

آیا قراردادهای مشارکت در تولید برای صنعت نفت ایران مفید است؟

سیدحسین طباطبایی*

چکیده:

قراردادهای نفتی ایران موسوم به قراردادهای بیع متقابل از دهه هفتاد شمسی به موجب قانون بودجه سال ۱۳۷۳ مورد استفاده در بخش نفت قرار گرفته است. در طول این سالها انتقادهای فراوان، اما مشابهی به این مدل قراردادی وارد آمده و برخی از مسؤولان ذی ربط و صاحب نظران به دفاع از آن پرداخته‌اند. اخیراً زمزمه‌هایی مبنی بر استفاده از مدل دیگر قراردادی یعنی مشارکت در تولید مطرح شده و مخالفان و موافقان قرارداد بیع متقابل در خصوص قراردادهای مشارکت در تولید اظهار نظر کرده‌اند. معرفی این دو نوع قرارداد و مقایسه آنها با هم از نظر تقسیم درآمد و منافع، موضوع این مقاله است. در پایان نیز پیشنهادی برای استفاده بهینه از قرارداد مشارکت در تولید از سوی نویسنده مطرح شده است.

کلیدواژه‌ها:

قرارداد بیع متقابل؛ قرارداد مشارکت در تولید؛ قراردادهای نفتی؛ نفت.

مجله پژوهش‌های حقوق خصوصی، شماره ۲، نیمسال دوم ۱۳۹۲
صفحه ۷۵-۱۰۲، تاریخ وصول: ۱۳۹۲/۱۰/۰۸، تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۱۲/۱۵

۱. دانشجوی دکتری حقوق بین‌الملل در دانشگاه سوفیا آنتی پولیس فرانسه، مؤسسه حقوق صلح و توسعه (IDPD).
Email:hossein_tabatabaei63@yahoo.com

مقدمه

بحث پیرامون قراردادهای نفتی ایران موسوم به قراردادهای بیع متقابل از ابتدای استفاده از این مدل قراردادی با مجوز قانون بودجه^۱، ۱۳۷۳، از دهه هفتاد به بعد تا به امروز در محیطهای داخلی و خارجی مطرح بوده و همچنان نیز ادامه دارد. کمابیش انتقادهایی به این مدل قرارداد نفتی چه از نوع ژورنالیستی^۲ چه از منظر تخصصی^۳ و به موازات آن دفاعیات مسؤلان^۴ و صاحبان نظران^۵ از این قراردادها در سالهای گذشته مشابیه بوده است و در مقالات و کتابهای مختلف به آن پرداخته شده^۶ که از حوصله این پژوهش خارج است. آنچه تغییر کرده و حائز اهمیت است، زمزمه‌هایی مبنی بر استفاده از مدل دیگر قراردادی یعنی مشارکت در تولید بوده که در کلام رسمی و غیررسمی مسؤلان نفتی^۷ کشور شنیده می‌شود و حتی در منابع خارجی نیز انعکاس داشته است.^۸ از آنجا که مطرح کنندگان استفاده از این نوع قراردادی در بین هر دو گروه؛ چه مخالفان بیع متقابل چه موافقان آن دیده می‌شود، بررسی جوانب این قرارداد را جذاب‌تر می‌کند. بنابراین در پژوهش پیش رو در جستجوی پاسخ به این پرسش خواهیم بود که استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید بر فرض عدم مواجهه با منع قانونی^۹ چه تفاوتی با بیع متقابل خواهد داشت و نیز در چه شرایطی مفید خواهد بود. برای دستیابی به این مهم، ابتدا به معرفی این دو مدل قراردادی، وجوه تفاوت و تشابه‌شان به نحو مختصر خواهیم پرداخت (بخش اول)، سپس به طور مفصل به بررسی تقسیم درآمد و منافع در این قراردادها پرداخته (بخش دوم) و در نهایت

۱. بخش اول بند «ب» تبصره ۲۹ ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۷۳ کل کشور اشعار می‌دارد: به منظور ظرفیت‌سازی مورد نیاز کشور در زمینه‌های تولید نفت خام، گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی ... شرکت ملی نفت ایران اختیار خواهد داشت ... پس از تأیید هیات وزیران قراردادهای لازم را به صورت بیع متقابل با شرکت‌های ذی صلاح خارجی منعقد نماید ...

۲. فریبرز رئیس دانا، «بیع متقابل ظالمانه‌ترین قرارداد نفتی است»، روزنامه عدالت، ۳۶ (۱۳۷۹)، ۵.

3. M. Bunter, The Iranian Buy Back Agreement, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

۴. بیژن نامدار زنگنه، «بی‌پرده و صریح با وزیر نفت»، روزنامه جوان ۱۶ (۱۳۸۰/۴/۱۶)، ۶.

۵. سید نصرالله ابراهیمی، «نسل سوم قراردادهای بیع متقابل»، روزنامه مشعل، ۴۶۸ (۱۳۸۸/۸/۱۷).

۶. ابوالفضل حسن‌بیگی، نفت بیع متقابل و منافع ملی (تهران: آوای نور، ۱۳۸۱).

۷. برای مثال نک:

<http://www.shana.ir/fa/newsagency/201766>.

و همچنین:

<http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=13911117000441>.

8. A. Brexendorff, C. Ule and M. Kuhn, "The Iranian Buy-Back Approach", *OGEL*, Vol. 7 - issue 1, April 2009.

۹. طبق تفسیر فعلی از اصول ۴۴، ۸۱ و ۱۳۹ قانون اساسی، قوانین نفت و سایر قوانین استفاده از این قراردادها منع شده است. برای مطالعه بیشتر نک: مرجانه فیاض‌بخش، «بررسی روش‌های مختلف قراردادی بین‌المللی در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز (با تأکید بر ماده ۱۴ قانون چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران)» (پایان‌نامه کارشناسی ارشد، تهران: دانشگاه پیام نور دانشکده الهیات و علوم اسلامی، ۱۳۸۹).

پیشنهاد خود را مبنی بر اینکه استفاده از این قراردادها به چه نحوی و در چه صورتی مفید خواهد بود، بیان خواهیم کرد.

بخش اول - بررسی تطبیقی ساختار قراردادی قراردادهای بیع متقابل و مشارکت

در تولید

۱. قراردادهای بیع متقابل

قراردادهای بیع متقابل شاخه‌ای از قراردادهای خدمات^۱ است که طبق آن شرکت نفتی بین‌المللی اجرای اکتشاف یا خدمات تولید را در دامنه‌ای مشخص و برای دوره‌ای مشخص برای دولت میزبان انجام می‌دهد. در تمام طول قرارداد مالکیت دولت میزبان بر منابع هیدروکربنی حفظ می‌شود و به طور معمول شرکت نفتی هیچ‌گاه هیچ‌گونه حقی نسبت به نفت و گاز تولیدی نخواهد داشت و فقط دستمزد خود را مطابق با قرارداد دریافت خواهد کرد؛ البته در مواقعی ممکن است به ازای هزینه‌های انجام شده بخشی از نفت و گاز به شرکت نفتی مسترد شده یا حقی ترجیحی برای او از سوی دولت میزبان برای خرید نفت و گاز در نظر گرفته شود. همچنین ممکن است دستمزد شرکت نفتی دستمزد ثابت نقدی بوده و یا دستمزدی بر اساس سود باشد^۲ و در بعضی قراردادها هم به موازات یک دستمزد ثابت، یک دستمزد بر اساس مقدار نفت تولید شده نیز به پیمانکار تعلق می‌گیرد.^۳

در نوعی از قراردادهای خدمات^۴ که قراردادهای خرید خدمت خطرپذیر نامیده می‌شوند، تمامی خطرپذیری‌ها به عهده شرکت نفتی است. به این معنا که اگر مرحله اکتشاف منجر به دستیابی به نفت نشود یا تجاری بودن میدان احراز نگردد، تمامی هزینه‌ها بر عهده شرکت نفتی بوده و دولت میزبان آن را جبران نخواهد کرد، اما در نوع دیگری از قراردادهای خدمات^۵ پیمانکار هیچ ریسکی را بر عهده نمی‌گیرد و تمام ریسک‌ها به عهده کشور میزبان است.^۶

البته از نوع اخیر بندرت استفاده می‌شود. در ایران نیز پس از انقلاب اسلامی سال ۱۳۵۷ در برهه‌ای از این نوع قراردادها استفاده شد،^۷ اما پس از مدتی استفاده از آن متوقف شد. به هر

1. service contracts

۲. فیاض بخش، همان.

3. Gao, Zhiguo, *Environmental regulation of oil and gas*, Kluwer Law International, 1998, 349.

4. Risk service contract

5. Pure service contract

6. Johnston, Daniel, *International exploration economics, risk, and contract analysis*, PennWell Books, 2003, 41-42.

7. Abdolhossein Shiravi and Seyed Nasrollah Ebrahimi, *Exploration and development of Iran's oilfields*

روی قراردادهای نفتی ایران در گذر زمان دستخوش تغییراتی شده و صنعت نفت حداقل سه نسل متفاوت از بیع متقابل را تجربه کرده است. در ادامه به شرح مختصری از این قراردادها (قراردادهای بیع متقابل) می‌پردازیم.

به طور کلی می‌توان گفت قراردادهای بیع متقابل همان قراردادهای خرید خدمت خطرپذیر هستند.^۱ هدف از قراردادهای بیع متقابل در ایران تضمین حاکمیت دولت بر منابع نفت و گاز و استمرار کنترل دولت بر عملیات نفت و گاز طبق قانون اساسی و قانون نفت ۱۳۵۳ و ۱۳۶۶ بوده است و به همین دلیل طبق این قراردادها، شرکت ملی نفت ایران به شرکت نفتی بین‌المللی اختیار انجام عملیات توسعه را از طرف و به نام شرکت ملی نفت ایران می‌دهد، یعنی شرکت نفتی بین‌المللی به عنوان پیمانکار شرکت ملی نفت ایران عمل می‌نماید و شریک یا مالک پروژه محسوب نمی‌شود؛^۲ همچنین طبق این قراردادها، همه زمین‌ها و همچنین همه امکاناتی که برای پروژه خریداری شده، دارایی شرکت نفت محسوب می‌گردد.^۳ هدف دیگر این قراردادها جذب ارز به کشور بوده است که با نهادن مسؤولیت فاینانس به عهده طرف خارجی این امر نیز محقق می‌گردد.

بنابراین نسل اول این قراردادها به طور اساسی برای توسعه آن دسته از میادین نفت و گاز که قبلاً کشف شده بودند، مورد طراحی و استفاده قرار گرفت؛ اما نسل دوم بیع متقابل هم برای مرحله اکتشاف و هم تولید میادین نفت و گاز ایران منعقد شدند. توضیح لازم آنکه در بیع متقابل نسل دوم ریسک‌ها بسیار بیشتر از بیع متقابل نسل اول بود، به این شرح که علاوه بر ریسک‌هایی که به طور طبیعی در بیع متقابل نسل اول وجود داشت، شرکت نفتی بین‌المللی می‌بایست ریسک عدم اکتشاف میدان تجاری را نیز می‌پذیرفت. به علاوه، در زمان انعقاد قرارداد شرکت نفتی بین‌المللی قادر به محاسبه سرمایه‌ای نبود که برای مرحله

through buyback, Natural Resources Forum 30, 2006, 199-206.

