Archive of SID

مطالعات حقوق انرژی، دورهٔ ۵، شمارهٔ ۲، پاییز و زمستان ۱۳۹۸، صفحات ۴۱۸ - ۳۹۷

ارزیابی عملکرد روش‌های قراردادی به‌کار گرفته‌شده در توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی

عبدالرسول قاسمی*
دانشیار گروه اقتصاد انرژی دانشکدهٔ اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
علی امامی میبدی
دانشیار گروه اقتصاد انرژی دانشکدهٔ اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
سید مرتضی الهی
دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشکدهٔ اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
(تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۱/۱ - تاریخ تصویب: ۱۳۹۸/۱۱/۲)

چکیده

مخزن گازی پارس جنوبی به عنوان بزرگترین منبع تأمین گاز طبیعی، از جمله مهم‌ترین پروژه-های کشور است که برای توسعهٔ فازهای آن، از روش‌های مختلف قراردادی استفاده شده است. در پژوهش پیش رو، مقایسه‌ای بین عملکرد روش‌های به‌کار گرفته‌شده انجام و مناسب-ترین آن مشخص گردیده است که می‌تواند مبنایی برای توسعه‌های آتی میدان‌های گازی یا پروژه‌های بزرگ‌مقیاس کشور باشد. با در نظر گرفتن معیارهایی، از جمله کاهش ریسک‌های طرح و اختلافات قراردادی، هزینهٔ تمام‌شده، کیفیت انجام کار و تأسیسات در زمان اجرا و بهره‌برداری، یکپارچگی عملیات اجرا و تولید، زمان اجرای طرح، کسب دانش مدیریتی و انتقال فناوری، با استفاده از روش «فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی» برای گزینه‌های موجود، مناسب‌ترین روش عقد قرارداد انجام‌گرفته در طرح‌های پارس جنوبی، روش بیع متقابل حاصل شده است. ویژگی‌های مدنظر در این پژوهش که به این نتیجه انجامیده است، به طور کلی عبارت‌اند از: حفظ حق مالکیت کشور، کنترل عملیات و هزینه توسط دولت، انتقال دانش فنی، قبول ریسک تولید و انجام صد درصد سرمایه‌گذاری توسط پیمانکار و بازپرداخت آن طی پنج تا هفت سال پس از بهره‌برداری از محل محصولات میدان.

واژگان کلیدی

سازوکارهای قراردادی، قرارداد بیع متقابل، قراردادهای نفت و گاز، میدان گازی پارس جنوبی.

* نویسندهٔ مسئول
Email: ghasemi.a@hotmail.com

www.SID.ir

Archive of SID

مقدمه

مخزن گازی پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی کشور بوده و حدود پنجاه درصد کل گاز ایران را در خود جای داده است (نفت و توسعه، معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، ۱۳۹۲: ۵۶). موقعیت مکانی این میدان در عمق حدود یکصد کیلومتری دریا از ساحل عسلویه است و دامنهٔ فعالیت‌های اجرایی آن بسیار گسترده است و زنجیره‌ای از فعالیت‌های مربوط به حفاری در عمق۳۵۰۰ متری دریا، نصب سکوهای دریایی، اجرای خطوط انتقال زیر دریایی، احداث پالایشگاه‌های خشکی و تأسیسات جانبی آن‌ها را شامل می‌شود. بزرگی میدان موجب شده است که محدودهٔ مخزن به بلوک‌های کوچک‌تر تقسیم و در وضعیت کنونی، ۲۴ فاز اجرایی برای آن تعریف شده است (گزارش سالانهٔ شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۹۶: ۲۵). حجم سرمایه‌گذاری توسعهٔ هر طرح پارس جنوبی در حال حاضر بیش از پنج میلیارد دلار است (مصوبهٔ جلسه مورخ ۱۳۸۹/۳/۲۴ شورای اقتصاد در مورد توسعهٔ فازهای پارس جنوبی) و از طرفی، فناوری توسعهٔ این میدان نیز پیچیده است.

این میدان با کشور قطر مشترک بوده و این کشور حدود ده سال زودتر از ایران (سال ۱۹۹۲) بهره‌برداری از آن را آغاز کرده است (BP Statistical Review of World Energy, 2017:35). گاز این میدان، غنی و ارزش تولیدات هر فاز آن با فرض قیمت نفت خام معادل هفتاد دلار، حدود سه میلیارد دلار در سال است (مدیریت برنامه‌ریزی و کنترل طرح‌ها، شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۹۴). کشور قطر بدون محدودیت سیاسی- قراردادی، بخش خود را توسعه داده و بر اساس اعلام مدیرعامل شرکت قطر پترولیوم، آن کشور قصد دارد تولید گاز طبیعی خود از میدان گنبد شمالی (مشترک با پارس جنوبی) را تا سال ۲۰۲۴، به میزان سی درصد افزایش دهد (Al-Kaabi, Qatar Petroleum, 2017:3). چنانچه ایران نتواند سهم خود را از میدان برداشت کند، بخشی از آن در اثر مهاجرت به کشور همسایه منتقل خواهد شد. بنابراین، ضروری است در توسعهٔ آن از پیمانکاران قوی و سازوکارهای قراردادی مناسب استفاده شود. همچنین در صورت امکان جهت تسریع انجام پروژه‌ها، منابع خارجی نیز جذب گردد.

اعمال تحریم‌های مختلف در بخش‌های سرمایه‌گذاری، بانکی و انرژی کشور و همچنین محدودیت‌های حقوقی و قانونی، موجب شده چگونگی سرمایه‌گذاری و عقد قرارداد در توسعهٔ میدان‌های نفت و گاز با پیچیدگی خاص روبه‌رو باشد. اکنون پرسش این است که بهترین روش قراردادی برای توسعهٔ پروژه‌های بزرگ مقیاس میادین نفت و گاز که بتواند در حد امکان تنگناهای اجرایی را کاهش دهد و کشور را به دستیابی به اهداف خود نزدیک سازد و از منافع ملی صیانت کند، کدام روش است؟ در این راستا، با توجه به تنوع قراردادهای

www.SID.ir

Archive of SID

منعقده در اجرای فازهای مختلف میدان گازی پارس جنوبی، ارزیابی عملکرد روش‌های قراردادی در توسعهٔ این میدان بررسی می‌شود.

در این پژوهش، با در نظر داشتن میزان اهمیت پروژه‌های توسعهٔ میدان پارس جنوبی و با استفاده از داده‌های تجربی به‌دست‌آمده از مطالعات و اقدامات انجام‌شده در زمان‌های مختلف، ضمن توجه به مباحث نظری موضوع، عملکرد روش‌های به‌کار گرفته‌شده در انتخاب پیمانکار و نوع روش سرمایه‌گذاری توسعهٔ فازها، از جمله بیع متقابل، فاینانس و استفاده از منابع داخلی، با توجه به معیارهای تعریف شده و به‌کارگیری روش «فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی»[1] ارزیابی شده است. همچنین واقعیات اتفاق‌افتاده در مورد سه نمونه از قراردادهای مشابه از نظر حجم کار، اما متفاوت از نظر روش قراردادی، از جنبه‌های زمان و هزینه، مقایسه و در پایان، نتیجه‌گیری و پیشنهادها ارائه شده است.

۱. مبانی نظری

۱. ۱. انواع قراردادهای نفتی و گازی

قراردادهای میان دولت و شرکت‌های خارجی که در اثر رویهٔ بین‌المللی به وجود آمده‌اند، قراردادهایی هستند که عموماً از چهارچوب قراردادهای حقوق خصوصی و حقوق عمومی دولت‌ها تبعیت نکرده و به دلیل داشتن عنصر خارجی و طرح منافع طرفین، از قواعد خاصی پیروی می‌کنند (درخشان، ۱۳۹۲: ۵۷). با وجود این، می‌توان به ترسیم عناصر مشترک کلی این قراردادها و به طور مشخص در این تحقیق، قراردادهای نفتی اشاره کرد.

قراردادهای نفتی چهارچوب‌هایی هستند که از زمان کشف نفت به عنوان ابزار رسیدن به منافع مشترک طرفین قرارداد، یعنی دولت میزبان و شرکت پیمانکار و تنظیم روابط آن‌ها به‌کار گرفته شده‌اند. مفاد قراردادهای نفتی به طور عمده از شروط حقوقی، فنی، مهندسی، مالی و حسابداری تشکیل شده است که این شروط در حالی که دارای ماهیتی منحصر به فرد هستند، در یک قرارداد نفتی در کنار یکدیگر، مجموعه‌ای یکپارچه را تشکیل داده و در ارتباط و تأثیر و تأثر مستقیم از هم قرار دارند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۶۷۹).

