فصلنامهٔ مطالعات حقوق خصوصی، دورهٔ ۴۴، شمارهٔ ۳، پاییز ۱۳۹۳، صفحات ۳۱۰ - ۲۹۳

طراحی چارچوب قراردادهای مشارکت در درآمد در فرض تغییر شرایط مهم اقتصادی پروژه

سید نصرالله ابراهیمی*
استادیار گروه حقوق خصوصی دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران
مونا آقاسیدجعفرکشفی
دانشجوی دکترای حقوق نفت و گاز دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران

(تاریخ دریافت: ۱۳۹۲/۷/۲۹ - تاریخ تصویب: ۱۳۹۲/۹/۲۵)

چکیده

بر اساس رویهٔ صنعت بالادستی نفت و گاز در برخی کشورهای نفت‌خیز، قراردادهای خدماتی بالادستی مانند بیع متقابل در ایران، فضای مناسبی برای توسعهٔ میدان‌های نفتی فراهم نموده است. با این وجود، در برخی زمینه‌ها از جمله ذخایر و سازه‌های مشترک، میدان‌های واقع‌شده در آب‌های عمیق یا نسل دوم و سوم یک میدان نفتی ممکن است به سازوکارهای قراردادی جذاب‌تری از دیدگاه شرکت‌های سرمایه‌گذار خارجی نیاز باشد. در این راستا، قالب قراردادی مشارکت در درآمد، با حفظ حاکمیت و مالکیت بر منابع و محصولات، به ایجاد تعادل میان منافع کشور میزبان/ شرکت ملی نفت و شرکت سرمایه‌گذار خارجی نائل می‌آید.

واژگان کلیدی

بازپرداخت هزینه‌ها، شرکت سرمایه‌گذار، قیمت نفت، میدان‌های نفت و گاز، نرخ بازگشت سرمایه، نرخ تولید

* مسئول مقاله فاکس: ٦٦٤٠٩٥٩٥ Email: snebrahimi@yahoo.com

۱. مقدمه

تجربیات و قابلیت‌های بالای صنعت نفت و گاز در خصوص استفاده از قراردادهای پیمانکاری یا خرید خدمت[۱] مانند قرارداد بیع متقابل[۲] در ایران، فضای مناسبی را برای توسعهٔ میدان‌های نفتی کشور میزبان فراهم نموده است. با این‌همه، امروزه میدان‌های نفت و گازی در کشورهای میزبان وجود دارد که به علت نداشتن جذابیت فنی مورد توجه شرکت‌های سرمایه‌گذار قرار نمی‌گیرد؛ برای نمونه می‌توان به میدان‌های واقع‌شده در آب‌های عمیق همچون دریای خزر، و یا نسل‌های دوم و سوم یک میدان اشاره نمود. همچنین در خصوص میدان‌های مشترک زمانی که دو کشور به دنبال انعقاد قرارداد یکپارچه‌سازی[۳] هستند، ممکن است کشور طرف مقابل حاضر به انعقاد قرارداد خدماتی نباشد. در چنین شرایطی نیاز است از الگوی قراردادی به‌جز پیمانکاری و بیع متقابل استفاده شود. چنانچه اخیراً مشاهده شد، قانون‌گذار ایرانی به موجب بند (ت) مادهٔ سه قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱[٤]، مجوز استفاده از الگوی جدید قرارداد مشارکت در صنعت نفت و گاز ایران را داده است، ولی با توجه به انواع مختلف قراردادهای مشارکتی، مانند قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری[۵]، مشارکت در عملیات توسعه[٦]، یا مشارکت در عملیات بهره‌برداری[۷]، مشارکت در درآمد[۸] و یا مشارکت در تولید[۹]، نیاز است قانون‌گذار ابهام موجود در تعیین نوع قرارداد مشارکتی در قانون یادشده را برطرف نماید.

