

بررسی قراردادهای نفتی ایران (IPC) در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی

علی طاهری فرد^۱

هادی دیباوند^۲

تاریخ پذیرش نهایی: ۱۳۹۵/۵/۲۱

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۳/۱۸

فصلنامه آفاق امنیت/ سال نهم / شماره سی و یکم- تابستان ۱۳۹۵

چکیده

نسل جدید قراردادهای بالادستی که از آن با عنوان «قراردادهای نفتی ایران» (IPC) یاد می‌شود، در دولت یازدهم طراحی و در دستورکار وزارت نفت قرار گرفته است. در این مقاله سازگاری ساختار قرارداد و پروژه‌های قابل واگذاری در قالب آن، با شاخص‌های اقتصاد مقاومتی تحلیل و بررسی و با قراردادهای بیع متقابل مقایسه شده است. بر این اساس «قراردادهای نفتی ایران» در شاخص‌های تأمین منابع مالی خارجی، تولید صیانتی، انتقال دانش و فناوری و حداکثر استفاده از ظرفیت‌های داخلی در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل بهبود نسبی داشته، اما در خصوص شاخص‌های تکمیل زنجیره ارزش، توان‌افزایی شرکت ملی نفت و تحریم‌پذیری دچار ضعف شده است. این قراردادها از لحاظ تأمین منابع مالی خارجی و تولید صیانتی بیشترین سازگاری و از جنبه تکمیل زنجیره ارزش و توان‌افزایی شرکت ملی نفت کمترین سازگاری را با شاخص‌های اقتصاد مقاومتی دارد. در نهایت نیز در راستای بهبود ساختاری و اجرایی قراردادهای نفتی ایران پیشنهادهایی ارائه شده است.

واژگان کلیدی

قراردادهای نفتی ایران، قراردادهای بیع متقابل، اقتصاد مقاومتی، طبقه‌بندی JEL



مقدمه

از حدود دو سال پیش نسل جدیدی از قراردادهای ریسکی خدمت در کشور با عنوان ^۱IPC مطرح شده است. این قراردادها که شباهت نسبی با قراردادهای خدماتی عراق دارند، به عنوان جایگزین قراردادهای بیع متقابل به صنعت نفت معرفی شده است.^۲ برخی از مهم‌ترین اهداف طراحی قرارداد جدید به شرح زیر است:

- اکتشاف میدان‌های جدید (همراه با توسعه آن) در تمامی نقاط اعم از مناطق کم‌ریسک و پر ریسک؛

- توسعه میدان‌های کشف‌شده با بهترین روش‌های جهانی و کمترین هزینه ممکن و حداکثر میزان کارایی و بالاترین میزان بازیافت با دید بلندمدت و در نظر گرفتن کل سیکل عمر مخزن؛

- حفظ ظرفیت تولید و افزایش میزان بازیافت با سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از میدان‌های مکشوفه توسعه‌نیافته^۳ یا میدان‌های در حال تولید؛^۴

- رسیدن به حداکثر میزان کارایی در میدان‌های در حال تولید با ایجاد ارتباط میان دستمزد (فی) و سطح تولید در قرارداد؛

- انتقال تکنولوژی و بومی‌سازی آن از طریق همکاری شرکت خارجی با شرکت‌های داخلی. مهم‌ترین وجوه تمایز قراردادهای جدید نفتی با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است.^۵ این مسئله در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل باعث ایجاد انگیزه بیشتر برای پیمانکار به منظور حداکثر کردن تولید انباشتی و نیز تولید صیانتی از میدان می‌شود. حضور یک شرکت توانمند ایرانی در کنار یک شرکت بین‌المللی نفتی در کل دوره اکتشاف تا بهره‌برداری از موارد دیگر نوآوری این قراردادهاست.

در این قراردادها دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی مانند قیمت نفت، عامل R^6 ، سطح تولید و نوع میدان شناور است. این

1 . Iranian Petroleum Contract

۲ . نخستین بار مکزیک از قراردادهای خدماتی خالص در سال ۱۹۵۰ استفاده کرد و سپس ایران و عراق از این نوع قرارداد بهره گرفتند (بایندمن، ۱۹۹۸). قراردادهای ریسکی خرید خدمت برای اولین بار در سال ۱۹۷۲ در برزیل و سپس در کشورهای آرژانتین و کلمبیا به کار رفت. قراردادهای خدماتی در حال حاضر فقط در کشورهای محدودی از جمله ایران، مکزیک و عراق در حال اجراست. قرارداد خدمات فنی نوع خاصی از قراردادهای خدماتی است که IOCS صرفاً به عنوان مشاور دولت عمل می‌کند و هیچ‌گونه دخالتی در عملیات و سرمایه‌گذاری ندارد. کویت به دنبال انعقاد چنین قراردادهایی است (ون مروس، ۲۰۰۸).

3 . Green

4 . Brawn

6 . R Factor

۵ . جزئیات مقایسه قراردادهای نفتی ایران و بیع متقابل در پیوست ارائه شده است.



مکانیسم باعث انعطاف‌پذیری^۱ بیشتر در قرارداد می‌شود و تا حدودی جذابیت قرارداد را نسبت به سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری برای پیمانکار حفظ می‌کند. با توجه به پذیرش ریسک‌های هزینه توسط کارفرما و ریسک‌های عملیاتی بهره‌برداری توسط پیمانکار، این قرارداد از لحاظ توزیع ریسک در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل منصفانه‌تر است.^۲

همان‌گونه که مقام معظم رهبری در سخنرانی ۱۴ خرداد ۱۳۹۵ در حرم امام خمینی (ره) مطرح کردند، باید جایگاه همه تصمیم‌های اقتصادی از جمله قراردادهای صنعتی و بازرگانی و سرمایه‌گذاری خارجی در ماتریس اقتصاد مقاومتی روشن باشد. بنابراین انعقاد قراردادهای جدید نفتی که ابعاد مختلف فنی، اقتصادی و حقوقی دارد و شئون مختلف حکومت را تحت تأثیر قرار می‌دهد، ضروری است تا در چارچوب اقتصاد مقاومتی مورد تدقیق و بررسی قرار گیرد. در نتیجه این بررسی روشن خواهد شد برآیند فرصت‌ها و تهدیدهای حاصل از این قرارداد در چه مواردی کشور را در مسیر دستیابی به اقتصاد مقاومتی پشتیبانی می‌کند.

به همین منظور در ادامه روش‌شناسی این مطالعه تبیین و سپس مطالعات مشابه مرور می‌شود. در بخش چهارم، قراردادهای نفتی ایران در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی تحلیل و بررسی و در نهایت نتایج و پیشنهادها ارائه خواهد شد.

پیشینه تحقیق

در سالیان اخیر مطالعات زیادی در داخل و خارج به موضوع اقتصاد مقاومتی پرداخته‌اند، اما پرداختن به مباحث به صورت موردی کمتر مشاهده می‌شود و اغلب در مطالعات ابعاد کلان اقتصادی در چارچوب اقتصاد مقاومتی بررسی شده است. پیغامی و همکاران (۱۳۹۴) در مطالعه‌ای تعریف اقتصاد مقاومتی را در ادبیات متعارف بررسی کرده‌اند و در نهایت «توانایی یک سیستم برای مقابله با تغییرات را به طوری که حالت باثبات اولیه را حفظ کند» به عنوان تعریف مناسب پیشنهاد کرده‌اند. نویسندگان ثبات اقتصاد کلان، کارایی اقتصاد خردی بازار، بهبود اجتماعی و حکمرانی خوب را چهار مؤلفه اصلی تاب‌آوری اقتصاد برمی‌شمرند.

سیف (۱۳۹۱) در مقاله‌ای الگوی پیشنهادی اقتصاد مقاومتی جمهوری اسلامی ایران را تبیین می‌کند. ایشان الگویی مبتنی بر چهار مؤلفه رشد اقتصادی، عدالت اقتصادی، فنریت اقتصادی و ثبات اقتصادی را پیشنهاد کرده است.

1 . Flexibility

۲ . رژیم مالی قراردادهای نفتی ایران شامل دو بخش اصلی است: بخش تأمین هزینه (Cost Recovery) و بخش پاداش (Fee). مجموع دریافتی پیمانکار از این دو محل حداکثر بیش از ۵۰ درصد درآمد میدان نخواهد بود.

رز^۱ (۲۰۰۷) در مطالعه خود سه نوع تاب‌آوری برای اقتصاد تعریف می‌کند: تاب‌آوری (پویا) سرعتی که یک موجود یا سیستم پس از شوک‌های شدید به منظور دستیابی به وضعیتی مطلوب، بازیابی و بهبود می‌یابد. تاب‌آوری ایستای اقتصادی: توانایی یک موجود یا سیستم برای حفظ کارکرد (مثلاً ادامه تولید) هنگام وقوع شوک؛ تاب‌آوری تطابقی (دارای قدرت سازگاری): توانایی (یک موجود یا سیستم) در مواقع بحرانی بر حفظ کارکرد خود بر مبنای نبوغ یا تلاش بیشتر.