با عنایت به اهمیت منابع و ذخایر هیدروکربوری در کشور، قراردادهای مربوط به توسعه و برداشت از این ذخایر در روزگاران مختلف از قوانین مصوب نفت متأثر بوده است.قانون نفت مصوب سال ۱۳۳۶ در سال‌های ۱۳۵۳، ۱۳۶۶ و۱۳۹۰ مورد تغییر و اصلاح قرار گرفته است. آخرین اصلاحات قانون نفت مربوط به تیرماه ۱۳۹۰ مشتمل بر شانزده ماده و شش تبصره است که به تصویب مجلس شورای اسلامی رسیده است. وفق مادهٔ دو این قانون، تمامی منابع

1. Analytical Hierarchy Process (AHP)

www.SID.ir

Archive of SID

نفتی جزء انفال و ثروت‌های عمومی است. اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی بر منابع مذکور، به نمایندگی از طرف حکومت اسلامی بر عهدهٔ وزارت نفت است. همچنین بر اساس مادهٔ ۴۸ قانون برنامهٔ پنج‌ساله ششم توسعه (۹۹ – ۱۳۹۵)، وزارت نفت موظف است تمهیدات لازم را برای استفاده از ظرفیت‌ها و توانمندی‌های شرکت‌های بخش خصوصی و تعاونی و نهادهای عمومی غیردولتی برای سرمایه‌گذاری در فعالیت‌های اکتشاف، تولید و بهره‌برداری (نه مالکیت) میادین نفت و گاز، به ویژه میادین مشترک در چهارچوب سیاست‌های کلی اصل چهل و چهارم قانون اساسی به‌عمل آورد.

حقوق نفت در طی دوران طولانی کشف نفت تاکنون تکامل یافته و محتوای بیشتر قراردادهای بین‌المللی را تحت تأثیر قرار داده است. در این راستا، انواع قراردادها در حوزهٔ نفت، شامل قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید، خدمت و پیمانکاری ایجاد و هر کدام در جای خود، با توجه به شرایط روز، رشد یافته‌اند.

با عنایت به این که در این پژوهش، قرار است ارزیابی روش‌های قراردادی انجام‌شده در توسعهٔ میدان پارس جنوبی طی بیست سال گذشته انجام پذیرد و از آنجا که در این دوران، قراردادهای توسعهٔ طرح‌های میدان به روش‌های بیع متقابل، فاینانس وEPC منعقد شده است، بنابراین در بخش ادبیات موضوع، به شاخصه‌های مرتبط با این روش‌های قراردادی پرداخته می‌شود.

۱. ۱. ۱. قراردادهای بیع متقابل[1]

بیع متقابل، یک روش قراردادی و تأمین مالی برای توسعهٔ میادین نفت و گاز است که پس از انقلاب اسلامی در ایران استفاده شد. یکی از اهداف این قرارداد، دست یافتن به ارز خارجی و تخصص مورد نیاز برای توسعهٔ پروژه‌های نفت و گاز پرهزینه، پرخطر و پیچیده است (امامی میبدی، ۱۳۹۶: ۷۳).

بر اساس آیین‌نامهٔ مصوب ۱۳۷۹/۱۱/۹ هیأت وزیران، «بیع متقابل یا معاملات دوجانبه، به مجموعه‌ای از روش‌های معاملاتی اطلاق می‌شود که به موجب آن، سرمایه‌گذار تعهد می‌نماید تمام یا بخشی از تسهیلات مالی (نقدی یا غیرنقدی) را برای تأمین کالاها و خدمات مورد نیاز، شامل کالاهای سرمایه‌ای یا واسطه‌ای یا مواد اولیه یا خدمات جهت ایجاد، توسعه، بازسازی و اصلاح واحدهای تولیدی یا خدماتی در اختیار سرمایه‌پذیر قرار دهد و بازپرداخت تسهیلات، شامل اصل و هزینه‌های تبعی آن را از محل صدور کالا و خدمات تولیدی سرمایه‌پذیر دریافت نماید».

1. Buy-back

www.SID.ir

Archive of SID

در راستای تعریف بالا در خصوص بخش نفت و گاز، قرارداد بیع متقابل قراردادی است که به موجب آن، شرکتی توانمند حضور خود را جهت تأمین سرمایهٔ لازم و اجرای عملیات اکتشاف و توسعهٔ یک میدان نفتی یا گازی مشخص، متعهد می‌شود و در مقابل، کشور میزبان توافق می‌کند که هزینه‌ها و خدمات پیمانکار، افزون بر حق‌الزحمه و پاداش مربوطه را، طی اقساط مشخص از محل تولیدات همان میدان تأمین کند. در این نوع قرارداد ضمن حفظ مالکیت و حاکمیت دولت بر منابع طبیعی کشور، ریسک سرمایه‌گذاری به عهدهٔ پیمانکار خواهد بود. در اصل، این نوع قرارداد، شکل تغییر یافته و پیشرفتهٔ قراردادهای خرید خدمت گذشته به شمار می‌رود که مجوز استفاده از آن برای اکتشاف، توسعه و تولید، وفق بند ۲ مادهٔ ۳ قانون نفت مصوب ۱۳۵۳/۵/۸ داده شده بود. همچنین به موجب این قانون، سرمایه‌گذاری خارجی در بخش‌های بالادستی، انحصاراً بر اساس قرارداد پیمانکاری اجازه داده شد (نیکبخت و دیگران، ۱۳۹۷: ۵۵۰).

با اینکه مجوز قرارداد با شرکت‌های خارجی با بازپرداخت هزینه‌ها از محل تولیدات میدان، پس از انقلاب اسلامی در برنامهٔ پنج‌سالهٔ اول صادر شد (بند «ح» تبصرهٔ ۲۹ قانون برنامهٔ اول توسعهٔ اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مصوب ۱۱ بهمن ۱۳۶۸ مقرر می‌دارد: «به شرکت ملی نفت ایران اجازه و اختیار داده می‌شود به منظور تأمین گاز مورد نیاز برای مصارف داخلی و خارجی و صادرات و بهره‌برداری از میادین گازی پارس شمالی و پارس جنوبی (مشترک با قطر)، با ضمانت بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، قراردادهای لازم با شرکت‌های ذی‌صلاح خارجی را حداکثر تا مبلغ سه میلیارد و دویست میلیون دلار منعقد نماید؛ به نحوی که بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری از محل تولیدات میادین فوق صورت گیرد»). اما قراردادهای بیع متقابل عمدتاً در زمان تنظیم برنامهٔ پنج‌سالهٔ دوم شکل گرفت و اولویت به‌کارگیری آن در توسعهٔ میادین مشترک بود.

مطابق اطلاعات مندرج در درگاه الکترونیکی شرکت نفت و گاز پارس، این شرکت، توسعهٔ فازهای میدان گازی پارس جنوبی را با استفاده از روش بیع متقابل از سال ۱۳۷۶ آغاز کرد و در عمل، چهار قرارداد اول توسعهٔ این میدان، شامل توسعهٔ طرح‌های فاز یک، فازهای ۲ و۳، فازهای ۴ و۵ و فازهای ۶، ۷ و۸ به روش بیع متقابل در دستور کار قرار گرفت (اکنون تمامی این طرح‌ها پایان یافته و در مرحلهٔ بهره‌برداری هستند). به طور کلی، ویژگی‌های قراردادهای بیع متقابل مذکور که عمدتاً برگرفته و مشابه قرارداد تنظیمی با شرکت توتال فرانسه برای طرح فازهای ۲ و ۳ بوده (شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۹)، به شرح زیر هستند:

www.SID.ir

Archive of SID

– پیمانکار پس از انجام مراحل مناقصه، انتخاب و از طرف شرکت ملی نفت ایران، توسعهٔ میدان را طی یک برنامهٔ توافق‌شده انجام و با شروع تولید، تمامی تأسیسات و امکانات طرح را تحویل می‌دهد.

– پیمانکار تأمین مالی کامل طرح را در طول دورهٔ ساخت تا زمان تحویل برعهده دارد.

– بازپرداخت هزینه‌های انجام‌شده، به اضافهٔ سود بانکی و حق‌الزحمهٔ پیمانکار از محل تولیدات طرح و پس از شروع تولید طی پنج تا هفت سال انجام می‌شود.

– روش و زمان‌بندی هزینه و بازپرداخت و تعیین میزان حق‌الزحمه، به گونه‌ای تنظیم می‌شود که نرخ بازگشت سرمایه از میزان توافق‌شده بیشتر نشود.

– سازوکارهای قراردادی برای جلوگیری از تأخیر در اجرای پروژه‌ها مطابق برنامهٔ زمان‌بندی مصوب پیش‌بینی شده و پیمانکار از نظر اقتصادی، انگیزهٔ تسریع در اتمام طرح را دارد.

– پیمانکار موظف به استفاده از آخرین فناوری‌ها و معیارهای جهانی است.

– ریسک دست نیافتن به اهداف تولید و در نتیجه، بازپرداخت نشدن هزینه‌ها در طول قرارداد با پیمانکار است.

– پیمانکار موظف به رعایت قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات[1] است.