۱. فقط در یک مورد آن هم شیوه استهلاک هزینه‌ها با هم متفاوت هستند. بدین صورت که در قرارداد بیع متقابل برای استهلاک هزینه‌ها بایستی الزاماً از عایدی همان میدان استفاده کرد؛ اما در خدمت خطرپذیر هم می‌توان از عایدی همان میدان و یا از عایدی میدان دیگر و حتی از بودجه دولت و غیره استفاده نمود. فیاض‌بخش، همان، ۳۴.

۲. ماده ۳ قانون نفت ۱۳۵۳: منابع نفتی و صنعت نفت ایران ملی است و اعمال حق مالکیت ملت ایران نسبت به منابع نفتی ایران در زمینه اکتشاف، توسعه، تولید، بهره‌برداری و پخش نفت در سرتاسر کشور و فلات قاره منحصرأ به عهده شرکت ملی نفت ایران است که راساً یا به وسیله نمایندگی‌ها و پیمانکاران خود در آن باره اقدام خواهد کرد. شرکت ملی نفت ایران می‌تواند به منظور اجرای عملیات اکتشاف و توسعه نفت در بخش‌های آزاد نفتی با هر شخص اعم از ایرانی و خارجی وارد مذاکره شود و قراردادهایی را که مقتضی بدانند بر مبنای پیمانکاری و با رعایت مقررات و مصراحت این قانون تنظیم و امضا نماید.

۳. ماده ۲ قانون نفت ۱۳۶۶: منابع نفت جز انفال و ثروت‌های عمومی است و طبق اصل ۴۵ قانون اساسی در اختیار حکومت اسلامی می‌باشد و کلیه تأسیسات و تجهیزات و دارایی‌ها و سرمایه‌گذاری‌هایی که در داخل و خارج کشور توسط وزارت نفت و شرکت‌های تابعه به عمل آمده و یا خواهد آمد متعلق به ملت ایران و در اختیار حکومت اسلامی خواهد بود.

توسعه لازم داشت،^۱ این امر باعث شد تا برخی از صاحبانظران به موازات انتقاد از بیع متقابل اذعان کنند، تعهدات دولت در این قراردادها به مراتب کمتر از تعهدات طرف خارجی است.^۲ سرانجام نسل سوم قراردادهای بیع متقابل با تغییراتی نسبت به نسل دوم از میانه‌های دهه ۸۰ به کار گرفته شدند.^۳

به طور کلی پنج دسته از هزینه‌ها در قرارداد بیع متقابل دیده می‌شود،^۴ هزینه سرمایه‌ای،^۵ هزینه‌های غیرسرمایه‌ای،^۶ هزینه‌های عملیاتی،^۷ بهره بانکی^۸ و حق الزحمه.^۹ هزینه سرمایه‌ای کلیه مبالغی است که از زمان تاریخ مؤثر قرارداد تا زمان تحویل پروژه بر مبنای مفاد قرارداد و ضمایم آن، تعهد یا پرداخت می‌شوند، به استثنای مخارج غیرسرمایه‌ای، عملیاتی و بانکی،^{۱۰} هزینه‌هایی نیز در دسته هزینه سرمایه‌ای قرار می‌گیرند تا سقفی که در قرارداد بیع متقابل تعیین شده باز پرداخت شوند. بنابراین هر هزینه‌ای فراتر از این سقف که توسط شرکت نفتی بین‌المللی برای اجرای طرح جامع توسعه یا تکمیل پروژه صرف شود، مستهلک نخواهد شد.

هزینه غیرسرمایه‌ای اشاره به آن هزینه‌هایی دارد که تعیین دقیق آن در زمان انعقاد قرارداد مشکل است. مثل پولی که به مراجع ذی‌صلاح ایرانی برای عملیات توسعه باید پرداخت شود مانند مالیات، عوارض، هزینه گمرکی، هزینه آموزش و تأمین اجتماعی.^{۱۱} هیچ سقفی برای هزینه‌های دسته دوم یعنی هزینه غیرسرمایه‌ای گذاشته نمی‌شود. بنابراین به هر مقدار که باشد قابل استهلاک است.

هزینه‌های عملیاتی یا هزینه‌های مرتبط به دوره زمانی تولید زود هنگام تا تاریخ تحویل، قسمتی از سرمایه‌گذاری پیمانکار به شمار می‌رود که به صورت جاری^{۱۲} و به طور خالص (بدون تعلق گرفته بهره - در صورت پرداخت ظرف سه ماه - و حق الزحمه) پرداخت می‌شود

1. Nasrollah Ebrahimi & Abdolhossein Shiravi , Ibid.

۲. صابر. ۲۸۰-۲۸۱.

۳. برای اطلاعات بیشتر در این زمینه نک: ابراهیمی. پیشین.

۴. مسعود زهدی، روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بیع متقابل (تهران: نویسندگان نیلوفر، ۱۳۸۷)، ۲۵.

5. Capex or Capital Expenditure

6. Non-Capital Expenditures or Non-Capex

7. Operation Cost

8. Accrued Bank Charges

9. Remuneration Fee

۱۰. زهدی، پیشین، ۲۳.

۱۱. همان.

12. on Current Bases

و شامل هزینه‌های تولید محصول، هزینه عملیات تولیدی و قطعات یدکی می‌باشد.^۱ باید اضافه کرد که هزینه عملیات می‌تواند در ازای یک حق الزحمه ثابت به ازای هر بشکه نفت خام تولید و تحویل داده شده به کارفرما تعیین گردد.^۲ همچنین هیچ سقفی هم برای استهلاک هزینه عملیاتی تعیین نشده است و هر هزینه‌ای که در این دسته قرار گیرد قابل استهلاک است.

بهره بانکی شامل هزینه‌هایی می‌شود که برای تأمین اعتبار از بانک لازم است. این هزینه‌ها که برای مخارج هزینه سرمایه‌ای و هزینه غیرسرمایه‌ای به کار می‌رود از نخستین ماه بعد از انجام آن هزینه محسوب می‌شود و تا زمانی که هزینه‌های مستهلک نشده ادامه دارد، بهره بانکی به هزینه عملیاتی تعلق نمی‌گیرد، چون قرار است که آنها ظرف سه ماه مستهلک شوند؛ اما اگر طی سه ماه بعد مستهلک نشوند، آن‌گاه بهره بانکی برای آنها هم اعمال می‌گردد. اگر تکمیل پروژه به عللی که مرتبط با غفلت شرکت ملی نفت ایران نباشد به تأخیر بیفتد، هیچ بهره بانکی در زمان تأخیر پروژه به شرکت نفتی بین‌المللی تعلق نخواهد گرفت.^۳ حق الزحمه نیز طبق قرارداد پرداخت می‌شود.

هزینه‌های نام‌برده شده زمانی قابل استهلاک است که اهداف قرارداد همان‌طور که در طرح جامع توسعه بیان شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی انجام پذیرفته باشد، صحت هزینه‌ها توسط شرکت ملی نفت ایران یا حسابدار بین‌المللی مورد تأیید شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته باشد و نیز هزینه‌ها به طور صحیح دسته‌بندی و در انطباق با مراحل حسابرسی باشد که در پیوست قرارداد آورده شده باشند.

در قرارداد بیع متقابل علاوه بر هزینه‌ها، مقدار مشخصی برای پاداش سرمایه‌گذاری و ریسکی توافق می‌شود که شرکت‌های نفتی بین‌المللی متحمل می‌شوند و در صورتی پرداخت می‌شود که اهداف پروژه همان‌گونه که در طرح جامع توسعه مشروح بوده تأمین شده و پروژه با موفقیت تحویل شرکت ملی نفت ایران گردد. هزینه‌ها و پاداش باید از طریق اختصاص سهمی از عایدی پروژه بازپرداخت شوند که معمولاً سهمی بین ۵۰-۶۰ درصد تولید کل است. چون شرکت نفتی بین‌المللی هیچ حقی بر نفت داخل مخزن یا نفت سرچاه یا زمان صدور ندارد، شرکت ملی نفت ایران می‌تواند آن سهم را یا به خود شرکت نفتی بین‌المللی یا به شخص معرفی شده او به قیمت بازار بفروشد و مبلغ آن را از هزینه و پاداش شرکت نفتی بین‌المللی مستهلک کند. همچنین شرکت ملی نفت

۱. زهدی، پیشین، ۲۴.

۲. مسعود زهدی، روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بین‌المللی صنعت نفت و گاز بخش بالادستی، جلد سوم (تهران: نویسندگان نیلوفر، ۱۳۸۸)، ۱۴۷.

۳. فیاض بخش، پیشین، ۳۹-۴۰.

ایران می‌تواند آن سهم را به شخص ثالث بفروشد و با او هماهنگی کند که مبلغ را به شرکت نفتی بین‌المللی برای استهلاک هزینه‌ها و پاداش پرداخت نماید.^۱

۲. قراردادهای مشارکت در تولید

قراردادهایی است که طی آن شرکت بین‌المللی نفتی مانند یک پیمانکار حق اکتشاف و بهره‌برداری از بخش معینی در زمان معینی را دارا می‌شود، شرکت نفتی تمام خطرهای اکتشاف و هزینه را به عهده می‌گیرد و در مقابل در نفت و گاز تولیدی سهم می‌شود. با چنین قراردادهایی، اگر تلاش‌های شرکت نفتی منجر به اکتشاف میدان تجاری نشود، هزینه‌ها را دولت میزبان جبران نخواهد کرد، اما در صورت کشف میدان تجاری، تولید بین طرفین و بنابر فرمول قرارداد که می‌تواند از طریق قانون یا مذاکره یا مناقصه تعیین شده باشد، تقسیم می‌شود. در این قراردادها اگرچه بخشی از تولید به شرکت نفتی تعلق می‌گیرد، اما دولت میزبان نیز صاحب بخش عمده‌ای از تولید خواهد شد که به واسطه آن می‌تواند بر اساس نیازهای اقتصادی و برنامه‌های توسعه از آن استفاده کند.

در مورد تاریخچه این قراردادها اگرچه در برخی منابع گفته می‌شود که این نوع از قراردادها در میانه‌های دهه شصت میلادی و در اندونزی متولد شده است،^۲ اما سیر تاریخی قراردادهای نفتی نشان می‌دهد که این قراردادها قبل از اندونزی در ونزوئلا و حتی ایران در سال‌های ۱۹۴۸ و ۱۹۵۱ به کار گرفته شده بوده است.^۳ شاید علت این اظهار نظر را بتوان این‌گونه توجیه کرد - که این قراردادهای اندونزی بوده - که بیشتر مورد رجوع قرار گرفته و کشورهای دیگری بیشتر این قراردادها را ملاک خود قرار داده‌اند. برای مثال در موارد مختلفی مثل حداقل هزینه‌ها، قراردادهای اندونزی مورد توجه بوده است.^۴ در واقع اندونزی طی سال‌های ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰ در قلب صنعت نفت قرار گرفت و جایگاه مهمی را به دست آورد. زمانی که کشورهای بسیار کمی نسبت به امروز، حاضر به دادن حق اکتشاف به خارجی‌ان بودند، این کشور دست به این کار زد و در حالی که در آن برهه، جنوب آسیا یکی از فعال‌ترین حیطه‌های نفتی بود این کشور نزدیک به نیمی از فعالیت‌های حفاری، قراردادی و تولید را نمایندگی می‌کرد. در ابتدا قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی ساده

۱. همان.

