرکت‌های تجاری نیز که بر حسب ذات خود به دنبال کسب سود، دنیا را می‌پیمایند نگاه خود را این بار متوجه نفت، منبع سرشار درآمد، ساختند. برای ایجاد تفاهم بین منافع این بازیگران ابتدا بایستی چارچوب‌های معینی به وجود می‌آمد. قراردادهای نفتی همان چارچوب‌ها هستند که از زمان کشف نفت، به‌عنوان ابزار رسیدن به منافع مشترک طرفین و تنظیم روابط آن‌ها به کار گرفته شده‌اند (عامری (1393)، ص 64). البته زمانی می‌توان یک چارچوب قراردادی مطلوب بوده که در قالب آن بتوان حداکثر همگرایی را بین هدف مالک و هدف سرمایه‌گذار (بهره‌بردار) ایجاد کرد (امامی میبدی و همکاران (1395)، ص 64) چرا که در قالب قراردادهای نفتی، هدف شرکت‌های بین‌المللی که به‌عنوان سرمایه‌گذار به فرآیند توسعه و بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز وارد می‌شوند، حداکثرسازی منافع خود در دوره قرارداد است درحالی‌که هدف دولت به عنوان مالک، حداکثرسازی ارزش اقتصادی برداشت از منبع در طول عمر آن است. ازاین‌رو قراردادهای نفتی همواره با ریسک همراه بوده‌اند.

موضوع فناوری و ارائه آن از طرف کشورهای پیشرفته همواره یکی از مهم‌ترین مسائل مربوط به اقتصاد جهان و یکی از ضرورت‌ها و معیارهای اصلی رشد و توسعه اقتصادی می‌باشد. یکی از معیارهای تقسیم‌بندی کشورها به توسعه‌یافته و در حال توسعه سطح برخورداری آن‌ها از فناوری می‌باشد. کارشناسان حوزه نفت و گاز معتقدند در کنار سود اقتصادی که بحث اصلی همه قراردادهای نفتی می‌باشد، یک قرارداد مطلوب برای کشورهای در حال توسعه باید تربیت

Archive of SID

www.SID.ir

نیروی انسانی متخصص و انتقال فناوری را به دنبال داشته باشد (درخشان (1392)، ص 111) اما عملکرد قراردادهای نفتی نشان می‌دهد که شرکت‌های نفتی خارجی در چارچوب قراردادهای منعقده، نقش فعالی در انتقال دانش و مهارت‌های فنی و تربیت نیروهای متخصص ایفا نکرده‌اند. اگر رشدی در این زمینه، قبل از انقلاب اسلامی (به‌ویژه در دهه‌های 1340 و 1350) و یا بعد از انقلاب اسلامی حاصل شده است ناشی از تلاش دانشجویان مستعد و استادان متعهد و دلسوز دانشگاهی و حمایت برخی مدیران ارشد دستگاه نفت بوده است (درخشان (1392)، ص 112).

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 فوق‌العاده 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. یکی از روش‌های ارزیابی ریسک به روش کمی، روش FMEA بوده که در مقاله حاضر جهت ارزیابی ریسک‌های انتقال فناوری در قرارداد IPC مورد استفاده قرار گرفت.

در این مقاله بعد از تعریف فناوری، ضمن بررسی مدل‌های قراردادهای بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) به تحلیل آن‌ها از زاویه انتقال فناوری پرداخته شد. بعد از بیان ضرورت ارزیابی ریسک انتقال فناوری در قرارداد IPC، روش FMEA معرفی گردید. در بخش بعدی با

Archive of SID

www.SID.ir

اشاره به پژوهش‌های داخلی و خارجی انجام شده در زمینه ارزیابی ریسک و انتقال فناوری، به شرح روش کار و یافته‌های تحقیق پرداخته شد و در پایان جمع‌بندی ارائه گردید.

2. فناوری و اهمیت آن در صنعت نفت ایران و جهان

انتقال فناوری شاید از پرمصرف‌ترین واژه‌هایی است که اینک در کشورهای جهان سوم از یک‌سو و کشورهای پیشرفته از سوی دیگر مطرح است. 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 نرم‌افزار) 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 (1389)، ص 170).

بنابراین طبق تعریف فوق موضوعاتی از قبیل تجهیزات، ماشین‌آلات، ابزار و وسایل تولید (به‌طورکلی سخت‌افزار)، روش‌ها، فرایند، نقشه و طرح‌ها (به‌طورکلی نرم‌افزار)، 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. منظور ما در این مقاله مفهوم کلی و فراگیر انتقال تکنولوژی یا انتقال فناوری است که در این مقاله از عبارت انتقال فناوری استفاده گردیده است.

Archive of SID

www.SID.ir

برای سنجش مقدار تسلط بر فناوری، از سنجه[1] "سطح آمادگی فناوری" استفاده می‌شود. بر این اساس، فناوری‌های ذیل "خبرگی‌های فناورانه" و "ابزارهای فناورانه" خود به دو گروه "کلیدی" و "پایه" تقسیم می‌شوند. منظور از فناوری‌های "کلیدی" آن‌هایی است که برای صنعت کشور راهبردی و مزیت آفرین هستند و لزوم دستیابی کامل به آن‌ها در تمام سطوح آمادگی فناوری قطعی است و مراد از فناوری‌های "پایه" آن‌هایی است که توان به‌کارگیری آن‌ها برای صنعت مهم است (هندی و مطهری (1395)، ص 26).

ابزار انتقال فناوری، جهت به حداقل رساندن سرمایه‌گذاری و ریسک گیرنده در بالا بردن سطح فناوری است به‌عبارت‌دیگر در این روش گیرنده سعی می‌کند تا با استفاده از نتیجه سرمایه‌گذاری‌های تحقیقاتی مرجع تکنولوژیک، از انجام تحقیقاتی مشابه و پر هزینه خودداری نماید و مطمئن باشد که فناوری گرفته شده قبلاً آزمایش شده و قطعاً نتیجه‌بخش می‌باشد، چرا که در بسیاری از موارد تحقیقات ممکن است منجر به شکست یا نتایجی غیرکاربردی شوند (درخشان و تکلیف (1394)، ص 57). زمانی که فناوری به کشورهای در حال توسعه انتقال می‌یابد، ضروری است سطح فناوری متقاضی مشخص و درخواست فناوری بر مبنای توانایی علمی و متناسب با سطح مهارت نیروی انسانی درخواست کننده فناوری‌های پیچیده باشد. عرضه‌کننده فناوری در چنین شرایطی نمی‌تواند فناوری کهنه، از رده خارج شده و با ارزش افزوده کمتر در کشورهای در حال توسعه اجرا نماید (مور[2] (1994)، ص 408)؛ بنابراین توانمندسازی دریافت‌کننده فناوری برای ساخت محصول و یا به‌کارگیری فرآیندهای پیشرفته در عملیات نفتی و توسعه در عملیات نفتی، ضروری است؛ به عبارت دیگر ظرفیت‌سازی شرط لازم انتقال فناوری است. تعلیمات فنی و حرفه‌ای جزئی از فرایند ظرفیت‌سازی است زیرا نخستین گام برای توانمندسازی نیروهای داخلی است تا علاوه بر درک فناوری‌های جدید، قادر باشند با ابزارهای فنی پیشرفته کار کنند (درخشان و تکلیف (1394)، ص 54).

1. Michael Porter
2. Moor (1994)

Archive of SID

www.SID.ir

فناوری به مثابه یک عامل اساسی تولید کالا و عرضه خدمات می‌تواند نقش مهمی را در رشد و در دراز مدت "توسعه" اقتصادی یک کشور ایفا کند. این واقعیت بارها به اثبات رسیده و در این ارتباط اقتصاددانان ثابت کرده‌اند که یک سوم تا یک دوم رشد اقتصادی ملی هر کشور مرهون پیشرفت فناوری آن کشور است (لاندو[1] (1986)، ص 3). برخورداری از دانش و مهارت‌های فنی و مدیریتی از شروط اساسی شرکت مستقیم و فعال کشورهای میزبان در اداره و اجرای عملیات نفتی می‌باشد. به‌عبارت‌دیگر، برای اینکه کشور در حال توسعه بتواند با وابستگی‌های کمتری، خود به عملیات نفتی بپردازد باید در این خصوص تا سطح معینی از قابلیت فنی و مالی لازم برخوردار باشد. اکتشاف و توسعه نفت، صنعتی مبتنی بر علوم و مهندسی است. لذا انتقال فناوری مربوط به آن‌ها، بر خلاف خرید و فروش لوازم و تجهیزات، کار آسانی نیست زیرا ماهیت و طبیعت فناوری مستفاد در آن‌ها انتقال آن را مشکل می‌کند. مالکین فناوری این خدمت به‌منظور حفظ وضعیت انحصاری خود در بازار رقابت به‌سختی حاضر به انتقال و یا به عبارتی بهتر فروش فناوری خود خواهند شد؛ بنابراین برخی کشورها مبادرت به تدوین قوانینی کرده‌اند که علاوه بر الزامات حقوقی، ساختار مالی، اقتصادی و مدیریتی، در این قراردادها شرکت سرمایه‌گذار یا پیمانکار خارجی ملزم به انتقال دانش و مهارت مورد نظر، ارتقای ظرفیت‌های فنی و مدیریتی داخلی در راستای اهداف و منافع طرف مقابل باشد. این‌گونه قوانین وزارت، نهاد و یا شرکت دولتی مربوط را ملزم می‌نماید که در قراردادهای خود با شرکت‌های خارجی الزاماتی از جمله موارد زیر را درج نمایند:

1- استخدام پرسنل کشور میزبان.

2- آموزش پرسنل داخلی.

3- الزام به تهیه و واگذاری اطلاعات مربوط به عملیات نفتی به کشور میزبان.

4- استفاده از خدمات و کالاهای داخلی.

5- واگذاری لوازم، ابزار و ماشین‌آلات مورد بهره‌برداری قرار گرفته در عملیات نفتی.

6- تأسیس، نصب و راه‌اندازی پالایشگاه و صنعت پتروشیمی.

1. Landau (1986)

Archive of SID

www.SID.ir

گرچه برخی کشورها از قبیل ایران، اکوادور، اندونزی، نیجریه و ترینیداد و توباگو الزاماتی نظیر شش الزام فوق‌الذکر را به‌منظور ارتقا سطح فناوری اتباع خود در قراردادهای خود با سرمایه‌گذاران خارجی درج نمودند ولی در عمل چنین تدابیری نقش ناچیزی در کاهش وابستگی فناوری کشورهای میزبان داشته است و هر گونه انتقالی در این خصوص محدود به فناوری عملیاتی فرسوده بوده است (عامری (1386)، ص 42).

آنچه در کشورهای در حال توسعه می‌توان مشاهده کرد، وضعیت نامناسب انتقال فناوری و تنوع بیش از حد فناوری است؛ زیرا در این کشورها استراتژی‌های مشخصی برای انتقال فناوری و در نهایت توسعه آن وجود نداشته است و این روند جز وابستگی تکنولوژیک و کند شدن تحرک و قدرت پویایی حاصلی در بر نداشته است (کاباران زاد قدیم (1388)، ص 62).

ایران نیز در شمار سه کشور اول دارنده بالاترین ذخایر نفت و گاز جهان قرار دارد و تولید و فروش نفت به شریان حیاتی آن تبدیل شده است؛ اما علیرغم یک قرن سابقه در صنعت نفت در مقایسه با برخی کشورها به دلیل سال‌ها سلطه استکبار و غفلت از اهمیت فناوری، 20 تا 40 سال از کشورهای توسعه‌یافته عقب‌تر است و به توسعه مطلوبی در زمینه فناوری دست نیافته است و اجرای طرح‌های نفتی آن هنوز مستلزم کمک‌های گسترده فنی و انسانی شرکت‌ها و کشورهای پیشرفته است.

از منظر اقتصادی اهمیت نفت در اقتصاد ایران روز به روز بیشتر می‌گردد و هنوز نفت نقش مسلط اقتصادی را در آن دارد چرا که بیشتر از 80 درصد از درآمدهای ارزی آن از صادرات نفت تأمین می‌گردد و این بخش 98 درصد انرژی کشور را تأمین می‌کند. طی بیست سال گذشته به‌طور متوسط بیش از 54 درصد از درآمدهای بودجه عمومی دولت از درآمدهای ناشی از صدور نفت تأمین شده است و این منهای اثرات غیرمستقیم صنعت نفت بر اقتصاد است؛ اما به رغم وابستگی کشور به تولید نفت در قیاس با سایر کشورها/شرکت‌ها، تفاوت زیادی با آن‌ها از لحاظ کسب درآمد وجود دارد. این تفاوت درآمدی عظیم عمدتاً (و علاوه بر مسائل مدیریتی و فرایندی) مربوط به فناوری (تولید، فرایند و بازاریابی و ...) نفت است. اگر درآمد شرکت‌های برتر از جمله توتال، آسون موبیل، شلمبرژر، استات اویل و... در ارائه خدمات میادین

Archive of SID

www.SID.ir

نفتی و تأمین و تهیه تجهیزات نفت را نیز با درآمد کشورمان مقایسه کنیم، خلأ عدم توجه جدی به توسعه فناوری و صنایع جانبی نفت روشن‌تر می‌شود (توکل و مهدی زاده (1386)، ص 23-22) چرا که طبق گزارش سالانه اوپک درآمد ایران در سال 2014 حدود 13 درصد درآمد شرکت توتال می‌باشد.