هرچند استفاده از توان داخل، ابزار حمایتی است که دو خواستهٔ اساسی را دنبال می‌کند: ایجاد اشتغال برای نیروهای داخلی و شکل‌دهی جریانی برای رونق کسب و کار شرکت‌های داخلی که در زمینهٔ تولید کالا و ارائهٔ خدمات مشغول به فعالیت‌اند (ابراهیمی و خوش‌چهره، ۱۳۹۷: ۲۷۰) اما در قرارداد توسعهٔ طرح فازهای ۲ و ۳ و همچنین طرح فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی، با توجه به پیچیدگی اجرای عملیات توسعهٔ میدان در دریا و تأسیسات خاص پالایشگاهی بخش خشکی و بی‌تجربگی و نداشتن تخصص فنی کافی مربوطه در آن زمان،

۱. قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی و صنعتی و اجرایی کشور که در زمان عقد قراردادهای طرح فازهای ۲ و ۳ و ۴ و ۵ مورد نظر بوده، قانون مصوب ۱۳۷۵/۱۲/۱۲ است که در تاریخ‌های ۱۳۹۱/۵/۱ و ۱۳۹۸/۲/۱۵ توسط مجلس شورای اسلامی تغییر یافت. بر اساس مادهٔ ۵ این قانون، در صورت نیاز به استفاده از مشارکت ایرانی– خارجی (با سهم شرکت ایرانی حداقل ۵۱ درصد) ارجاع کار با پیشنهاد بالاترین مقام دستگاه اجرایی و تصویب هیأت نظارت موضوع مادهٔ ۱۹ این قانون، مجاز خواهد بود. در موارد خاص که ارجاع کار به شرکت‌های ایرانی یا مشارکت ایرانی– خارجی (با سهم شرکت ایرانی حداقل ۵۱ درصد) میسر نباشد، با پیشنهاد بالاترین مقام دستگاه موضوع مادهٔ ۲ این قانون، با ارائهٔ مستندات لازم پس از تصویب در شورای اقتصاد، ارجاع کار به مشارکت ایرانی– خارجی (با سهم شرکت ایرانی کمتر از ۵۱ درصد) و یا شرکت خارجی بلامانع خواهد بود.

www.SID.ir

Archive of SID

امکان رعایت سهم ۵۱ درصد داخلی فراهم نبود و در عمل، با توجه به متن مصوبهٔ قانون، شرکت ملی نفت ایران، به اخذ مجوز از شورای اقتصاد برای کاهش این سهم در هر کدام از قراردادها اقدام کرد. بر اساس مصوبهٔ مهرماه سال ۱۳۷۶ شورای اقتصاد، الزام رعایت استفاده از سهم داخل در طرح فازهای ۲ و ۳، حداقل سی درصد و وفق مصوبهٔ اسفند ۱۳۷۸، این میزان در طرح فازهای ۴ و ۵، حداقل چهل درصد تعیین شد که در عمل این سهم‌ها به ترتیب ۳۲ و ۴۳ درصد محقق گردید (مدیریت برنامه‌ریزی و کنترل طرح‌های شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۶).

۱. ۱. ۲. قراردادهای فاینانس

قرارداد فاینانس بدین مفهوم است که بانک یا مؤسسهٔ تجاری، وامی را به منظور عملیات معینی به کشور و یا شرکت مشخصی پرداخت کرده و در واقع، کنترلی روی هزینه کردن آن ندارد و در نتیجه، تعهدی نیز برای به ثمر نشستن طرح نداشته و در سررسیدهای تعیین‌شده، اصل و فرع آن را از طرف قرارداد و بانک تضمین‌کنندهٔ قرارداد دریافت می‌کند (کسمتی، ۱۳۸۱: ۸).

فاینانس به معنای تأمین مالی است. در مفاهیم حقوقی و قوانین ایران، این مفهوم به طور اختصاصی‌تر، عبارت است از استفاده از خطوط اعتباری برای دریافت وام از مؤسسات مالی بین‌المللی (Groendaal and Mazraati, 2006: 12).

از آنجایی که در قرارداد بیع متقابل، ریسک‌های مربوطه عمدتاً به عهدهٔ پیمانکار است و از طرفی، پیمانکار متعهد به تحقق میزان تولید پیش‌بینی‌شده در قرارداد است. بنابراین، به پیمانکار اصلی، افزون بر بازپرداخت سرمایه‌گذاری‌ها و هزینه‌های بانکی، مبلغی نیز با عنوان حق‌الزحمه و پاداش[1] (که معمولاً درصدی از سرمایه‌گذاری طرح است) تعلق می‌گیرد. در زمان اجرای طرح‌های بیع متقابل پارس جنوبی، شرایط منفی در خصوص این نوع قراردادها در کشور پدید آمده بود و موضوع اجرای طرح‌ها به روش فاینانس مطرح شد. در این نوع قراردادها، شرکت ملی نفت ایران (یا پیمانکار با تضمین دولت) مسئول تأمین منابع از طریق اخذ وام از سرمایه‌گذاران و بانک‌های خارجی بود و مدیریت اجرا و ریسک‌های تولید و سرمایه‌گذاری را پذیرفته و در عوض، پرداخت حق‌الزحمه و پاداش مطرح نبود. در این راستا، توسعهٔ طرح فازهای ۹ و ۱۰ پارس جنوبی برای نخستین‌بار به روش فاینانس با ویژگی‌های زیر (مدیریت برنامه‌ریزی و کنترل طرح‌های شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۴) در دستور کار قرار گرفت:

- سرمایهٔ لازم برای پروژهٔ مشخص توسط مؤسسات اعتباری و یا بانک عامل تأمین می‌شد.
- بازپرداخت تعهدات توسط دولت (شرکت ملی نفت) تضمین می‌گردید.

1. Remuneration

www.SID.ir

Archive of SID

– بازپرداخت اصل و سود سرمایه‌گذاری، در موعد تعیین‌شده توسط وام‌گیرنده الزامی بود.
– دریافت فاینانس، جذب سرمایه محسوب و الزامی به انتقال فناوری وجود نداشت.
– نرخ بهرهٔ سالانهٔ منابع برحسب شرایط اقتصادی و امنیتی کشور و همچنین ریسک‌های اعلام‌شده معمولاً حدود ۰/۷۵ تا چهار درصد بالاتر از نرخ لایبور[1] بود.
– شرایط خاصی در زمینهٔ تأمین کالا و نوع سیستم‌های فنی توسط وام‌دهنده تحمیل می‌شد.

در پروژه‌های فاینانس معمولاً باید پانزده درصد سرمایه‌گذاری مورد نیاز توسط کشور میزبان انجام پذیرد که در این زمینه عموماً کشور با مشکل روبه‌رو بوده است؛ چنانچه در طرح فازهای ۹ و ۱۰ پارس جنوبی نیز شرکت ملی نفت ایران تأمین سهم پانزده درصد خود را از طریق وام از بانک وام‌دهنده دنبال می‌کرد.

درخواست تأمین اعتبار بخش‌های داخلی بدون فراهم کردن دست‌کم پانزده درصد کل هزینهٔ پروژه توسط کارفرمایان، شرایط ویژه و جدیدی را در مقابل بانک‌ها و مؤسسات مالی خارجی قرار می‌دهد؛ به طوری که اصولاً آمادگی تأمین آن‌ها را جز در موارد محدود و به میزان اندک، ندارند. در عین حال، چگونگی ارائهٔ ضمانت‌نامهٔ دولتی از طرف وزارت امور اقتصادی و دارایی به بخش‌های داخلی، برای بانک‌ها و مؤسسات مالی اروپایی مبهم بوده و حتی در صورت اطمینان از دریافت ضمانت‌نامهٔ مذکور، مؤسسات اروپایی قادر به تأمین بخش‌های داخلی در حد انتظار کارفرمایان نیستند (امین‌زاده و عبدی، ۱۳۹۲: ۱۴).

۱. ۱. ۳. اجرای قرارداد از محل منابع شرکت ملی نفت ایران به روش EPC[2]

وجود تحریم‌های بین‌المللی و شرایط سیاسی منطقه، موجب شد در چند سال گذشته، استقبال سرمایه‌گذاران خارجی و پیمانکاران بزرگ نفتی در خصوص مشارکت در قراردادهای جدید کاهش یابد. هرچند قرار بود اعتبار مورد نیاز چند طرح در دستِ اقدام توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی از محل تسهیلات فاینانس خارجی تأمین شود، در عمل پس از طرح فازهای ۹ و ۱۰ (که آن هم به صورت ناقص و پرداخت فقط بخشی از تعهد انجام‌شده متوقف گردید) سایر طرح‌ها و پروژه‌ها موفق به جذب سرمایه‌گذاری خارجی به صورت فاینانس نشدند. از این رو، شرکت ملی نفت ناگزیر شد از محل منابع در اختیار خود بخشی از نیاز طرح‌های جدید را تأمین و نسبت به انتخاب پیمانکار با روش EPC اقدام کند (مدیریت برنامه‌ریزی و کنترل طرح‌های شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۸۹).

1. LIBOR (London Interbank Offered Rate)
2. Engineering, Procurement and Construction

www.SID.ir

Archive of SID

روش قراردادی EPC که به مفهوم انجام مراحل طراحی مهندسی (E)، تهیهٔ کالا و تجهیزات (P) و ساخت (C) است، نوعی از روش قراردادی است که پیمانکار مسئولیت تمامی امور مهندسی، تدارکات، ساخت و اجرا را تا تکمیل پروژه به عهده دارد (کاظمی و همکاران، ۱۳۹۶: ۱۰۲).