یکی از رایج‌ترین انواع قراردادهای مشارکتی، قرارداد مشارکت در تولید می‌باشد[۱۰] (Lou, and Yan, 2010: 757). با توجه به محدودیت‌های الزامی بر واگذاری میدان‌های نفت و گاز بر طبق اصول ٤٤ و ٤٥ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، سیستم تقسیم نفت و گاز تولیدی در قراردادهای مشارکت در تولید، قابلیت استفاده در صنعت بالادستی نفت و گاز کشور را ندارد. بنابراین، پژوهش حاضر به دنبال پاسخ به این پرسش است که آیا می‌توان با استفاده از

1.Service Contract
2.Buyback
3.Unitization Agreement

٤. به موجب بند (ت) مادهٔ سه قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱، وزارت نفت مکلف به جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی برای توسعهٔ میدان‌های هیدروکربوری با اولویت میدان‌های مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه‌گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت‌شده می‌باشد.

5. Joint Venture
6. Joint Development Agreement
7. Joint Operation Agreement
8. Revenue Sharing Contract
9. Production Sharing Contract

۱۰. این نوع قرارداد برای اولین بار در دههٔ ۱۹٦۰م ازسوی کشور اندونزی استفاده شد و از آن پس در سراسر دنیا مورد توجه قرار گرفت.

ویژگی‌های قراردادهای مشارکت در تولید و اعمال تغییراتی از جمله حذف سیستم تقسیم تولید و جایگزینی آن با سیستم تقسیم درآمد و نیز با بهره‌گیری از ویژگی‌های قراردادهای خدماتی بالادستی از قبیل قرارداد بیع متقابل، قالب جدید هیبریدی و تلفیقی «مشارکت در درآمد» ایجاد نمود که با قوانین و مقررات کشور منطبق بوده و موجب تخصیص سهم درآمد بیشتر برای کشور در صورت تغییر شرایط مهم اقتصادی پروژه، یعنی نرخ تولید، قیمت نفت و نرخ بازگشت سرمایه هم گردد. در این چارچوب قراردادی، مالکیت منابع نفتی و محصول تولیدی متعلق به دولت/ شرکت ملی نفت است و سرمایه‌گذار مسئول اجرای عملیات نفتی بر اساس شرایط قرارداد و برنامهٔ کار سالانهٔ تأییدشده از سوی شرکت ملی نفت می‌باشد. در میان شرایط این قرارداد، رژیم‌های مالی یعنی بازپرداخت هزینه‌ها[1] و تقسیم درآمد ناشی از افزایش قیمت نفت، افزایش تولید و یا کاهش هزینه عملیات نفتی میان دولت میزبان و شرکت سرمایه‌گذار[2] و همچنین وضع رژیم مالیاتی خاص برای این نوع قراردادها از سوی قانون‌گذار از اهمیت بالایی برخوردار است. پرداخت‌های دیگری از جمله حق‌الاجاره و پاداش نیز ممکن است در این نوع قرارداد پیش‌بینی گردد که به علت کاربرد کمتر، در این پژوهش دربارهٔ آن‌ها بحث نمی‌شود.

۲. بازپرداخت هزینه‌ها

در قرارداد مشارکت در درآمد، همچون غالب قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز، شرکت سرمایه‌گذار فراهم کردن تکنولوژی مورد نیاز و تأمین مالی پروژه را برعهده دارد. بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذار برای جبران مخارج پروژه است. هزینه‌های اجرای یک پروژهٔ نفتی به‌طور معمول شامل هزینه‌های استخراج، توسعه و عملیات[3] می‌باشد. روش بازپرداخت هزینه‌ها یکی از رایج‌ترین ویژگی‌های قرارداد مشارکت در تولید است(Johnston, 1994: 21; Tordo, 2010, 13) و به‌نظر می‌رسد باید در قرارداد مشارکت در درآمد پیشنهادی نیز پیش‌بینی گردد. گفتنی است ازآنجایی که در این گونه قرارداد، ریسک اجرای پروژه برعهدهٔ سرمایه‌گذار می‌باشد، درصورتی که پروژه به مرحلهٔ تولید تجاری برسد، چنین بازپرداختی محقق می‌گردد؛ درغیر این‌صورت کلیهٔ هزینه‌ها به‌عهدهٔ سرمایه‌گذار است و دولت میزبان برای جبران آن تعهدی ندارد.