3. تعریف مدل‌های قراردادی بیع متقابل[1] و مدل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)[2]

قرارداد بیع متقابل قراردادی است که بین شرکت ملی نفت ایران و یک شرکت بین‌المللی نفت (IOC)[3] بسته می‌شود که از این طریق آن شرکت بین‌المللی نفت توافق می‌کند که یک حوزه نفتی یا گاز طبیعی را توسعه داده و در مرحله آغاز تولید به شرکت ملی ایران تحویل دهد. نرخ باز پرداخت سالانه شرکت بین‌المللی نفت نیز بر اساس درصد خاص از تولید نخست حوزه مورد بهره‌برداری به‌علاوه نرخ بازگشت مورد توافق محاسبه می‌گردد (وان گروندال و مزراتی[4] (2006)، ص 3711). در قراردادهای بیع متقابل، شرکت سرمایه‌گذار خارجی موظف به تأمین همه سرمایه لازم در خصوص نصب تجهیزات، راه‌اندازی و انتقال فناوری می‌باشد. همچنین این شرکت موظف است پس از راه‌اندازی پروژه آن را به کشور صاحب مخزن تحویل دهد. این نوع قرارداد بیشتر در کشورهایی که طبق قوانین آن‌ها هرگونه مالکیت بخش خصوصی و خارجی ممنوع می‌باشد، مورد بهره‌برداری قرار می‌گیرد.

چارچوب قراردادی بیع متقابل از سال 1377 به‌عنوان تنها چارچوب قراردادی مورد پذیرش سیستم حقوقی و قانونی ایران عرضه و مورد استفاده قرار گرفت. در نسل اول این قراردادها، زمان انجام پروژه، شرح کار پروژه و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز جهت انجام عملیات اکتشاف یا توسعه میدان و رسیدن به اهداف مندرج در قرارداد تا پایان فاز توسعه به عنوان سه

1. BUY BACK
2. Iran Petroleum Contract
3. International Oil Company
4. Van Groenendaal and Mazraati (2006)

Archive of SID

www.SID.ir

ویژگی مهم، هنگام انعقاد قرارداد معین می‌شد، بر این مبنا هزینه کرد مازاد بر سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مندرج در قرارداد بر عهده پیمانکار بوده و کارفرما هیچ‌گونه تعهدی در مقابل بازپرداخت هزینه‌های اضافی در مرحله توسعه نداشت. در نسل دوم این قراردادها (در سال 1382عرضه شد)، با افزایش دوره قرارداد (از جمله دوره بازپرداخت)، پیش‌بینی گردید تا فاز اکتشاف نیز به شرح کار پروژه اضافه و عملیات اکتشاف و توسعه میدان در قالب یک قرارداد یکپارچه انجام گردد که طبیعتاً ریسک اکتشاف نیز بر عهده پیمانکار باشد. با توجه به افزایش قیمت جهانی نفت خام و به دنبال آن افزایش شدید هزینه‌های پیمانکار جهت تأمین مواد و تجهیزات مورد نیاز پروژه‌ها که به کاهش نرخ بازدهی واقعی پیمانکار منجر می‌گردید و همچنین با آشکار شدن برخی از نارسایی‌های ناشی از عدم حضور و مسئولیت پیمانکار در تضمین حسن انجام تعهداتش در توسعه میادین تحت قرارداد، نیاز به ارائه خدمات فنی پیمانکار در دوره بهره‌برداری، نسل سوم قراردادهای بیع متقابل عرضه گردید (حاج میرزایی و همکاران (1395)، ص 45).

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 (1395)، ص 16). 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 جزء (3) بند (ت) ماده (3) قانون حدود وظایف و اختیارات وزارت نفت، مصوب 1391، خود را ابراز نموده، به‌طوری‌که به‌صراحت مجوز «طراحی الگوهای جدید قراردادی» را به مجموعه وزارت نفت داد. در ماده (7) 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 1392/06/30 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 1394/08/11 به

Archive of SID

www.SID.ir

وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران ابلاغ گردید (نیکبخت و موسوی (1394)، ص 38-37). یکی از مهم‌ترین اهداف این قرارداد انتقال فناوری و بومی‌سازی آن از طریق همکاری شرکت‌های خارجی با شرکت‌های داخلی و به‌کارگیری نیروی متخصص داخلی به‌منظور صرفه‌جویی در هزینه و ارتقای قابلیت نیروهای داخلی و کسب مهارت لازم جهت همکاری با شرکت‌های خارجی در میادین داخلی همچنین بازارهای بین‌المللی می‌باشد.

4. بررسی قراردادهای بیع متقابل از زاویه انتقال فناوری

بررسی پیشینه کشورهای پیشرفته اقتصادی نشان می‌دهد با اینکه این کشورها رشد و توسعه را دیرتر آغاز کرده‌اند اما توانسته‌اند در مدت کوتاهی به سطح کشورهای قبلاً توسعه‌یافته برسند (فاگربرگ[1] (2014)، ص 5). دلیل این امر تأثیر سرعت بالای نوآوری و اختراعات بر رشد اقتصاد این کشورهاست. دو عامل اصلی موجب جهش و رشد اقتصادی در این کشورها شده است. اولاً آموزش نیروی کار به‌طور پیوسته و سرمایه‌گذاری در تحقیق و توسعه که موجب افزایش ظرفیت خلاقیت، نوآوری و ابتکار شده است و دوماً مرتبط بودن پژوهش‌های انجام شده با بازار و نیازها. در نتیجه در این کشورها «نظام ملی نوآوری» شکل گرفته که برآیند آن ابداعات و اختراعاتی است که عامل جهش اقتصادی می‌باشد. بر این اساس، اختلاف رشد میان کشورهای مختلف، متأثر از تفاوت در ظرفیت ملی نوآوری است (جانز[2] (1995)، ص 765).

انتقال فناوری در قراردادهای بیع متقابل، اهمیت اقتصادی و حقوقی فراوانی برای کشور داشت. ایران برای اکتشاف، استخراج و توسعه منابع نفتی و گاز خود نیازمند سرمایه‌گذاری و فناوری‌های پیشرفته‌ای است که در اختیار شرکت‌های فراملی فعال در صنعت نفت و گاز قرار دارد؛ به همین دلیل، سال‌ها است که یکی از مهم‌ترین خواسته‌هایش در قراردادهای بیع متقابل انتقال فناوری از پیمانکاران خارجی به صنعت داخلی بود (شمشیری (1393)، ص 85).

قراردادهای بیع متقابل با وجود مزایایی از جمله حفظ مالکیت و حاکمیت دولت بر منابع طبیعی کشور، عدم تعهد دولت ایران برای بازپرداخت هزینه‌های انجام گرفته توسط شرکت

1. Fagerberg (2014)
2. Jones (1995)

Archive of SID

www.SID.ir

پیمانکار و بر عهده قرار گرفتن ریسک سرمایه‌گذاری بر عهده پیمانکار در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی، دارای یکسری انتقادات و ضعف‌های جدی بود. از جمله انتقاد وارد به قراردادهای بیع متقابل، نبود ماده یا ضمیمه‌ای به‌عنوان انتقال دانش فنی از طرف پیمانکار در نسل اول قراردادهای بیع متقابل، عدم انتقال فناوری و دانش فنی توسط سرمایه‌گذاران خارجی، عدم آموزش نیروی انسانی، عدم ایجاد انگیزه کافی برای شرکت خارجی جهت انتقال فناوری و عدم ارتباط میان دریافتی شرکت با نوع فناوری به کار گرفته شده در توسعه میدان می‌باشد. (ابراهیمی و همکاران (1391)، ص 16؛ مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی (1395)، ص 1). مهم‌ترین موانع انتقال فناوری که در ساختار قراردادهای بیع متقابل وجود داشته است به شرح زیر است (مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی (1395)، ص 13-12).

الف) کوتاه بودن طول دوره قرارداد و عدم مشارکت شرکت خارجی در دوره بهره‌برداری با شرکت‌های داخلی: در قراردادهای بیع متقابل شرکت‌های خارجی با در نظر گرفتن این مسئله که قرار است بعد از تحویل طرح به بهره‌بردار ایرانی، میدان را ترک کنند و هیچ منفعتی از عواید آتی میدان نخواهند داشت لذا دلیلی برای استفاده از فناوری پیشرفته (که معمولاً در پروژه‌های ازدیاد برداشت به کار می‌روند و نتایج استفاده از آن‌ها در بلندمدت نمایان می‌گردد) و آموزش و انتقال آن به نیروی‌های متخصص داخلی نمی‌یافتند. لذا هر چند ممکن است در این قراردادها فناوری سخت‌افزاری (آن هم از نوع دست دوم) منتقل شود، اما به دلیل کوتاه بودن دوره قراردادها، انگیزه برای انتقال فناوری نرم‌افزاری و مهارت‌های مدیریتی نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید کمتر بود.

اگر دولت فقط از شرکتی برای امضای یک قرارداد بای بک برای مدت پنج ساله دعوت کند، محال است آن شرکت نفتی آخرین فناوری‌های خود را در اختیار ایران بگذارد بلکه همان میزان فناوری را که برای انجام پروژه لازم است به ایران می‌دهد. محال است این شرکت آموزش‌های لازم را به جوانان ایرانی بدهد (ابراهیمی و همکاران (1391)، ص 16).

ب) عدم مشارکت شرکت ملی نفت در مدیریت پروژه: رشد و تعالی شرکت ملی نفت در گرو تقبل ریسک و حضور مستقیم در تمامی مراحل مدیریت پروژه از مدیریت مالی و جذب

Archive of SID

www.SID.ir

فاینانس تا تأمین کالا و فروش و بازاریابی است. بدیهی است هر گونه شکاف و شکست در مدیریت پروژه باعث اختلال در این فرایند می‌شود. در قراردادهای مشارکتی قبل از انقلاب، مدیریت پروژه از ابتدا تا انتها بر عهده اداره کامیشنینگ[1] (تحویل گیری) بود و این اداره تمامی واحدها همچون عملیات، تعمیرات، آتش‌نشانی، مهندسی، کالا و ... را در ساختار خود داشت و قبل از بهره‌برداری نیروی کار مربوطه را استخدام می‌کرد و نیروی کار از ابتدا همراه با توسعه میدان آموزش‌های لازم را می‌دید و مدیریت پروژه به‌صورت یکپارچه صورت می‌گرفت اما در قراردادهای بیع متقابل گسل‌های مدیریتی قابل‌توجهی به وجود آمده و مدیریت‌های مربوطه از هم جدا شده است.

ج) عدم پیوستگی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید: در قراردادهای بیع متقابل عملیات اکتشاف و توسعه از عملیات تولید کاملاً مجزا بوده است و بعد از تحویل پروژه به شرکت ملی نفت، ارتباط میان پیمانکار و کارفرما تنها در حد بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه و سود حفظ می‌شود و پیمانکار هیچ انگیزه‌ای برای نظارت و مشارکت در روند تولید از میدان ندارد. البته به لحاظ حقوقی طبق قراردادهای نسل اول و دوم شرکت ملی نفت می‌تواند از مشاوره و راهنمایی پیمانکار در مرحله تولید در قالب توافقنامه ارائه خدمات فنی (TSA)[2] استفاده نماید و شرکت مذکور بر عملیات تولید در طول مدت بازپرداخت هزینه‌ها و از طریق کمیته مدیریت مشترک (JMC)[3] نظارت داشته باشد. در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل حضور پیمانکاران در مرحله تولید کمی پر رنگ‌تر شده و وی موظف شده است با التزام به اصول تولید صیانتی در شرایطی که میدان با افت فشار مواجه شود اقدامات لازم را با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت به‌منظور حفظ و یا ارتقای سطح تولید از میدان اتخاذ نماید اما همان‌طور که بیان گردید از آنجا که پیمانکار هیچ منفعتی در مرحله تولید به‌جز بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد وی از محل 60 درصد ارزش نفت تولیدی نداشته است و قیمت نفت نیز به اندازه کافی بالا بوده است تا بازپرداخت

1. Commissioning
2. Technical Service Agreement
3. Joint Management Committee

Archive of SID

www.SID.ir

مذکور را پوشش دهد، به لحاظ اقتصادی هیچ انگیزه‌ای برای وی جهت حضور و مشاوره جدی به طرف ایرانی وجود نداشته است.