از آنجا که در این نوع روش قراردادی، پیمانکار در سرمایه‌گذاری مشارکت ندارد، چنانچه در متن قراردادهای منعقده از سازوکارهای مناسب قراردادی جهت هدایت پیمانکار برای اتمام پروژه در زمان و هزینهٔ تعریف‌شده همراه با کیفیت مورد نیاز استفاده نشود، معمولاً این پروژه‌ها با تأخیرهای زیاد و افزایش مبلغ قرارداد روبه‌رو خواهند بود؛ برای نمونه، در قراردادهایی که برای توسعهٔ پنج طرح بزرگ فازهای جدید میدان گازی پارس جنوبی در خردادماه سال ۱۳۸۹، به صورت هم‌زمان و با هدف اجرا و راه‌اندازی پروژه‌ها در ۳۵ ماه منعقد شد، این موضوع دیده می‌شود که نه زمان پیش‌بینی‌شده محقق گردید و نه سقف هزینه‌ها (گزارش ماهانهٔ عملکرد طرح‌های پارس جنوبی، شرکت نفت و گاز پارس، اسفند ۱۳۹۶)؛ در حالی که با توجه به نیاز کشور به راه‌اندازی پروژه‌ها و هزینه‌های پرداخت‌شده، کارفرما ناگزیر است به نحوی درخواست‌های غیرقراردادی پیمانکار را اجابت کند. در اصل، در این نوع قراردادها که سازوکار خودکنترلی جهت اتمام کار در زمان و هزینهٔ اولیه وجود ندارد، کارفرما با چالش‌های متعددی برای اتمام پروژه روبه‌روست.

سرمایه‌گذاری در طرح‌های پارس جنوبی از محل منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران، نشانهٔ کاهش جذب اعتبارات خارجی و جایگزینی منابع داخل کشور با آن است. از آنجا که مطابق با قوانین و مقررات مختلف کشور، از جمله قانون اصلاح قانون نفت (مصوب ۱۳۹۰)، قوانین بودجه سنواتی، قانون الحاق ۲ (مصوب ۱۳۹۳) و قانون اساسنامهٔ شرکت ملی نفت ایران (مصوب ۱۳۹۵)، سهم شرکت ملی نفت ایران از درآمدهای حاصل از فروش و صادرات نفت خام و میعانات گازی، ۱۴/۵ درصد با احتساب تعهدات قراردادهای بیع متقابل بوده و باقی درآمدهای حاصله جزء درآمدهای عمومی شمرده می‌شوند (گودرزی و رستمی، ۱۳۹۷: ۵۴۳) و این میزان درآمد عمدتاً پاسخگوی هزینه‌های جاری و عملیاتی شرکت ملی نفت ایران است؛ بنابراین به واسطهٔ محدودیت‌های منابع داخلی، چنانچه مدنظر باشد طرح‌های توسعهٔ پارس جنوبی طبق برنامهٔ پیش‌بینی‌شده به انجام برسد، ناگزیر از تأمین منابع از خارج از صنعت نفت خواهد بود. این امر می‌تواند افزون بر جذب منابع خارجی، از طریق تخصیص منابع دیگر، از جمله صندوق ذخیرهٔ توسعهٔ ملی، فروش اوراق مشارکت ریالی و ارزی، اختصاص بخشی از درآمد فازهای درحال بهره‌برداری، تسهیلات بانکی و یا به‌کارگیری روش‌های مناسب قراردادی انجام پذیرد.

www.SID.ir

Archive of SID

در سال‌های بعد از انقلاب اسلامی، شاهد عقد قراردادهای مختلف با روش‌های قراردادی مرسوم و سازگار با قوانین مصوب کشور بوده‌ایم. این قراردادها با عنایت به حجم سرمایه‌گذاری بالا و حساسیتی که عمدتاً در مخازن مشترک با کشورهای همسایه داشته، موجب ایجاد حساسیت‌ها و اظهار نظرهای مختلف در مجامع علمی، اقتصادی، سیاسی و رسانه‌های مختلف گردیده و گاهی بالاترین دستگاه‌ها و مقامات سیاسی و اجرایی کشور را نیز درگیر کرده و موجب تصمیم‌گیری‌های اثرپذیر در روند توسعه و اجرای پروژه‌های ملی کشور شده است؛ برای نمونه، پس از عقد قراردادهای بیع متقابل با شرکت‌های توتال فرانسه و انی ایتالیا در خصوص طرح‌های توسعهٔ فازهای ۲ و ۳ و ۴ و۵ میدان گازی پارس جنوبی، شاهد اظهار نظرهای متفاوت در خصوص مناسب بودن این گونه روش‌های قراردادی بودیم که اثرگذاری این گونه اظهار نظرها، تأخیر در تصمیم‌گیری توسعهٔ فازهای جدید را به همراه داشت.

در همین راستا، در سال‌های اخیر عقد قرارداد توسعهٔ فاز ۱۱ میدان گازی پارس جنوبی به روش IPC [1] که مشتمل بر طراحی و اجرای سکوهای تقویت فشار مورد نیاز برای تداوم تولید مستمر از میدان گازی پارس جنوبی بود، به واسطهٔ اظهار نظرهای مختلف و حساسیتی که نام روش جدید قراردادی ایجاد کرده بود، موجب تأخیر در تصمیم‌گیری شد و به دلیل همین تأخیرها و از دست رفتن زمان مناسب اجرا و عدم ایجاد تعهد و هزینهٔ کافی و بازدارنده توسط پیمانکار، ادامهٔ فعالیت توسعهٔ فاز ۱۱ و از آن مهم‌تر، طراحی و ساخت سکوهای تقویت فشار متوقف گردید. گفتنی است که بر اساس اظهار نظر مسئولان وزارت نفت (معاون امور توسعه و مهندسی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۵)، به واسطهٔ شرایط طبیعی مخزن گازی پارس جنوبی، در اثر تولید گاز به تدریج شاهد افت فشار مخزن و در نتیجه، افت تولید از چاه‌ها خواهیم بود و این موضوع از برنامهٔ پنج‌سالهٔ هفتم به بعد قابل ملاحظه بوده و در سال‌های آتی شاهد وارونگی عرضهٔ گاز از مخزن پارس جنوبی هستیم و به علت وابستگی زیاد کشور به گازهای تولیدی میدان پارس جنوبی (بیش از شصت درصد)، این موضوع می‌تواند پیامدهای مختلف اجتماعی، سیاسی و اقتصادی را برای کشور به همراه داشته باشد. یکی از راه‌حل‌های تأخیر در کاهش تولید از چاه‌ها، نصب سکوهای تقویت فشار است که می‌تواند تا حدود پنج سال، دورهٔ ثابت تولید از چاه‌ها را استمرار بخشد (مدیریت مهندسی نفت و گاز، شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۹۳).

گفتنی است که نصب این گونه سکوهای تقویت فشار در کشور برای نخستین‌بار خواهد بود و فناوری طراحی، ساخت و نصب آن‌ها تا کنون تجربه نشده است. براساس اعلام

1. Iran Petroleum Contracts

www.SID.ir

Archive of SID

مسئولین شرکت ملی نفت ایران، یکی از هدف‌های اصلی عقد قرارداد با شرکت توتال در فاز ۱۱، طراحی و ساخت سکوی تقویت فشار و انتقال دانش آن به کشور و تعمیم ساخت آن برای سکوهای دیگر بوده است (شبیه استفاده از دانش حاصل‌شده از طراحی و ساخت بخش‌های دریایی و خشکی فازهای ۲ و ۳ و ۴ و ۵ در فازهای دیگر میدان پارس جنوبی توسط مشاوران و پیمانکاران داخلی در آغاز توسعهٔ فازها). بنابراین، شورای اقتصاد اجرای توسعهٔ فاز ۱۱ پارس جنوبی را شامل دو بخش (تولید ۲۰۰۰ میلیون فوت مکعب گاز غنی در روز و احداث سکوهای فشارافزایی برای حفظ تولید) به استناد مادهٔ ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور تأیید و تصویب کرد (مصوبهٔ مورخ ۱۳۹۶/۴/۱۱ شورای اقتصاد).

پیامدهای کمبود گاز طبیعی در فصول سرد سال و موازنهٔ منفی تولید و مصرف در کشور آن قدر مهم است که ایجاب می‌کند در کمترین زمان، تمهیدات لازم برای جلوگیری از شرایط نامناسب آن پیش‌بینی گردد. با توجه به مشترک بودن میدان و تعداد زیاد سکوی تقویت فشار مورد نیاز، نوع قراردادی که ایجاد چنین تأسیساتی را برای کشور فراهم کند، می‌تواند از جمله منافع جانبی این قراردادها باشد که به تنهایی از شرایط احساسی و اظهار نظرهای کارشناسی و حقوقی غیرنظام‌مند در درون جامعه حاصل نمی‌شود. بنابراین، در این نوشتار به واقعیات اتفاق افتاده در اثر به‌کارگیری انواع روش‌های قراردادی در اجرای سیزده طرح توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از نظرات خبرگان، مدیران و کارشناسانی که از نزدیک با این قراردادها روبه‌رو و منافع مستقیم و غیرمستقیم آن‌ها را در طول اجرا و پس از بهره‌برداری شاهد بوده‌اند، پرداخته شده است.