در دو مقاله اصلی که بیشترین ارتباط را با موضوع این مقاله دارند به موضوعات تولید صیانتی و انتقال فناوری در چارچوب قراردادهای نفتی پرداخته شده است. درخشان (۱۳۹۳) در مطالعه‌ای تولید صیانتی از میدان‌های نفتی کشور را در قراردادهای نفتی با رویکرد اقتصاد مقاومتی بررسی کرده و نشان داده است که تعارض‌های ساختاری بین اهداف شرکت‌های نفتی بین‌المللی و شرکت ملی نفت ایران موجب می‌شود که هیچ‌گاه نتوان قرارداد بهینه‌ای با شرکت‌های بزرگ نفتی منعقد کرد که متضمن الزامات اقتصاد مقاومتی در حوزه تولید صیانتی از میدان‌های نفتی باشد. درخشان و تکلیف (۱۳۹۴) در مقاله‌ای نشان داده‌اند اتکا بر سرمایه‌گذاری‌های خارجی در چارچوب قراردادهای نفتی با شرکت‌های نفتی بین‌المللی، راهکار مناسبی برای انتقال و توسعه فناوری در بخش بالادستی صنعت نفت ایران نبوده و نخواهد بود مگر آنکه اولاً رشد دانش‌بنیادین و دانش عملیاتی مرتبط با صنعت نفت کشور زمینه‌های مناسبی برای جذب فناوری و توسعه آن فراهم کرده باشد. ثانیاً حضور فعال نهادهای تنظیم‌گر با اهداف نظارت، مدیریت و بهبود کارایی در بازار فناوری توانسته باشد زمینه‌های مناسبی فراهم آورد که بتوان از ظرفیت‌های جذب به نحو مؤثری بهره‌برداری کرد.

همان‌گونه که روشن است، هر چند در دو مطالعه اخیر، سازگاری کلی قراردادهای نفتی با هدف دو شاخصه اقتصاد مقاومتی بررسی شده، اما به طور موردی به سازگاری ساختار و پروژه‌های قراردادهای نفتی ایران (IPC) با اقتصاد مقاومتی^۲ پرداخته نشده است.

1 . Rose

2 . Resilient Economy Compatible Contract



روش‌شناسی تحقیق

روش تحقیق در این مطالعه روش تطبیقی کیفی^۱ یا مقایسه‌ای کیفی است. روش تحقیق تطبیقی یا مقایسه‌ای یکی از مهم‌ترین و پرکاربردترین روش‌های پژوهش در حوزه مسائل کلان علوم اجتماعی است که با پرسش‌های بزرگ سروکار دارد و واحدهای مشاهده‌شده و تحلیل خود را از سطوح میانی و کلان انتخاب می‌کند. روش تطبیقی، که مبتنی بر فهم شباهت‌ها و تفاوت‌هاست، یکی از قدیمی‌ترین روش‌ها در اندیشه اجتماعی و علوم اجتماعی است (مک کی و مارش، ۱۳۷۸: ۲۸۷).

منطق پژوهشی این روش بر این امر استوار است که ماهیت پدیده‌های اجتماعی را نمی‌توان بر اساس رویکرد میکانیکی و ساده‌انگارانه سازگار کرد، بلکه بر اساس یک پیکربندی و درک روابط زنجیره‌ای علل همراه با سیر تحول زنجیره‌ای و احتمال‌گرایانه باید پدیده اجتماعی را مورد تفسیر، تشریح و تبیین قرار داد. مطالعه تطبیقی کمی با موارد زیاد (N بزرگ) و مطالعه تطبیقی کیفی با موارد محدود (n کوچک) سروکار دارند.

محققان کیفی مایل‌اند موردها را به طور کلی مورد بحث و پژوهش قرار دهند و کلیت‌ها را با هم مقایسه کنند. هرچند ممکن است موردها در قالب متغیرها بسیار مهم باشند، آنچه برای پژوهشگران از اهمیت برخوردار است، شاکله ترکیبی از ویژگی‌های پدیده یا موضوع مورد بحث در تمام واحدهاست. بر این اساس مقایسه یا تطبیق در این نوع روش‌شناختی متضمن تطبیق شاکله‌هاست (فلیک، ۱۳۸۸: ۱۵۷).

روش تحقیق کیفی یک روش ذهنی است که محقق ابتدا شخصاً به جمع‌آوری منابع لازم اقدام می‌کند و سپس عمدتاً به صورت شخصی به تحلیل فرضیه‌ها و سؤال‌ها می‌پردازد؛ هر چند ممکن است مصاحبه‌هایی داشته باشد و از آمار بهره بگیرد. بنابراین در این روش توانمندی و مهارت شخصی بسیار اهمیت دارد.

از این رو در این تحقیق شاخصه‌های اقتصاد مقاومتی در قراردادهای نفتی استخراج و قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران به صورت کیفی مقایسه می‌شود. در این مقایسه خواهیم کوشید ویژگی‌ها، شباهت‌ها و تفاوت‌های موضوع مورد بحث برای هر دو قرارداد به صورت کامل تحلیل شود تا امکان مقایسه یا تطبیق طرفین فراهم آید.



قراردادهای نفتی ایران (IPC) و شاخصه‌های اقتصاد مقاومتی (مقایسه با قراردادهای بیع متقابل)

مهم‌ترین شاخص‌هایی که می‌توان با استفاده از سیاست‌های کلی ابلاغی اقتصاد مقاومتی برای ارزیابی قراردادهای نفتی ایران استخراج کرد عبارت‌اند از:

۱. تکمیل زنجیره ارزش (بند ۱۵ سیاست‌های ابلاغی اقتصاد مقاومتی)؛
۲. حداکثر استفاده از ظرفیت و توانمندی داخلی (بندهای ۶ و ۱۰)؛
۳. توان‌افزایی شرکت ملی نفت (بندهای ۲ و ۶)؛
۴. تحریم‌ناپذیری قراردادهای نفتی (بندهای ۶ و ۱۱)؛
۵. تولید صیانتی از میدان‌های نفتی (بند ۱۴)؛
۶. انتقال دانش و فناوری (بند ۲)؛
۷. تأمین مالی منابع خارجی (بندهای ۱۰ و ۱۱).

در این بخش، سازگاری قراردادهای نفتی ایران با شاخصه‌های اقتصاد مقاومتی یادشده و مقایسه آن با قراردادهای بیع متقابل تشریح می‌شود.

۱. نقش قراردادهای نفتی ایران (IPC) در تکمیل زنجیره ارزش

یکی از الزامات سیاست‌های ابلاغی اقتصاد مقاومتی توسعه صنایع پایین‌دستی نفت و گاز است. این مسئله به صورت جدی مطرح است که آیا قراردادهای جدید گامی برای توسعه خام‌فروشی است یا می‌تواند حداقل روزه‌ای به سمت توسعه پایین‌دست بگشاید؟ در ادامه این مطلب را برای میدان‌های نفتی و گازی به صورت جداگانه مطرح می‌کنیم.

توسعه میدان‌های نفتی در قالب قراردادهای بیع متقابل هم در حوزه خشکی و هم دریا هدفی جز افزایش تولید نفت نداشت. تقریباً در کل دوره توسعه قراردادهای بیع متقابل توفیقی برای توسعه بخش پایین‌دست بخش نفت حاصل نشد. البته ساخت یک واحد کارخانه گاز و گاز مایع نیز در قالب قرارداد بیع متقابل برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت به شرکت اویک^۱ واگذار شد؛ هرچند نوع قرارداد عملاً از بیع متقابل (EPCF)^۲ به یک قرارداد پیمانکاری ساده (EPC) تغییر پیدا کرد (درخشان، ۱۳۸۵: ۱۱۴).