د) عدم ایجاد انگیزه کافی برای شرکت خارجی جهت انتقال فناوری: به نظر می‌رسد مکانیسم انگیزشی به‌صورت تشویقی یا تنبیهی، چه به‌صورت مستقیم و چه به‌صورت غیرمستقیم در مورد انتقال فناوری در بخش‌های مهندسی، ساخت و ساز و خدمات وجود داشته، ولی به دلیل عدم حضور در دوره بهره‌برداری امکان ارتقای توانمندی‌های فنی و مدیریتی در قراردادهای بیع متقابل وجود نداشته است. لذا حضور پیمانکاران در این دوره و مشارکت طرف ایرانی، مکانیسمی خودکار و مستقیم جهت درگیر نمودن منافع بلند مدت طرف مقابل جهت انتقال فناوری پیشرفته و ارتقای توانمندی‌های داخلی محسوب می‌شود و با این اقدام سایر مکانیسم‌های انگیزشی و غیرمستقیم نظیر کاهش هزینه‌های طرح‌ها ناشی از به‌کارگیری حداکثر نیرو و توان داخلی در مقایسه با خارجی نیز حاصل می‌گردد.

هـ) عدم ارتباط میان دریافتی شرکت با نوع فناوری به کار گرفته شده در توسعه میدان: یکی از مکانیسم‌های انگیزشی جهت استفاده و انتقال فناوری‌های نوین صنعت نفت ایجاد ارتباط مستقیم میان میزان دریافتی شرکت و نوع فناوری به کار گرفته شده است. برای مثال فناوری‌های پیشرفته مربوط به حفاری افقی یا شکست هیدرولیکی که نرخ بازیافت نهایی را به میزان قابل‌توجهی افزایش می‌دهد هزینه پیمانکار را به شدت افزایش می‌دهد و به‌کارگیری آن مستلزم وجود انگیزه‌های در این زمینه است.

و) عدم تناسب قراردادهای بیع متقابل در حوزه اکتشاف: ریسک اکتشاف در صنعت نفت بسیار بالا است و قراردادهای بیع متقابل به‌گونه‌ای طراحی شده‌اند که این ریسک را تماماً به طرف قرارداد منتقل می‌نمایند. حتی در نسل اول این قراردادها، انعقاد قرارداد با شرکت مذبور در صورت رسیدن به تولید تجاری از میدان اکتشاف شده منوط به تمایل شرکت ملی نفت بوده است که ریسک مذکور را دو چندان می‌کند. همچنین دستمزدی که برای پیمانکار در نظر گرفته می‌شود تناسبی با ریس. ک مربوطه ندارد و برابر با دستمزدی است که در قراردادهای توسعه تعیین می‌گردد.

Archive of SID

www.SID.ir

5. بررسی قرارداد IPC از زاویه انتقال فناوری

با توجه به اینکه بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، مستلزم به‌کارگیری منابع هنگفت مالی و دانش فنی و مدیریتی روزآمد و قدرت ریسک‌پذیری بالایی می‌باشد، یکی از سیاست‌هایی که دولت‌های صاحب مخازن نفت و گاز جهت جذب این منابع و انتقال ریسک مربوطه، اتخاذ می‌کنند، جلب همکاری و مشارکت شرکت‌های بین‌المللی نفتی در اجرای طرح‌های توسعه بهره‌برداری از این ذخایر می‌باشد (امامی میبدی و همکاران (1395)، ص 64) 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 1392 از آن رونمایی شد. در متن 11 ماده‌ای قراردادهای جدید، حلقه‌های مختلف صنعت نفت (اکتشاف، توسعه و تولید) به‌صورت یکپارچه به شرکت پیمانکار واگذار شد. در ماده 4 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 و گاز» ابلاغی وزیر نفت[1] شرکت‌های ایرانی که صاحب صلاحیت تشخیص داده شوند، با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به‌عنوان شریک شرکت‌های معتبر نفتی خارجی در اجرای قرارداد حضور داشته و شریک شرکت‌های نفتی تراز اول خارجی خواهند بود. این شرکت‌ها با حضور در فرایند اجرای قرارداد، امکان بیشتری جهت ایجاد زمینه انتقال و توسعه دانش فنی 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 بخشی از برنامه مالی عملیاتی سالانه می‌باشد[2] (نیکبخت و موسوی (1394)، ص 64-63).

1. شیوه نامه تعیین صلاحیت اکتشاف، توسعه وتولید از میدان های نفت و گاز ابلاغی 1394/9/4 وزیر نفت.
2. بند (الف) ماده 4 تصویب نامه هیئت وزیران.

Archive of SID

www.SID.ir

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 104 قـانون مالیات‌های مسـتقیم» مصـوب 1395/5/1 مجلس شورای اسلامی و دستورالعمل‌ها و آیین‌نامه‌های ذی‌ربط می‌باشد[1]. 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[2]. راهکار سوم آنکه، در شرکت عملیاتی مشترک[3] سمت‌های مدیریتی در دوره تولید به‌نحوی‌که در قرارداد توافق خواهد شد، چرخشی خواهد بود[4]. 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 (1394)، ص 65-64)

6. ضرورت ارزیابی ریسک فرایندهای مربوط به انتقال فناوری در مدل قراردادی IPC

در هنگام انتقال فناوری، ارزیابی آن بسیار مهم تلقی می‌شود. با اینکه همکاری فناوری به‌ویژه در حوزه‌های با فناوری برتر از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است و می‌تواند سبب بهبود عملکرد شود اما با چالش‌ها و تهدیدات زیادی نیز مواجه است. هر ساله بخش زیادی از همکاری‌های فناوری در پروژه‌های مختلف با شکست مواجه می‌شوند. عمده‌ترین تعریف ریسک در استاندارد

---

۱. بند (ب) ماده 4 تصویب نامه هیئت وزیران

۲. بند (پ) ماده 4 تصویب نامه هیئت وزیران

3.Joint Operating Company (JOC)

4. بند (ت) ماده 4 تصویب نامه هیئت وزیران

Archive of SID

www.SID.ir

پی ام باک[1] بدین صورت می‌باشد: ریسک یک وضعیت یا واقعه غیرمسلم است که اگر اتفاق بیفتد حداقل بر یکی از اهداف پروژه اثر دارد. اهداف می‌توانند محدوده زمان‌بندی، هزینه و کیفیت باشد. به‌طورکلی ریسک‌ها را نمی‌توان به طور کامل حذف کرد اما می‌توان به حد قابل قبول یا قابل تحمل کاهش داد؛ بنابراین هدف مدیریت ریسک ایجاد یک چهارچوب نظام‌مند و مستمر به‌منظور شناسایی، ارزیابی، حذف، کنترل، پیشگیری، کاهش و ابلاغ ریسک‌ها است تا احتمال موفقیت یک پروژه همکاری فناوری را به‌صورت محسوسی افزایش دهد.

صنعت نفت ایران مهم‌ترین صنعت کشور است و در ابعاد گوناگون اقتصادی، اجتماعی، سیاسی و ... جایگاه مهمی را به خود اختصاص داده است. اکتشاف، توسعه، بهره‌برداری از ذخایر ارزشمند نفتی و تبدیل به محصولات دارای ارزش افزوده بالا، مستلزم به‌کارگیری فناوری‌های پیشرفته است. انتقال فناوری یکی از پراهمیت‌ترین موضوعات در مفاد قراردادهای نفتی ایران محسوب می‌شود و اهمیت و نقش تعیین کننده آن در رشد اقتصادی کشور بر کسی پوشیده نیست. نگاهی به سوابق تاریخی انتقال و توسعه فناوری در صنعت نفت ایران نشان می‌دهد توفیق چندانی در این امر حاصل نشده است. به دلایلی که در پیش از این بیان گردید نسل‌های مختلف قرارداد بیع متقابل، نتوانسته است در طی سال‌های گذشته در انتقال کامل و مناسب فناوری به کشور موفق عمل نماید و علیرغم پیشرفت‌هایی که خصوصاً در سال‌های اخیر داشته است کماکان توانمندی صنعت نفت ایران در حوزه بهره برداری است. در بند 4 الگوی جدید قرارداد نفتی (IPC) نیز انتقال فناوری پیگیری شده است. موفقیت در انتقال فناوری امری تصادفی و خود به خودی نیست بلکه توفیق در این امر نیازمند دیدگاهی جامع و آینده‌نگر در عرصه‌های مختلف تحقیقاتی، برنامه‌ریزی و سیاست‌گذاری و اجرایی دارد. با توجه به عدم موفقیت در انتقال فناوری در قراردادهای بیع متقابل و نیز توجه به شرایط کنونی که صنعت نفت با تحریم‌های جدی روبرو شده است، ایجاب می‌نماید ریسک‌های موجود در انتقال فناوری در قرارداد جدید نفتی آگاهانه مورد ارزیابی قرار گیرد چرا که بروز هر گونه مشکل در انتقال فناوری که یکی از بزرگ‌ترین

1.PMBOK

Archive of SID

www.SID.ir

اهداف در قرارداد جدید نفتی ایران است، بی‌تردید موجب شکست در این امر و وابستگی شدید کشور به شرکت‌های بین‌المللی می‌گردد.

7. ارزیابی ریسک به روش FMEA[1]

فرایند مدیریت ریسک شامل پنج فعالیت می‌باشد که عبارت‌اند از: ارتباط و مشاوره، ایجاد زمینه، ارزیابی ریسک، عملیات بر روی ریسک، نظارت و بازنگری. ارزیابی ریسک پیچیده‌ترین مبحث در بین پنج فعالیت ذکر شده بوده و شامل شناسایی، تجزیه و تحلیل و ارزشیابی ریسک است (ایزو[2] 31000 (2015). روش ارزیابی حالات شکست و آثار آن (FMEA) رویکردی سیستماتیک جهت ارزیابی و رتبه‌بندی ریسک‌های بالقوه و بالفعل یک محصول یا فرایند و اولویت‌بندی ریسک‌ها جهت اقدامات اصلاحی و رفع ریسک‌هایی با بالاترین درجه و سپس اولویت‌بندی مجدد ریسک‌ها در یک چرخه بهبود مستمر می‌باشد (پاسیاروتی و همکاران[3] (2014)، ص 789). از بهترین ویژگی‌های FMEA اقدام کنشی بجای واکنشی در مقابل برخورد با شکست‌ها یا به عبارتی دیگر انجام عملی پیشگیرانه قبل از وقوع حادثه است. این روش ساختاری از جز به کل است که با یک حالت شکست[4] در زیر مجموعه یک سیستم آغاز شده و تأثیر آن را بر روی سایر زیرمجموعه‌ها و کل سیستم بررسی می‌کند. این روش نخستین بار در سال 1949 توسط ارتش آمریکا در بخش‌های هوانوردی جهت رفع مشکلات ایمنی و پایایی محصولات در طی فاز طراحی و ساخت (مونتاژ) بکار گرفته شد (نورل برگندال[5] (1993)) و در سال 1963 به‌طور گسترده در صنایع فضانوردی، اتمی و خودروسازی مورد استفاده قرار گرفت. در سال 1977 شرکت فورد در بخش خودروسازی برای ارزیابی اولویت‌بندی حالات شکست در مرحله طراحی از این روش استفاده نمود (راجیو و همکاران[6] (2005)، ص 987). با توجه به

1. Failure Mode and Effects analysis
2. ISO 31000 (2015)
3. Paciarotti et al (2014)
4. Failure
5. Norell Bergendahl (1993)
6. Rajiv et al (2005)

Archive of SID

www.SID.ir

کنشی بودن این روش و در نتیجه افزایش سودآوری در بخش‌هایی که این روش را به کار گرفته بودند، این فناوری جدید به سرعت در تمام شاخه‌های علوم رشد کرده و امروزه علاوه بر صنایع مختلف تولیدی، در بخش‌های مختلفی چون بانکداری، منابع انسانی، بهداشت و درمان، کشاورزی و بخش خدمات به صورت گسترده‌ای مورد استفاده قرار می‌گیرد. در حوزه پالایش نفت و صنایع مرتبط با آن از روش FMEA برای دستیابی به راه‌حل‌هایی در برطرف کردن مسائل به کار رفته است. به عنوان مثال از این روش برای ارزیابی و ارتقای ایمنی و پایداری فرایندهای پیوسته- مستمر فراوری نفت و بررسی درجه ریسک زایی انجام پروژه‌هایی هم چون حفر چاه نفت استفاده شده است (نوذری و همکاران (1391)؛ بوت[1] (1999)). خروجی FMEA عدد اولویت ریسک (RPN)[2] است که بیانگر سطح اهمیت ریسک‌ها و حاصل‌ضرب سه پارامتر احتمال وقوع شکست[3]، شدت خسارت[4] و قابلیت کشف شکست[5] می‌باشد. برای هر یک از سه پارامتر ذکر شده با توجه به مقیاس‌های استانداردهای FMEA جداولی با دامنه‌ای از درجات ممکن (از عدد 1 تا 10) تعیین شده است (استاندارد SAE.J 1739) که در هر پژوهش با توجه به اهداف آن، جداول تغییر و اصلاح می‌گردد (نژاد علی و همکاران (1387)، ص 182). افراد، تجربیات خود را با دامنه‌ای از درجات ممکن (از عدد 1 تا 10) پارامترهای شدت، احتمال وقوع و قابلیت کشف، مطابقت داده و اعداد را به ازای هر علت بالقوه شکست به پارامترها تخصیص می‌دهند. این اعداد درجه مخاطره‌آمیزی هر علت را با لحاظ پارامتر معین مشخص می‌کند (دری و همکاران (1389)، ص 115). استفاده از روش FMEA را می‌توان در سه بخش متوالی طبقه‌بندی نمود:

1. آنالیز کیفی: بر اساس شناسایی همه حالات شکست، علل و آثار آن‌ها.
2. آنالیز کمی: بر اساس ارزیابی شاخص عدد اولویت ریسک (RPN).
3. آنالیز اصلاحی: بر اساس تفسیر راهبردهای بهبود با هدف کاهش سطح ریسک‌ها.