۲. روش مورد استفاده در پژوهش

در زمینهٔ تصمیم‌گیری در مورد موضوع‌هایی که دارای ابعاد مختلف و متعدد هستند و اثرپذیری آن‌ها از بُعد کمی و کیفی زیاد است، از روش‌های تصمیم‌گیری استفاده می‌شود. یکی از کارآمدترین روش‌های تصمیم‌گیری، «فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی» است که نخستین‌بار توسط «توماس ال ساعتی» در سال ۱۹۸۰ در پنسیلوانیای آمریکا مطرح شد. این روش، بر اساس مقایسه‌های زوجی بنا شده و امکان بررسی سناریوهای مختلف را به مدیران می‌دهد. این روش، سازگاری زیادی با نحوهٔ تفکر و فرایندهای ذهنی انسان دارد و الگوریتم آن بر اساس یک منطق ریاضی بنا شده است. فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی، به ما کمک می‌کند که بتوانیم با ساده کردن و هدایت مراحل تصمیم‌گیری، تصمیمات مناسبی را برای موضوعات برگزینیم. در

www.SID.ir

Archive of SID

این روش، به قضاوت‌های ذهنی با توجه به اهمیت هر متغیر، مقادیر عددی اختصاص می‌دهند تا متغیرهایی که بیشترین اهمیت را دارند، مشخص شوند (آذر و رجب زاده، ۱۳۹۶: ۹۹).

فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی یکی از جامع‌ترین نظام‌های طراحی شده برای تصمیم‌گیری با معیارهای چندگانه است؛ زیرا این روش، امکان فرموله کردن مسئله را به صورت سلسله‌مراتبی فراهم می‌کند و همچنین در نظر گرفتن معیارهای مختلف کمی و کیفی را در مسئله ممکن می‌سازد. این فرایند، گزینه‌های مختلف را در تصمیم‌گیری دخالت داده و امکان تحلیل حساسیت روی معیارها و زیر معیارها را دارد. افزون بر این، بر مبنای مقایسهٔ زوجی بنا شده است که قضاوت و محاسبات را تسهیل می‌کند (قدسی‌پور، ۱۳۷۹: ۵).

با توجه به اینکه ابعاد توسعهٔ یک طرح میدان گازی پارس جنوبی گسترده بوده و فعالیت‌های تخصصی مختلفی را در بخش‌های مطالعات مخزن، حفاری چاه‌های دریایی، ساخت و نصب سکوهای تولید گاز طبیعی، اجرای خطوط لولهٔ زیر دریایی، پالایشگاه و تأسیسات خشکی با حجم سرمایه‌گذاری بیش از پنج میلیارد دلار؛ شامل می‌شود؛ بنابراین ابعاد حقوقی و قراردادی این چنین طرح‌هایی نیز متعدد خواهد بود؛ به گونه‌ای که دقت در عقد قرارداد و منظور نمودن نکات مناسب حقوقی مورد نیاز، یکی از ضروریات اجرای این گونه طرح‌هاست. بنابراین، موضوع بایستی در زمان عقد قرارداد و انتخاب روش قراردادی مورد دقت قرار گرفته و برای تصمیم‌گیری در انتخاب مناسب‌ترین نوع روش قراردادی نکات و ابعاد مختلف از جنبه‌های منافع مستقیم و غیرمستقیم قرارداد مدنظر باشد. به عبارتی، در اینجا تصمیم‌گیری با معیارهای چندگانه مطرح است. از این رو، در تحقیق پیش رو، از روش فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی استفاده شده است.

۲. ۱. ارزیابی روش‌های قراردادی استفاده شده در توسعهٔ فازهای میدان گازی پارس جنوبی

بر اساس گزارش‌های موجود در درگاه الکترونیکی شرکت نفت و گاز پارس، فازهای اجرا شده و در حال اجرای میدان گازی پارس جنوبی تا سال ۱۳۹۷، در قالب سیزده قرارداد مختلف با پیمانکاران داخلی و خارجی منعقد شده‌اند. از این سیزده قرارداد، پنج قرارداد به روش بیع متقابل، یک قرارداد به روش فاینانس و هفت قرارداد به روش EPC بوده‌اند. جهت ارزیابی مناسب‌ترین روش قراردادی انجام‌شده برای سه گزینهٔ مورد اشاره (بیع متقابل، فاینانس و EPC)، شش معیار که تا حدود زیادی محدودیت‌ها، انتظارات و منافع مستقیم و غیرمستقیم مختلف را برای اجرای موفق پروژه‌ها پوشش می‌دهند، انتخاب شده‌اند.

www.SID.ir

Archive of SID

۲. ۱. ۱. معرفی معیارهای تصمیم‌گیری

معیارها، ملاک‌هایی برای ارزش‌گذاری در مقایسهٔ زوجی گزینه‌ها هستند. معیارهای انتخابی در این پژوهش، بر اساس مطالعات میدانی، نظر خبرگان و کارشناسان حوزهٔ نفت و گاز و تجربیات عملیاتی نویسندگان مقاله در برخورد با مباحث قراردادی و انرژی کشور، به شرح زیر انتخاب شده‌اند. این معیارها که عمدتاً با شرایط توسعهٔ فازهای میدان گازی پارس جنوبی مربوط می‌شوند، از هر دو بُعد کیفی و کمی به موضوع توجه دارند.

۲. ۱. ۱. ۱. کاهش ریسک‌های طرح و اختلافات قراردادی

از آنجا که توسعه و بهره‌برداری مخازن دریایی نفت و گاز، از پیچیدگی بیشتری نسبت به مخازن خشکی برخوردارند و از طرفی، هزینه‌های مرتبط با اکتشاف، توسعه و تولید از مخازن دریایی بسیار بالاست؛ بنابراین، دولت سعی دارد در این بخش، قراردادی را منعقد کند که دارای کمترین ریسک باشد. این ریسک عموماً شامل میزان تولید از مخزن، دورهٔ تولید مستمر، بازدهی هزینه‌های انجام‌شده و اختلافات قراردادی است.

۲. ۱. ۱. ۲. کیفیت انجام کار و تأسیسات در زمان اجرا و بهره‌برداری

انجام طراحی‌های مهندسی بهینه و به‌کارگیری کالاهای مرغوب و متناسب شرایط فنی پروژه‌ها از تولیدکنندگان معتبر و نیز رعایت اصول فنی و کیفیت اجرای کار، می‌تواند انجام سریع مراحل راه‌اندازی و تولید مستمر از پروژه‌ها را تضمین کند. با عنایت به هزینهٔ بالای تعمیر و نگهداری پروژه‌های بزرگ نفت و گاز، این معیار می‌تواند عملیات بهره‌برداری را به صورت ایمن و با هزینهٔ کمتر دنبال کند.

۲. ۱. ۱. ۳. یکپارچگی عملیات اجرا و تولید

با توجه به اینکه فعالیت‌های مربوط به توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی، شامل زنجیره‌ای از عملیات اجرایی در اعماق ۳۰۰۰ متری زیر دریا تا تأسیسات خشکی است، هماهنگی و یکپارچگی اجرا در همهٔ بخش‌ها، موجب استفادهٔ مناسب‌تر از سرمایه‌گذاری‌های انجام‌شده و برداشت بهینه از مخزن مشترک خواهد بود. این موضوع در صورت عقد قرارداد با پیمانکارانی که توان و تخصص لازم برای اجرای یکپارچهٔ پروژه‌ها را داشته باشند، امکان‌پذیر است.

۲. ۱. ۱. ۴. هزینهٔ تمام‌شدهٔ طرح

با توجه به حجم گستردهٔ عملیات اجرایی و هزینه‌های بالای مترتب بر فعالیت‌های بخش دریا و خشکی توسعهٔ فازهای میدان گازی پارس جنوبی و محدودیت‌هایی که در بخش تأمین منابع

www.SID.ir

Archive of SID

وجود دارد، موضوع هزینهٔ تمام‌شدهٔ طرح و انجام پروژه‌ها بر اساس برنامهٔ پیش‌بینی‌شده بسیار مهم است. از این رو، یکی از معیارهای مؤثر بر انتخاب نوع روش قراردادی، هزینهٔ تمام‌شدهٔ نهایی پروژه در مقایسه با بودجهٔ اولیه پیش‌بینی‌شده است.

۲. ۱. ۱. ۵. زمان اجرای طرح

از آنجا که میدان گازی پارس جنوبی، مخزنی مشترک است و هر کشوری که زودتر بتواند از میدان بهره‌برداری کند، منافع بیشتری را به دست می‌آورد و حتی ممکن است در اثر مهاجرت، بخشی از گاز طرف مقابل را برداشت کند؛ بنابراین در این گونه پروژه‌ها، موضوع زمان انجام پروژه و عدم‌النفع‌هایی که در اثر تأخیر در اجرای پروژه‌ها حاصل می‌شود، یکی از معیارهای مهم در تصمیم‌گیری است.

۲. ۱. ۱. ۶. کسب دانش مدیریتی و انتقال فناوری

بزرگی پروژه‌های میدان گازی پارس جنوبی و ضرورت به‌کارگیری دانش روز مدیریت پروژه، ایجاب می‌کند که قراردادها با پیمانکاران بزرگ و صاحب دانش منعقد شود. افزون بر اینکه، در صورت ملحوظ قرار دادن سازوکارهای قراردادی، این موضوع می‌تواند موجب شود که پیمانکار در بخش‌های مختلف از دانش روز اجرای پروژه‌ها استفاده کند. در صورت تعامل کارفرما و پیمانکار در اجرای این گونه پروژه‌ها، امکان انتقال دانش و کسب فنون و روش‌های مدیریت پروژه فراهم خواهد شد.