در برخی قراردادهای مشارکت در تولید هیچ‌گونه سقفی برای جبران هزینه‌ها وجود ندارد، و در یک سال مالی همهٔ تولیدات به این منظور به شرکت سرمایه‌گذار پروژه اختصاص می‌یابد

1. Cost Recovery
2. Revenue Sharing
3. Exploration, Development and Operation Costs

(Duval, 2009,10)؛ از آن جمله می‌توان به نسل دوم قراردادهای مشارکت در تولید کشور اندونزی (مدل سال ۱۹۷۷م) اشاره کرد، که به موجب آن سرمایه‌گذار می‌توانست ۱۰۰ درصد تولید را در سال‌های اولیهٔ تولید میدان بابت بازپرداخت هزینه‌ها مطالبه کند و به‌این‌ترتیب، شرکت ملی نفت اندونزی [1]هیچ سهمی از محصول نداشت تا زمانی که بازپرداخت هزینه‌ها به نقطه‌ای می‌رسید که کمتر از ۱۰۰ درصد محصول را اقتضا می‌نمود (Machmud, 2000, 78). به‌طور کلی، این روش به این دلیل که جریان مالی سریعی برای دولت میزبان ایجاد نمی‌کند، مطلوب آن دولت نیست. افزون بر احتمال ایجاد هزینه‌های غیرضروری [2] از سوی سرمایه‌گذار، در چنین شرایطی این خطر نیز وجود دارد که در دورهٔ بازپرداخت هزینه‌ها، قیمت نفت افزایش یابد؛ درحالی که دولت میزبان هیچ سهمی از سود ناشی از این افزایش قیمت‌ها دریافت نمی‌کند (Walde, 2005, 20).

بازپرداخت هزینه‌ها یک روش تأثیرگذار برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی است. با این‌همه، وجود این مسئله سهم دولت در درآمد ناشی از پروژه را تحت تأثیر قرار می‌دهد، لذا نیاز به برقراری تعادل میان این کارکرد و ضرورت کسب سود برای کشور میزبان در زمان تغییر عوامل مهم و تأثیرگذار اقتصادی وجود دارد. به همین دلیل است که معمولاً برای بازپرداخت هزینه‌ها سقف سالانه [3] تعیین می‌شود و هزینه‌های بازپرداخت نشده در پایان هر سال مالی در سال‌های آینده بازپرداخت می‌گردد. سقف بازپرداخت هزینه‌ها در دورهٔ بازپرداخت [4] باعث می‌شود دولت میزبان حتی در صورت کاهش قیمت نفت، نرخ بازگشت سرمایه، نرخ تولید و یا افزایش هزینه‌ها، همچنان درآمد داشته باشد، زیرا مانع از آن می‌شود که سرمایه‌گذار در یک سال مالی همهٔ درآمد حاصل از میدان را به نام بازپرداخت هزینه‌ها دریافت نماید.

۲ .۱. سقف ثابت بازپرداخت هزینه‌ها

به‌طور کلی، یک سقف ثابت برای بازپرداخت هزینه‌ها در هر سال (و یا یک ربع از سال و یا ماهانه) به صورت اقساط معین در دورهٔ بازپرداخت اختصاص می‌یابد. سهم تخصیص‌یافته برای چنین منظوری از کشوری به کشور دیگر متفاوت است و به هزینه‌های نفتی پیش‌بینی‌شده و رویکرد دولت میزبان در بازدهی پروژه بستگی دارد. سقف ٤٠ درصد در بیشتر کشورها؛ ۲۵ تا ۳۵ درصد در کشور مالزی؛ ۵۰ درصد در کشورهای آنگولا و چین؛ و ۷۰ درصد در کشور فیلیپین تعیین شده است. شایان ذکر است، در کشورهای خاورمیانه به علت پایین بودن هزینهٔ