1. Booth (1999)
2. Risk Priority Number
3. Occurrence
4. Severity
5.Etection

Archive of SID

www.SID.ir

در پژوهش حاضر می‌توان مراحل روش FMEA را در ده مرحله به شرح ذیل اجرا نمود:

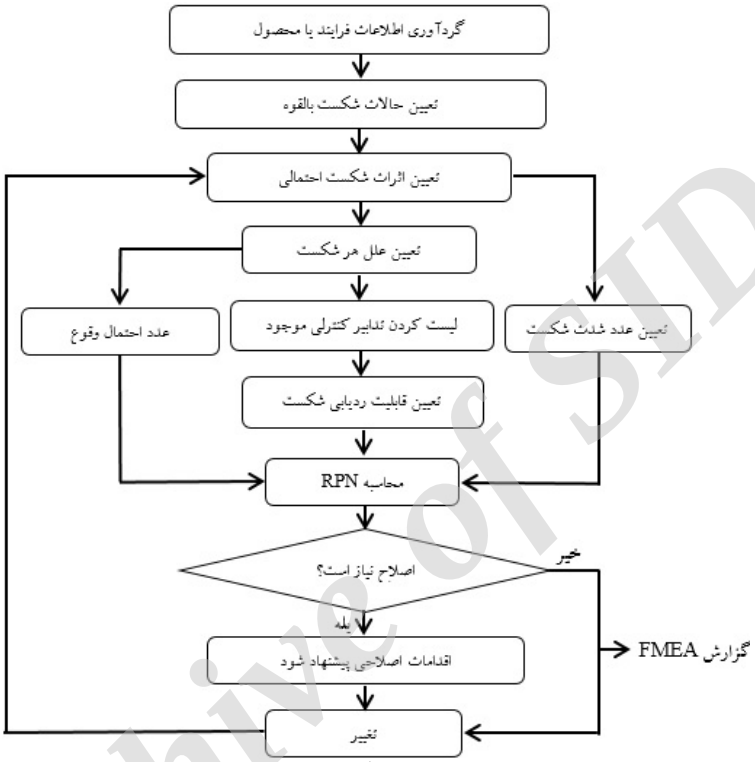
1. سیستمی را جهت آنالیز تعیین نموده و آن را به زیرمجموعه‌ها و یا اجزا کوچک‌تر تقسیم نمایید.
2. نمودار کلی سیستم را رسم نمایید. از نمودار ساختاری، عملکردی و علت و معلولی برای تعیین رابطه اجزا استفاده می‌شود.
3. تمام حالات شکست اجزا را تعین و علل و آثار آن‌ها بر روی عملکرد زیرمجموعه‌ها و یا کل سیستم مشخص کنید.
4. هریک از حالات شکست را از نظر وخیم‌ترین پیامد احتمالی ارزیابی کنید (فرد خبره با توجه به تجربه خود در خصوص شدت و میزان آسیب ریسک مورد نظر عددی از جدول شدت انتخاب می‌کند).
5. روش‌هایی ردیابی و کشف شکست و تدابیر جبرانی در صورت بروز هر گونه شکست را بررسی کنید. (فرد خبره باتوجه به تجربه خود در خصوص میزان احتمال کشف ریسک مورد نظر عددی از جدول قابلیت کشف انتخاب می‌کند. با این توضیح که هرچه احتمال کشف وقوع یک رویداد بیشتر باشد، عدد کمتر و هرچه احتمال کشف یک رویداد کمتر باشد و نتوان ماهیت موضوع را به‌راحتی کشف کرد عدد بالاتری در نظر می‌گیرد. عدد بالاتر به این دلیل که در RPN تأثیر بیشتری داشته باشد و ریسک مورد نظر با توجه به گنگ بودن ماهیت، در اولویت رسیدگی قرار گیرد.)
6. احتمال وقوع را با استفاده از روش‌های کیفی و کمی تخمین بزنید. (فرد خبره باتوجه به تجربه خود در خصوص احتمال وقوع ریسک مورد نظر عدد از جدول احتمال وقوع را انتخاب می‌کند.)
7. عدد اولویت ریسک را از طریق رابطه $RPN = O \times S \times D$ محاسبه کنید[1].
8. اقدامات اصلاحی را تعیین نمائیدکه اقدامات ممکن است شامل موارد زیر باشد:
   - اقدامات جبرانی جهت حداقل نمودن خسارت ناشی از وقوع شکست
   - اقدامات پیشگیرانه جهت ممانعت از بروز شکست
9. جهت ارتقا و بهبود عملکرد سیستم و یا فرآیند پیشنهادات و راه‌های کنترلی را توسعه دهید.
10. گزارش FMEA را در جدولی ارائه نمایید.

1. O: احتمال وقوع ریسک، S: شدت ریسک، D: قابلیت کشف ریسک

Archive of SID

www.SID.ir

شکل (1): شماتیک مراحل انجام FMEA



منبع: راجیو و همکاران[1] (2005)، ص 988

8. پیشینه پژوهش

نتایج جستجو در زمینه ارزیابی ریسک در قراردادهای نفتی، حاکی از نبود تحقیقات در این زمینه بود البته مطالعات مختلفی در زمینه ارزیابی ریسک در پروژه‌های مختلف غیر از صنعت نفت و گاز انجام شده بود که ارتباطی با انتقال فناوری نداشتند. از جمله مطالعات انجام شده در زمینه ارزیابی ریسک انتقال فناوری می‌توان به مطالعه ابراهیمی و جانانلو

1. Rajiv et al (2005)

Archive of SID

www.SID.ir

(1394)، جاویدنیا و همکاران (1393) و نقی زاده و همکاران (1393) اشاره کرد که به شرح زیر می‌باشند:

ابراهیمی و جانانلو (1394) ریسک‌های قراردادهای نفتی را به دو گروه ریسک‌های سیستماتیک (ریسک‌های فورس ماژور، ریسک‌های تجاری و اقتصادی، ریسک‌های سیاسی و اجتماعی)، ریسک‌های فنی تقسیم کردند و راهکارهایی برای مدیریت ریسک در مرحله تنظیم قرارداد از چرخه حیات قرارداد ارائه کردند.

جاویدنیا و همکاران (1393) در نظرسنجی از 60 مدیر در بخش‌های مختلف صنعتی ایران به بررسی سه نوع ریسک فنی، بازار و همکاری در انتقال فناوری در صنایع ایران پرداختند. بر اساس نتایج تحلیل رگرسیون، تأثیر ریسک همکاری در انتقال فناوری معنی‌دار نگردید ($p\leq0/05$) و ریسک بازار بالاترین اولویت و ریسک همکاری پایین‌ترین اولویت را در انتقال فناوری کسب کرد.

نقی‌زاده و همکاران (1393) تعداد 46 ریسک موجود در همکاری‌های فناوری به‌ویژه در پروژه‌های حوزه زیست‌فناوری را در چهار بعد فردی، میان فردی، سازمانی و محیطی طبقه‌بندی کردند. در میان ریسک‌های شناسایی شده ده ریسک به عنوان ریسک‌های با عدد اولویت بالا ارزیابی شد. در بین ابعاد چهارگانه ریسک‌ها، بعد ریسک‌های فردی دارای بیشترین اهمیت و سپس به ترتیب ابعاد میان فردی، سازمانی و محیطی قرار گرفتند.

در ادامه برخی مطالعات مرتبط با انتقال فناوری در صنعت نفت که در زمینه ارائه راهکارها، چالش‌ها و نقد قراردادهای نفتی در زمینه انتقال فناوری می‌باشد، ارائه شده‌اند:

هندی و مطهری (1395) ضمن بررسی موضوع اقتصاد مقاومتی در مطالعه‌شان، به جنبه‌های نقش انتقال فناوری و نسبت آن با اقتصاد مقاومتی در قرارداد IPC پرداختند و با نگاه به ماهیت و طبقه‌بندی فناوری در بالادستی، با استفاده از حوزه هدف فناوری و سطح‌بندی آن، الگویی برای بهبود انتقال فناوری در قرارداد IPC ارائه دادند.

Archive of SID

www.SID.ir

عزیزی و مقدم (1395) بعد از معرفی پروژه‌های توسعه فناوری و مدل‌های مدیریتی، به شناسایی چالش‌های مدیریتی در دو پروژه صنعت نفت و گاز ایران (پروژه سولفیران و پروژه ال.ان.جی) پرداختند و یک الگوی مدیریتی متناسب با شرایط خاص این پروژه‌ها ارائه کردند.

نوروزی (1394) در پژوهش خود به واکاوی چالش‌های انتقال فناوری در قراردادهای بالادستی نفت به‌ویژه قرارداد بیع متقابل با توجه به استدلال‌های موافقان و مخالفان پرداخته است. وی با اشاره به ضعف در ظرفیت جذب دانش و فناوری، راهکار توسعه فناوری در صنعت نفت ایران را شناخت بازیگران فعال در عرصه فناوری، توسعه درون‌زای فناوری و سرمایه‌گذاری لازم در ایجاد و افزایش جذب فناوری در صنعت نفت ایران بیان کرد.

موسی خانی و قراخانی (1392) در پژوهش خود عوامل مؤثر بر انتقال فناوری با استفاده از مدل ارائه شده توسط لای و تسای، مصاحبه با اساتید و خبرگان را شناسایی کردند و سپس به رتبه‌بندی آن‌ها با استفاده از سه روش AHP، تاپسیس و الکتر پرداختند. بر اساس نتایج تحقیق، عامل شکل فناوری به عنوان مهم‌ترین عامل شناخته شد و پس از آن توانایی مدیران و کارکنان، سیاست‌های دولت، هزینه انتقال فناوری و شکل سازمانی به‌ویژه تحقیق و توسعه سایر عوامل مهم شناخته شدند.

عزیزی و همکاران (1386) به شناسایی مشکلات و تنگناهای اساسی انتقال فناوری، وضعیت و سطح فناوری در صنعت نفت ایران پرداختند. آن‌ها مشکل اساسی انتقال فناوری را فقدان یک ارگان مسئول هدایت جریان انتقال و توسعه فناوری و عدم توجه به فناوری به عنوان یک عامل استراتژیک در فرایند توسعه صنعتی ذکر کردند.

در ادامه به بررسی مطالعات انجام شده در حوزه انتقال فناوری در خارج از کشور پرداخته شده است.

Archive of SID

www.SID.ir

منجیلی و طالقانی[1] (2015) با توجه به دیدگاه‌ها و نگرش‌های 30 نفر از مدیران کارشناسان آشنا به مسائل انتقال فناوری به تعیین استراتژی انتقال فناوری در صنایع بالادستی نفت ایران (توسعه میادین نفتی) با استفاده از مدل اثربخشی مشروط انتقال فناوری پرداختند. از میان عوامل انتقال فناوری در توسعه میادین نفتی موضوع انتقال و از بین زیرمعیارهای آن دانش علمی و فناوری فیزیکی بیشترین اولویت را کسب کرد.

اصغری و رخشانی‌کیا[2](2013) با بیان اهمیت انتقال فناوری در صنعت نفت، راهکارهایی همچون زمینه‌سازی شرایط فرهنگی مناسب، مشارکت دانشگاه‌ها در انتقال فناوری و ارتباط مؤثر با صنعت نفت، مدیریت انتقال فناوری، همکاری نزدیک با کشورهایی مانند کره جنوبی، ترکیه و مالزی، سرمایه‌گذاری دولت، تدوین استراتژی با توجه به نقاط ضعف و قوت ملی و تقویت تحقیق و توسعه در زمینه انتقال فناوری را به‌منظور کاهش شکاف انتقال فناوری بین کشورهای تولید کننده نفت و کشورهای صاحب فناوری ارائه دادند.