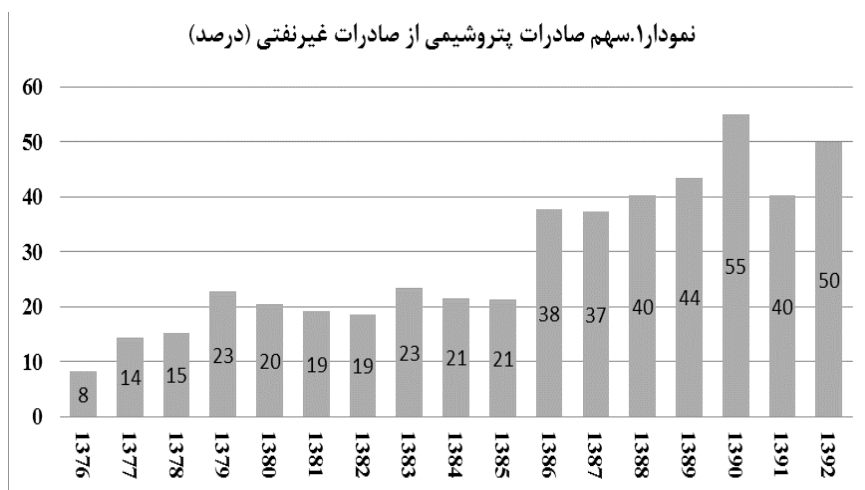
1 . OIEC

2 . Engineering Procurement Construction Finance



در قراردادهای نفتی ایران (IPC) نیز شرایط در بخش نفت به همان صورت پیشین است و عملاً توسعه‌ای در بخش پایین دست مشاهده نمی‌شود؛ به عبارت دیگر افزایش تولید نفت خام مهم‌ترین هدف قراردادهای نفتی ایران است. در قالب این قراردادها هیچ ارتباطی میان بخش بالادستی و پایین‌دستی ایجاد نخواهد شد. بر اساس برنامه ارائه‌شده شرکت ملی نفت، عملاً در میدان‌های نفتی منتخب برای قراردادهای IPC در حوزه نفت، برنامه توسعه پایین‌دستی وجود ندارد (مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۵: ۲۳).

در بخش گاز شرایط متفاوت است. توسعه میدان‌های گازی یکی از موارد موفق قراردادهای بیع متقابل است. این قراردادها به ویژه در پنج فاز نخست پارس جنوبی تقریباً به همه اهداف در بالادست و پایین‌دست رسید. اهداف بالادست شامل توسعه میدان پارس جنوبی و انتقال گاز به خشکی بود. در بخش پایین‌دست نیز ساخت پالایشگاه‌های گاز در موعد مقرر انجام گرفت و تحویل شرکت ملی گاز شد (ترازنامه انرژی، سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۰). این توسعه موجب شد خوراک مناسبی برای بخش پایین‌دست فراهم شود؛ به صورتی که توسعه واحدهای متانولی، اوره و آمونیاک، اولفینی و آروماتیکی رونق زیادی گرفت.



مأخذ: بانک مرکزی و ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۲

همان‌طور که از نمودار فوق پیداست، سهم صادرات پتروشیمی از صادرات غیرنفتی از حدود ۸ درصد در سال ۱۳۷۶ به ۳۸ درصد در سال ۱۳۸۶ افزایش یافت. البته این مسیر توسعه در سال‌های بعد نیز ادامه یافت و تا ۵۰ درصد سهم صادرات غیرنفتی نیز



افزایش پیدا کرد. این صادرات در دوران تحریم بسیار مفید واقع شد و صادرات بخش پتروشیمی کشور به بازارهای شرق استمرار یافت (گزارش‌های آماری گمرک کشور، سال‌های مختلف).^۱ بخشی از تأمین ارزی کشور در دوره تحریم نیز بر عهده همین صنعت بود. این موارد سازگار با اقتصاد مقاومتی ارزیابی می‌شود.

وضعیت توسعه میدان‌های گازی در قراردادهای نفتی ایران (IPC) روشن نیست. بخش بالادستی میدان‌های گازی در برخی موارد به پروژه‌هایی مرتبط شده است که احداث آنها تا آینده قابل پیش‌بینی تحقق‌یافتنی نیست. برای مثال در ارتباط با پروژه‌های گازی مناطق نفت‌خیز جنوب این مشکل مشاهده می‌شود. براساس برنامه‌ریزی صورت‌گرفته در معاونت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت، گاز تولیدی باید به NGL-1700، NGL-1900، NGL-2000 و NGL-2300 ارسال شود، در حالی که هیچ‌یک از این واحدها پیشرفت معنی‌داری نداشتند.^۲ البته NGL-1700 در قالب پروژه IPC معرفی شده است؛ ولی بقیه موارد این‌گونه نیست. از این رو، وضعیت شرایط پایین‌دستی گازهای تولیدی از این میدان‌ها روشن نیست و این محصولات باید مستقیماً برای تزریق اختصاص یابد یا سوزانده شود.

موضوع مهم دیگر در خصوص توسعه زنجیره ارزش، جمع‌آوری گازهای همراه نفت است که می‌توان به عنوان خوراک پتروشیمی مورد استفاده قرار داد. منطقه‌ای که بیشترین سهم را در افزایش تولید نفت در چارچوب قراردادهای IPC خواهد داشت حوزه اروندان (غرب کارون) است. در شرایط فعلی میزان گازهای همراه نفت سوزانده‌شده در منطقه اروندان معادل ۲/۷۷۵ میلیون مترمکعب در روز است و افزایش ۴۴۰ هزار بشکه در روز در قالب قراردادهای نفتی ایران می‌تواند موجب افزایش حجم گازهای همراه نفت سوزانده‌شده به ۸ میلیون متر مکعب در روز شود؛ حال اینکه وضعیت NGL-3200 به عنوان واحد دریافت‌کننده گازهای همراه نفت هنوز مشخص نیست (مهدوی و طاهری فرد، ۱۳۹۴: ۳۴).

بر این اساس به نظر می‌رسد قراردادهای نفتی ایران در خصوص توسعه بخش پایین‌دستی شرایط ضعیف‌تری در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل دارند. این مسئله به ویژه در بخش میدان‌های گازی نامطلوب‌تر است.

1 . <http://www.irica.gov.ir/Portal/Home/Default.aspx?CategoryID=fd61187e-a080-4800-bb4b-0a3d0946cc10>

۲ . پیشرفت این واحدها از سال ۱۳۸۳ تا ۱۳۹۵ حدود ۵ درصد بوده است (مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۴: ۱۷۳).



۲. انتقال دانش و فناوری در قراردادهای نفتی

اکتشاف و توسعه نفت، صنعتی مبتنی بر علوم و مهندسی است؛ بنابراین انتقال تکنولوژی مربوط به آنها، برخلاف خرید و فروش لوازم و تجهیزات، کار آسانی نیست؛ زیرا ماهیت و طبیعت تکنولوژی مستفاد در آنها انتقال آن را مشکل می‌کند. مالکین تکنولوژی این خدمات به منظور حفظ وضعیت انحصاری خود در بازار رقابت به سختی حاضر به انتقال یا به عبارت بهتر فروش تکنولوژی خود خواهند شد. بنابراین، برای اینکه کشوری بتواند به سطح خوداتکایی برسد، باید مبادرت به طرح و اجرای برنامه‌های آموزشی و تحقیق و توسعه کند تا شاید بتواند آن ساختار فنی و صنعتی لازم را برای دریافت و جذب تکنولوژی لازم داشته باشد (فیصل عامری، ۱۳۸۶: ۴۵). مهم‌ترین موانع انتقال تکنولوژی که در ساختار قراردادهای بیع متقابل وجود داشته به شرح زیر است: (مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۴: ۲۷)

الف) کوتاه بودن طول دوره قرارداد و مشارکت نداشتن شرکت خارجی در دوره بهره‌برداری با شرکت‌های داخلی؛

ب) مشارکت نداشتن شرکت ملی نفت در مدیریت پروژه؛

ج) پیوستگی نداشتن فازهای اکتشاف، توسعه و تولید؛

د) نبود انگیزه کافی برای شرکت خارجی به منظور انتقال تکنولوژی؛

هـ) فقدان ارتباط میان دریافتی شرکت با نوع تکنولوژی به کاررفته در توسعه میدان. در قراردادهای نفتی ایران (IPC) برخی از این موارد برطرف شده است که می‌تواند موجب بهبود فضای انتقال دانش و فناوری شود.

انتقال فناوری، انتقال توان مدیریت پروژه‌های کلان و توانمندی تأمین مالی سه حوزه اصلی دانش و اجراست که باید در قالب قرارداد به شرکت‌های داخلی منتقل شود (درخشان و تکلیف، ۱۳۹۴). مهم‌ترین شرایطی که در قراردادهای نفتی ایران فراهم شده است عبارت‌اند از:

نخست، حضور شرکت‌های داخلی مورد تأیید شرکت ملی نفت در کنار پیمانکار خارجی به عنوان شریک عملیاتی، با مدیریت چرخشی پروژه در شرکت عملیاتی مشترک (JOC) (مصوبه کلیات قرارداد مرداد ۹۵، ماده ۴، بند الف)؛ شرکت‌های داخلی ضمن همکاری با شرکت‌های خارجی، مدیریت پروژه‌های بزرگ در ابعاد مدیریتی، فنی، مالی و حقوقی را تجربه خواهند کرد.

دوم، حضور یکپارچه شرکت خارجی در دوره اکتشاف، توسعه، تولید و حتی بازیافت



ثانویه؛ این مسئله می‌تواند دانش مدیریت مخزن را که یکی از نیازمندی‌های صنعت نفت و گاز کشور است، بهبود و ارتقا بخشد. یکی از اهداف اصلی همکاری شرکت‌های داخلی با خارجی، انتقال دانش مدیریت مخزن طی عمر میدان است که آثار مثبتی بر بازیافت نهایی میدان دارد.