2. International Petroleum Taxation, for the Independent Petroleum Association of America, David Johnston, Daniel Johnston & Tony Rogers, Daniel Johnston & Co., Inc. | Hancock, New Hampshire, July 4, 2008.

۳. مسعود امانی، حقوق قراردادهای بین‌المللی نفت (تهران: دانشگاه امام صادق(ع)، ۱۳۸۹)، ۲۵.

4. Tengku Nathan, Machmud, The Indonesian production sharing contract, Kluwer Law International, 2000, 103.

بود. پیمانکار می‌توانست از طریق نفت تولیدی ابتدا هزینه‌ها را بازپاید که البته محدودیتی داشت و میزانی برای آن تعیین می‌شد که هزینه نفت نام داشت و بعد از جبران هزینه‌ها، نفت باقی‌مانده بین طرفین تقسیم می‌شد که سود نفت نامیده می‌شد. هزینه‌هایی که پوشش داده نمی‌شد می‌توانست در دوره‌های بعد و بسته به میزان تولید و قیمت نفت جبران شود. اما نکته مهم آنکه از ۱۹۷۵ مسائلی مثل بازار داخلی، مشارکت در بخش بالادستی، مسائلی پیرامون پاداش‌ها و حضور بخش خصوصی مالزی در قراردادهای مشارکت (به روش‌های مختلف مثل JBOs1 و TACs)^۱ مورد توجه قرار گرفت و موجب تغییراتی در این قراردادها شد که قراردادهای دهه ۷۰ و ۸۰ مالزی را نسبت به گذشته متمایز می‌کرد.^۲

به هر روی این نوع از قراردادها پس از چندی به سیستم مالی بسیاری از کشورها تبدیل شدند و در حال حاضر نیز از طرف کشورهای چون مالزی، هند، نیجریه، آنگولا، ترینیداد، الجزایر، مصر، یمن، سوریه، مغولستان، چین و بسیاری از دیگر کشورها مورد استفاده قرار می‌گیرند^۳ و اگرچه محتوا و شکل دقیق قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهای مختلف (حتی در داخل یک کشور) تفاوت دارد؛^۴ اما به اعتقاد برخی امروزه این شیوه قراردادی متداول‌ترین نوع قراردادی بین دولت‌های غیر غربی^۵ است^۶ و می‌توان ویژگی‌های مشترکی را در مورد آنها برشمرد از جمله:^۷

در این قراردادها دولت ملی مالکیت مخازن و ذخایر را از دست نخواهد داد، بلکه فقط امتیاز کشف و توسعه و تولید ذخایر را به پیمانکار اعطا می‌کند، پیمانکار باید کلیه هزینه‌ها

1. Technical Assistance Contracts & Joint Operating Bodies.

2. Tengku Nathan, Machmud, Ibid, 65.

3. Ibid.

۴. برای مثال نک:

Putrohari, Rovicky Dwi, PSC TERM AND CONDITION AND ITS IMPLEMENTATION IN SOUTH EAST ASIA REGION, Thirty-First Annual Convention and Exhibition, May 2007.

5. Taverne, Bernard, Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum, Edition 2 Publisher Kluwer Law International, 2008, 117.

۶. در کشورهایی مثل ایالات متحده، بریتانیا، فرانسه، نروژ، استرالیا، روسیه، نیوزیلند و البته کشورهایی نظیر کلمبیا، آفریقای جنوبی و آرژانتین مدل دیگری از قراردادهای نفتی را که قراردادهای امتیازی نامیده می‌شود، مورد استفاده قرار می‌دهند. در این قراردادها یک شرکت بین‌المللی نفتی حق انحصاری کشف و تولید مواد هیدروکربنی برای یک دوره زمانی معین و در یک محدوده مکانی معین به دست می‌آورد. در مقابل این حق، شرکت نفتی موظف به پرداخت حق مالکیت یا حق امتیاز به دولت میزبان است. در صورت تولید مواد هیدروکربنی دولت میزبان از بهره مالکانه و مالیات نیز برخوردار خواهد بود. تقریباً نیمی از کل کشورهای دنیا از همین سیستم حق امتیازی (بهره مالکانه و مالیات) استفاده می‌کنند. نکته قابل توجه در مورد این کشورها گوناگونی روش‌های مالی، نرخ بهره، بهره مالکانه و مسائلی دیگر مانند مشوق‌های سرمایه‌گذاری خارجی و از این دست است.

۷. زهدی، پیشین، جلد ۳، ۱۹-۲۱.

و خطرهای مرتبط با اکتشاف و همین‌طور کارکردن با دولت (از طریق یک شرکت نفتی دولتی) را که دارای اختیار مشارکت نمودن در عملیات توسعه و تولید است (به عنوان یک مالک / ذی‌نفع در عملیات) بپذیرد و پس از تحقق تولید بخشی از آن را به عنوان بهره‌مالکانه به دولت اختصاص دهد. همچنین پیمانکار باید مبلغ معینی را برای آموزش کارکنان بومی هزینه کرده و کارهای مشخصی را با هدف توسعه زیرساخت‌های کشور میزبان انجام دهد. این هزینه نوعاً از محل تولید آتی بازیافت می‌گردد. نکته آخر آنکه هزینه‌های عملیاتی و احتمالاً هزینه‌های اکتشافی و توسعه‌ای میادین از محل اختصاصی درصد معینی از تولیدات بازیافت می‌شود مثلاً همان‌طور که پیش از این اشاره شد، گفته می‌شود ۶۰ درصد تولید برای بازپرداخت هزینه‌ها مورد استفاده قرار خواهد گرفت. مقادیر و احجام برآورده شده نفت و گاز تولیدی که برای بازیافت هزینه‌های توافق شده اختصاص می‌یابد به «هزینه نفتی» مرسوم است. مقادیر تولیدی که معمولاً برابر با میزان تولید باقی‌مانده پس از کسر مقادیر تحویل شده بابت کسر بهره‌مالکانه و بازیافت هزینه است «سود نفتی» نامیده می‌شود و عرفاً بر مبنای توافق‌های از پیش به عمل آمده بین دولت و پیمانکار تقسیم می‌گردد و از آنجایی که پیمانکار نمی‌تواند مالکیت بخشی از مخزن را به خود اختصاص دهد صرفاً استحقاق درصد یا سهمی معادل با سهم خود از هزینه نفتی و سود نفتی (و نفت استخراج شده) را دارا خواهد بود که به «به حق انتفاع» مرسوم است.^۱

همچنین از عمده محاسن قراردادهای مشارکت در تولید می‌توان از محبوبیت و شناخت گسترده این گزینه قراردادی از سوی سرمایه‌گذاران و وام‌دهندگان بین‌المللی و لذا ترغیب به مشارکت گسترده این بخش‌ها در چارچوب تأمین مالی پروژه‌های طرح‌های نفت و گاز در کشورهای در حال توسعه نام برد. افزون بر اینکه آموزه‌های جهانی نشانگر آن است که هزینه «استقراض سرمایه‌گذاری» از بازارهای پولی و سرمایه‌ای جهانی در چارچوب تأمین مالی پروژه‌ای و در محدوده این گزینه قراردادی به مراتب پایین‌تر از هزینه تأمین مالی از طریق صرفاً سهم مالکین (دولت‌ها) در این طرح‌هاست.^۲

۱. درباره اینکه در قراردادهای مشارکت، پیمانکار مالک نفت می‌شود یا خیر؟ اختلاف نظر وجود دارد. در حالی که برخی با استناد به اینکه پیمانکار مالک مخزن و حتی نفت درون چاه نمی‌شود، معتقد به عدم مالکیت نفت حداقل تا نقطه تحویل به پیمانکار هستند، برخی دیگر با استناد به اینکه در این گونه قراردادها در صورت اختلاف بین طرفین، داوری‌ها رأی به نوعی از مالکیت پیمانکار نسبت به نفت داده‌اند، این قراردادها را مغایر با قوانینی می‌دانند که مالکیت نفت را فقط برای کشور نفتی جایز می‌داند.

۲. سیدصدرالدین دریاباری و شستانی و مرتضی بکی حسکویی، مسیر یکصد ساله صنعت نفت ایران تحولات حقوقی و اقتصادی (تهران: یزدا، ۱۳۸۲)، ۱۱۸.

۳. تفاوت‌های قراردادی بیع متقابل ایران و قراردادهای مشارکت

همان‌طور که مشاهده می‌شود، مشارکت در تولید سازوکاری است که مطابق آن یک شرکت خارجی فاینانس و عملیات اکتشاف و توسعه را انجام داده و پس از آنکه تولید آغاز شد، نفت تولیدی بین شرکت نفتی و کشور نفتی تقسیم خواهد شد؛ بنابراین به پیروی از متخصصان می‌توان وجوه متمایزکننده بیع متقابل و قراردادهای مشارکت را نسبت به یکدیگر چنین برشمرد:

۳-۱. دامنه کار

در قراردادهای بیع متقابل، بعد از آنکه عملیات توسعه تکمیل شد و چاه‌ها و امکانات طبق طرح توسعه استقرار یافت، تمام فعالیت‌های اجرایی به شرکت ملی منتقل می‌شود و از آنجا که شرکت ملی باید از آن پس، هزینه‌های صورت گرفته تا پیش از آن را بازپرداخت کند، افزایش هزینه‌های تولید و دیگر مسائل تأثیری بر حق قراردادی شرکت نفتی ندارد. در قراردادهای بیع متقابل مالکیت نفت همواره در اختیار شرکت ملی خواهد بود و او مسؤول بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار است. می‌تواند نفت را با قیمت اختصاصی به پیمانکار بفروشد و می‌تواند به ثالث بفروشد و هزینه‌های پیمانکار را جبران کند. در حالی که در قراردادهای مشارکت، پس از پایان مرحله توسعه و دوره تولید نیز، شرکت نفتی حضور داشته و افزایش هزینه‌های تولید و نوسانات قیمت نفت بر درآمد آن نیز تأثیرگذار است. در واقع در این قراردادها، دولت در طول دوره، توسعه حاکمیت و مالکیت خود بر منابع را حفظ کرده و پس از تولید، در نقطه‌ای که در قرارداد مشخص است نفت تولیدی تقسیم می‌شود. مشارکت در نفت تولیدی در واقع مفهوم مرکزی این قراردادهاست. البته تا وقتی که تمام هزینه‌های شرکت خارجی پرداخت شود و رویالتی کسر گردد؛ نفت در مالکیت دولت است و نفت باقی‌مانده پس از این دو پرداخت، تقسیم خواهد شد. بنابراین شرکت نفتی تمام هزینه‌های خود را اعم از هزینه‌های توسعه، هزینه‌های اداری و سایر موارد را از طریق نفت تولیدی و درصدی که در قرارداد ثابت است، جبران می‌کند (این درآمدها برای عملیات نفت استفاده نمی‌شود). پس از جبران هزینه‌ها هر یک از طرفین موظف است به صورت مجزا سهم خود را طبق قرارداد تحویل بگیرد که ممکن است به صورت فوب یا نوع دیگری باشد.^۱

۳-۲. ریسک پیمانکار

در قراردادهای مشارکت ریسک پیمانکار بیشتر است، زیرا نخست اینکه ممکن است

1. S. N. Ebrahimi, A. Shiroui Khouzani, The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing and Service Contract, Society of Petroleum Engineers Inc. 2003, 6-9.