۲. ۱. ۲. پرسش‌نامه‌های مورد استفاده در فرایند تعیین روش قراردادی مناسب

پرسش‌نامهٔ مورد استفاده برای تحلیل‌های سلسله‌مراتبی و تصمیم‌گیری چندمعیاره که پرسش‌نامهٔ خبره نام دارد، از مقایسهٔ زوجی معیارها و گزینه‌ها به دست می‌آید. برای تعیین اولویت معیارهای انتخابی یک پرسش‌نامه، و جهت گزینه‌ها برای هر معیار یک پرسش‌نامه (جمعاً شش پرسش‌نامه) در قالب ماتریس مقایسهٔ زوجی گزینه‌ها تهیه شده است. با توجه به این که نتایج مدل باید حاصل جمع نظرات گروه‌های درگیر و تأثیرگذار در اجرای قراردادها و با زمینه‌های تخصصی گوناگون باشد، پرسش‌نامه به مسئولین و کارشناسان مرتبط ارسال و پس از گردآوری و طبقه‌بندی نظرات، نهایتاً پرسش‌نامه‌های تکمیل‌شده با استفاده از نرم‌افزار Expert choice که ابزاری برای تصمیم‌گیری چندمعیاره بر اساس فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی است، اجرا شده است.

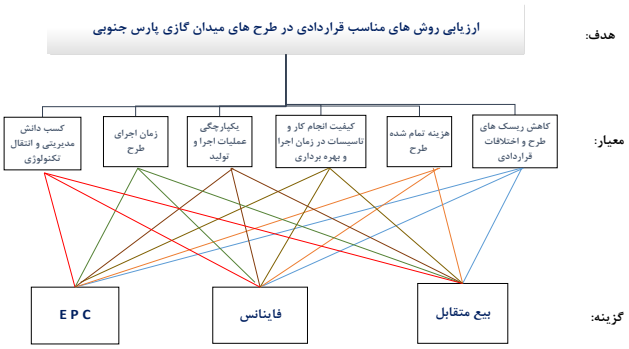
www.SID.ir

Archive of SID

۲. ۱. ۳. ساختار سلسله‌مراتبی

سلسله‌مراتبی، نمایشی گرافیکی از مسئلهٔ واقعی است که در رأس آن، هدف کلی مسئله و در سطوح بعدی، معیارها و گزینه‌ها قرار دارند. از آنجا که مطابق ساختار پیش‌بینی‌شده در مدل، اجزای سیستم به صورت سلسله‌مراتبی سازماندهی می‌شوند و این سازماندهی با تفکر انسان تطابق داشته و اجزا در سطوح مختلف طبقه‌بندی می‌گردند، تصمیم‌گیرنده با فراهم آوردن درخت سلسله‌مراتبی، تصمیمش را آغاز می‌کند (درخت سلسله‌مراتبی تصمیم، عوامل مورد مقایسه و گزینه‌های رقیب مورد ارزیابی در تصمیم را نشان می‌دهد)؛ سپس پاره‌ای از مقایسه‌های زوجی انجام می‌گیرد. این مقایسه‌ها وزن هر یک از فاکتورها را در راستای گزینه‌های رقیب مورد ارزیابی قرار می‌دهد. در نهایت، منطق فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی، ماتریس‌های حاصل از مقایسه‌های زوجی را به گونه‌ای با یکدیگر تلفیق می‌سازد که تصمیم بهینه به دست آید.

ساختار سلسله‌مراتبی تعیین‌شده برای ارزیابی تحقیق مورد نظر، شامل هدف، معیارها و گزینه‌ها در خصوص تعیین روش قراردادی مناسب حاصل از عملکرد طرح‌های توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی، به شرح نمودار زیر است:



نمودار ۱. ساختار سلسله‌مراتبی تعیین روش قراردادی مناسب در طرح‌های اجرا شدهٔ میدان گازی پارس جنوبی

منبع: یافته‌های پژوهش

۲. ۱. ۴. خلاصهٔ محاسبات و نتایج حاصل از مدل

به منظور گردآوری نظریه‌های کارشناسان و متخصصین موضوع پژوهش، پرسش‌نامه‌هایی شامل جدول ماتریس مقایسهٔ زوجی معیارهای مؤثر بر انتخاب گزینه‌های قراردادی و همچنین جداول ماتریس مقایسهٔ زوجی گزینه‌های قراردادی در توسعهٔ طرح‌های میدان گازی پارس

www.SID.ir

Archive of SID

جنوبی، از نظر معیارهای تعریف‌شده تهیه و برای مسئولین و کارشناسان مرتبط ارسال و در امتیازدهی از مقیاس نُه درجهٔ توماس ساعتی استفاده شده است[۱]. خروجی محاسبات در مورد پرسش‌نامه‌های پیش‌گفته، شامل معیارها و گزینه‌ها، ارزیابی و سرانجام، نتایج زیر از نظرات کل جامعهٔ آماری به دست آمد:

جدول۱. اولویت معیارهای انتخابی بر اساس وزن نهایی محاسبه‌شده

عنوان معیار	وزن نهایی	اولویت
کیفیت انجام کار و تأسیسات در زمان اجرا و بهره‌برداری	۰/۳۴۶	۱
کاهش ریسک‌های طرح و اختلافات قراردادی	۰/۲۴۰	۲
کسب دانش مدیریتی و انتقال فناوری	۰/۱۳۹	۳
زمان اجرای طرح	۰/۱۱۳	۴
یکپارچگی عملیات اجرا و تولید	۰/۰۸۴	۵
هزینهٔ تمام‌شدهٔ طرح	۰/۰۷۸	۶

منبع: یافته‌های پژوهش

همچنان که از جدول شمارهٔ ۱ برمی‌آید، بر اساس نتایج مدل، معیار کیفیت انجام کار و تأسیسات در زمان اجرا و بهره‌برداری، بیش‌ترین وزن را در مجموعهٔ پرسش‌نامه‌ها در انتخاب گزینهٔ برتر نوع روش قراردادی به خود اختصاص داده است. کاهش ریسک‌های طرح و اختلافات قراردادی، به عنوان دومین اولویت معیارها انتخاب، و کسب دانش مدیریتی و انتقال فناوری نیز سومین معیار مهم در انتخاب گزینه‌ها تعیین شده است. طول مدت زمان اجرای طرح، یکپارچگی عملیات اجرا و تولید و هزینهٔ تمام‌شدهٔ طرح نیز اولویت‌های بعدی معیارها در خصوص ارزیابی گزینه‌های مختلف روش قراردادی مناسب هستند.

نتیجهٔ محاسبات در مورد متوسط وزن نهایی گزینه‌ها در مورد مناسب‌ترین روش قراردادی انجام‌شده در طرح‌های پارس جنوبی با در نظر گرفتن معیارهای تعریف‌شده، به شرح جدول شمارهٔ ۲ است.

۱. توماس ساعتی که بنیان‌گذار روش AHP است، برای تعیین ترجیحات و امتیاز مربوطه جهت تکمیل ماتریس‌های مقایسهٔ زوجی گزینه‌ها، موارد زیر را تعیین کرده است (قدسی‌پور، ۱۳۷۹):
کاملاً مرجح / کاملاً مهم‌تر (۹ امتیاز)، ترجیح / اهمیت خیلی قوی (۷ امتیاز)، ترجیح / اهمیت قوی (۵ امتیاز)، کمی مرجح / کمی مهم‌تر (۳ امتیاز)، ترجیح / اهمیت یکسان (۱ امتیاز) و ترجیحات بین فواصل (۲، ۴، ۶ و ۸ امتیاز).

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۲. وزن نهایی حاصل‌شده در مورد گزینه‌ها با توجه به معیارها و محاسبات مدل

عنوان گزینه	وزن نهایی	اولویت
قرارداد بیع متقابل	۰/۶۲۸	۱
قرارداد فاینانس	۰/۱۹۰	۲
قرارداد به روش EPC	۰/۱۸۲	۳

منبع: یافته‌های پژوهش

بر اساس نتایج جدول شمارهٔ ۲ که حاصل محاسبات با روش فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی است، مناسب‌ترین گزینه (روش قراردادی) انتخاب‌شده در عقد قراردادهای منعقده در توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی که بیش‌ترین وزن نهایی را به خود اختصاص داده، روش قراردادی بیع متقابل است. روش قراردادی فاینانس به عنوان دومین انتخاب و روش EPC نیز کمترین وزن را در میان گزینه‌های برگزیده داشته است.

۳. ارزیابی زمان و هزینهٔ توسعهٔ طرح‌های مشابه پارس جنوبی با روش قراردادی متفاوت

مقایسهٔ زمان اتمام پروژه‌ها و بهره‌برداری کامل از طرح و نیز هزینهٔ تمام‌شده در مورد سه طرح توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی که از نظر حجم کار با یکدیگر مشابه، اما با روش‌های قراردادی متفاوت اجرا شده‌اند، به شرح زیر ارزیابی می‌شوند.