سوم، ارتباط سطح عملکرد شرکت‌های بین‌المللی با دریافتی آنها^۱ موجب می‌شود تا این انگیزه در آنها ایجاد شود که از دانش و فناوری‌های جدید در توسعه میدان بهره گیرند. این مسئله خود موجب ارتباط و آشنایی طرف‌های داخلی با فناوری‌های نوین و توسعه همکاری با تأمین‌کنندگان اصلی تجهیزات می‌شود.

چهارم، در چارچوب قراردادهای جدید، بخشی از تأمین مالی نیز بر عهده شرکت‌های داخلی است. در شرایط همکاری با شرکت‌های خارجی، این فرصت نیز فراهم می‌شود تا ضمن ایجاد ارتباط با بانک‌ها و مؤسسات مالی معتبر بین‌المللی، دانش و توانمندی لازم در خصوص تأمین مالی نیز به شرکت‌های صاحب صلاحیت منتقل شود.

در مجموع قراردادهای نفتی ایران برای انتقال دانش و فناوری به شرکت‌های داخلی فعال در حوزه نفت و گاز بستر مناسب‌تری نسبت به قراردادهای بیع متقابل فراهم کرده است. البته این مهم مستلزم گزینش صحیح شرکت‌های داخلی و همچنین طراحی مکانیزم‌ها و مقررات دقیق همکاری با طرف خارجی است که هنوز تدارک دیده نشده است.

۳. به‌کارگیری حداکثر ظرفیت‌ها و توان داخلی در قراردادها

در قراردادهای بیع متقابل سهم مشخصی (۳۰ تا ۵۰ درصد) برای استفاده از امکانات داخلی پیش‌بینی شده است؛ اما از یک سو دستورالعمل روشنی برای اجرا و نظارت بر آن وجود ندارد و از سوی دیگر کیفیت به‌کارگیری توانمندی‌های داخلی مشخص نیست (امور حقوقی شرکت ملی نفت، آبان ۱۳۸۹). به عبارت دیگر نوع ظرفیت‌های داخلی (اعم از خرید کالاها، اجاره ماشین‌آلات، استخدام کارگر ساده، به‌کارگیری متخصصان و ...) که قرار است به کار گرفته شود، مشخص نیست.

در قراردادهای نفتی ایران شرکت‌های داخلی مورد تأیید شرکت ملی نفت در کنار پیمانکار خارجی به عنوان شریک عملیاتی، با مدیریت چرخشی پروژه در شرکت عملیاتی مشترک (JOC) حضور خواهند داشت. این همکاری می‌تواند به استفاده



مناسب از حداکثر ظرفیت مدیریتی داخلی در سطوح مختلف توسعه و تولید بینجامد؛ اما همچنان در خصوص استفاده از کالاها و تجهیزات ایرانی در مواضع حساس و نیز استفاده مناسب از پیمانکاران فرعی ابهام وجود دارد و عملاً مکانیزم مناسبی در این زمینه مشاهده نمی‌شود.

اگرچه به نظر می‌رسد استفاده از کالاهای داخلی و پرسنل ایرانی به دلیل ارزان‌تر بودن و همچنین ظرفیت‌های موجود از قبیل چاه‌ها و لوله‌های موجود برای پیمانکار مرجح است، اما از یک سو پیمانکار هیچ دغدغه‌ای برای بازیافت هزینه‌ها ندارد^۱ (و چه بسا به دلیل نبود مکانیسم شاخص صرفه‌جویی،^۲ انگیزه برای افزایش هزینه هم داشته باشد) و از سوی دیگر به دلیل رسیدن به اهداف تولید پلاتو (حداکثر تولید قراردادی) و بهره‌مندی از حداکثر دستمزد در امور پیشرفته و حساس همچون لوله‌های بدون درز درون‌چاهی، کمپرسور و سایر تجهیزات سرچاهی، شرکت‌های خارجی ترجیح می‌دهند از کالاها و تجهیزات خارجی مطمئن استفاده کنند و نیروی ماهر خارجی را به کار گیرند. البته همانند قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار ملزم به رعایت قانون حداکثر استفاده از توان داخلی و آموزش نیروهای داخلی است و هزینه آموزش را نیز شرکت ملی نفت پرداخت می‌کند.

همچنین در صورت نبود نظارت کافی در فرایند مناقصات، ممکن است شرکت‌های ایرانی واسطه با وارد کردن تجهیزات خارجی با عنوان کالای داخلی آن را به شرکت ملی نفت بفروشند که در این صورت توان و ظرفیت داخلی ارتقا پیدا نمی‌کند.

با این حال نمی‌توان انتظار داشت این قراردادها به لحاظ حداکثر استفاده از ظرفیت داخلی جز در موارد محدودی موفقیتی نسبت به بیع متقابل داشته باشد؛ زیرا اولاً تمامی هزینه‌ها به صورت نامحدود به پیمانکار مسترد خواهد شد؛ از این رو انگیزه‌ای برای استفاده از ظرفیت‌های موجود از قبیل چاه، خطوط لوله و ... وجود ندارد. ثانیاً ریسک سطح تولید برای پیمانکار بسیار جدی است (مصوبه کلیات قرارداد مرداد ۹۵، ماده ۲، بند ۳) و عملاً مانع پذیرش محصولات و پیمانکاران وطنی در امور حساس خواهد شد.

۱. بر اساس قرارداد، همه هزینه‌ها با سقف باز به پیمانکار مسترد خواهد شد (مصوبه کلیات قرارداد مرداد ۹۵، ماده یک، بند گ).

2 . Saving Index

۳. بند ت: ریسک‌های عدم دستیابی به اهداف مد نظر قراردادی یا ناکافی بودن محصول میدان یا مخزن برای استهلاك تعهدات مالی ایجادشده بر عهده طرف دوم قرارداد است.



۴. توان‌افزایی شرکت ملی نفت در قراردادهای نفتی

رشد و تعالی شرکت ملی نفت در گرو تقبل ریسک و حضور مستقیم در تمامی مراحل مدیریت پروژه از مدیریت مالی و جذب فاینانس تا تأمین کالا و فروش و بازاریابی است. بدیهی است هرگونه شکاف و گسل در مدیریت پروژه باعث اختلال در این فرایند می‌شود (فرحناکیان، ۱۳۹۴). در قراردادهای بیع متقابل گسل‌های مدیریتی زیادی به وجود آمده و مدیریت‌های مربوط از هم جدا شده است؛^۱ بنابراین عملاً در قراردادهای بیع متقابل، توان‌افزایی محسوسی در شرکت ملی نفت ایجاد نشد. اما از آنجا که در این قراردادها بهره‌برداری از میدان و تجهیزات جدید مانند سکوه‌های نفتی (مثل سکوی فروش) به طور کامل در اختیار شرکت ملی نفت قرار می‌گرفت، در دوران بهره‌برداری، توان‌افزایی مناسبی در شرکت ملی نفت ایجاد می‌شد.

در قراردادهای نفتی ایران، عملاً شرکت ملی نفت در مرحله توسعه و بهره‌برداری (فنی و مدیریتی مخزن) حضور جدی ندارد و صرفاً در کمیته عملیاتی مشترک حضور نظارتی دارد؛ بنابراین از تجارب دوران بهره‌برداری مخزن شرکت ملی نفت نصیب اندکی خواهد داشت. البته در قراردادهای نفتی ایران توان شرکت ملی نفت در سه حوزه اصلی افزایش خواهد یافت:

نخست، حوزه حاکمیتی و قانون‌گذاری و نظارت: از آنجا که شرکت ملی نفت باید بر عملکرد مشارکت نظارت کافی داشته باشد، تجربه خوبی به ویژه موارد حاکمیتی و وضع قوانین و مقررات برای بهره‌برداری بهینه از میدان کسب خواهد کرد.

دوم، حسابداری و مدیریت مالی: به نظر می‌رسد مهم‌ترین توان‌افزایی شرکت ملی نفت در حوزه حسابداری و مدیریت مالی قراردادها باشد. با توجه به پیچیدگی‌های موجود در محاسبه سهم طرفین در هر دوره، به دلیل عوامل مختلف تأثیرگذار، مدیریت مالی و محاسبات اقتصادی قراردادهای نفتی از جمله موارد حساس و پیچیده است که عملاً می‌تواند توانمندی شرکت ملی نفت را در این خصوص ارتقا بخشد. البته این شرایط به صورت محدودتری در قراردادهای بیع متقابل نیز وجود داشت.