موهامد و همکاران[3] (2012) به شناسایی و بررسی عوامل مؤثر در انتقال فناوری در صنعت نفت لیبی با نظرسنجی از 201 نفر از متخصصان صنعت نفت پرداختند. دو عامل کلیدی در انتقال مؤثر فناوری، نقش دولت (حمایت‌های دولت، قوانین و مقررات، استراتژی صنعت نفت، استانداردهای کیفیت بین‌المللی، فناوری اطلاعات) و توانایی یادگیری فناوری (نظارت، پذیرش، کارهای گروهی، جذب نیروی انسانی، آموزش، پیچیدگی فناوری) شناخته شد.

مارکست و لینک[4] (2002) یکی از عوامل مؤثر در موفقیت در همکاری را مربوط به ریسک بیان کرد. ریسک‌های مرتبط به همکاری فناوری را ضعف در انتقال اطلاعات از

1. Manjily and Taleghani (2015)
2. Asghari and Rakhshanikia (2013)
3. Mohamed et al (2012)
4. Marxt and Link (2002)

Archive of SID

www.SID.ir

مدیران ارشد پروژه به همکاران، شفاف نبودن اطلاعات و نتایج همکاری، تعریف نقش افراد در همکاری، شیوه نادرست انتقال دانش فنی، عدم وجود سیستم نظارتی و قانونی کارآمد، ضعف تصمیم‌گیری، اولویت‌بندی نامناسب حوزه‌های کلیدی در همکاری، عدم تأمین منافع ظرفیت در قرارداد برشمرد.

9. فرایند اجرایی روش پژوهش

این پژوهش از نظر هدف جز تحقیقات کاربردی و از نظر روش از نوع توصیفی و از شاخه میدانی است. با توجه به اینکه هدف این تحقیق شناسایی و رتبه‌بندی ریسک‌های انتقال فناوری در قرارداد نفتی IPC می‌باشد، این شناسایی و رتبه‌بندی در دو مرحله صورت گرفت. در مرحله اول به شناسایی ریسک‌های انتقال فناوری پرداخته شده است که بدین منظور، پس از مطالعه نظرات و انتقادهای خبرگان در مورد قرارداد جدید نفتی ایران موسوم به IPC در مقالات، سایت‌های معتبر خبری و تحلیلی و همچنین مصاحبه و مشورت با افراد خبره ریسک‌های انتقال فناوری، علل وقوع و پیامدهای بالقوه شناخته و سپس در برگه‌های کاری (جدول 1) ثبت گردید. در مرحله دوم به رتبه‌بندی ریسک‌ها با استفاده از روش FMEA پرداخته شد و برای هر ریسک ارزشی تعیین گردید. از آنجا که در این روش، اندازه‌گیری شاخص میزان احتمال وقوع (O)، قابلیت کشف (D) و شدت اثر (S) معمولاً بر حسب دامنه‌ای از درجات 1 تا 10 بیان می‌گردد، در این مطالعه نیز جهت اندازه‌گیری ریسک‌های انتقال فناوری از جداول مناسب با محیط پژوهش استفاده گردید. ارزش‌گذاری ریسک بر اساس جداول رتبه‌بندی احتمال وقوع ریسک (جدول 2)، قابلیت کشف ریسک (جدول 3) و شدت ریسک (جدول 4) موجود در روش FMEA و توسط افراد خبره و با تجربه انجام شد. افراد خبره با توجه به تجربیات خود برای هر ریسک ارائه شده به ایشان از هر یک از جداول تنظیم شده احتمال وقوع، قابلیت

Archive of SID

www.SID.ir

کشف و شدت ریسک یک عدد را انتخاب کردند. تعیین احتمال وقوع ریسک بر اساس تجربیات گذشته و دانش خبرگان بر مبنای 1 تا 10 سنجیده می‌شود. ارزیابی شدت ریسک، بر اساس آگاهی و خبرگی ارزیابی کنندگان انجام می‌شود. با توجه به اینکه معیارهای مورد بررسی آثار مختلفی دارند اثر ریسک درجه‌بندی می‌گردد و با عددی از 1 تا 10 (از پایین به بالا) بیان می‌گردد. تعیین قابلیت کشف به‌منظور شناسایی علت وقوع ریسک است؛ به عبارت دیگر احتمال کشف، توانایی پی بردن به وقوع ریسک قبل از رخداد آن است. درجه قابلیت کشف با توجه به مقیاس‌های عددی 1 تا 10 تعیین‌گردید. عدد اولویت ریسک (RPN) برای هر یک از ریسک‌ها از حاصل‌ضرب 3 عدد مربوط به احتمال وقوع، قابلیت کشف و شدت محاسبه شد (رابطه 1). مقدار عدد RPN از 1 تا 1000 متغیر است و با توجه به نظر افراد خبره و مقادیر به دست آمده، حدود RPN برای تعیین نوع ریسک (پایین، متوسط و بالا) تعیین شد (جدول 5). در روش FMEA پس از تعیین رتبه ریسک‌ها، به‌منظور کاهش سطح ریسک‌ها و همچنین کاهش خطرات ناشی از ریسک‌ها، راهکارهای کنترلی ارائه گردید.

$$RPN = O \times S \times D \qquad (1)$$

O: احتمال وقوع ریسک؛ S: شدت ریسک؛ D: قابلیت کشف ریسک

جدول (1): کاربرگ‌های FMEA

سیستم: IPC							
زیر سیستم: انتقال فناوری							
ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی

منبع: یافته‌های پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (2): احتمال وقوع ریسک

تفسیر	احتمال	رتبه‌بندی
شکست تقریباً حتمی	خیلی بالا	10
		9
شکست‌های مکرر	بالا	8
		7
شکست اتفاقی	متوسط	6
		5
شکست‌های نسبتاً کم	کم	4
		3
شکست غیرمحتمل	جزئی	2
		1

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول (3): قابلیت کشف ریسک

تفسیر	قابلیت کشف	رتبه‌بندی
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری غیرممکن است	کاملاً نامشخص	10
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری بسیار سخت است	خیلی جزئی	9
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری سخت است	جزئی	8
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری بسیار کم است	خیلی کم	7
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری کم است	کم	6
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری متوسط است	متوسط	5
احتمال کشف شکست فرایند انتقال فناوری تقریباً بالاست	تقریباً بالا	4
احتمالاً شکست با کنترل‌های موجود فرایند انتقال فناوری کشف می‌شود	بالا	3
احتمال کشف شکست با کنترل‌های موجود فرایند انتقال فناوری بالاست	خیلی بالا	2
کنترل‌های موجود قطعاً شکست فرایند انتقال فناوری را کشف می‌کند	تقریباً مشخص	1

منبع: یافته‌های پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (4): شدت ریسک

تفسیر	شدت	رتبه‌بندی
فرایند باعث نتیجه تخریبی شدید در فرایند انتقال فناوری و حتی سایر فرایندهای هدف قرارداد مادر دارد.	فوق‌العاده بالا	1
فرایند انتقال فن‌آوری به‌طورکلی دچار نقص و نتیجه عکس می‌دهد.	شدیداً بالا	9
فرایند باعث نقص جدی فرایند انتقال فن‌آوری می‌شود.	خیلی بالا	8
فرایند باعث اختلال زیاد در فرایند انتقال شده است.	بالا	7
فرایند باعث اختلال در سیستم فناوری می‌شود.	متوسط	6
فرایند باعث اختلال کم در سیستم انتقال فن‌آوری می‌شود.	کم	5
فرایند باعث اختلال کم در سیستم انتقال فن‌آوری می‌شود.	خیلی کم	4
فرایند باعث اختلال جزئی در کار می‌شود	جزئی	3
فرایند باعث اختلال جزئی در کار می‌شود	خیلی جزئی	2
فرایند تأثیری ندارد	بی‌تأثیر	1

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول (5): حدود RPN

نوع ریسک	حدود RPN
ریسک پایین (L)	125-100
ریسک متوسط (M)	250-126
ریسک بالا (H)	1000-251

منبع: یافته‌های پژوهش

10. تجزیه و تحلیل نتایج

نظر به هم‌اندیشی با تعداد 34 نفر از مدیران و کارشناسان حوزه نفت و گاز کشور در اولویت‌بندی ریسک‌های مطرح در قرارداد IPC، با روش FMEA نتایج ذیل حاصل گردید.

به‌طورکلی در بررسی ریسک‌های انتقال فناوری در قرارداد جدید ایران، به ازای 7 ریسک، 20 علت وقوع به همراه اثرات آن‌ها و 20 راهکار کنترلی در جدول کاربرگ نهایی فهرست شده است. در مراحل بعدی، پس از احتساب RPN هر یک از ریسک‌ها بر اساس امتیاز کسب شده شاخص‌های احتمال وقوع، قابلیت کشف و شدت، ریسک‌های با خطرات بالا در فرایند انتقال

Archive of SID

www.SID.ir

فناوری در قرارداد IPC شناسایی و اولویت‌بندی گردید. نتایج نشان داد همه ریسک‌ها، جز ریسک‌های با خطر بالا می‌باشند و در همه آن‌ها عدد اولویت ریسک (RPN) بالاتر از 100 تعیین گردید که نشان دهنده لزوم اجرای راهکارهای کنترلی ارائه شده در جهت انتقال فناوری در قرارداد IPC می‌باشد. در این میان بالاترین اولویت مربوط به نتایج سوء حاصل از جدا شدن مهندسان و کارشناسان نفتی از شرکت ملی نفت با نمره 576 و تأثیر حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی بر نابودی رشد درون‌زای صنعت نفت کشور با نمره 448 می‌باشد. کمترین عدد اولویت ریسک مربوط به نبود ساز و کار مناسب برای انتقال فناوری با نمره 192 می‌باشد. بررسی ارزیابی احتمال وقوع در ریسک‌های موجود نشان داد وابسته بودن انتقال فناوری در قرارداد جدید نفتی به انعقاد قراردادی دیگر، بالاترین احتمال وقوع را در این قرارداد دارد. نبود ساز و کار مناسب در انتقال فناوری و نیز وابسته بودن انتقال فناوری در قرار جدید به انعقاد قرارداد دیگر از جمله ریسک‌هایی که احتمال کشف شکست آن‌ها در فرایند انتقال فناوری بالا می‌باشد. طبق نتایج ارزیابی ریسک بالاترین شدت ریسک در انتقال فناوری قرارداد جدید نفتی جدا شدن تدریجی مهندسان و کارشناسان نفتی از شرکت ملی نفت و تشکیل شرکت‌های خصوصی می‌باشد.

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (6): نتایج ارزیابی ریسک در قرارداد IPC به روش FMEA

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
1	تضعیف شدید شرکت ملی نفت ایران با رشد و تأسیس شرکت‌های خصوصی ایرانی	1. در صورت انتقال فناوری، آن صرفاً در اختیار شرکت خصوصی است که هر زمان اراده کند می‌تواند در عمل به تعهدات خود کارشکنی کند و یا به جهت کسب سود بیشتر راهی بازارهای بین‌المللی شود و در کشور حاضر به فعالیت نباشد (مسعود درخشان، 1394، http://safirane57.ir). 2. بخش خصوصی که به موجب قانون اساسی حق ورود به بخش بالادستی نفت را ندارد این بار در قالب «شرکت عملیات مشترک» JOC قانون اساسی را دور زده و می‌تواند حاکم بر مقدرات میادین نفتی کشور شود، میادینی که بخشی از انفال است (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com). 3. ثمره رشد شرکت‌های نفتی بخش خصوصی ایران در دامن شرکت‌های نفتی خارجی، جدا شدن نیروهای متخصص و با تجربه نفتی از بدنه شرکت ملی نفت و شرکت‌های وابسته و پیوستن آن‌ها به شرکت‌های جدیدالتأسیس ایرانی و بهره‌مند شدن از مزایای شغلی است که در همکاری با شرکت‌های نفتی خارجی وجود دارد (سعید رضایی، 1395).	7	6	7	294	1. شرکت ملی نفت و وزارت نفت به علت ضعف شدید مدیریت و ساختارهای نامناسب، ظرفیت لازم برای رشد و بالندگی در قالب قراردادهای نفتی به شیوه بیع متقابل یا نظایر آن را ندارد بلکه بایستی ساختار این قراردادها را تغییر داد و به جای آنکه شرکت ملی نفت، محور همکاری با شرکت‌های نفتی خارجی باشد این همکاری با محوریت شرکت‌های نفتی ایرانی از بخش خصوصی صورت گیرد. استدلالی که معمولاً برای اثبات ادعای فوق‌الذکر مطرح می‌شود این است که این شرکت‌های نفتی ایرانی چون خصوصی هستند پس چابک‌اند و ظرفیت‌های لازم برای جذب فناوری و مهارت‌های مدیریتی را دارا هستند (مسعود درخشان، 1395، http://khabarone.ir). 2. پیاده‌سازی جدی استانداردهای سازمانی جدید نظیر ISOو PMI در شرکت ملی نفت ایران به‌طور فراگیر و رهایی از مدل مدیریت و تصمیم‌گیری سنتی و سلیقه‌ای.