1. PERTAMINA
2. Gold Plating
3. Annual Cost Recovery Ceiling or Cost Stop
4. Amortisation Period

تولید، سهم تخصیص‌یافته برای بازپرداخت هزینه‌های سالانه کمتر (به‌طور میانگین ۳۷ درصد) از مناطق دیگر مثل جنوب قارهٔ امریکا و شمال قارهٔ افریقاست (به طور میانگین به ترتیب ٤٥ و ٤٩ درصد). این سهم همچنین می‌تواند در داخل یک کشور از قراردادی تا قرارداد دیگر و بر اساس محل واقع شدن یک پروژه (خشکی، آب‌های کم‌عمق و یا آب‌های عمیق) متفاوت باشد. برای مثال، قراردادهای مربوط به میدان‌های نفتی‌ای که حاشیهٔ امنیت آن‌ها در خصوص سودآوری چندان مناسب نیست[1]، دارای سقف بالاتری برای بازپرداخت هزینه‌ها می‌باشند تا حداقل توقعات سرمایه‌گذار را تأمین نمایند (Bindemann, 1999, 49-50).

۲.۲. سقف انعطاف‌پذیر بازپرداخت هزینه‌ها

اختصاص اقساط معین و ثابت برای بازپرداخت هزینه‌ها در دورهٔ بازپرداخت که احتمال تغییر شرایط مهم اقتصادی در آن لحاظ نشده باشد، در زمان افزایش قیمت‌ها، نرخ تولید و یا نرخ بازگشت سرمایه، موجب دستیابی به سودی ناعادلانه در قالب آبشار سود[2] به نفع شرکت سرمایه‌گذار می‌شود (Blinn, 1986, 39). آبشار سود، سودی است که برای دستیابی به آن هیچ‌گونه سرمایه‌گذاری خاصی (حفر چاه اضافه، بازیابی بهینه و یا دیگر پیشرفت‌های عملیاتی) انجام نشده باشد و تنها به علت بالا رفتن قیمت نفت عاید شرکت سرمایه‌گذار می‌گردد. برای اجتناب از چنین وضعیتی ممکن است روش «سقف انعطاف‌پذیر بازپرداخت هزینه‌ها» در قرارداد لحاظ گردد. برای نمونه، با افزایش قیمت‌ها سقف بازپرداخت هزینه‌ها کاهش می‌یابد و به‌این‌ترتیب سود بیشتر را در زمان افزایش قیمت‌ها برای دولت میزبان تضمین می‌کند. طراحی سقف متغیر بازپرداخت هزینه‌ها بر اساس معیار سودآوری پروژه انجام می‌گیرد. در سال ۱۹۹۷م کشور اندونزی یک سیستم قرارداد مشارکت در تولید را معرفی کرد که سقف بازپرداخت هزینه‌ها در آن، متغیری بر اساس حاصل تقسیم درآمد بر هزینه[3] بود. در این سیستم، عامل درآمد[4] جمع درآمدهای شرکت سرمایه‌گذار از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا تاریخ محاسبه بوده که بر عامل هزینه[5] که جمع هزینه‌های شرکت یادشده در طول همان دوره است، تقسیم می‌گردد. این سیستم جدید اجازه می‌دهد سقف بازپرداخت هزینه‌ها از ۷۰ درصد (جمع درآمدها از صفر به یک میلیون دلار در سال اول می‌رسد) به ۳۰ درصد (جمع درآمدها طی چند سال پس از تولید، بالغ بر سه میلیون دلار می‌شود) کاهش یابد. به‌طور کلی این روش با در نظر گرفتن اقتصاد پروژه، روش کارآمدتری است (Duval, 2009, 10).