در قرارداد بیع متقابل بازپرداخت از ابتدا به صورت اقساط مساوی برای دوره‌های مشخص تعیین می‌شد و عملاً تا انتهای دوره بدون تغییر باقی می‌ماند (حسینی،

۱. به‌گونه‌ای که هم‌اکنون شرکت‌های بهره‌بردار همچون شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و فلات قاره از شرکت‌های توسعه‌ای همچون شرکت متن، پتروپارس و پترو ایران جدا شده‌اند و توسعه میدان که باید توسط شرکت بهره‌بردار که شناخت کامل از رفتار مخزن و نحوه تولید از آن دارد صورت گیرد، توسط شرکت‌های مجزایی انجام می‌شود که تمام اطلاعاتشان به صورت تئوری و دور از واقعیت‌های عملیاتی است (<http://www.donya-e-eqtasad.com/news/۸۴۹۸۶۸>). برای نمونه می‌توان پیشنهاد کرد شرکت‌های توسعه‌ای پتروپارس و پترو ایران که هر دو زیرمجموعه نیکو (یک شرکت مالی) هستند، به ترتیب به شرکت‌های بهره‌بردار نفت و گاز پارس و فلات قاره واگذار شوند.

۱۳۷۹، ۴۵)؛ اما مکانیزم مالی قراردادهای نفتی ایران پویایی بیشتری دارد. برای مثال دستمزد (Fee) تابعی از قیمت نفت، سطح تولید، عامل R و ریسک میدان است که تمامی این عوامل در دوران مختلف تغییر می‌کند (مصوبه کلیات قرارداد مرداد ۹۵، ماده ۶، تبصره ۲، بند ب). شبیه‌سازی مالی این موارد بسیار پیچیده می‌نماید.

بنابراین با مقایسه قراردادهای بیع متقابل با قراردادهای نفتی ایران این نتیجه حاصل می‌شود که هرچند توانمندی شرکت نفت در امور حسابداری و مالی تا حدودی افزایش خواهد یافت، اما در امور عملیات و بهره‌برداری و مدیریت مخزن که مهم‌ترین وظیفه شرکت ملی نفت ایران است، تقریباً شرکت ملی نفت هیچ حضوری نخواهد داشت.

۵. تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در قراردادهای نفتی

ساختار قراردادهای جدید نفتی به گونه‌ای است که تمایل شرکت‌های خارجی به برداشت صیانتی از مخازن نسبت به قراردادهای بیع متقابل افزایش زیادی پیدا می‌کند. دو دلیل اصلی را برای اثبات این ادعا می‌توان بیان کرد:

الف) حضور بلندمدت شرکت‌های نفتی در عملیات توسعه و بهره‌برداری از میدان باعث می‌شود تا بر خلاف گذشته که پیمانکار تنها به دنبال تسریع در رساندن سطح تولید از میدان به میزان مندرج در قرارداد بود و بعد از دوره ۲۱ روزه مسئولیتی نسبت به وضعیت میدان نداشت، در قالب قراردادهای جدید به دنبال حداکثر کردن تولید در مدت طولانی‌تر قرارداد (۲۰ تا ۲۵ سال) باشند که به طول عمر مخزن نزدیک‌تر است. بنابراین از انجام اقداماتی همچون تزریق بیش از حد آب، حفر چاه‌های اضافی و بالا بردن میزان تخلیه میدان، افزایش ضریب GOR نفت تولیدی و عدم استفاده از گاز همراه تولیدی برای تزریق مجدد به میدان- که تنها در کوتاه‌مدت و به صورت مقطعی تولید را افزایش می‌دهد و بعد از آن به سرعت موجب کاهش سطح تولید و تخلیه سریع‌تر میدان می‌شود- اجتناب ورزند و با میزان تخلیه پایین‌تر و استفاده از تکنولوژی‌های لازم برای رسیدن به تولید با حداکثر نرخ کارا (MER) اقدام به توسعه و تولید کنند.

ب) استفاده از تکنولوژی‌های پیشرفته برای رسیدن به حداکثر میزان کارایی و انجام روش‌های ازدیاد برداشت EOR/IOR مستلزم هزینه به مراتب بیشتر و ریسک عملیاتی بالاتر است که در قراردادهای سابق، پاداش پیمانکار متناسب با چنین

هزینه‌ها و ریسک‌هایی نبوده است. همچنین نتیجه انجام این اقدامات ممکن است سال‌ها بعد از تحویل نهایی پروژه در فاز توسعه در سطح تولید از میدان نمایان و عواید آن تنها نصیب کارفرما شود. بنابراین در قراردادهای بیع متقابل پیمانکاران تا جای ممکن از تقبل این هزینه‌ها و ریسک‌های اضافی اجتناب می‌کردند (سعیدی، ۱۳۸۱: ۵۳). اکنون که در قراردادهای جدید از یک سو طول دوره قرارداد افزایش یافته و از سوی دیگر پاداش پیمانکار با میزان تولید از میدان مرتبط شده است، پیمانکار انگیزه کافی برای تقبل ریسک‌های مذکور را خواهد داشت. در عین حال استفاده از روش‌های EOR/IOR طبق پیش‌نویس قرارداد، صرف نظر از حصول نتیجه، به تنهایی پاداش پیمانکار را افزایش می‌دهد.

۶. تحریم‌ناپذیری در قراردادهای نفتی

معیار تحریم‌پذیری در قراردادهایی نفتی ایران بیشتر از قراردادهای بیع متقابل اهمیت دارد. در قراردادهای بیع متقابل دوره سرمایه‌گذاری طرف خارجی و حضور در میدان نفتی حدود ۵ سال بود و پس از آن کلیه امور به شرکت ملی نفت محول می‌شد هر چند دوره بازپرداخت ۷ تا ۹ سال به طول می‌انجامید. از این رو در قراردادهای بیع متقابل نگرانی نسبت به تحولات بین‌المللی و داخلی کشور و در نتیجه وضع تحریم‌های جدید کمتر بود؛ اما در قراردادهای نفتی ایران با توجه به حضور ۳۰ تا ۳۲ ساله طرف خارجی در میدان، به مراتب تحولات بیشتر خواهد بود و عملاً احتمال ایجاد تحریم‌های تأمین کالا، تأمین مالی و فروش نفت بیشتر است؛ از این رو لحاظ این موارد در بند مربوط به قوه قهریه^۱ در قراردادهای نفتی بسیار حائز اهمیت است. متأسفانه تحریم در زمره موارد فورس ماژور قرار داده نشده است (ماده ۳۳ قرارداد)؛ بنابراین اگر ایران به دلیل شرایط تحریم، با وجود تمامی اقدامات معقول، نتواند برای نفت خود بازاریابی کند و مجبور به کاهش تولید نفت شود، آنگاه شرایط به صورت فورس ماژور تلقی نمی‌شود. در بند «د» ماده ۳ مصوبه هیئت دولت مورخ ۱۳ مرداد ۱۳۹۵ در مورد قراردادهای جدید نفتی آمده است که اگر وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید یا توقف آن به هر دلیلی جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن بگیرد، اولویت اعمال چنین کاهش‌هایی از سطح تولید با میدان یا مخزن‌هایی خواهد بود که



متعهد به بازپرداخت نیستند و در صورتی که این تصمیم برای میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود، نباید روی بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر بگذارد. همچنین با توجه به اینکه شرایط تحریم ذیل فورس ماژور (قوه قهریه) قرار نگرفته است، نمی‌توان در شرایط تحریم پرداخت هزینه‌ها را معلق کرد و کشور باید در زمان تحریم هزینه‌های ناشی از کاهش تولید نفت را نیز به پیمانکار بپردازد.

در قراردادهای بیع متقابل دوره تعهد طرف ایرانی کوتاه‌تر از دوره تعهد در قراردادهای جدید است. این مسئله اهمیت تحریم‌پذیری را در قراردادهای جدید افزایش می‌دهد. در صورت تحریم احتمالی، نحوه و زمان‌بندی بازپرداخت مطالبات (شامل هزینه‌ها و پاداش) طرف قرارداد یکی از نااطمینانی‌های جدی برای کشور خواهد بود که نشان از عدم ملاحظه مناسب این شاخص اقتصاد مقاومتی در قراردادهای نفتی ایران دارد.

۷. تأمین منابع مالی خارجی در قراردادهای نفتی

در وضع کنونی سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز در مقایسه با گذشته بسیار دشوارتر شده است؛ زیرا رویدادهای اخیر در این حوزه باعث به وجود آمدن عدم انطباق‌های اساسی میان تأمین مالی پروژه‌های نفتی و فرصت‌های موجود در سرمایه‌گذاری در این حوزه شده است. مهم‌ترین عوامل ایجاد این مسئله عبارت‌اند از: (میشل و همکاران، ۲۰۱۵؛^۱ استیونز،^۲ ۲۰۱۵)

الف) کاهش ۶۰ درصدی^۳ قیمت‌های نفت از اواسط سال ۲۰۱۴ که باعث تشدید فضای نااطمینانی در زمینه سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز و رغبت کمتر شرکت‌های نفتی به پذیرفتن قراردادهای خدماتی در مقایسه با قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید شده است.^۴

1 . John Mitchell and et al, 2015

2 . Paul Stevens, 2015

۳ . در فاصله زمانی ژوئن ۲۰۱۴ تا ژانویه ۲۰۱۵ میانگین قیمت نفت خام برنت تحویلی در ماه آتی از ۱۱۵/۷ دلار به ۴۵/۱۹ دلار در هر بشکه رسیده است. انتظار می‌رود در شرایط فعلی که تقاضای جهانی به خصوص کشورهای نوظهور همچون چین در حال کاهش است و عربستان و اوپک قصد کاهش تولید را ندارند، مازاد عرضه در بازار نفت کماکان وجود داشته باشد.