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
2	قرار گرفتن صنعت نفت کشور و ذخایر نفتی در دست شرکت‌های خصوصی ایرانی	1. مجموعه شرکت‌های خارجی و ایرانی است که به‌عنوان «یک کل واحد» در نظر گرفته می‌شود و این کل واحد در مقابل شرکت ملی نفت قرار گرفته و قرارداد منعقد می‌شود؛ بنابراین شرکت‌های نفتی ایرانی، جزئی از شرکت ملی نفت ایران نیست بلکه در کنار شرکت نفتی خارجی و به‌عنوان جزئی از طرف دوم قرارداد، با شرکت ملی نفت ایران چانه‌زنی می‌کند. کلیه هزینه‌های این شرکت ایرانی دقیقاً مشابه هزینه‌های شرکت خارجی از محل نفت تولید شده از میدان پرداخت خواهد شد (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com). 2. این شرکت‌ها به لحاظ منافع و اهداف شرکتی، دقیقاً مانند شرکت‌های نفتی خارجی و در چارچوب اصول بنگاه‌داری، در مقابل شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته و به دنبال منافع خود و سهامدارانشان خواهند بود. حاصل آنکه در چارچوب این قراردادهای جدید نفتی، شرکت ملی نفت ایران از محل نفت و گاز متعلق به نسل فعلی و نسل‌های آینده کشور، تعدادی از شرکت‌های ایرانی را تأمین مالی می‌کند درحالی‌که این شرکت‌ها در دامن شرکت‌های نفتی خارجی رشد کرده و از منظر انگیزه‌ها، منافع، اهداف و راهبردها دقیقاً همسو با شرکت‌های نفتی خارجی هستند (مسعود درخشان، 1394، ماهنامه تحلیلی- ترویجی و گفتمانی قرارگاه پدافند اقتصاد 3. با طولانی شدن عمر میادین بزرگ نفتی کشور، این میادین به شدت نیازمند برنامه‌های ازدیاد برداشت بوده و خواهند بود. با تضعیف توان فنی - مهندسی شرکت ملی نفت، منطقاً انتظار می‌رود که همین شرکت‌های خارجی با شرکای ایرانی خود به تدریج مدیریت همین میادین بزرگ را نیز در دست بگیرند. به موجب ماده 2 این قرارداد	6	9	6	342	1. به جای آنکه شرکت ملی نفت با شرکت‌های مشترک عملیاتی (JOC) متشکل از شرکت‌های نفتی خارجی و شرکای ایرانی او (از بخش خصوصی) وارد قرارداد شود، مستقیماً با شرکت‌های خارجی، قرارداد نفتی را منعقد نماید. بدیهی است که برای حضور این شرکت‌های نفتی ایرانی در فرآیند عملیات نفتی، می‌توان برنامه جداگانه‌ای تدوین نمود. هدف از این پیشنهاد این است که اولاً، توان فنی- مهندسی و مهارت‌های مدیریتی شرکت ملی نفت ایران ارتقا یابد و به تدریج تبدیل به شرکت ملی- بین‌المللی شود. ثانیاً، از رقابت مهندسان و کارشناسان متخصص و با تجربه صنعت نفت با یکدیگر در جدا شدن از بدنه شرکت ملی نفت و پیوستن به شرکت‌های نفتی خصوصی ایرانی به امید همکاری طولانی مدت با شرکت‌های نفتی خارجی جلوگیری شود (مسعود درخشان، 1394، ماهنامه تحلیلی- ترویجی و گفتمانی قرارگاه پدافند اقتصادی).

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
2	قرار گرفتن صنعت نفت کشور و ذخایر نفتی در دست شرکت‌های خصوصی ایرانی	«عملیات بهبود و افزایش ضریب بازیافت در میدان‌های در حال بهره‌برداری بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آن‌ها» در حوزه‌های وظایف شرکت‌های نفتی خارجی و شرکای ایرانی آن‌ها می‌باشد (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com) 4. شرکت‌های نفتی بخش خصوصی ایران به‌عنوان شرکای شرکت‌های نفتی خارجی هستند و بخش خصوصی در بخش بالادستی نفت (اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری) حضور دارد. می‌دانیم که به موجب قانون، شرکت‌های بخش خصوصی مجاز به فعالیت در بخش بالادستی نفت و گاز نیستند درحالی‌که با تشکیل JOC و انعقاد قرارداد بین شرکت ملی نفت و JOC، عملاً شرکت‌های بخش خصوصی می‌توانند وارد بخش بالادستی شوند (مسعود درخشان، 1394، ماهنامه تحلیلی- ترویجی و گفتمانی قرارگاه پدافند اقتصادی). 5. ناکارایی شرکت ملی نفت ایران در مدیریت مخازن، در خلال چند دهه گذشته به اثبات رسیده است و با اجرای این قرارداد، شرکت ملی نفت به‌آرامی تضعیف و کوچک شود و صرفاً جنبه نظارت و راهبردی داشته و در عوض، تعداد زیادی از شرکت‌های ایرانی در دامن شرکت‌های نفتی خارجی پرورش می‌یابند و مقدرات صنعت نفت و گاز کشور را در دست می‌گیرند (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com)					

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
3	نبود ساز و کار مناسب برای انتقال فناوری	1. طرف خارجی که صاحب سرمایه و فناوری است، هیچ تعهدی بر خود نمی‌بیند که فناوری خود را به طرف ایرانی منتقل کند (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com) 2. شرکت‌های بزرگ نفتی تنها مدیریت پروژه را انجام می‌دهند و شرکت‌های کوچک‌تری را که خدمات فنی مهندسی ارائه می‌کنند، در پروژه‌ها به کار می‌گیرند (بسیج دانشجویی دانشکده فنی دانشگاه تهران، 1395، http://www.mashreghnews.ir). 3. شرکت ملی نفت نیازهای فنی خود را نمی‌شناسد و اولویت‌بندی، تعیین و اعلام نشده است. اگر این امر محقق شود، قطعاً می‌توان برای مسئله انتقال فناوری اقدامات مؤثرتر و با ضمانت بیشتری انجام داد (بسیج دانشجویی دانشکده فنی دانشگاه تهران، 1395، http://www.mashreghnews.ir). 4. قراردادهای نفتی ذاتاً برای انتقال فناوری از طرف شرکت نفتی خارجی به کشور صاحب مخزن طراحی نشده است و اگر در قراردادی ملاحظاتی در باب انتقال فناوری وجود دارد نوعاً به‌صورت پیوست‌هایی است که جزئی از بدنه اصلی قرارداد نیست و صرفاً به درخواست کشور صاحب مخزن و با پرداخت حق‌الزحمه اضافی به طرف خارجی، طراحی شده و به لحاظ تاریخی، عملکرد رضایت‌بخشی نیز نداشته است. حداکثر انتظاری که از یک قرارداد نفتی می‌توان داشت صرفاً	8	4	6	192	1. از منظر اقتصاد مقاومتی، اساساً نیاز به حضور شرکت‌های نفتی خارجی در بخش بالادستی نفت و گاز کشور آن هم برای طولانی مدت وجود ندارد. مهندسان و کارشناسان ایرانی نشان داده‌اند که در شرایط جنگ تحمیلی، علاوه بر تعمیر و بازسازی تجهیزات و زیرساخت‌های صنعت نفت و گاز، توانسته‌اند تولید را ادامه دهند و بعد از جنگ تحمیلی سطح تولید را به مرز 3 میلیون و 700 هزار بشکه برسانند. با استفاده از منابع بانک مرکزی و تأمین تجهیزات حتی در شرایط تحریم، مهندسان و مدیران ما توانسته‌اند تقریباً تمام فازهای باقی‌مانده در پارس جنوبی را توسعه دهند که برخی به مرحله تولید رسیده و مابقی به‌زودی وارد مرحله تولید می‌شوند (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com). 2. با رویکرد فرهنگ مقاومتی که لازمه تحقق اقتصاد مقاومتی است، نه‌تنها نیازی به شرکت‌های نفتی خارجی نیست بلکه حضور مجدد آنان در صنعت نفت و گاز کشور موجب می‌شود که تمام دستاوردهای حاصل از دوران تحریم را از دست بدهیم. حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی، نابودکننده رشد درون‌زای صنعت نفت کشور است، رشدی که در شرایط تحریم شکل گرفته و به سرعت به سمت شکوفایی جهت‌گیری کرده است (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com). 3. از مدیران ارشد پروژه‌های بزرگ نفت و گاز در سطح جهان که بازنشسته شده‌اند و یا از شرکت‌های معتبر جهانی که ارائه‌کننده خدمات نفتی هستند، به‌صورت استفاده از خدمات و پرداخت حق‌الزحمه بهره‌مند شویم. برای انتقال و کسب مهارت‌های فنی و مدیریتی، باید کارشناسان و مدیران ارشد بین‌المللی را «استخدام» کرد (مسعود درخشان،

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
3		آموزش‌های فنی‌حرفه‌ای است که اساساً با کسب فرآیندهای فناورانه تفاوت اساسی دارد (مسعود درخشان، 1394، http://www.farsnews.com). 5. قرار دادن یک شرکت ایرانی در کنار شرکت خارجی برای انتقال فناوری و آموختن مهارت‌های مدیریتی است؛ اما شرکت ایرانی نه در سرمایه، نه در ریسک و نه در فناوری شریک شرکت خارجی نخواهد بود. بنابراین تنها گزینه‌ای باقی‌مانده آن است که شرکت ایرانی برای شرکت خارجی ناوبری کند و تبدیل به کارچاق کن قانونی (یا غیرقانونی) شرکت خارجی شود و برای یک دوره زمانی طولانی فقط حق دلالی‌های کلانی را به‌صورت مشروع دریافت کند (سعید رضایی، 1395). 6. آنان با اطلاع از نیازهای تکنولوژیک و فناوری و کمبود ادواتی که در صنعت نفت و گاز است، می‌توانند سر بزنگاه‌ها دوباره ایران را زیر تیغ تحریم قرار داده و خلف وعده کنند و ضربه‌ی دیگری از منفذ به وجود آمده به اقتصاد بیمار کشور وارد کنند (خبرنامه دانشجویان ایران، 1394)					1395، http://www.farsnews.com). 4. برای انتقال فناوری به شرکت‌های داخلی، شرکت‌های کوچکی را که دارای فناوری پیشرفته هستند، در قالب قراردادهای خدماتی به کار گرفته شوند (بسیج دانشجویی دانشکده فنی دانشگاه تهران، 1395، http://www.mashreghnews.ir). 5. انعقاد تفاهم‌نامه همکاری بین شرکت ملی نفت ایران و معاونت فناوری ریاست جمهوری همراه با شرکت شهرک‌های صنعتی ایران (شرکت شهرک‌های صنعتی ایران از حدود 10 سال گذشته موازی با وزارت علوم تحقیقات و فناوری اقدام به تأسیس مجموعه شهرک‌های فناوری در شهرک‌های صنعتی کلان کشور در کلیه استان‌ها نموده است و هر برای هر شهرک تخصص مشخصی خاصی را تعریف کرده به‌عنوان مثال شهرک فناوری صنایع شیمیایی فارس). 6. سرمایه‌گذاری در راستای تشکیل خوشه‌های صنعتی در حوزه ساخت و تأمین تجهیزات شرکت نفت در داخل و خارج از کشور. 7. فاینانس فرایند شرکت‌های دانش‌بنیان نفتی داخلی توسط شرکت ملی نفت ایران، حمایت از پایان‌نامه‌های دانشجویی مرتبط با نیازهای اعلام شده شرکت ملی نفت ایران در سطح کارشناسی ارشد و دکترا و حمایت از صنعتگران داخلی جهت سرمایه‌گذاری در حوزه‌های مورد نیاز این صنعت.