۳. ۱. مقایسهٔ زمان تحقق پیشرفت فیزیکی طرح‌ها

مشخصات فنی بخش فراساحل طرح‌های تعریف‌شده توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی، بر اساس تعداد فازهای مورد نظر، وضعیت تولید از چاه‌ها با توجه به شرایط فنی مخزن، تعداد چاه و سکوهای دریایی، مشابه نیستند؛ به طوری که برای تولید دو میلیارد فوت مکعب در روز و تصفیهٔ آن در پالایشگاهی که دارای چهار واحد فرآورشی هر یک به ظرفیت پانصد میلیون فوت مکعب در روز هستند، بخش دریای آن‌ها گاهی متفاوت بوده و عمدتاً این تفاوت در تعداد چاه و سکوها حادث می‌شود. به منظور ارزیابی عملکرد پیشرفت طرح در مقاطع زمانی مختلف در روش‌های قراردادی انجام‌شده، سعی گردیده سه طرح مشابه از نظر تعداد چاه، سکو و واحد پالایشی مورد بررسی قرار گیرند که در این راستا، طرح فازهای ۵-۴، ۱۰-۹ و ۱۶-۱۵ پارس جنوبی که همگی دارای ۲۴ حلقهٔ چاه تولیدی، دو سکوی دریایی به ظرفیت هر کدام یک میلیارد فوت مکعب در روز، دو خط لولهٔ زیر دریایی به قطر ۳۲ اینچ و طول حدود

www.SID.ir

Archive of SID

یکصد کیلومتر و چهار واحد پالایشی و تأسیسات جانبی، جمعاً به ظرفیت دو میلیارد فوت مکعب در روز هستند، با مشخصات زمانی و نوع قرارداد به شرح جدول ۳ ارزیابی شده‌اند.

جدول ۳. مقایسهٔ زمان تحقق پیشرفت فیزیکی طرح‌های مشابه با روش قراردادی متفاوت

عنوان طرح		فازهای ۴ و ۵	فازهای ۹ و ۱۰	فازهای ۱۵ و ۱۶
تاریخ شروع قرارداد		مرداد ۱۳۷۹	اسفند ۱۳۸۱	دی ۱۳۸۵
نوع قرارداد		بیع متقابل	فاینانس	EPC
زمان تحقق پیشرفت فیزیکی در مقاطع مختلف	۱۰ درصد پیشرفت	ماه ۲۲ ام	ماه ۲۱ ام	ماه ۱۶ ام
	۲۰ درصد پیشرفت	ماه ۲۶ ام	ماه ۲۶ ام	ماه ۲۶ ام
	۳۰ درصد پیشرفت	ماه ۳۰ ام	ماه ۳۰ ام	ماه ۳۲ ام
	۴۰ درصد پیشرفت	ماه ۳۵ ام	ماه ۳۳ ام	ماه ۳۸ ام
	۵۰ درصد پیشرفت	ماه ۳۹ ام	ماه ۳۸ ام	ماه ۴۵ ام
	۶۰ درصد پیشرفت	ماه ۴۲ ام	ماه ۴۲ ام	ماه ۴۹ ام
	۷۰ درصد پیشرفت	ماه ۴۵ ام	ماه ۴۸ ام	ماه ۵۴ ام
	۸۰ درصد پیشرفت	ماه ۴۷ ام	ماه ۵۵ ام	ماه ۶۰ ام
	۹۰ درصد پیشرفت	ماه ۵۱ ام	ماه ۶۷ ام	ماه ۷۳ ام
	اولین تولید	ماه ۵۱ ام	ماه ۷۴ ام	ماه ۹۲ ام
	تولید کامل	ماه ۶۵ ام	ماه ۱۱۰ ام	ماه ۱۲۲ ام

منبع: مدیریت برنامه‌ریزی و کنترل طرح‌های شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۹۵

همچنان که پیداست، با اینکه سه طرح از نظر مشخصات فنی یکسان و از نظر مهندسی، حجم فعالیت‌های اجرایی و نصب تأسیسات، کمابیش مشابه یکدیگرند، زمان اتمام پروژه‌ها و دستیابی به اهداف تولید نهایی، متفاوت بوده و پروژه‌ای که به روش بیع متقابل اجرا شده است،

www.SID.ir

Archive of SID

در ماه ۶۵ ام به تولید کامل رسیده؛ در صورتی که پروژه‌های دیگر، یکی با ۴۵ ماه افزایش زمان (فاینانس) و دیگری با ۵۷ ماه افزایش زمان نسبت به پروژهٔ بیع متقابل، به مرحلهٔ تولید نهایی رسیده‌اند که مؤید نتایج حاصله از ارزیابی بخش قبل است.

۳. ۲. ارزیابی هزینه‌های توسعهٔ طرح‌های مشابه پارس جنوبی با روش‌های قراردادی متفاوت

مقایسهٔ هزینهٔ انجام‌شده در سه طرح فازهای ۴ و ۵، ۹ و ۱۰، ۱۵ و ۱۶ (بر اساس اطلاعات کلی به‌دست‌آمده از سایت‌های شرکت ملی نفت ایران)، حاکی از این است که بازپرداخت انجام‌شده شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، بانکی و حق‌الزحمهٔ طرح فازهای ۴ و ۵ حدود چهار میلیارد دلار، هزینه‌های انجام‌شده در طرح فازهای ۹ و ۱۰ شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و بهرهٔ بانکی حدود پنج میلیارد دلار و در طرح فازهای ۱۵ و ۱۶ شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، سود اوراق مشارکت و بهرهٔ بانکی بیش از شش و نیم میلیارد دلار بوده است که این امر نشان می‌دهد با اینکه در قراردادهای بیع متقابل، هزینهٔ پاداش پیمانکار مطرح است، در نهایت عملکرد قراردادهای اجراشده در توسعهٔ فازهای پارس جنوبی به روش بیع متقابل، نشانهٔ بهره‌برداری سریع‌تر از مخزن مشترک و پرداخت هزینهٔ کمتر در مقایسه با توسعهٔ فازهایی است که به روش قراردادی فاینانس و EPC انجام شده است.

گفتنی است که این موضوع (کاهش زمان و هزینه در قرارداد بیع متقابل بررسی‌شده)، افزون بر نتایج حاصل از به‌کارگیری روش تحلیل سلسه‌مراتبی است. ضمن اینکه، ملاحظات حقوقی در این نوع قرارداد، از جمله حاکمیت و مالکیت کامل کشور بر منابع هیدروکربوری، حاکمیت قوانین کشور بر مفاد قرارداد، حاکمیت قوانین پولی کشور بر روابط مالی فیمابین، کنترل کامل تولید، بازپرداخت تعهدات طرح از محل تولیدات مخزن، اعمال حق کنترل و نظارت فنی و مالی توسط کشور، تأمین ضریب بالای برداشت با ملاحظات فنی صیانت از مخزن و دستیابی به سهم پیش‌بینی شده در قرارداد جهت مشارکت داخلی نیز جزء موارد جانبی به‌کارگیری قراردادهای بیع متقابل اولیهٔ توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی بوده‌اند.

نتیجه و پیشنهادهای سیاستی

چگونگی توسعهٔ میدان‌های نفت و گاز کشور با توجه به موقعیت جغرافیایی و شرایط فنی آن‌ها متفاوت است. معمولاً توسعهٔ میدان‌های واقع در فراساحل نسبت به میدان‌های خشکی، از پیچیدگی بیشتری برخوردار است. افزون بر اینکه، اگر این میدان‌ها با کشورهای همسایه مشترک باشند، موضوع تسریع در بهره‌برداری و صیانت از میدان نیز اهمیت می‌یابد.

www.SID.ir

Archive of SID

مخزن عظیم پارس جنوبی، به عنوان بزرگترین میدان گازی کشور و مشترک با مخزن گنبد شمالی قطر، از جمله مهم‌ترین میدان‌های هیدروکربوری جهت توسعه است که در چند سال گذشته به عنوان اولویت اول توسعه مدنظر تمامی دستگاه‌های اجرایی کشور بوده است. پیچیدگی و حجم گستردهٔ عملیات دریایی و خشکی توسعهٔ این میدان و نیاز به سرمایه‌گذاری بالا، استفاده از پیمانکاران توانمند را ضروری می‌سازد. در این راستا، به‌کارگیری روش قراردادی که بتواند ضمن تأمین منابع مالی مورد نیاز، به صورت خودکنترلی زمان اجرای پروژه‌ها را کاهش و فناوری مورد نیاز را در توسعه و بهره‌برداری از میدان به دنبال داشته باشد، بسیار مهم خواهد بود. از آنجا که روش‌های قراردادی متفاوتی در توسعهٔ این میدان به‌کار رفته، در این مقاله، عملکرد روش‌های استفاده‌شده ارزیابی و مناسب‌ترین روش در اجرای پروژه‌های اتمام‌یافته مشخص شده است.