به مخزن تجاری دسترسی نیابد و دوم آنکه ممکن است نفت تولیدی بعد از کشف میدان تجاری پاسخگوی هزینه‌ها نباشد. در حالی که قراردادهای بیع متقابل معمولاً برای مخازنی به کار می‌رود که قبلاً تجاری بودنشان محرز شده و فقط ممکن است میزان نفت تولیدی کفاف هزینه‌های توسعه و عملیات را ندهد یا پایین آمدن قیمت نفت موجب شود که در طول دوره قرارداد هزینه‌ها بازپرداخت نشود که البته راه‌حل این مشکل نیز اضافه کردن زمان برای دوره بازپرداخت است؛ اگرچه تأمین‌کنندگان مالی معمولاً قبل از قرارداد از میزان نفت مطلع شده و به کفایت آن پی می‌برند^۱ و آگاه‌اند که ریسک فعالیت‌های نفتی در کشوری مثل ایران به مراتب کمتر از ریسک این فعالیت‌ها در کشورهای دیگر است.^۲

۳-۳. انگیزه پیمانکار

از آنجایی که دوره برداشت مشترک از تولید در قراردادهای مشارکت نسبت به دوره بازپرداخت در قراردادهای بیع متقابل بلندتر است و در واقع پیمانکار تا پایان عمر مخزن و هر میزان نفت تولیدی در بهره‌برداری شریک خواهد ماند، پیمانکار انگیزه بیشتری دارد تا از بهترین فناوری خود استفاده نماید تا مخزن بیشترین بازده را داشته باشد. در حالی که در قراردادهای بیع متقابل تمرکز پیمانکار روی رسیدن به نصاب مورد نظر در قرارداد برای دوره بازپرداخت است. هر چند این امر نیز مستلزم به کارگیری فناوری است؛ اما به هر حال پیمانکار به اندازه قراردادهای مشارکت در تولید، انگیزه برای توجه به بازده مفید مخزن و بهینه‌سازی آن ندارد. به همین دلایل است که به کوتاه بودن مدت قراردادهای بیع متقابل انتقاد شده است.^۳ همچنین گفته شده، اگر پس از اتمام کار مشخص شود تکنیک و تأسیسات مورد استفاده مغایر با اصول صیانتی بوده است؛ هیچ مسؤولیتی متوجه پیمانکار نیست.^۴ در همین جا باید گفت که برخی معتقدند این ایراد وارد نیست، زیرا هیچ‌گاه شرکتی مثل توتال برای شأن برند خویش هم که شده، حاضر نیست از بهترین فناوری خود استفاده نماید. برخی دیگر نیز ابراز داشته‌اند، حق نظارت برای کشور نفتی مثل ایران وجود دارد و اگر توان بررسی نیست مشکل از اینجاست نه از نوع قرارداد.^۵

1. Ibid.

2. F.C. Alexander, "Production Sharing Contracts and Other Host Government Contract", *OGRL*, Vol. 3 – issue 1, March 2005, 4.

3. N. Mohammad, The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for Foreign Investment?, *OGEL*, Vol. 7 – issue 1, April 2009.

۴. اسدالله صحرا نورد، «تحلیل مکانیسم بیع متقابل در قراردادهای نفتی ایران» (پایان‌نامه کارشناسی ارشد، تهران: دانشگاه تهران، ۱۳۸۱)، ۱۷۳.

۵. محمدرضا صابر، بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز (تهران: دادگستر، ۱۳۸۹)، ۲۸۹.

۳-۴. میزان مالیات دریافتی

قراردادهای مشارکت از کشوری به کشور دیگر متفاوت است و نیز بستگی به این دارد که میزان رویالتی و سهم دولت از نفت تولیدی چه میزان باشد؛ اما در قراردادهای بیع متقابل ایران قانون مالیاتی خاصی برای صنعت نفت وجود ندارد و این صنعت نیز طبق قانون مالیات بر درآمد و دیگر قوانین مالیات پرداخت می‌کند؛ اما در هر صورت میزان مالیات پرداختی توسط پیمانکار در نهایت با اختصاص درآمد حاصل از تولید نفت توسط شرکت ملی به پیمانکار بازپرداخت خواهد شد.^۱

۳-۵. بالاترین نرخ بهره‌برداری

در قراردادهای بیع متقابل از آنجا که عملیات تولید به شرکت ملی واگذار می‌شود و در دوره تولید است که با فروش بخشی از نفت تولیدی هزینه‌های سرمایه‌ای، بانکی و ... پیمانکار بازپرداخت می‌شود ممکن است نارضایتی‌هایی از سوی وی نسبت به عملکرد شرکت ملی وجود داشته باشد به ویژه که بالاترین نرخ بهره‌برداری (یعنی میزان نفت قابل برداشت به طور روزانه از مخزن به نحوی که به مخزن آسیب نرساند و عمر و میزان نفت آن را کاهش ندهد) نیز در قرارداد ذکر می‌شود و عبور از آن ممکن نخواهد بود.^۲

بخش دوم - تحلیل تطبیقی وجوه مالی قراردادهای مشارکت در تولید و بیع متقابل
اگرچه گفته شده است که وجه تمایز بین قراردادهای مختلف اعم از قراردادهای مشارکت و قراردادهای بیع متقابل، زمان و مکان از یک سو و انتقال یا عدم انتقال مالکیت مواد هیدروکربنی به شرکت نفتی از سوی دیگر است و مواردی مثل اصول حسابداری، دوره تولید و هزینه‌های مربوطه، پوشش هزینه‌ها، مالیات و بازپرداخت کمابیش در تمامی مدل‌های قراردادی یافت می‌شود، اما یکی از مؤثرترین عوامل بر مذاکرات و انتخاب مدل‌های قراردادی و موضوع مقایسه این مدل‌ها با یکدیگر، وجوه مالی قرارداد است که در ادامه به شرح آنها می‌پردازیم:

۱. حسابداری

اساس اصول حسابداری در تمامی سیستم‌های مالی نفتی فراگیر و مشترک است هر چند تفاوت‌های حداقلی‌ای نیز مشاهده شود.^۳ تقریباً تمام سیستم‌ها دارای حداقل سازوکارهای

۱. زهدی، جلد ۳، پیشین، ۲۰۱.

2. S. N. Ebrahimi, A. Shiroui Khouzani, Ibid.

3. Wright J Charlotte, Gallun A. Rebecca, International petroleum accounting, PennWell Books, 2005, 228.

سود محور (سازوکار مبتنی بر سود)^۱ هستند که می‌تواند شامل سود نفت تسهیمی، مالیات نفت و مالیات بر درآمد شرکت‌های نفتی باشد. سازوکارهای سود محور همچنین نیازمند اندازه‌گیری و حسابداری درآمدها و تولید و هزینه‌های مربوط به اکتشاف، توسعه و عملیات است.

فرایند بودجه، تهیه شیوه‌ها و مقررات، مجوز برای هزینه‌ها، گزارش‌های مورد نیاز، حسابرسی و پروسه مصوبات می‌تواند در سیستم‌های مختلف، مشابه باشد. همچنین در زمینه حسابداری استهلاک نیز قواعد مشترک در تمامی سیستم‌ها می‌تواند به کار رود.

۲. تقسیم درآمدها و منافع

تقسیم سود وجه کلیدی هر قرارداد است و پیش از امضای قرارداد از روش‌های متفاوت مانند مناقصه، مذاکره، اساسنامه و به طور کلی قانونی معین می‌شود که شرایط را مشخص کرده باشد. در واقع معمولاً اولین چیزی که باید روی آن توافق حاصل شود، همین مورد بوده و بیشتر توجه طرفین نیز معطوف به سود اقتصادی یعنی درآمد نهایی بعد از کسر هزینه‌های انجام شده است.

دولت معمولاً به این روش به دریافت وجه مبادرت می‌کند: پاداش، سهم مشارکت، بهره مالکانه، بخشی از سود نفت و مالیات. طبیعی است که دولت‌ها در مواقعی که به نقدینگی نیازمندند پاداش و بهره مالکانه را ترجیح دهند؛ اما در نگاه کلان باید گفت برای اقتصاد کشور و نیز برای بهره مناسب بردن از قرارداد مواردی که در طول زمان به دست می‌آید مناسب‌تر است. در ادامه به شرح هر یک از این موارد می‌پردازیم.

۱-۲. پاداش

تقریباً نیمی از کشورهای دارای منابع هیدرو کربنی حق پاداش را به عنوان بخشی از سیستم مالی خود به کار می‌برند. پاداش معمولاً بخش کوچکی از دریافت‌ها یا حق‌الاجاره دولت‌ها را تشکیل می‌دهد. (مثلاً یک پاداش ۴۰ میلیون دلاری حتی، فقط نیم‌درصد از کل هزینه‌هاست) البته پاداش‌های گوناگونی وجود دارد مثل پاداش کشف. به بیان دیگر علاوه بر پرداخت پاداش به دولت ملی در زمان امضای قرارداد، ممکن است پیمانکار در صورت ورود به مرحله توسعه و تولید (هنگامی که سطوح از قبل تعیین شده محقق گردد) پاداش‌های دیگری را نیز پرداخت نماید^۲ که تقریباً

1. Profits-based elements/ Profits-Based Mechanisms.

۲. زهدی، پیشین، ۱۹-۲۱.

همه ناچیز است با این تفاوت که پاداش امضای قرارداد، جزء سرمایه محسوب می‌شود، اما دیگر پاداش‌ها خیر.^۱

پاداش می‌تواند نرخ‌های مختلفی داشته باشد و اگرچه تعیین معدل در این زمینه سخت است، اما فاکتورهای دیگری نیز وجود دارد. برای مثال وقتی میزان پاداش، فاکتور مهم مناقصه باشد می‌تواند زیاد باشد و وقتی فاکتورهای دیگری دخیل می‌شوند؛ معمولاً کمترند. در مجموع از آنجا که پاداش امضا جزو سرمایه خطرپذیر محسوب می‌شود؛ یعنی سرمایه‌ای که ممکن است بازپرداخت نشود، از محبوبیت برخوردار نیست.

۲-۲. سهم مشارکت دولت

اگرچه در قراردادهای بیع متقابل چنین سهمی وجود ندارد، اما تقریباً نیمی از دولت‌های جهان از این فاکتور به عنوان بخشی از سیستم خود استفاده می‌کنند. مدل مرسوم سهم مشارکت دولت به این شکل است که شرکت ملی نفت یا معادل آن، پس از مشخص شدن تجاری بودن مخزن حق حضور در عملیات اکتشاف را می‌یابد. این امر اگرچه مطلوب شرکت‌های نفتی بین‌المللی نباشد؛ اما واقعیت موجود است. شرکت ملی در ازای این حق، تقریباً در نیمی از توافق‌ها در هزینه‌های قبلی که شامل هزینه‌های انجام شده از روز تأثیر قرارداد تا مشخص شدن تجاری بودن مخزن است، سهم می‌شود و در نیم دیگر توافق‌ها (بدون آنکه در هزینه‌ها شریک شود) توافق می‌کند تا این هزینه‌ها جزو هزینه‌های برگشت‌پذیر محسوب شده یا مالیات از آن کسر شود. به طور معمول از لحظه انجام این پرداخت یا توافق‌های شرکت ملی نفت نیز مانند طرف خارجی قرارداد محسوب شده و مشغول به فعالیت می‌شود (جز در مواردی که نماینده دولت میزبان محسوب شود).