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
4	وابسته بودن انتقال فناوری در قرارداد نفتی جدید به انعقاد قرارداد دیگر (طرف قرارداد نبودن شرکت E&P در قرارداد جدید شرکت ملی نفت به‌منظور انتقال و توسعه فناوری)	1. حلقه مفقوده در قرارداد جدید نفتی به لحاظ کسب فناوری این است که با شرکت‌های E&P خارجی برای انتقال فناوری قرارداد امضا می‌شود درحالی‌که این فناوری‌ها نزد شرکت‌های OSC[1] و EPCاست که طرف قرارداد با شرکت ملی نفت نیستند. انتقال فناوری در هر قرارداد نفتی به شرطی امکان‌پذیر است که آن قرارداد «ذاتاً» چنین ویژگی را داشته باشد نه آنکه این ویژگی، وابسته به «قرارداد دیگری» باشد. تحقق این هدف، منوط به قرارداد دیگری است که می‌بایستی بین شرکت E&P خارجی و شرکت‌های OSC و EPC خارجی که مرتبط با همان شرکت E&P خارجی هستند منعقد شود (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com).	9	4	6	216	1. به جای آنکه شرکت‌های نفتی خارجی متعهد به انتقال فناوری و مهارت‌های مدیریتی به شرکت‌های ایرانی بخش خصوصی باشند، در قرارداد تصریح شود که شرکت‌های نفتی خارجی موظف هستند فناوری و مهارت‌های مدیریتی لازم را به شرکت ملی نفت ایران منتقل کنند. بدیهی است که انتقال فناوری و مهارت‌های مدیریتی به شرکت‌های نفتی ایرانی در بخش خصوصی، از طریق شرکت ملی نفت ایران انجام خواهد شد. هدف از این پیشنهاد این است که اولاً، ارتقا توان فنی-مهندسی و مهارت‌های مدیریتی در صنعت نفت کشور به‌صورت کارا و با حداقل هزینه انجام شود. ثانیاً، ظرفیت جذب و به‌کارگیری و بومی‌سازی فناوری‌های پیشرفته و مهارت‌های مدیریتی در شرکت ملی نفت به‌مراتب بیش از ظرفیت‌های مشابه در شرکت‌های نفتی بخش خصوصی است. ازاین‌رو، قراردادی بهینه و مطلوب می‌باشد که بجای تضعیف ظرفیت جذب مهارت‌های فنی و مدیریتی شرکت ملی نفت، آن را توسعه دهد (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com). 2. ضروری است یک نهاد نظارتی مستقل از وزارت نفت و شرکت ملی نفت، مسئولیت اجرای صحیح تعهدات شرکت نفتی خارجی در انتقال مهارت‌های فنی و مدیریتی به شرکت ملی نفت را از یک‌سو و توسعه و بومی‌سازی این مهارت‌های فنی و مدیریتی توسط شرکت ملی نفت را از سوی دیگر عهده‌دار شود. این نهاد نظارتی بایستی بکوشد تا موانع موجود را در فرآیند انتقال، توسعه و بومی‌سازی را برطرف و زمینه‌های مساعدتری برای تحقق این هدف را فراهم نماید. ازاین‌رو، ضروری است که در قرارداد جدید نفتی تصریح شود که معاونت فناوری ریاست جمهوری به‌عنوان نهاد نظارتی برای انتقال، توسعه و بومی‌سازی مهارت‌های فنی و مدیریتی عمل کند (مسعود درخشان، 1394، ماهنامه تحلیلی-ترویجی و گفتمانی قرارگاه پدافند اقتصادی).

1.Oil Service Company

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
5	جدا شدن مهندسان و کارشناسان نفتی کشور از شرکت ملی نفت و وارد شدن به شرکت‌های نفتی خصوصی	1. بر طبق قرارداد جدید نفتی، شرکت‌های نفتی خارجی که می‌خواهند با شرکت ملی نفت ایران قرارداد منعقد نمایند نخست می‌بایستی با شرکت‌های ایرانی قرارداد مشارکت منعقد نمایند. این شرکت‌های ایرانی نیاز به مهندس مخزن، مدیر مخزن و امثال آن دارند و این مهندسان فقط می‌توانند از بدنه شرکت ملی نفت جدا شوند و به مدت 20 تا 30 سال با یک شرکت خارجی کار می‌کنند (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com).	8	8	9	576	1. صلاحیت شرکت‌های ایرانی باید به تصویب شرکت ملی نفت برسد و ساز و کاری ترتیب داده شود تا حداقل تعهد وز مان همکاری مشخص گردد (سید مهدی حسینی، 1395، http://www.sharghdaily.ir). 2. سرمایه‌گذاری در جهت فرهنگ‌سازی پرسنل شرکت نفت با هدف ایجاد تعهد سازمانی و ارق ملی.
6	ناچیز بودن نقش این قرارداد در کاهش وابستگی فناوری کشور چون هر گونه انتقال مربوط به فناوری‌های کهنه و فرسوده بوده است.	1. تاکنون هیچ مطالعه جدی که نشان دهد کشورهای در حال توسعه نفتی توانسته‌اند از طریق قرارداد نفتی برای اکتشاف، توسعه، تولید یا ازدیاد برداشت به فناوری‌های پیشرفته دست یابند وجود نداشته است؛ و البته نباید اجازه داد آموزش‌های فنی و حرفه‌ای به‌عنوان فرایند فناورانه معرفی شوند (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com). 2. در حال حاضر شرکت‌های بزرگ نفتی به هیچ عنوان توسعه‌دهنده فناوری‌های نفتی نیستند و انواع فناوری‌های مورد نیاز را از شرکت‌های خدمات نفتی یا اصطلاحاً OSCها خریداری می‌کنند. بنابراین این شرکت‌ها نمی‌توانند به هیچ عنوان چیزی را که مالک آن نیستند به طرف سوم یعنی ایران منتقل کنند. علاوه بر اینکه با توجه به کاهش قیمت نفت و خالی ماندن بخش بزرگی از ظرفیت شرکت‌های ارائه‌دهنده خدمات نفتی، عملاً ایران می‌تواند با قیمت‌های بسیار نازل‌تری همین خدمات را به‌صورت مستقیم از شرکت‌های OSC خریداری کند و درباره انتقال فناوری با آن‌ها وارد مذاکره شود (سعید رضایی، 1395). 3. قراردادهای نفتی ذاتاً برای انتقال فناوری از طرف شرکت نفتی خارجی به کشور صاحب مخزن طراحی نشده است و اگر در قراردادی ملاحظاتی در باب انتقال فناوری وجود دارد نوعاً	7	5	8	280	1. ذخایر داخلی را با تکیه به شرکت‌های دانش‌بنیان ایرانی می‌توان شکوفا کرد؛ که همزمان با یک تیر چند نشان می‌شود زد. علاوه بر اینکه اطلاعات ذخایر نفتی دست خارجی‌ها نخواهد افتاد، موجب شکوفایی شرکت‌های داخلی، تولید علم، ایجاد اشتغال و ایجاد پیوند بین حلقه مفقوده صنعت و دانشگاه خواهد شد (محمدعلی کول، 1395، http://samaaknews.com). 2. در الگوی جدید قراردادهای نفتی برای تضمینی درباره انتقال فناوری شرکت‌های نفتی خارجی و عمل کردن به تعهداتشان درباره انتقال فناوری جریمه در نظر گرفته شود (سعید رضایی، 1395). 3. اگر منظور از فناوری، ساخت تجهیزات و مواد و لوازم مورد نیاز در عملیات بالادستی نفت باشد آنگاه کسب این فناوری‌ها را باید در همکاری با شرکت‌های سازنده تجهیزات نفتی جستجو کرد نه شرکت‌های بین‌المللی نفتی؛ بنابراین قراردادهای نفتی با شرکت‌های نفتی ابزار مناسبی برای انتقال این فناوری‌ها نیست (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com).

Archive of SID

www.SID.ir

ردیف	ریسک	علل وقوع و پیامدهای بالقوه	احتمال وقوع	قابلیت کشف	شدت	RPN	راهکارهای کنترلی
6		به‌صورت پیوست‌هایی است که جزئی از بدنه اصلی قرارداد نیست و صرفاً به درخواست کشور صاحب مخزن و با پرداخت حق‌الزحمه اضافی به طرف خارجی، طراحی شده و به لحاظ تاریخی، عملکرد رضایت‌بخشی نیز نداشته است. اگر منظور از فناوری، فرآیندهای فناورانه (Technological Processes) به معنای تسلط علمی و آگاهی از دانش‌های بنیادین در عملیات نفتی در بخش بالادستی باشد، آنگاه برای کسب این فناوری ضروری است که ظرفیت‌های مناسب علمی و توانمندی‌های تخصصی در جذب این فرآیندهای فناورانه در کشور صاحب مخزن وجود داشته باشد. بدیهی است که این ظرفیت‌ها در فضاهای دانشگاهی و مؤسسات و سازمان‌های علمی- پژوهشی نفتی شکل می‌گیرد نه در چارچوب قراردادهای نفتی با یک شرکت نفتی خارجی. حداکثر انتظاری که از یک قرارداد نفتی می‌توان داشت صرفاً آموزش‌های فنی- حرفه‌ای است که اساساً با کسب فرآیندهای فناورانه تفاوت اساسی دارد (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com).					4. شناسایی کارشناسان، متخصصان و مدیران بازنشسته و توانمند خارجی که سوابق برجسته‌ای در مدیریت پروژه‌های بزرگ اکتشاف، توسعه، تولید و ازدیاد برداشت داشته‌اند و به‌کارگیری این مدیران در مدیریت میادینی که همسو با تخصص و تجربیات آنان است (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com)ز
7	حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی، نابودکننده رشد درون‌زای صنعت نفت کشور است.	با حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی، رشدی که در شرایط تحریم شکل گرفته و به سرعت به سمت شکوفایی جهت‌گیری کرده است را از دست می‌دهیم. اجرای قرارداد جدید نفتی، نه تنها زمینه حضور شرکت‌های نفتی خارجی را فراهم می‌کند بلکه با تشکیل شرکت‌های ایرانی و رشد آنان در دامن شرکت‌های نفتی خارجی، موجب می‌شود که شرکت ملی نفت به سرعت بخش عمده‌ای از نیروهای متخصص خود را از دست بدهد که با اصول و موازین اقتصاد مقاومتی سازگار نیست (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com).	7	8	8	448	1. با رویکرد فرهنگ مقاومتی که لازمه تحقق اقتصاد مقاومتی است، نه تنها نیازی به شرکت‌های نفتی خارجی نیست بلکه حضور مجدد آنان در صنعت نفت و گاز کشور موجب می‌شود که تمام دستاوردهای حاصل از دوران تحریم را از دست بدهیم. در رویکرد اقتصاد مقاومتی، می‌بایستی آنچه را که در مدیریت پروژه‌های بزرگ نفت و گاز به دست آورده‌ایم حفظ کنیم و بکوشیم تا بر آن بیفزاییم (مسعود درخشان، 1395، http://www.farsnews.com). 2. سرمایه‌گذاری در جهت ارتباط مؤثر دولت، صنعت و دانشگاه در جهت ارتقا صنعت نفت کشور به‌عنوان صنعت پیشرو و مادر.

منبع: یافته‌های پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir

جدول (7): اولویت‌بندی ریسک انتقال فناوری در قرارداد IPC

سیستم: IPC		
زیر سیستم: انتقال فناوری		
اولویت	ریسک	RPN
1	جدا شدن مهندسان و کارشناسان نفتی کشور از شرکت ملی نفت و وارد شدن به شرکت‌های نفتی خصوصی	576
2	حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی، نابودکننده رشد درون‌زای صنعت نفت کشور است.	448
3	قرار گرفتن صنعت نفت کشور و ذخایر نفتی در دست شرکت‌های خصوصی ایرانی	342
4	تضعیف شدید شرکت ملی نفت ایران با رشد و تأسیس شرکت‌های خصوصی ایرانی	294
5	ناچیز بودن نقش قرارداد جدید در کاهش وابستگی فناوری کشور به دلیل انتقال فناوری‌های کهنه و فرسوده	280
6	وابسته بودن انتقال فناوری در قرارداد نفتی جدید به انعقاد قرارداد دیگر (طرف قرارداد نبودن شرکت E&P در قرارداد جدید شرکت ملی نفت به‌منظور انتقال و توسعه فناوری)	216
7	نبود ساز و کار مناسب برای انتقال فناوری	192

منبع: یافته‌های پژوهش

11. نتیجه‌گیری و توصیه‌های سیاستی

اصولاً هر همکاری فناوری با ریسک‌های مختلفی روبرو بوده و انتقال فناوری در قراردادهای نفتی از این اصل مستثنی نمی‌باشد اما شناسایی، ارزیابی و مدیریت ریسک‌ها می‌تواند احتمال موفقیت در پروژه را به طور محسوسی افزایش دهد. مقاله حاضر بعد از بررسی قراردادهای بیع متقابل و IPC از زاویه انتقال فناوری، با هدف شناسایی و اولویت‌بندی ریسک‌های انتقال فناوری در قرارداد IPC با توجه به نقد و نظر خبرگان صورت گرفت. بعد از شناسایی ریسک‌ها با توجه به نظر افراد خبره با هدف بهبود ریسک‌های با اولویت بالاتر، اقدام به اولویت‌بندی آن‌ها با استفاده از روش FMEA گردید. در پایان راهکارهایی به‌منظور مدیریت و کاهش احتمال شکست در ریسک‌های شناسایی شده پیشنهاد گردید. طور کلی ریسک‌های شناسایی شده به ترتیب اولویت با توجه به نظر خبرگان به شرح زیر می‌باشند:

Archive of SID

www.SID.ir

الف) جدا شدن مهندسان و کارشناسان نفتی کشور از شرکت ملی نفت و وارد شدن به شرکت‌های نفتی خصوصی.