۴ . امروزه معمول‌ترین چارچوب مالی در صنعت نفت و گاز به دو صورت قراردادهای مشارکت در تولید و سیستم‌های بهره‌مالکانه/مالیات (سیستم‌های امتیازی) است که هر کدام از این دو رویکرد تقریباً با سهمی برابر مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ به گونه‌ای که سهم سیستم‌های امتیازی در قراردادهای بالادستی نفت و گاز در سطح جهان حدود ۴۴ درصد، سهم سیستم‌های مشارکت در تولید ۴۸ درصد و سهم سیستم‌های خدماتی تنها ۸ درصد است (هامفریس و همکاران، ۲۰۰۷).



ب) تغییر فضای فاینانس و محدود شدن وام‌دهی بانک‌ها و رو به اتمام بودن دوره سیاست‌های پولی انبساطی؛^۱

ب) گسترش سیاست‌های مبارزه با تغییرات آب و هوایی دولت‌ها که در بلندمدت عرضه و تقاضای بخش نفت و گاز را تحت تأثیر قرار خواهد داد (استیونس، ۲۰۱۶).

ج) کشورهای دیگر نظیر مکزیک در حال افزایش امکان حضور شرکت‌های نفتی در فعالیت‌های بالادستی نفت و گاز خود هستند و شرایط و قراردادهای جذاب‌تری ارائه کرده‌اند. بنابراین ایران باید برای جذب بیشتر سرمایه و دانش فنی شرکت‌های بزرگ نفتی در ارائه قراردادهای بالادستی با این کشورها رقابت کند.^۲

ذکر این نکته ضروری می‌نماید که در شرایط فعلی که قیمت نفت در بازارهای جهانی کاهش یافته است، سرمایه‌گذاری در مناطق کم‌هزینه‌تر همچون ایران در مقایسه با سایر گزینه‌های سرمایه‌گذاری پیش روی سرمایه‌گذاران (همچون عملیات اکتشاف و تولید در آب‌های عمیق)، جذابیت بیشتری یافته است. بنابراین هرچند قراردادهای خدماتی همچون بیع متقابل و IPC ممکن است در مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید یا سیستم‌های امتیازی جذابیت کافی برای شرکت‌های نفتی نداشته باشند، اما در شرایط کنونی هزینه به مراتب پایین‌تر تولید نفت در ایران، تا حدودی این مشکل را رفع می‌سازد.

افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز همواره در برنامه‌های پنج ساله توسعه کشور تأکید شده است. طرح‌های گسترده توسعه‌ای و نگهداشت تولید نیازمند تأمین مالی هرچه سریع‌تر منابع مالی، سرمایه، فناوری پیشرفته، دانش فنی، ابزار و تجهیزات است

۱. قوانین و مقررات حوزه بانکداری در سال‌های اخیر از طریق افزایش الزامات کفایت سرمایه، توانایی وام‌دهی بانک‌ها را به شدت کاهش داده است و از سوی دیگر افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی شرکت‌ها (که بعضاً در سال‌های اخیر در میدان‌های غیر متعارف و پرهزینه به فعالیت پرداخته‌اند) و به دنبال آن کاهش سود آنها باعث کاهش رغبت سهامداران این شرکت‌ها به سرمایه‌گذاری مجدد در این شرکت‌ها و کاهش ارزش سهام آنها شده است که در نهایت منابع مالی شرکت‌های نفتی را با محدودیت جدی مواجه ساخته است. این مسئله حاکی از آن است که صنعت نفت و گاز در آینده با انقباضی درخور توجه در میزان سرمایه‌گذاری مواجه خواهد شد. اگر ایران بخواهد از این ظرف رو به کاهش (Diminishing Pot) استفاده کند، باید ضوابط و قراردادهای جذاب‌تری در حوزه بالادستی خود ارائه دهد (استیونس، ۲۰۱۵: ۶).

۲. برای مثال مکزیک در اواخر سال ۲۰۱۳ اصلاحات مهمی را در قانون اساسی خود ایجاد کرده است تا اجازه حضور شرکت‌های خارجی در بخش بالادستی خود را صادر کند. هرچند جزئیات مربوط هنوز منتشر نشده است، به نظر می‌رسد تلاش‌های زیادی برای ارائه فرم‌های مشارکت در تولید در قراردادهای بالادستی صورت گرفته است. عراق نیز با مشکلات روزافزونی در جذب سرمایه خارجی در حوزه بالادستی خود مواجه است و در صورت رفع نشدن این مشکلات، با محدودیت‌های زیادی در توسعه میدان‌های نفتی و افزایش ظرفیت تولید خود مواجه خواهد شد. کشورهای دیگری نیز که عمدتاً در شرق آفریقا قرار دارند، در حال فراهم کردن امکان حضور بیشتر و آسان‌تر شرکت‌های نفتی در حوزه بالادستی خود هستند. بنابراین قراردادهای جدید ایران باید با گزینه‌های جدید مذکور که پیش روی شرکت‌های نفتی قرار دارند، رقابت کنند.



و عدم سرمایه‌گذاری کافی و به‌موقع در بخش‌های بالادستی نفت و گاز ممکن است آثار زیان‌بار و جبران‌ناپذیری برای کشور به دنبال داشته باشد. در غیر این صورت باید اهداف تعیین‌شده در خصوص افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز کشور مورد بازنگری و تعدیل اساسی قرار گیرد یا همانند گذشته تحقق آن ناممکن خواهد بود. طبق گفته مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، هدف‌گذاری ایران برای دستیابی به سطح تولید روزانه ۵ میلیون بشکه تا پایان برنامه ششم توسعه و یک میلیون بشکه میعانات گازی در روز است. همچنین حجم تولید گاز غنی باید به روزانه یک میلیارد و ۳۰۰ میلیون مترمکعب برسد که این میزان حدود ۲ برابر سال ۹۳ خواهد بود.^۱

طبق آمار موجود، قراردادهای بیع متقابل در طول ۱۱ سال توانسته‌اند ۲۳ میلیارد دلار سرمایه جذب کنند که تمامی آنها مربوط به نسل اول توسعه بوده است؛ در حالی که حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز صنعت نفت و گاز کشور بسیار بالاتر است و در حال حاضر طبق آخرین اظهار نظر مسئولان، صنعت نفت کشور طی شش سال آینده به ۱۸۵ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیازمند است که بخش عمده‌ای از آن باید از طریق جذب سرمایه‌گذاری خارجی تأمین شود.^۲

در مجموع قراردادهای نفتی ایران در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل با لحاظ مواردی از قبیل

- برنامه توسعه منعطف؛
 - برنامه کاری و بودجه سالیانه به جای تعیین سقف ثابت هزینه؛
 - امکان بازیافت کامل هزینه‌ها؛
 - انعطاف پاداش نسبت به نوسانات قیمت نفت؛
 - پاداش متناسب با ریسک‌ها و مناطق مختلف عملیاتی؛
 - اصلاح فرایند تصمیم‌گیری؛
 - امکان اعطای مجوز فعالیت‌های اکتشافی در بلوک‌های مجاور در صورت عدم کشف میدان تجاری؛
 - امکان تمدید قرارداد در موارد ازدیاد برداشت؛
 - جذابیت بیشتری برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی در بخش نفت و گاز دارند
- (مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۴).

۱ . مصاحبه مهندس جوادی در نشست خبری حاشیه بیستمین نمایشگاه بین‌المللی نفت، گاز، پالایش و پتروشیمی (شانا، کد خبر: ۲۴۰۴۲۲).
 ۲ . معاون وزیر نفت ایران در امور بازرگانی و بین‌الملل (دنیای اقتصاد، کد خبر: DEN-۹۲۷۵۹۳).

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادها

بر اساس نتایج این مقاله، قراردادهای نفتی ایران در شاخص‌های تأمین منابع مالی خارجی، تولید صیانتی، انتقال دانش و فناوری و استفاده از حداکثر ظرفیت داخلی در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل بهبود داشته است، اما درباره شاخص‌های تکمیل زنجیره ارزش و توان‌افزایی شرکت ملی نفت و تحریم‌ناپذیری دچار عقب‌گرد شده است.