مشارکت دولت یکی از بهترین فاکتورهای سیستم‌های مالی به ویژه در زمینه کنترل و انتقال فناوری است. چراکه وقتی شرکت ملی نفت به عنوان همکار شرکت بین‌المللی محسوب می‌شود، معمولاً سبب می‌شود که دسترسی بهتری به داده‌ها و اطلاعات داشته باشد. همچنین اعضای شرکت ملی می‌توانند در نشست‌های کمیته عملیات و نشست‌های کمیته فنی شرکت کنند و به کسب دانش و بینش پرداخته از اندوخته‌های شرکت بین‌المللی در زمینه استانداردهای صنعتی و عملی بهره‌مند شوند و تجارب گرانبهایی به دست بیاورند که منجر به قدرت کشورهاشان شود که در عرصه صنعت کم تجربه هستند.^۲

۱. جزء «reward side of the equation» است.

۲. فیاض‌بخش، پیشین، همچنین نک: قابلیت، میثم یاری و کلام‌الله عالمی، «مطلوبیت و کیفیت انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران»، فصلنامه دیدگاه‌های حقوقی قضایی ۵۵ (۱۳۹۰): ۱۵۲-۱۸۲.

۳-۲. بهره مالکانه (رویالتی)

بهره مالکانه، سود نفت و مالیات، روح و قلب اکثر توافق‌های بین شرکت‌های بین‌المللی نفتی و دولت‌های میزبان است و تقریباً ۹۰ درصد دریافتی کل کشورهای نفتی را در تمام دنیا شامل می‌شود.

مقایسه تطبیقی بین سیستم امتیازی و قراردادهای مشارکت در تولید نشان می‌دهد که شباهت بین این سیستم‌ها فروان بوده و فقط چند تفاوت جزئی مثل ترمینولوژی و محدودیت هزینه بازیافتی بین این دو نوع مدل قراردادی وجود دارد؛ اما در مورد قراردادهای مشارکت و بیع متقابل به این نحو نیست.

۳-۲-۱. محاسبه کل هزینه‌ها

خوشبختانه برای اندازه‌گیری کل هزینه‌ها مشکل خاصی نیست و تعیین آن آسان است، تنها مشکل جایی می‌تواند بروز کند که نفت تولیدی به فروش نرود که در آن صورت نیاز به ابزارهایی مثل سبد خرید خواهد بود.

۳-۲-۲. تعیین بهره مالکانه

محاسبه بهره مالکانه می‌تواند کمی پیچیده باشد، چراکه معمولاً نفت سرچاه به فروش نمی‌رود؛ بلکه پس از عملیات پایین دستی به فروش می‌رود. بنابراین برخی دولت‌ها به شرکت‌های نفتی اجازه می‌دهند تا هزینه‌های بین سرچاه تا موقع فروش را (برای محاسبه بهره مالکانه) کسر کنند که در صورت چنین اجازه‌ای هزینه‌های حمل و نقل مربوطه (بین چاه تا نقطه فروش)، هزینه عملیات و هزینه سرمایه‌ای محاسبه خواهد شد.^۱

در مورد بهره مالکانه باید توجه داشت وقتی که دولتی میزان آن را مشخص می‌کند، در واقع حداقل دریافتی دولت از درآمد کل مشخص می‌شود. حداقل دریافتی‌ای که در هر دوره حسابداری به دولت داده خواهد شد، به نظر می‌رسد، نرخ رویالتی و محدودیت پوشش هزینه‌ها در تقسیم درآمد به ویژه در سال‌های اولیه تولید، دوره موسوم به فاز پوشش هزینه‌های سرمایه‌ای مؤثر هستند. معدل سهمی که برای دولت تضمین می‌شود تقریباً ۲۰ درصد است و در قراردادهای امتیازی کمتر است، تقریباً ده درصد و در قراردادهای مشارکتی نزدیک به سی درصد. در برخی موارد سهم تضمین شده دولت از درآمدها به سود طرفین است.

اگر در قرارداد رویالتی یا محدودیت برای پوشش هزینه‌های سرمایه‌ای وجود نداشته

1. David Johnston, Opcit

باشد، ممکن است دولت هیچ دریافتی ای نداشته باشد. حتی ممکن است طی سال‌های اولیه مخزن قابل سوددهی شود و اصل هزینه‌های اکتشاف و توسعه نیز پوشش داده شده باشد و باز دولت دریافتی نکند و این به لحاظ سیاسی می‌تواند برای شرکت ملی و به تبع آن برای شرکت نفتی بین‌المللی خطرناک باشد موضوعی که طرفین باید درباره آن بحث کنند.^۱

آنچه به تبع تعیین نرخ رویالتی مشخص می‌شود، میزان درصد دسترسی شرکت نفتی به درآمد کل است. در قراردادهای امتیازی تنها عامل محدودکننده شرکت نفتی در دسترسی به درآمد کل رویالتی است؛ اما در قراردادهای مشارکت که معمولاً محدودیتی برای پوشش هزینه‌ها قائل می‌شوند، در کنار رویالتی بخشی از تولید نیز باید به دولت داده شود؛ اگرچه پروژه هنوز به سوددهی اقتصادی نرسیده باشد. بنابراین در قراردادهای امتیازی سهم تضمینی دولت ده درصد، اما در قراردادهای مشارکت ۲۵-۳۰ درصد است؛ یعنی پس از کسر ده درصد به عنوان رویالتی، فقط شصت درصد از درآمد برای پوشش هزینه‌ها استفاده می‌شود و سرانجام سی درصد از تولید باید بین دولت و شرکت تقسیم شود که سهم دولت پانزده درصد است و در کنار ده درصد رویالتی می‌شود، بیست و پنج درصد اگر به این میزان سی درصد از پانزده درصد شرکت نفتی نیز که مطابق با ۴/۵ درصد کل است، به عنوان مالیات اضافه گردد، ۲۹/۵ درصد می‌شود.^۲

۲-۳-۳. هزینه‌های برگشتی^۳

بعد از پرداخت بهره مالکانه شرکت نفتی بین‌المللی اجازه می‌یابد تا هزینه‌های انجام داده را پوشش دهد که شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی است و معمولاً مورد بررسی دقیق حسابداران کشور میزبان قرار می‌گیرد تا فقط هزینه‌های مشروع و توافقی مورد بازپرداخت قرار گیرند. تقریباً تمام سیستم‌ها میزان خاصی از هزینه‌ها را برای بازپرداخت می‌پذیرند.

در پروژه‌های دهه ۸۰ و ۹۰ میزان هزینه‌ها نسبت به کل درآمد پروژه ۳۰-۴۰ درصد بود. برای مثال در مورد هر بشکه نفت که ۲۰ دلار ارزش داشت، ۶ دلار هزینه در نظر گرفته می‌شد شامل ۳ دلار هزینه سرمایه‌ای و ۳ دلار نیز هزینه عملیاتی. در اکثر موافقتنامه‌ها نیز هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی برابر مورد محاسبه قرار می‌گرفتند. امروزه با افزایش قیمت نفت درصد هزینه‌ها به بیست درصد کاهش یافته و مثلاً برای یک بشکه نفت به ارزش ۸۰ دلار، ۸ دلار هزینه سرمایه‌ای و ۸ دلار هزینه عملیاتی در نظر گرفته می‌شود که در نتیجه

1. Ibid.

۲. در ادامه با توضیح بیشتر پیرامون این ارقام این درصدها روشن‌تر خواهد شد.

3. Recover costs

«کپکس» و «اوپکس» در مجموع ۱۶ دلار برای هر بشکه خواهد بود.^۱ (درواقع به دلیل گرانی ناشی از افزایش قیمت نفت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای نیز از ۳ دلار به ۸ دلار افزایش داشته است؛ اما درصد هزینه‌ها نسبت به قیمت کل پایین آمده است.)

هزینه‌های پیمانکار در قراردادهای مشارکتی که هزینه نفت نامیده می‌شود، در طول قرارداد مورد بازپرداخت قرار می‌گیرد. در سال‌های اولیه هزینه‌های سرمایه‌ای و در طول حیات قرارداد هزینه‌های عملیاتی. در قراردادهای امتیازی نیز تقریباً همین‌گونه عمل می‌شود. تنها تفاوت مهم بین قراردادهای مشارکت و قراردادهای امتیازی در این است که در قراردادهای مشارکت به طور معمول برای پرداخت هزینه‌های انجام شده از محل درآمدها حدی گذاشته می‌شود مثلاً شصت درصد، یعنی وقتی پروژه شروع به تولید کرد تمام آنچه به تولید می‌رسد به شرکت نفتی داده نمی‌شود تا هزینه‌های جبران شود و بعد از جبران هزینه‌ها نفت به نسبت مذکور در قرارداد تقسیم شود بین طرفین، بلکه هر چقدر درآمد داشته باشیم شصت درصد آن بابت هزینه‌های شرکت صرف می‌شود و مابقی به نسبت مذکور به طرفین تعلق می‌گیرد) در قراردادهای مشارکت به طور معمول شاهد به آینده محول شدن پرداخت هزینه‌ها و محاسبات مربوط به بهای زمان (به نحو TLCF و C/f عمل شدن) هستیم. درواقع تنها همین تفاوت این دو نوع مدل قراردادی است. نکته آنکه تقریباً در نیمی از قراردادهای مشارکت بهای زمان برای بازپرداخت هزینه‌ها مورد محاسبه قرار نمی‌گیرد و در نیم دیگر حساب می‌شود، با این حال تقریباً در تمامی قراردادهای مشارکت هزینه‌ها برای محاسبات مالیاتی مورد توجه است.^۲

این در حالی است که در قراردادهای بیع متقابل ایران، بعد از رسیدن به مرحله تولید طی یک دوره‌ای که معمولاً ۵-۶ سال است، هزینه‌های شرکت نفتی توسط شرکت ملی نفت ایران عودت داده می‌شود. البته در این قراردادها نیز سقفی از درآمدهای مخزن مثلاً شصت درصد برای تخصیص به پرداخت هزینه‌های انجام شده، تعیین می‌شود. در نتیجه می‌توان گفت، در مورد هزینه‌های برگشتی خیلی تفاوتی بین انواع قراردادها وجود ندارد و در هر صورت، در نهایت هزینه‌های شرکت بین‌المللی نفتی جبران خواهد شد. تفاوت اصلی به بعد از جبران هزینه‌ها برمی‌گردد که در ادامه به آن می‌پردازیم:

۲-۳-۴. تقسیم سود نفت

درآمد باقی مانده پس از کسر رویالتی و هزینه‌های انجام شده سود نفت و گاز است که

1. Ibid.

2. Ibid.

در قراردادهای مشارکت تقسیم می‌شود و در قراردادهای امتیازی مالیات قابل توجهی به آن تعلق می‌گیرد؛ اما در قراردادهای بیع متقابل تمامی به شرکت ملی نفت تعلق دارد و او به میزانی که در قرارداد ذکر شده است به پرداخت حق الزحمه و سود معین شرکت بین‌المللی (برای مثال نوزده درصد) مبادرت می‌کند.