بر اساس ارزیابی مذکور، مناسب‌ترین روش قراردادی که عمدتاً در توسعهٔ چهار طرح اولیهٔ پارس جنوبی (طرح فاز یک، فازهای ۲ و ۳، فازهای ۴ و ۵ و فازهای ۶ و ۷ و ۸)، به‌کار گرفته شده، روش قراردادی بیع متقابل موسوم به نسل اول بوده که نسبت به روش‌های دیگر (فاینانس و EPC)، از جنبه‌های مختلف دارای ارجحیت است. این روش قراردادی، از دیدگاه کشور و پیمانکار مربوطه دارای نقاط قوت و ضعف است که در سال‌های گذشته سعی شده است تا در قالب روش‌های بیع متقابل نسل دوم و سوم نسبت به رفع کاستی‌ها و جذاب‌تر ساختن آن اقدام شود. از جمله اصلاحاتی که در روش‌های جدید بیع متقابل به‌کار گرفته شده، این است که سقف سرمایه‌گذاری، وقتی نهایی و بسته می‌شود که مناقصه‌های بخش‌های مختلف برگزار و مجموع قیمت‌های مناقصهٔ پیمانکاران فرعی به عنوان سقف سرمایه‌گذاری تعیین گردد و پیمانکار فقط تغییر این سقف را به عنوان ریسک خود خواهد داشت. البته در این حالت، در صورت نبود سازوکارهای قراردادی بازدارنده، ممکن است پیمانکار حساسیتی در مورد قیمت قراردادهای فرعی یا طول زمان به نتیجه رسیدن مناقصات نداشته باشد که جهت جلوگیری از این موارد، پیشنهاد می‌شود ضمن حضور مؤثر کارفرما در مراحل مختلف اجرای طرح، در آغاز عقد قرارداد با پیمانکار، موارد اساسی زیر به توافق طرفین برسد:

۱. تعیین سقف نرخ بازده داخلی طرح برای پیمانکار؛

۲. مشخص کردن سقف میزان حاصل از نسبت پاداش پیمانکار به کل سرمایه‌گذاری طرح؛

۳. تعیین درصد هزینه‌های مدیریت پیمانکار و مشخص کردن سقف و فرمول کاهشی پرداخت در صورت گذر از سقف؛

۴. تهیهٔ برنامهٔ زمان‌بندی اجرا و اتمام طرح.

www.SID.ir

Archive of SID

با در نظر گرفتن سازوکارهای کنترلی یادشده، پیمانکار ملزم به پیش‌بینی تمهیدات و اعمال مدیریت در جهت کاهش هزینه‌های طرح و تسریع در اتمام پروژه‌ها خواهد بود. افزون بر اینکه در این حالت، کارفرما حضور بیشتری در مراحل مختلف اجرای طرح داشته و در انجام مناقصه‌ها و جلسات کمیسیون معاملات پروژه حضور فعال دارد و در بازرسی فنی و نظارت بر اقلام و اجناسی که شرکت‌های پیمانکار در ساخت تأسیسات مربوطه مورد استفاده قرار می‌دهد نیز می‌تواند مداخله کند. همچنین مناسب است در قراردادهای بیع متقابل جدید، حضور پیمانکار در مراحل بهره‌برداری نیز پیش‌بینی شود که در این صورت پیمانکار با توجه به اینکه در دوران بازپرداخت هزینه‌های خود، در بهره‌برداری حضور دارد، با اطمینان بیشتری به مشارکت در این طرح‌ها روی می‌آورد و می‌کوشد از کالاهای مرغوب‌تر در پروژه‌ها استفاده کند و کیفیت کار بلندمدت اجرای پروژه‌ها را مدنظر داشته باشد.

منابع

الف) فارسی

۱. آذر، عادل، رجب زاده، علی (۱۳۹۶). *تصمیم گیری کاربردی رویکرد MADM*)، چاپ هفتم، انتشارات نگاه دانش.

۲. ابراهیمی، سید نصرالله؛ منتظر، مهدی؛ مسعودی، فرزاد (۱۳۹۳). «اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت ایران». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، دورهٔ ۳، شمارهٔ ۱۲، ص ۲۶ –۱.

۳. ابراهیمی، سید نصرالله؛ خوش‌چهره، فاطمه (۱۳۹۷). «طرح توسعهٔ استفاده حداکثری از الزام سهم داخل و فرصت‌ها و چالش‌های ناشی از آن در صنعت نفت و گاز». *نشریهٔ مطالعات حقوق انرژی*، دورهٔ ۴، شمارهٔ ۲، ص ۲۹۲– ۲۶۷.

۴. امامی میبدی، علی؛ هادی، احمد (۱۳۹۶). «ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک TOPSIS». *فصلنامهٔ مطالعات اقتصاد انرژی*، شمارهٔ ۵۵، ص ۱۰۶– ۶۹.

۵. امین‌زاده، الهام؛ عبدی، صادق (۱۳۹۲). «بررسی انواع سازوکارهای تأمین مالی پروژه‌های صنعت انرژی با تأکید بر مشکلات ساختاری قراردادهای EPCF». *ماهنامهٔ علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شمارهٔ ۱۰۹، ص ۱۶–۸.

۶. حسن‌بیگی، ابوالفضل (۱۳۸۱). *نفت بای بک و منافع ملی*. بی‌جا: انتشارات آوای نور.

۷. خالقی، شهلا (۱۳۹۱). *بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران*. تهران: هزارهٔ سوم اندیشه و مؤسسهٔ مطالعات بین‌المللی انرژی.

۸. درخشان، مسعود (۱۳۹۲). «ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی – تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، سال سوم، شمارهٔ ۹، ص ۱۱۳ – ۵۳.

۹. ـــــ (۱۳۹۳). «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی». *دوفصلنامهٔ مطالعات اقتصاد اسلامی*، سال ششم، شمارهٔ ۲، ص ۵۲ – ۷.

۱۰. غفاری، علیرضا؛ تکلیف، عاطفه (۱۳۹۴). «کاربرد الگوی عقلایی در تصمیم‌گیری‌های راهبردی برای تولید صیانتی از میدان مشترک پارس جنوبی - گنبد شمالی؛ مدل مفهومی با تأکید بر الزامات حقوقی». *پژوهش‌نامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، سال چهارم، شمارهٔ ۱۶، ص ۱۸۰ – ۱۳۷.

۱۱. فیضی چکاب، غلام؛ تقی‌زاده، ابراهیم؛ فهیمی، عزیزاله؛ خدادادی دشتکی، خداداد (۱۳۹۴). «بررسی موانع و کاستی‌های تأمین مالی خارجی در حقوق ایران». *فصلنامهٔ پژوهش حقوق خصوصی*، سال سوم، شمارهٔ ۱۱، ص ۱۷۸- ۱۴۹.

۱۲. قدسی‌پور، حسن (۱۳۷۹). *فرایند تحلیل سلسله‌مراتبی*. بی‌جا: انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر.

www.SID.ir

Archive of SID

۱۳. کاظمی نجف‌آبادی، عباس؛ غفاری، علیرضا؛ تک‌روستا، علی (۱۳۹۴). «ارزش‌گذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس جنوبی از طریق مقایسهٔ قراردادهای مشارکت در تولید». *پژوهش‌نامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، سال چهارم، شمارهٔ ۱۴، ص ۱۹۰ – ۱۵۳.

۱۴. کاظمی نجف‌آبادی، عباس؛ غفاری، علیرضا (۱۳۹۶). «تحلیل کارایی انواع قراردادهای بالادستی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی». *نشریهٔ مطالعات حقوق انرژی*، دورهٔ ۳، شماره ۱، ص ۱۱۳ – ۸۱.

۱۵. کسمتی، محمدرضا (۱۳۸۱). «مطالعهٔ تطبیقی قراردادهای نفتی». پژوهشگاه صنعت نفت، ارائه در اولین همایش مدیریت پروژه.

۱۶. گودرزی، زهرا؛ رستمی، ولی (۱۳۹۷). «تحلیل ماهیت درآمدهای شرکت ملی نفت ایران و نظام حقوقی حاکم آن». *نشریهٔ مطالعات حقوق انرژی*، دورهٔ ۴، شمارهٔ ۲، ص ۵۴۵– ۵۱۷.

۱۷. مدیریت برنامه‌ریزی و کنترل طرح‌ها (۱۳۸۹). *گزارش ارزیابی برنامهٔ پنج‌سالهٔ چهارم توسعهٔ میدان گازی پارس جنوبی*. شرکت نفت و گاز پارس.

۱۸. منظور، داوود؛ کهن هوش‌نژاد، روح‌اله؛ امانی، مسعود (۱۳۹۷). «تحلیل مقایسهٔ رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران (IPC)؛ مطالعهٔ موردی میدان آزادگان». *فصلنامهٔ پژوهش و سیاست‌های اقتصادی*، شمارهٔ ۸۵ ص ۲۱۸ – ۱۸۹.

۱۹. مؤمنی، هوشنگ؛ غنیمی‌فرد، حجت‌الله؛ محمودی، محمد (۱۳۸۹). «،بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران». *فصلنامهٔ علوم اقتصادی*، شمارهٔ ۶، ص ۱۵۷ – ۱۳۵.

۲۰. نیکبخت فینی، حمیدرضا؛ باقری، محمود؛ قربانی، الهه (۱۳۹۷). «بررسی مقایسه‌ای چهارچوب قراردادهای بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی». *نشریهٔ مطالعات حقوق انرژی*، دورهٔ ۴، شمارهٔ ۲، ص ۵۷۰– ۵۴۷.

ب) خارجی

21. British Petroleum (2017). *BP Statistical Review of World Energy*,.

22. Groendaal, Willem Van, Mazraati, Mohammad (2006). “A Critical Review of Iran’s Buy-back Contract”. *Energy Policy 34*, 3709 -3718.

23. Kristen Bindemann (1999). “Iran’s Buy-back Tenders, Production-Sharing Agreement: an Economic Analysis”. *Oxford Institute for Energy Studies Chicago*, 75-81

24. Shiravi, A, Ebrahimi, S. N (2006).” Exploration and Development of Iran’s Oilfield through Buy-back. In Natural Resources”. Forum (Vol, 30, NO. 3, pp, 199-206), *Blackwell Publishing Ltd*.

www.SID.ir