جدول ۱- ارزیابی قراردادهای IPC با معیارهای اقتصاد مقاومتی

عنوان معیار	راستای اقتصاد مقاومتی معیار	وضعیت معیار در IPC برای کشور (نقطه قوت/نقطه ضعف)	تطابق با اقتصاد مقاومتی کم/متوسط/زیاد
تکمیل زنجیره ارزش	بند ۱۵	تعیین تکلیف نشدن گازهای همراه نفت بلا تکلیفی گازهای میدان‌های مستقل	کم
به‌کارگیری حداکثر ظرفیت‌ها و توان داخلی	بند ۶ و بند ۱۰	حضور شرکت داخلی در کنار شرکت خارج فقدان سقف در قرارداد ریسک بالای ظرفیت داخلی با نبود بیمه معتبر	متوسط
توان‌افزایی شرکت ملی نفت	بند ۶ و بند ۲	بهبود نسبی در حوزه قانون‌گذاری، مالی عدم حضور در دوره بهره‌برداری و مدیریت میدان	کم
تحریم‌ناپذیری	بند ۱۲ و ۱۳	ایجاد تعهدات بلندمدت در صورت تحریم امکان مدیریت کاهش تولید از سایر میدان‌ها	کم
تأمین منابع مالی خارجی	بند ۱۰ و ۱۱	انعطاف‌پذیری مناسب توزیع ریسک نسبتاً منصفانه	زیاد
تولید صیانتی	بند ۱۴	حضور بلندمدت طرف خارجی در میدان لحاظ پاداش اضافی برای عملیات ازدیاد برداشت نااطمینانی‌های بالای ازدیاد برداشت معرفی نشدن میدان‌های مناسب	متوسط
انتقال دانش و فناوری	بند ۲	حضور بلندمدت طرف خارجی همکاری شرکت داخلی با طرف خارجی فقدان ارتباط پاداش IOC با انتقال تکنولوژی	متوسط

در پایان برای سازگاری بیشتر قراردادهای نفتی ایران با شاخص‌های اقتصاد مقاومتی موارد زیر پیشنهاد می‌شود:

۱. بر اساس متن فعلی، قرارداد تحریم‌های نفتی و بانکی در زمره موارد قوه قهریه قرار نمی‌گیرد و عملاً تحریم‌های احتمالی می‌تواند آثار نامشخصی بر نحوه اجرای قرارداد و پای‌بندی طرف مقابل به تعهداتش بگذارد. این مسئله ممکن است به شدت بر عامل کاهش ضربه‌پذیری درآمدهای نفت و گاز که در سیاست‌های کلی ابلاغی نیز



اشاره شده است تأثیر منفی بگذارد. ضروری است این مسئله به گونه‌ای در قرارداد تعبیه شود تا ریسک و پاداش تداوم همکاری در شرایط تحریم برای طرف خارجی لحاظ شود.

۲. یکی از ابعاد مثبت قرارداد در راستای اهداف اقتصاد مقاومتی، مشارکت شرکت‌های توانمند داخلی با شرکت‌های بین‌المللی نفتی است. این همکاری می‌تواند از جنبه‌های فنی، مالی و حقوقی و مدیریتی برای شرکت‌های داخلی مفید واقع شود. البته برای دستیابی به این هدف باید اولاً مکانیزم و آیین‌نامه انتخاب شرکت‌های صاحب صلاحیت تهیه شود. ثانیاً سازوکار همکاری شرکت‌های داخلی با طرف خارجی برای تبدیل شدن از پیمانکار به شرکت‌های E&P تبیین شود. ثالثاً نحوه تأمین مالی برای مشارکت داخلی به صورت دقیق روشن شود. در این مسیر حمایت صندوق توسعه ملی ضروری می‌نماید.

۳. ساختار قرارداد انگیزه جدی در خصوص استفاده از ظرفیت داخلی برای مشارکت ایجاد نمی‌کند؛ بنابراین برای تأمین اهداف اقتصاد مقاومتی در این خصوص لازم است فهرست کامل شرکت‌های فعال در بخش خدمات و تجهیزات تهیه شود. (متأسفانه در این بخش ضعف جدی وجود دارد). علاوه بر این، مشکلات بازرسی فنی و بیمه خدمات و تجهیزات با حمایت شرکت ملی نفت و سازمان‌های بیمه‌گر رفع شود تا بتوان در امور مختلف توسعه‌ای به ویژه امور حساس از ظرفیت داخلی استفاده کرد. همچنین می‌توان در قرارداد مکانیزم‌های انگیزشی مانند شاخص صرفه‌جویی هزینه یا پاداش استفاده از ظرفیت‌های داخلی را لحاظ کرد.

۴. در بخش پایین‌دستی به ویژه بخش پایین‌دستی گاز ابهامات جدی وجود دارد. لازم است در خصوص بخش پایین‌دستی میدان‌های گازی مستقل و گازهای همراه نفت بازنگری جدی در واگذاری‌ها انجام گیرد. توسعه پروژه‌های پایین‌دستی به ویژه در مناطق اصلی مانند حوزه اروندان باید قسمتی از قرارداد باشد؛ در غیر این صورت شاهد افزایش سوختن گاز همراه نفت در این حوزه خواهیم بود. در خصوص مصارف گاز نیز تعریف بخش پایین‌دستی و معرفی یک زنجیره کامل مصرف ضروری است.

منابع

الف - منابع فارسی

- ابراهیمی، نصرالله و محمد شیرجیان (۱۳۹۳)، «قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید»، مجله اقتصاد انرژی ایران، ش ۱۰.

- امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران (۱۳۸۱)، مجموعه قوانین و مقررات نفت، گاز و پتروشیمی (پیش از مشروطیت تاکنون)، مجلدهای اول و دوم، بهمن ۱۳۸۱، مجلد سوم خرداد ۱۳۸۹.

- امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران (آبان ۱۳۸۹).

- پیغامی، عادل، مصطفی سمیعی نسب و یاسر سلیمانی (بی‌تا)، جستارهایی در اقتصاد مقاومتی: مقاومت‌سازی اقتصادی در ادبیات متعارف، ج ۱: تاب‌آوری و آسیب‌پذیری، انتشارات دانشگاه امام صادق (ع).

- ترازنامه انرژی، وزارت نیرو، معاونت برنامه‌ریزی برق و انرژی، سال‌های مختلف.

- ترازنامه هیدروکربوری، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، وزارت نفت، سال‌های مختلف.

- حسینی، سید مهدی (۱۳۹۴)، «ارائه قراردادهای جدید نفتی توسط دانشگاه امام صادق (ع) و دانشگاه شریف»، سایت:

iranpetroleumcontract.com

- حسینی، سید وحید (۱۳۷۹)، تحلیل تأمین سرمایه‌گذاری‌های بخش نفت از طریق بیع متقابل، راهنما: دکتر غنیمی‌فرد، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه امام صادق (ع).

- خوشکلام خسروشاهی، موسی (۱۳۹۳)، «شاخص‌سازی اهداف حوزه نفت و گاز بر اساس سیاست‌های اقتصاد مقاومتی ابلاغی مقام معظم رهبری و الزامات تحقق آن»، گزارش به سفارش مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، منتشرشده در کتابخانه مؤسسه.

- درخشان، مسعود (۱۳۸۵)، بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز، تهران: دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.

- درخشان، مسعود (۱۳۹۳)، «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت:

رویکرد اقتصاد مقاومتی»، دو فصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی، س ۶، ش ۲، پیاپی ۱۲.

- درخشان، مسعود و عاطفه تکلیف (۱۳۹۴)، «انتقال و توسعه فناوری در بخش بالادستی صنعت نفت ایران: ملاحظاتی در مفاهیم، الزامات، چالش‌ها و راهکارها»، پژوهشنامه اقتصاد

انرژی ایران، س ۴، ش ۱۴.



- سعیدی، علی محمد (۱۳۸۱)، «ضرورت تزریق گاز به میدان‌های نفتی»، مجله مجلس و پژوهش، س ۹، ش ۳۴.
- سیف، الله مراد (۱۳۹۱)، «الگوی پیشنهادی اقتصاد مقاومتی جمهوری اسلامی ایران»، آفاق امنیت، س ۵، ش ۱۶.
- طاهری فرد، علی (۱۳۹۳)، فرایند بهینه تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با قراردادهای بیع متقابل، مطالعه موردی میدان درود، استاد راهنما: دکتر مصطفی سلیمی فر، مشهد: دانشگاه فردوسی.
- فرحناکیان، فرشید (۱۳۹۴)، «کالبدشکافی قراردادهای جدید نفتی»، برنامه زنده تلویزیونی ثریا، چاپ شده در خبرگزاری جهان نیوز، قابل دسترسی در: <http://www.jahannews.com/fa/doc/news/>
- فلیک، اووه (۱۳۸۷)، درآمدی بر تحقیق کیفی، ترجمه هادی جلیلی، چاپ اول، تهران: نشر نی.
- مهدوی و طاهری فرد (۱۳۹۴)، معرفی پروژه‌های قابل واگذاری در قالب قراردادهای *JPC* تهران: مؤسسه مطالعات انرژی سبحان.
- مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۴)، ارزیابی عملکرد قراردادهای بیع متقابل، تهران.
- مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۴)، ساماندهی جامع گازهای همراه نفت کشور، تهران.
- مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۵)، ارزیابی جامع قراردادهای نفتی ایران، تهران.
- هیئت وزیران، مصوبه در خصوص ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، ۱۳ مرداد ۹۵.