به فرض اگر سهم شرکت خارجی پنجاه درصد سود نفت باشد و در یک قرارداد خدمت، پنجاه درصد درآمدها به شرکت خارجی داده شود تا مفاد قرارداد اجرا شود؛ تفاوتی بین این دو مدل قراردادی نیست، اما مسأله و تفاوتی اصلی جایی بروز می‌کند که قیمت نفت با تغییر عمده‌ای روبه‌رو شود. فرض کنید قیمت یک بشکه نفت ۸۰ دلار است. ده درصد آن یعنی ۸ دلار به عنوان رویالتی به میزبان داده می‌شود، ۱۶ دلار به عنوان هزینه‌های انجام شده به شرکت بین‌المللی و بنابراین ۵۶ دلار باقی می‌ماند. در یک قرارداد مشارکت با نسبت برابر، ۲۸ دلار سهم شرکت نفتی خواهد بود (بدون محاسبه مالیات) و اگر در قرارداد بیع متقابل ۲۸ دلار طبق قرارداد برای پرداخت موارد مصرح در قرارداد در نظر گرفته شود، هیچ تفاوتی در دو مدل مذکور نخواهد بود.^۱ اما فرض کنید قیمت نفت کاهش پیدا کند و ۶۰ دلار شود. در این صورت ۶ دلار به عنوان رویالتی (ده درصد)، ۱۲ دلار برای بازگشت هزینه‌ها (بیست درصد) محاسبه می‌شود و ۴۲ دلار باقی می‌ماند، طبق قرارداد مشارکت هر کدام از طرفین ۲۱ دلار خواهند داشت؛ اما طبق قرارداد بیع متقابل، شرکت بین‌المللی همچنان و طبق قرارداد ۲۸ دلار دریافت می‌کند و سهم شرکت ملی نفت ۱۴ دلار خواهد بود، بدیهی است در صورت افزایش قیمت نفت به ۱۰۰ دلار، این بار شرکت ملی نفت است که با دریافت ۴۲ دلار نفع بیشتری خواهد داشت.

البته نباید فراموش کرد که برخی از کشورهایی که از قراردادهای مشارکت استفاده می‌کنند، چون ممکن است ناگهان قیمت نفت زیاد شود و سود زیادی نصیب شرکت خارجی شود، محدودیت‌هایی را برای خنثی نمودن این اتفاق در قرارداد شرط می‌کنند. مثلاً آنگولا در قیمت‌های نفت بالای ۳۲ دلار صد درصد نفت منفعتی را دریافت می‌کند یا در مالزی اگر نفت بیشتر از ۲۵ دلار شود، هفتاد درصد افزایش قیمت نصیب مالزی می‌شود. همچنین در فیلیپین اگر دولت سی درصد در پروژه مشارکت داشته باشد ۷/۵ درصد از تولید ناخالص پروژه را قبل از تقسیم می‌گیرد^۱ و در مجموع شرکت خارجی صاحب هزینه نفت و سود نفت خواهد بود و کشور میزبان صاحب رویالتی و سود نفت و از نظر برخی در

۱. منظور در درآمد حاصل از یک بشکه نفت است، برای قضاوت در مورد کل قرارداد باید به مدت قرارداد، میزان نفت درون مخزن و مواردی از این دست توجه داشت.

اکثر قراردادهای مشارکت در تولید برای صنعت نفت ایران مفید است؟
 اکثر قراردادهای مشارکت در تولید برای صنعت نفت ایران مفید است.^۱

۴-۲. مالیات، مالیات بر درآمد شرکت

مالیات بر درآمد شرکتها در موارد مختلف گوناگون است. معمولاً در طول عمر پروژه مالیات پرداختی برابر است با سهم سود نفتی شرکت خارجی.^۲ با این حال سود نفت معمولاً پایه‌میزان مالیات نیست. در هر دوره حسابداری شرکت سهم سود نفت را دریافت می‌کند، حتی اگر پوشش هزینه‌ها محدود باشد، اما در این صورت شرکت خارجی موظف به پرداخت مالیات نیست. در تعداد کمی از قراردادهای مشارکت از روش دیگری استفاده می‌شود.^۳ به این نحو که مالیات از محل سهم تقسیمی پرداخت نمی‌شود، بلکه پیش از آن و خارج از آن پرداخت می‌گردد.

برای مثال در قراردادهایی که نرخ مالیات چهل درصد است، شرکت نفتی بیست درصد کل درآمد را به عنوان جبران هزینه‌ها دریافت می‌کند و پانزده درصد از درآمد کل به او تعلق می‌گیرد که در مجموع می‌شود سی و پنج درصد. (زیرا از صد درصد، ده درصد رویالتی کسر می‌شود، بیست درصد برای جبران هزینه‌ها و سپس از هفتاد درصد باقی مانده که در حالات قبلی بین طرفین تقسیم می‌شد و سهم هر یک سی و پنج درصد می‌شد - و سپس از آن چهل درصد مالیات کسر می‌گردید - چهل درصد مالیات کسر می‌گردد و این بار سی درصد باقی مانده است که بین طرفین تقسیم می‌شود. بنابراین در حالت قبلی تقریباً چهل و پنج درصد کل درآمد به شرکت نفتی می‌رسید، در این حالت سی و پنج درصد.)

این گونه مسائل مالیاتی در اندونزی و به سال ۱۹۷۶ به نقطه‌ای رسید که نزدیک بود IRS^۴ تمام فعالیت‌های اکتشافی را در اندونزی تعطیل کند (به دلیل مالیات مضاعف) که این منجر به نسل دوم قراردادهای مشارکت در اندونزی شد.^۵

در ایران در ارتباط با قراردادهای موسوم به بیع متقابل، مالیات بر درآمد پیمانکار از تاریخ تولید اولیه محقق می‌گردد و موضوع مالیات از جنبه‌های زیر قابل طرح است:
 - بررسی مالیات در ارتباط با کارفرما؛

1. Ibid.

2. Nutavoot, Pongsiri, Partnerships in Oil and Gas Production-Sharing Contracts, OGEL, Vol. 3, issue 1, March 2005, 431-442.

۳. این روش در قراردادهای مشارکت کشورهایمانند مصر، سوریه، عمان، قطر، ترینیداد، فیلیپین و غیره دیده می‌شود.

۴. یک نهاد داخلی دولت آمریکا در زمینه درآمدها.

۵. ظاهراً امروزه دیگر مشکلی از این جهت برای شرکت‌های امریکایی وجود ندارد.

- بررسی مالیات در ارتباط با شرکت پیمانکار نفتی؛
- بررسی مالیات در ارتباط با پیمانکاران فرعی یا فروشندگان و سازندگان کالا و تجهیزات؛
- بررسی مالیات در ارتباط با کارکنان.

از جنبه نظری، در مرحله شروع فعالیت‌های ساخت برای پیمانکار نفتی و همین‌طور شرکت کارفرما به‌طور واقعی هیچ درآمدی وجود نخواهد داشت؛ زیرا در این مقطع زمانی تولید و فروشی وجود ندارد. بنابراین در این مرحله تنها بحث مالیات تکلیفی^۱ پیمانکاران فرعی، عوارض و کسور مربوط به کالاها و تجهیزات و مالیات بر درآمد پرسنل ذی‌ربط مطرح است.^۲

باید اضافه کرد که طی سال‌های گذشته در قوانین مالیاتی تغییرات مفهومی عمیقی طی سه سال متمادی صورت گرفت و هم‌اکنون نیز تصویر روشنی برای سرمایه‌گذاران خارجی وجود ندارد و این به آن منجر شده که از یک‌سو سرمایه‌گذاران خارجی طی مذاکرات، واهمه زیادی نسبت به نظام مالیاتی ایران از خود نشان می‌دهند و از سوی دیگر در دست نداشتن تصویری روشن از نظام مالیاتی ایران باعث گردید که پیمانکاران نفتی، طی مذاکرات، تنها برای حساب خالص سرمایه‌گذاری^۳ سقف بپذیرند و کسور قانونی و سایر پارامترهایی که قابل محاسبه و برآورد نیست، در طبقه هزینه‌های سرمایه‌ای مکمل^۴ لحاظ گردد. همچنین مطابق قانون مالیات‌های مستقیم و غیرمستقیم و اصلاحات به‌عمل آمده، نرخ‌های مختلفی برای محاسبه مالیات پیمان‌های فرعی اعلام شده^۵ که به‌طور عملی تأثیرات زیادی در نحوه نگرش سرمایه‌گذاران خارجی داشته است و در بحث مالیات تکلیفی نیز به موجب مواد ۱۰۴، ۱۱۱، ۱۳۱ و ۱۰۷ و سایر مضامین مربوط، موضوع تسویه حساب‌های مالی بین پیمانکاران نفتی و وزارت دارایی و شرکت ملی نفت بسیار پیچیده شده است.^۶ این در حالی است که در

1. Withholding Tax

۲. زهدی، جلد ۳، ۱۹۹-۲۰۴.

3. capex

4. non-capex

۵. از ۶/۴۸ درصد به اضافه عوارض شهرداری بر مبنای مواد ۱۱۱، ۱۳۱ و ۱۰۷ قانون مالیات‌های سال ۱۳۷۹ تا نرخ‌های ۲/۵ و ۳ درصد ماده ۱۰۷ قانون سال ۱۳۸۰ یا ملاک قرار گرفتن دفاتر مالی برای ارزیابی مالیات‌ها در قانون سال ۱۳۸۱ و غیره ...

۶. برای مثال در یک مقطع به موجب اصلاحیه مالیاتی سال ۱۳۸۰ معادل پنج درصد (وفق ماده ۱۰۴ قانون همان سال) از پیمانکاران داخلی و خارجی، مالیات تکلیفی اخذ و به حساب وزارت دارایی واریز می‌شود. لیکن به موجب ماده ۱۰۷ قانون همان سال، نرخ قطعی تسویه حساب مالیاتی برای اخذ مقاصد حساب به ترتیب ۲/۵ و ۳ درصد برای پیمانکاران داخلی و خارجی اعمال می‌گردد و این موضوع به معنای بلوکه شدن مبالغ هنگفتی از وجوه پیمانکاران (از جمله پیمانکاران بیع متقابل) نزد وزارت دارایی و پرداخت هزینه‌های بانکی متعلقه به وجوه اضافه دریافت شده است. در مقابل آن وجوه اضافه دریافت شده از محل درآمد حاصل از تولید نفت میدان بازپرداخت گردیده است یا می‌گردد و این موضوع به لحاظ تأثیرگذاری مستقیم و پیامدهای مالی قابل مشاهده، به‌طور عملی شفافیت لازم را از بین می‌برد.

سایر کشورهای جهان، تکلیف پیمانکاران نفتی با مالکان مخازن و قوانین جاری روشن و به سهولت قابل ملاحظه است.^۱

عدم شفافیت قوانین مالیاتی و همین طور سایر قوانین مربوط به کسور و عوارض قانونی، بحث پیچیده و گسترده‌ای است که باید به آن پرداخت،^۲ اما در اینجا به ذکر این مورد ضروری بسنده می‌کنیم که این گونه معضلات قانونی، موضوع سرمایه‌گذاری خارجی در کشور و صنعت نفت و گاز را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهد؛ زیرا در هنگام انجام محاسبات و برآورد میزان سرمایه‌گذاری لازم جهت انجام عملیات نفتی نمی‌توان تصویر روشنی از هزینه‌های مربوط به کسور و عوارض قانونی را ارائه نمود و درواقع یکی از علل پیش‌بینی طبقه هزینه‌های غیرسرمایه‌ای یا سرمایه‌ای مکمل در قراردادهای موسوم به بیع متقابل عدم امکان برآورد هزینه‌های قانونی مترتب بر قراردادهای اکتشافی و توسعه‌ای است. البته تبعات منفی این موضوع از جهات مختلف قابل بررسی است، لیکن چنانچه به طور خاص در مورد قراردادهای اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز آن هم از جنبه مالی بررسی نماییم. ابتدا لازم است تأثیرات مالی آن را با مدل مالیاتی حاکم ارزیابی کنیم که امید است تحقیقات در این زمینه ادامه یابد؛ اما به هر حال همان‌طور که گفته شد، حاصل اعمال نرخ مالیات تکلیفی در زمان شروع به کار پیمانکار و مالیات قطعی در زمان اخذ مفاصا حساب از وزارت اقتصاد و دارایی ارقام بسیار قابل توجهی است. برای مثال در قراردادهای موسوم به بیع متقابل برای مقاطع زمانی طولانی در مورد قراردادهای امضا شده قبلی در زمان اصلاح قانون مالیات‌ها، مالیات تکلیفی با نرخ پنج درصد و مفاصا حساب با نرخ ۲/۵ یا ۳ درصد به ترتیب برای پیمانکاران ایرانی و خارجی یا دارای دفتر در ایران صادر شده است (حسب ماده ۱۰۷) و این مبالغ زیاد درواقع طبق مفاد قراردادهای بیع متقابل توسط کارفرما تأدیه می‌شود و به عبارت دیگر مبالغ زیادی از منابع مالی کارفرما

۱. زهدی، پیشین.