ب) حضور شرکت‌های نفتی بین‌المللی، نابودکننده رشد درون‌زای صنعت نفت کشور است.

ج) قرار گرفتن صنعت نفت کشور و ذخایر نفتی در دست شرکت‌های خصوصی ایرانی.

د) تضعیف شدید شرکت ملی نفت ایران با رشد و تأسیس شرکت‌های خصوصی ایرانی.

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

و) وابسته بودن انتقال فناوری در قرارداد نفتی جدید به انعقاد قرارداد دیگر.

ز) نبود ساز و کار مناسب برای انتقال فناوری.

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. در این مقاله متناسب با ریسک‌های شناسایی شده، راهکارها نیز طبق نظر خبرگان ارائه گردید که اهم آنان در جدول 6 مقاله ارائه شده‌اند. به‌طورکلی با توجه به نقد و نظر خبرگان و مطالعات انجام شده اقدامات کنترلی زیر ارائه می‌گردد: 1- شرکت ملی نفت ایران برای انتقال فناوری مستقیماً با شرکت‌های OSC و EPC که صاحبان فناوری هستند، وارد قرارداد شود، 2- استفاده از توان متخصصین داخلی و شناخت بازیگران فعال در صنعت نفت کشور و استفاده از ظرفیت‌های آنان در توسعه فناوری، 3- اصل انتقال فناوری به جای ارائه در پیوست قرارداد به عنوان یک اصل در متن قرارداد آورده شود، 4- 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، 5- 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.

Archive of SID

www.SID.ir

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.

12. منابع

الف) فارسی

ابراهیمی، نصرالله و جانانلو. فرخ (1394)، مدیریت تفسلی ریسک در تنظیم قراردادهای بین‌المللی نفت، *مطالعات حقوق انرژی*، دوره 1، شماره 1، صص 17-36.

ابراهیمی، نصرالله، صادقی مقدم، محمدحسن و سراج، نرگس (1391)، انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ‌های آن، *فصلنامه حقوق*، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دوره 42، شماره 4، صص 1-19

امامی میبدی، علی، حسینی، سید مهدی، ابراهیمی، محسن، سوری، علی و حاجی میرزایی، سید محمدعلی (1395)، بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای خدماتی بیع متقابل- مطالعه موردی یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران. *فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی*، سال 24، شماره 77، صص 94- 63

پایگاه خبری تحلیلی سمعک نیوز، تحلیل قرارداد جدید نفتی ایران، محمدعلی کول، 1395، http://samaaknews.com

توکل، محمد و مهدی زاده، محمدرضا (1386)، بررسی توسعه تکنولوژی و صنعت نفت ایران 1287-1357 نگاهی از دریچه جامعه‌شناسی تکنولوژی، *فصلنامه علوم اجتماعی*، شماره 31، صص 56-22

حاجی میرزایی، سید محمدعلی، امامی میبدی، علی، ابراهیمی، محسن، سوری، علی و قربانی پاشاکلایی، وحید (1395)، مسیر بهینه استخراج از مخازن نفتی با وجود به‌کارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل (مطالعه موردی یکی از میادین نفتی در حال بهره‌برداری ایران در خلیج‌فارس)، *فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی*، شماره 24، صص 82- 42

جاویدنیا، مجتبی، مهدی‌آبادی، امیر مهدی و عطایی، اصغر (1393)، واکاوی ریسک‌های انتقال تکنولوژی در صنایع ایران با رویکرد. *کنفرانس بین‌المللی مدیریت در قرن 21*، صص 6-1

Archive of SID

www.SID.ir

خبرگزاری خبروان، تحلیل مسعود درخشان از قراردادهای جدید نفتی، (1395)، http://khabarone.ir

خبرگزاری فارس، بررسی قراردادهای جدید نفتی از منظر دکتر درخشان، (1394-1395)، http://www.farsnews.com

خبرنامه عیارآنلاین، 10 ایراد و 4 پیشنهاد اصلاحی برای الگوی جدید قراردادهای نفتی، بسیج دانشجویی دانشکده فنی دانشگاه تهران، (1395)، http://ayaronline.ir

رضایی، سعید (1395)، تحقیر ایران، نقطه مشترک برجام و IPC، *هفته‌نامه سیاسی و اجتماعی 9 دی*.

درخشان، مسعود و عاطفه، تکلیف (1394)، انتقال و توسعه فناوری در بخش بالادستی صنعت نفت ایران: ملاحظاتی در مفاهیم، الزامات، چالش‌ها و راهکارها، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال 4، شماره 14، صص 88- 33.

درخشان، مسعود (1394)، تحلیل قرارداد جدید نفتی (IPC) از منظر اقتصاد مقاومتی، ماهنامه تحلیلی- ترویجی و گفتمانی قرارگاه پدافند اقتصادی، شماره 16، صص 5-9

درخشان، مسعود (1392)، ویژگی های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکردهای اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال 3، شماره 9، صص 113- 53

دری، بهروز، معزز، هاشم و سلامی، هادی (1389)، رویکردی تلفیقی در تحلیل ریسک با استفاده از روش های تجزیه و تحلیل شکست و آثار آن (FMEA) و فرایند تحلیل شبکه (ANP)، *پژوهش های مدیریت در ایران*، دوره 14، شماره 4، صص 136-107

شمشیری، صادق (1393). انتقال فناوری در قراردادهای نفتی بیع متقابل و تأثیر مقررات سازمان تجارت جهانی بر آن، *فصلنامه پژوهشنامه بازرگانی*، شماره 72، صص 109-83

عامری، فیصل (1393)، قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولید کننده نفت: تحلیلی بر مالکیت نفت، نظارت و مدیریت دولت میزبان و رژیم مالی قرارداد، *فصلنامه پژوهش حقوق خصوصی*، سال 2، شماره 6، صص 108- 64

عامری، فیصل (1389)، معاهدات ناظر بر همکاری‌های دولتی و نقش آن‌ها در انتقال فناوری، *مجله حقوق بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوق بین‌المللی ریاست جمهوری*، سال 27، شماره 43، صص 169- 202

عامری، فیصل (1386)، قراردادهای نفت و نقش آن‌ها در انتقال تکنولوژی، *مجله حقوق عمومی*، شماره 3، صص 40-46

عزیزی، مجتبی، صبحیه، محمدحسین و بمانیان، محمدرضا (1386)، بررسی جایگاه و اهمیت مدیریت انتقال تکنولوژی در صنعت نفت کشور، *فصلنامه مدیریت پروژه*، شماره 6، صص 24-14

Archive of SID

www.SID.ir

عزیزی، مجتبی و مقدم، عادله (1395)، ارائه الگویی برای مدیریت پروژه‌های توسعه فناوری در صنعت نفت و گاز ایران، *نشریه علمی- پژوهشی مدیریت نوآوری*، سال 5، شماره 1، صص 128-103

کاباران زاد قدیم، محمدرضا (1388)، شناسایی عوامل مؤثر در ارزیابی و انتخاب شیوه مطلوب انتقال تکنولوژی در شرکت گاز تهران بزرگ، *مجله مدیریت صنعتی دانشکده علوم انسانی دانشگاه آزاد اسلامی واحد سنندج*، سال 4، شماره 7، صص 61-79

مجموعه سفیران انقلاب، تحلیل مسعود درخشان از قراردادهای جدید نفتی، (1394)، http://safirane57.ir

مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی (1395)، مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل، معاونت پژوهش‌های اقتصادی، شماره مسلسل 15059

موسی خانی، مرتضی و قراخانی، موسی (1392)، شناسایی و رتبه‌بندی عوامل مؤثر بر انتقال تکنولوژی با استفاده از تکنیک‌های MADM، *فصلنامه مدیریت توسعه و تحول*، شماره 15، صص 8-1

نژاد علی، حجت، مرتضوی، باقر و خوانین، علی (1387)، ارزیابی ایمنی مخزن کروی گاز مایع با استفاده از روش های FMEA و ETBA، *فصلنامه علمی پژوهشی دانشگاه علوم پزشکی کرمانشاه (بهبود)*، سال 12، شماره 2، صص 189-180

نقی زاده، محمد، بامداد صوفی، جهانیار و میرافشار، مریم (1393)، شناسایی و اولویت‌بندی ریسک‌های پروژه‌های همکاری فناوری (حوزه زیست‌فناوری)، *فصلنامه مدیریت توسعه فناوری*، دوره 2، شماره 3، صص 33-9

نیکبخت، حمیدرضا و موسوی، سید حسن (1394)، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، *فصلنامه تحقیقات حقوقی*، شماره 72، صص 69-35

نوذری، افسون، یوسفی، حسین، جعفرزاده، نعمت اله (1391)، ارزیابی و مدیریت ریسک عملیات حفاری به روش FMEA مطالعه موردی میدان نفت اهواز، *اولین همایش ملی حفاظت و برنامه ریزی محیط زیست*، صص 15-1

نوروزی، محمد (1394)، چالش انتقال فناوری در قراردادهای بالادستی نفت با تاکید بر قراردادهای بیع متقابل ایران، *فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، سال 1، شماره 1، صص 220-185

هندی، سید صالح، مطهری، سید مهدیا (1395)، نقش انتقال فناوری در قراردادهای IPC از منظر اقتصاد مقاومتی، *ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شماره 135، صص 29-25

ب) انگلیسی

Archive of SID

www.SID.ir

Asghari M and Rakhshanikia M.A. (2013). "Technology transfer in oil industry, significance and challenges", Procedia-Social and Behavioral Sciences, Vol. 75, pp. 264-271.

Booth P. (1999). *Failure modes and effects analysis: perils, pitfalls, and opportunity*, ASQ`s Annual Quality Congress Proceeds.

Fagerberg J. (2004). *What do we know about Innovation? Lessons from the TEARI Project*, Center for Technology, Innovation and Culture, University of Oslo TEARI Project, Report 1.

ISO 31000: *Risk management-principles and guidelines*, ISO, Available at: URL: url:http://www.iso.org/iso/catalogue_detail?csnumber=43170; 2015.

Jones C.L. (1995). "R&D-Based Model of Economic Growth", Journal of Political Economy, Vol. 103, No. 4, pp. 759-784.

Landau R. (1986). *Technology, Economics and policy", Technology an Economic Policy*, Ballinger Publishing Company, Cambridge, Massachusetts.

Manjily H.P. and Taleghani M. (2015). "Technology transfer strategy in the upstream oil industry (oil fields development) of the Islamic Republic of Iran has provided the effectiveness of technology transfer model", International Journal of Applied 5, No. 4, pp. 87-101.

Marxt C and Link P. (2002). "Success factors for cooperative ventures in innovation and production systems", International Journal of Production Economics, Vol. 77, No.4, pp. 219-29.

Mohamed A.S., Sapuan S.M., Ahmad M.M., Hamouda A.M and Baharudin BH. (2012). "Modeling the technology transfer process in the petroleum industry: Evidence from Libya", Mathematical and Computer Modelling, Vol. 55, No. 3, pp. 451-70.

Moor WC. (1994). "Technology transfer to developing countries: The Oman experience, proceeding of the Fourth International Conference on Management of technology", February 27 – March 4, Miami, Florida, pp. 406-415.

Norell Bergendahl M. (1993*). The use of DFA, FMEA, and QFD as tools for concurrent engineering in product development processes*, International Conference on Engineering Design, ICED.

Paciarotti C., Giovanni M and Davide D. (2014). "A revised FMEA application to the quality control management", International Journal of Quality & Reliability Management, Vol. 31, No. 7, pp. 788- 810.

Archive of SID

www.SID.ir

Rajiv K., Sharma D and Pradeep K. (2005). "Systematic failure mode effect analysis (FMEA) using fuzzy linguistic modelling". International Journal of Quality & Reliability Management, Vol. 22, No. 9, pp. 986-1004.

SAE (2002). *Potential failure mode and effects analysis in design (design FMEA)*, potential failure mode and effects in manufacturing and assembly processes (process FMEA), and potential failure mode and effects analysis for machinery (machinery FMEA), SAE, J1746.

Van Groenendaal W.J and Mazraati M. (2006). "A critical review of Iran s buyback contracts", Energy Policy, No. 18, pp. 3709-3718.

Archive of SID

www.SID.ir