ب- منابع لاتین

- Katzman Kenneth, (2016), "Iran Sanctions", Congressional Research Service.
- Mitchel, John Valérie Marcel Beth Mitchell (2016), *Oil and Gas Mismatches: Finance, Investment and Climate Policy*, UK: Chatham House.
- Oil Contracts Restructuring Committee (2014), "New Model: Iran Petroleum Contract (IPC)", The Conference of Introduction IPC, Tehran.
- Stevens, Paul (2015), *International Oil Companies: The Death of the Old Business Model*, UK: Chatham House.



- Stevens, Paul (2015), *Prospects for Iran's Oil and Gas Sector*, UK: Chatham House.

- Van Groenendaal, W.J.H., Mazraati, M. (2006), *A Critical Review of Iran's Buyback Contracts*, Energy Policy, 34, 3709-3718.

پیوست یک: مقایسه قراردادهای بیع متقابل و IPC

IPC	بیع متقابل	
<p>- طول دوره قرارداد بین ۲۵-۲۰ سال است. <u>- حضور پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید</u></p>	<p>- طول دوره قرارداد بین ۷-۵ سال بوده است. - پیمانکار تنها در دوره توسعه (و اکتشاف در قراردادهای اکتشاف و توسعه) حضور داشته است و <u>بهره‌برداری از میدان توسط شرکت ملی نفت صورت می‌گرفته است.</u></p>	<p>طول دوره قرارداد و میزان حضور شرکت خارجی در میدان</p>
<p>- از آنجا که در قراردادهای IPC شرکت پیمانکار در دوره بهره‌برداری از میدان حضور دارد و دستمزد تعلق گرفته به وی مستقیماً با میزان تولید از میدان در ارتباط است، <u>پیمانکار تمام تلاش خود را برای حداکثر کردن تولید انباشتی از میدان در طول دوره قرارداد به کار خواهد بست.</u></p>	<p><u>- بعد از رسیدن تولید به سطح پلتو مندرج در قرارداد طی یک دوره ۴۱ روزه در بازه ۲۸ روزه، پیمانکار مسئولیتی در قبال افت تولید در دوره بهره‌برداری نداشته است.</u></p>	<p>تولید</p>



نحوه بازپرداخت هزینه‌ها

- در قراردادهای نسل اول و دوم بیع متقابل هنگام انعقاد قرارداد و در قراردادهای نسل بیع متقابل، ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات، **سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مشخص** می‌شد و در صورت عبور هزینه‌های انجام‌شده توسط پیمانکار از سقف مذکور، **مازاد هزینه صورت‌گرفته بازپرداخت نمی‌شد.**

- هزینه‌های سرمایه‌ای همراه هزینه‌های بانکی و دستمزد پیمانکار از ابتدا به طور ثابت مشخص شده و طی اقساط ۵ تا ۷ ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه از محل حداکثر ۶۰ درصد درآمد فروش نفت به پیمانکار بازپرداخت می‌شد.

- هزینه‌های عملیاتی در پایان هر سال به پیمانکار بازپرداخت می‌شد.

- **هزینه‌های بانکی به کلیه هزینه‌های صورت‌گرفته تعلق گرفته و تقریباً برابر نصف هزینه سرمایه‌ای بوده است.**

- مالیات پرداخت‌شده به پیمانکار با عنوان هزینه‌های غیرمستقیم به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

- **بازپرداخت مطالبات پیمانکار تنها از محل عایدات خود میدان بوده است.**

- در قراردادهای IPC با توجه به امکان تغییر رفتار میدان و تحولات بازار، هنگام عقد قرارداد **سقفی برای هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته نشده است**

و میزان هزینه هر ساله در قالب برنامه و بودجه تصویب‌شده توسط کمیته مشترک توسعه میدان، تعیین می‌شود و انحراف تا ۵ درصد از میزان تعیین‌شده در این برنامه جایز است.

- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم در اقساط ۵ تا ۷ ساله و سایر هزینه‌ها همراه دستمزد پیمانکار هر ساله از محل ۵۰ درصد عواید میدان به پیمانکار پرداخت می‌شود. زمان شروع پرداخت نیز بعد از رسیدن به تولید اولیه تعیین شده است.

- **هزینه‌های بانکی تنها به تأخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار تعلق می‌گیرد.**

- همانند بیع متقابل مالیات پرداخت‌شده با عنوان هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم به پیمانکار بازپرداخت می‌شود.

- در میدان‌های اکتشافی در صورت دست نیافتن به تولید تجاری توسط پیمانکار، هزینه‌های صورت‌گرفته بازپرداخت نخواهد شد و تنها امکان واگذاری بلوک‌های مجاور برای انجام امور اکتشافی به پیمانکار وجود دارد.

- **در صورت عدم کفایت میزان تولید**

تخصیص داده‌شده برای بازپرداخت هزینه در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت‌نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، بازپرداخت خواهد شد.

- شرکت ملی نفت مجاز است در صورتی که محصولات میدان‌های گاز طبیعی در داخل مصرف شود، با امکان صادرات آن وجود نداشته باشد، از محل محصولات یا عواید میدان‌های دیگر نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار تعهد و اقدام کند.

<p><u>دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه تعیین می شود و میزان آن بر اساس عوامل پنج گانه (قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل R و سطح تولید) شناور است. دستمزد تعلق گرفته، هر ساله همراه بازپرداخت هزینه های سرمایه ای، بانکی و عملیاتی از محل ۵۰ درصد درآمد میدان به پیمانکار پرداخت می شود.</u></p>	<p>- دستمزد پیمانکار بر اساس میزان بازدهی معینی هنگام عقد قرارداد مشخص می شد که تقریباً برابر نصف هزینه های سرمایه ای بود و همراه هزینه های سرمایه ای و بانکی در اقساط مساوی ماهیانه، در دوره ۵-۷ ساله به پیمانکار پرداخت می شد. <u>میزان دستمزد ثابت است و بر اساس عوامل مختلف انعطاف پذیر نیست.</u></p> <p>- در صورت نرسیدن به سطح تولید قراردادی، هزینه های سرمایه ای و بانکی به پیمانکار پرداخت می شود و تنها دستمزد تعیین شده به پیمانکار تعلق نمی گیرد.</p> <p>- همچنین ملاک اختصاص دستمزد به پیمانکار ماندگاری تولید در سطح پلتو در بازه زمانی ۲۱ روزه از یک دوره ۲۸ روزه است.</p>	<p>نحوه پرداخت دستمزد</p>
<p><u>حضور شرکت های داخلی مورد تأیید شرکت ملی نفت در کنار پیمانکار خارجی به عنوان شریک عملیاتی، با مدیریت چرخشی پروژه در شرکت عملیاتی مشترک (JOC) بدون توزیع مناسب ریسک های پروژه میان دو طرف، شرکت خارجی از استفاده از کالاها و تجهیزات اصلی (و نه تجهیزات ساده و معمولی) ایرانی و پرسنل ماهر ایرانی (و نه تنها کارگر ساده) و انتقال فناوری و تجربیات مدیریتی خود به شرکت های داخلی استنکاف خواهد ورزید.</u></p> <p><u>بدون حضور جدی شرکت های داخلی در امور اصلی همچون تأمین مالی و ایجاد ارتباط با بانک های معتبر خارجی و تأمین کالا و انجام امور عملیاتی مهم، فرایند انتقال فناوری و ارتقای توانمندی های داخلی با اخلال روبه رو خواهد شد.</u></p> <p>- البته با توجه به حضور پیمانکار در دوره تولید و وجود انگیزه کافی برای حداکثرسازی تولید انباشتی از میدان و نبود سقف هزینه، استفاده از تکنولوژی های پیشرفته و گران قیمت توسط پیمانکار توجیه پذیر خواهد بود.</p>	<p>- الزام حقوقی پیمانکار به انتقال دانش فنی، آموزش نیروی انسانی و استفاده حداکثر از توان موجود کشور در زمینه طراحی و ساخت و نصب تجهیزات و ماشین آلات</p> <p>- نبود انگیزه اقتصادی کافی برای رعایت الزام فوق</p>	<p>انتقال فناوری، آموزش نیروی داخلی و استفاده از توان داخلی</p>