۲. به عنوان مثال باید عنوان کرد که در مرحله توسعه، پیچیدگی‌های متعدد دیگری نیز وجود دارد. به این نحو که شرح کار قرارداد اصلی امضا شده بین کارفرما و پیمانکار نفتی به شرح کارها یا بسته‌های کاری کوچک تر تقسیم می‌شود و هر بسته کاری در مرحله بعد به بسته‌های کوچک تر تقسیم خواهد شد و در نهایت مجموعه‌ای از بسته‌های کاری کوچک مستقل جهت ارجاع به پیمانکاران جزء به دست می‌آید. برای مثال فرض کنید شرح کار یک پروژه مربوط به توسعه یک میدان نفتی در دست اجرا قرار گیرد؛ در این صورت پیمانکار اصلی می‌تواند شرح کار پرونده مزبور را در اولین قدم به بخش مطالعات، حفاری خط لوله، ساخت تأسیسات و تجهیزات مربوطه، مدیریت پروژه و غیره تقسیم نماید و هر یک را به عنوان یک پیمان مستقل به پیمانکاران جزء دیگر ارجاع نمایند و هر کدام از آن پیمانکاران نیز باز ممکن است، مسؤلیت خود را به قسمت‌های خردتری تقسیم نموده و به شرکت‌های دیگر واگذار کنند. نکته آنکه به موجب قانون مالیات‌ها (به طور اخص ماده ۱۰۴) در هر مرحله که قراردادی منعقد گردد، مالیات تکلیفی با نرخ پنج درصد به طور علی‌الحساب به پیمان‌های امضا شده تعلق خواهد گرفت. بنابراین در هر مرحله به پیمان‌های فرعی در لایه‌های مختلف، مالیات تکلیفی (با نرخ پنج درصد) تعلق می‌گیرد؛ در حالی که همه پیمان‌های فرعی جزئی از بسته کاری پیمان اصلی است که قبلاً مالیات تکلیفی آن پرداخت شده است. این واقعیت به پدیده اجبار به پرداخت مالیات مضاعف موسوم است. به نقل از: زهدی، پیشین.

نزد وزارت دارایی بلوکه می‌گردد و کارفرما ناگزیر است برای تسویه حساب‌های فصلی با پیمانکاران بیع متقابل مبالغ اضافه پرداخت شده به عنوان مالیات تکلیفی را همراه سود مربوطه بازپرداخت نماید و لذا غیر از اینکه قیمت تمام شده پروژه به طور بسیار غیرواقعی بالا می‌رود، موضوع برگشت مبالغ پرداخت شده نیز مطرح است. در مورد پیمانکاران اصلی قراردادهای موسوم به بیع متقابل، مالیات تکلیفی پرداخت می‌شود، به عبارت دیگر، کسور تکلیفی مربوط به پیمانکار اصلی (قرارداد بین کارفرما و پیمانکار نفتی) و همین‌طور حق بیمه تأمین اجتماعی تأدیه نمی‌گردد. پیمانکار اصلی فقط مشمول پرداخت مالیات بر درآمد در زمان شروع تولید از میدان و تحقق درآمد می‌شود.^۱

در قراردادهای بیع متقابل اعمال نرخ کسور تعیین شده قانونی از زمان شروع تولید و تحقق یافتن درآمد مطرح می‌شود و صدور مفاصا حساب‌های مربوط نیز در پایان مدت اعتبار قرارداد صورت می‌گیرد.

در مورد پرسنل سازمان اجرایی پیمانکار اصلی نفتی نیز طبق روال عادی با توجه به مفاد قانون مالیات (مفاد ماده ۱۳۱)، مالیات محاسبه و پرداخت می‌گردد؛ لکن باید توجه داشت که مالیات بر درآمد پرسنل طبق مفاد قرارداد مالیاتی است که در طبقه "Capex" جای می‌گیرد.^۲

آنچه از توضیحات بالا مشخص است آنکه بخش قابل توجهی از مشکلات مالیاتی شرکت‌های نفتی و واهمه سرمایه‌گذاران خارجی از سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ایران مربوط به قوانین مالیاتی است نه قراردادهای بیع متقابل و این مشکلات لزوماً با انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید یا هر نوع دیگری از قراردادها رفع نخواهد شد.

۳. تفاوت‌های تأثیرگذار

به طور خلاصه تفاوت‌های پرداختی در قراردادهای بیع متقابل و مشارکت را می‌توان چنین برشمرد:

پاداش: در قراردادهای بیع متقابل ایران برخلاف قراردادهای مشارکت، پاداشی برای امضا به دولت میزبان تعلق نمی‌گیرد.

سهام مشارکت دولت: در قراردادهای بیع متقابل ایران برخلاف قراردادهای مشارکت، دولت پرداختی به عنوان سهم مشارکت نخواهد داشت.

بهره مالکانه: در قراردادهای بیع متقابل ایران، بهره مالکانه اخذ نمی‌شود.

۱. همان.

۲. همان.

هزینه‌های برگشتی: در هر دو مدل قراردادی هزینه‌های شرکت نفتی جبران می‌شود. **مالیات:** در هر دو مدل قراردادی، شرکت نفتی مالیات می‌پردازد، اما در قراردادهای بیع متقابل، هزینه‌هایی که از سوی شرکت نفتی برای پرداخت مالیات انجام گرفته بازپرداخت خواهد شد.

سود نفت: در قراردادهای مشارکت شرکت نفتی بخشی از سود نفت را تصاحب می‌کند آنچه در قراردادهای بیع متقابل وجود ندارد؛ بلکه حق الزحمه و سود قرارداد به شرکت نفتی طبق قرارداد تعلق می‌گیرد.

در ادامه به شرح برخی از این تفاوت‌ها می‌پردازیم:

۱-۳. جریان نقدی پیمانکار و دولت میزبان

همان‌طور که پیشتر نیز گفته شد، تقریباً تمام تنظیمات مالی قراردادهای مشارکت و بیع متقابل، هزینه‌های شرکت نفتی را پوشش می‌دهد.

در زمینه قراردادهای مشارکت همان‌طور که پیش از این فرض کردیم، هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی بیست درصد کل درآمدها در نظر گرفته شده است و شرکت نفتی پس از کسر مالیات، ۲۴/۵ درصد از کل درآمد یا تولید را دارا می‌شود.

به بیان ساده، پس از حاصل شدن درآمد، ابتدا ده درصد از کل درآمد به عنوان رویالتی کسر می‌شود. از نود درصد باقی مانده، بیست درصد به عنوان هزینه‌ها کسر می‌شود، هفتاد درصد باقی می‌ماند. نیمی از این هفتاد درصد (سی و پنج درصد کل درآمد) برای دولت و نیم دیگرش از آن شرکت بین‌المللی است. شرکت باید سی درصد از درآمد خود را به عنوان مالیات (البته این درصد می‌تواند کمتر یا بیشتر باشد) بر درآمد بدهد (که می‌شود ۱۰/۵ درصد کل) و بنابراین ۲۴/۵ درصد از کل درآمد سود شرکت خواهد شد. ۵۵/۵ درصد سود دولت که نسبتش به هم تقریباً می‌شود سی به هفتاد.

آنچه باید تأکید شود، این ارقام لزوماً نشان‌دهنده واقعیت نیست، باید بررسی شود که واقعاً دولت چه میزانی دریافت می‌کند. طبق ارقام دولت‌ها از کمتر از سی درصد تا بیش از نود درصد برای نفت دریافت می‌کنند.^۱

در زمینه قراردادهای بیع متقابل ایران نیز نرخ بازگشتی معمولاً بین پانزده تا بیست درصد است.^۲ برای مثال اگر هزینه‌های سرمایه‌ای را ۲ میلیارد (اعداد تقریبی پروژه پارس جنوبی فاز اول)، هزینه‌های بانکی را ۸۰۰ میلیون، هزینه‌های پرداخت شده به دولت ایران مثل مالیات

1. Ibid.

2. W.A. Otman, The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives, OGEL, Vol. 5, issue 2, April 2007.

را ۴۰۰ میلیون در نظر بگیریم و حداکثر سودی را که توتال می‌توانست داشته باشد، ۸۰۰ میلیون، سود توتال معادل بیست درصد خواهد بود (که در قرارداد کمی از این کمتر است). آنچه باید به آن توجه کرد، تفاوت‌های ذاتی این قراردادهاست، چون همان طور که مشخص است، به رغم تفاوت‌های متعدد در فاکتورهای مالی، سود نهایی شرکت‌ها در هر دو مدل می‌تواند به یکدیگر نزدیک باشد. در ادامه به دو مورد از این تفاوت‌ها اشاره خواهیم کرد.

۲-۳. پایین نگهداشتن هزینه‌ها

دولت علاقه‌مند است که هزینه‌ها را پایین نگه دارد، البته طرف دیگر قرارداد نیز تمایل دارد، اما پرسش اصلی این است که در صورت کاهش هزینه‌ها چه کسی و چقدر سود می‌کند. در قراردادهای مشارکت، به ازای هر یک دلاری که هزینه‌ها کاهش می‌یابد، از هزینه‌ها کاسته شده و به میزان سود نفت افزوده خواهد شد که پنجاه درصد برای طرفین است که با محاسبه مالیاتی که شرکت دولتی از پنجاه درصد خود باید بدهد، سی و پنج سنت در ازای کاهش هر یک دلار سود خواهد کرد. جدای از اینکه این ارقام در واقعیت می‌تواند متفاوت باشد و در بسیاری از موارد نیز سود شرکت نفتی بیشتر هم هست (به طور معمول با کاهش هر دلار، شرکت نفتی ۳۰-۴۰ سنت سود می‌کند، اگرچه در قراردادهای قدیمی اندونزی این سود ۱۵ سنت بود و در طرف دیگر در قراردادهای انگلیس و ایرلند ۶۹-۷۰ سنت محاسبه می‌شد و همچنین اگرچه سود ۱۵ سنت در هر دلار می‌تواند انگیزه شرکت نفتی برای کاهش هزینه‌ها را تا مقدار زیادی کاهش دهد؛ اما از طرف دیگر نباید فراموش کرد که در این پانزده درصد [همان ۱۵ سنت در هر دلار] بهای زمان محاسبه نشده است و با محاسبه آنچه بسا ارزشی چهل درصدی بیابد و این یکی از عواملی است که می‌تواند همچنان انگیزه بخش کاهش هزینه‌ها در پروژه باشد). سخن بر سر این است که به هر حال همواره انگیزه‌ای برای کاهش هزینه‌ها وجود دارد^۱ و این از امتیازات قراردادهای مشارکت نسبت به قراردادهای بیع متقابل است، زیرا اگرچه می‌توان راهکارهایی برای تشویق شرکت نفتی به کاهش هزینه‌ها در این نوع از قراردادها نیز یافت، اما در نگاه اولیه، در قراردادهای بیع متقابل، هزینه‌های سرمایه‌ای تا سقف تعیین شده و هزینه‌های دیگر تا هر میزان که باشد، از سوی شرکت ملی باید جبران گردد، بنابراین انگیزه‌ای برای کاهش هزینه‌ها از سوی شرکت نفتی باقی نمی‌ماند. به ویژه که هم راستا بودن منافع طرفین قرارداد در قراردادهای بیع متقابل، در صورت کاهش هزینه‌ها این سوءظن را در طرف ملی به وجود می‌آورد که مبادا از کیفیت تجهیزات یا سطح فناوری کاسته شده باشد.

1. David Johnston, Ibid.

۳-۳. حق برداشت

همان‌طور که پیشتر گفته شد، حق برداشت شرکت نفتی از مواد هیدروکربنی از اهمیت ویژه‌ای برای این شرکت‌ها برخوردار است و آنها میزان حق خود را به سهامداران اطلاع داده و این موضوع، تأثیرات اقتصادی برای آنها به همراه دارد. به بیان دیگر شرکت‌های بین‌المللی دائماً به دنبال فرصت‌های سرمایه‌گذاری هستند. آنها سهامدارانی دارند که باید راضی نگه دارند و انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید با کشورهای میزبان و «تضمین بخشی از تولید مخازن» موجب خوشحالی سهامداران خواهد بود. این شرکت‌ها در قراردادهای مشارکت در تولید طبق مثال فرضی مذکور حق برداشت‌شان پنجاه و پنج درصد از درآمد کل است. بیست درصد به عنوان جبران هزینه‌ها و سی و پنج درصد سود نفت. در واقع هم جبران هزینه‌ها و هم ۱۰/۵ درصدی نیز که به عنوان مالیات به دولت برمی‌گردانند، جزء حق برداشت شرکت اعلام می‌شود که همه نتایج مالی برای این شرکت‌ها به همراه دارد. این در حالی است که در قراردادهای بیع متقابل ایران چنین امکانی برای آنها وجود ندارد. بنابراین در قراردادهای خدمت هیچ حقی برای برداشت به شرکت نفتی داده نمی‌شود و این امر برای شرکت‌های بین‌المللی به هیچ‌وجه خوشایند نیست.

نتیجه‌گیری

در برخی موارد، انتقادهایی که نسبت به قراردادهای بیع متقابل ایران به ویژه از سوی صاحب‌نظران داخلی می‌شود، به خاطر ذات این قراردادها نیست، بلکه ریشه در کمبود نیروی متخصص و ضعف در مدیریت دارد. برای مثال به دلیل عدم وجود مدیریت کارآمد یا دلایلی خارج از قرارداد، استفاده از شروط موجود در قرارداد از جمله وظیفه شرکت نفتی به انتقال فناوری و الزام به استفاده از بهترین فناوری موجود، به نحو مؤثر کنترل نمی‌شود و مغفول می‌ماند. نتیجه آنکه حتی در صورت تغییر قراردادهای نفتی کشور - به هر مدلی - و عدم استفاده از قراردادهای بیع متقابل این مشکلات کماکان پا برجا خواهد بود. با این حال اگر گفته شود، به دلیل ذات این قراردادها برخی مشکلات مانند طولانی و پُر استرس بودن مذاکرات و عدم اعتماد طرفین به یکدیگر به دلیل تعارض منافع - آنچه در قراردادهای مشارکت کمتر است - وجود دارد و راه‌حلی نیز برای آن به نظر نمی‌رسد، باید گفت، به

۱. حتی گفته شده است، شرکت خارجی می‌تواند از طریق ثبت بخشی از مخزن، ارزش سهام خود را در بازار بین‌المللی بالا ببرد و به بازاریابی بپردازد، به بیان دیگر حق بر مخزن برای شرکت بین‌المللی نفتی در داوری بین‌المللی (Arbitration award) (Philips) به رسمیت شناخته شده است. میثم یاری و ... پیشین، ۱۶۴-۱۶۹.

2. Marcia Ashong, COST RECOVERY IN PRODUCTION SHARING CONTRACTS: OPPORTUNITY FOR STRIKING WORTH BEARING?, University of Dundee.

دلیل وجود این معایب نمی‌توان تحت هر شرایطی و در هر میدانی از قراردادهای مشارکت استقبال کرد.

در صورت رفع مشکلات قانونی، آن‌هم بنا به مصالحی مانند آنچه در دریای خزر با آن روبه‌رو هستیم^۱ یا میدان‌های مشترک، استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید قابل تجویز است، اما اینکه تصور شود این قراردادها در سایر موارد بر قراردادهای بیع متقابل ترجیح داشته و با منافع ملی منطبق‌تر است محتاج به دقت نظر بیشتری بوده و نیازمند محاسبات مختص به هر میدان نفتی است که مورد به مورد فرق خواهد داشت. برای انتخاب یکی از این دو مدل، باید ریسک میدان، قیمت نفت و احتمال نوسانات آن در نظر گرفته شود. در میدان مختلف به ویژه میدان بزرگ، ممکن است با استفاده از قراردادهای بیع متقابل حتی در صورت برداشت غیرصیانتی (که با مدیریت صحیح برداشت غیرصیانتی قابل اجتناب است) سهم نهایی ایران از میدان، از سهم نهایی ایران در حالت استفاده از قراردادهای مشارکت و تولید صیانتی بیشتر باشد - که البته تخمین این امر همان‌طور که اشاره شد - نیاز به بررسی و تحقیقات و رسم پلاتوهای احتمالی دارد که از تخصص نگارنده خارج است.

پیشنهاد می‌شود در صورت رفع موانع قانونی استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید، برای امتحان این قراردادها و آغاز تجربه آن در کشور و در حالت عادی (نه در حالات استثنایی که ممکن است به دلیل مصالحی، قراردادهای مشارکت رُجحان داشته باشند) میدان کوچک‌تر مدنظر قرار داده شود که از اهمیت کمتری نسبت به میدان بزرگ برخوردارند، همچنان که این میدان می‌تواند محل محک بخش خصوصی و شناسایی پیمانکاران برتر در صنعت نفت نیز باشد.

منابع فارسی

۱. ابراهیمی، سید نصرالله. «نسل سوم قراردادهای بیع متقابل». روزنامه مشعل، ۴۶۸ (۱۳۸۸/۸/۱۷).
۲. امانی، مسعود. حقوق قراردادهای بین‌المللی نفت. تهران: دانشگاه امام صادق (ع)، ۱۳۸۹.
۳. حسن بیکی، ابوالفضل. نفت بیع متقابل و منافع ملی. تهران: آوای نور، ۱۳۸۱.
۴. دریاباری، سیدصدرالدین و شتانی و مرتضی بکی حسکویی، سیر یکصد ساله صنعت نفت ایران تحولات حقوقی و اقتصادی. تهران: یزدا، ۱۳۸۷.

1. A. Brexendorff, C. Ule and M. Kuhn, Ibid.

۵. رئیس دانا، فریبرز. «بیع متقابل ظالمانه‌ترین قرارداد نفتی است». روزنامه عدالت، ۳۶ (۱۳۷۹): ۵.
۶. زهدی، مسعود. روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بیع متقابل. تهران: نویسندگان نیلوفر، ۱۳۸۷.
۷. زهدی، مسعود. روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بین‌المللی صنعت نفت و گاز بخش بالادستی. تهران: نویسندگان نیلوفر، جلد سوم، ۱۳۸۸.
۸. صحرانورد، اسدالله «تحلیل مکانیسم بیع متقابل در قراردادهای نفتی ایران». پایان‌نامه کارشناسی ارشد. تهران: دانشگاه تهران، ۱۳۸۱.
۹. میرمعینی، مهران. «کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز الگویی برای ایران». فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی ۸ (۱۳۸۵): ۱۰۲.
۱۰. نامدار زنگنه، بیژن. «بی‌پرده و صریح با وزیر نفت». روزنامه جوان، ۶۶۵ (۱۳۸۰/۴/۱۶): ۶.
۱۱. یاری، میثم و کلام‌الله عالمی، «مطلوبیت و کیفیت انعقاد قراردادهای مشارکت در تولید در صنعت نفت ایران». فصلنامه دیدگاه‌های حقوقی قضایی ۵۵ (۱۳۹۰): ۱۵۲-۱۸۲.

منابع لاتین

1. A. Brexendorff, C. Ule and M. Kuhn, "The Iranian Buy-Back Approach", *OGEL* 7, (2009).
2. Abdolhossein Shiravi, Seyed Nasrollah Ebrahimi, "Exploration and development of Iran's oilfields through buyback", *Natural Resources Forum* 30, (2006): pp. 199-206.
3. F.C. Alexander, "Production Sharing Contracts and Other Host Government Contract", *OGRL* 3, (2005): 4.
4. Gao, Zhiguo, "Environmental regulation of oil and gas", *Kluwer Law International*, (1998): 349.
5. Johnston, Daniel, "International exploration economics, risk, and contract analysis", *Penn Well Books*, 2003.
6. Johnston, David, Daniel Johnston et Tony Rogers, "International Petroleum Taxation, for the Independent Petroleum Association of America", *New Hampshire: Hancock*, 2008.
7. M. Bunter, "The Iranian Buy Back Agreement", *OGEL* 3, (2005).
8. N. Mohammad, "The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for For-

- eign Investment?”), *OGEL* 7, (2009).
9. Nutavoot, Pongsiri, “Partnerships in Oil and Gas Production-Sharing Contracts”, *OGEL* 3, (2005): 431-442.
 10. Putrohari ,Rovicky Dwi, “PSC term and condition and its implementation in south east Asia region”, *Thirty-First Annual Convention and Exhibition*, 2007.
 11. S. N. Ebrahimi, A. Shiroui Khouzani, “The Contractual Form of Iran’s Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing and Service Contract”, *Society of Petroleum Engineers Inc.* 2003.
 12. Taverne, Bernard , “Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum”, *2 nd Ed, Publisher Kluwer Law International*, 2008.
 13. Tengku Nathan, Machmud, “The Indonesian production sharing contract”, *Kluwer Law International*, (2000): 103.
 14. W.A. Otman, “The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives”, *OGEL* 5 (2007).
 15. Wright J Charlotte, Gallun A. Rebecca, “International petroleum accounting”, *PennWell Books*, 2005.

Do the Production Contracts Useful for Iran Oil Industry?

Hossein Tabatabaei

(Ph.D Student)

Abstract:

Since buy-back contracts appeared in the oil industry of Iran, they have been largely criticized. Some experts think that because of all the inconveniences of buy-back contracts other type of contract should be preferred. Thus some experts suggest using production sharing contracts. By comparing some different aspects of these two types of contracts, the present article studies if production sharing contracts (in case they are legally permitted) could be functional and effective in Iranian oil industry.

Keyword:

Production sharing contract, Buy-back, oil.