1. Marginal Fields
2. Windfall
3. R/C
4. Revenue
5. Cost

۲ .۳ . باقی‌مانده از سهم هزینه‌های نفتی

درصورتی که هزینه‌های بالفعل پروژه در طول یک سال مالی از مبلغ سقف هزینه‌های نفتی مجاز تصریح‌شده در قرارداد کمتر گردد، مبلغ مابه‌التفاوت «باقی‌مانده از سهم هزینه‌های نفتی»[1] نامیده می‌شود. در برخی کشورها، مثل مصر و سوریه، درصد تقسیم این مبلغ بیشتر به نفع کشور میزبان تعیین می‌گردد؛ برای مثال، اگر سقف بازپرداخت هزینه‌ها ٤٠ درصد باشد، اما شرکت پیمانکار هزینه‌های خود را از ۲۱ درصد درآمدهای خالص میدان جبران کند، ۱۹ درصد باقی‌مانده مستقیماً به دولت تعلق گرفته، تقسیم نمی‌شود. در مقابل این روش، در برخی کشورها مثل مالزی که درپی تشویق شرکت‌های سرمایه‌گذار به کاهش هزینه‌ها می‌باشد، روش‌های تقسیم تعریف شده‌ای برای مبلغ اضافه مانده از سقف هزینه‌ها وجود دارد که برای شرکت‌های سرمایه‌گذار مطلوب‌تر است. به‌این‌ترتیب، چنین میزان مازادی به عنوان درآمد نفت[2] شمرده شده، به موجب همان نحوهٔ تقسیم درآمد مندرج در قرارداد (در قسمت بعدی به آن پرداخته می‌شود) میان دولت میزبان و شرکت سرمایه‌گذار تقسیم می‌شود(Johnston, 1994, 58).

به‌نظر می‌رسد در سیستم حقوقی ایران در این خصوص افزون بر تخصیص قسمتی از مبلغ اضافه مانده از سقف هزینه‌ها به عنوان پاداش به پیمانکار، می‌توان همانند قراردادهای بیع متقابل، درصورتی که هزینه‌های بالفعل اجرای پروژه بیشتر از سقف تصریح‌شده در قرارداد شود، برعهدهٔ خود پیمانکار قرار گیرد؛ مگر آنکه اقدام به اضافه کاری ها بر اهداف تولیدی ویا پروژه توسعه ای اثر افزایشی ایجاد کند.

۳. تقسیم درآمد میان کشور میزبان و شرکت پیمانکار

دیگر ویژگی مهم قراردادهای مشارکت در تولید، «تقسیم محصول» است، ولی در شکل قراردادی مشارکت در درآمد، پس از فروش محصول از سوی شرکت ملی نفت (یا سرمایه‌گذار، براساس توافق و ارجاع شرکت ملی نفت برای فروش در بازار از جانب شرکت ملی نفت) درآمد حاصله صرفاً میان دولت میزبان و شرکت سرمایه‌گذار تقسیم می‌گردد. تقسیم درآمد پس از مرحلهٔ بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذار انجام می‌شود. همان‌طور که پیش‌تر گفته شد، در قرارداد مشارکت در درآمد، ریسک تولید برعهدهٔ سرمایه‌گذار است؛ لذا این سهم از درآمد درواقع به عنوان پاداش و جبران خدمات انجام‌گرفته و ریسک‌های تحمل‌شده به شرکت سرمایه‌گذار تعلق می‌گیرد (Blinn, 1986, 74). در برخی کشورها شرایط مقطوعی در این

1. Excess Cost Oil
2. Oil Revenue

خصوص در قرارداد گنجانده می‌شود، ولی در بیشتر کشورها شرایط انعطاف‌پذیر و قابل تغییر به نفع دولت میزبان تعیین می‌گردد. در این قسمت به شیوه‌های مختلف تقسیم درآمد که می‌توان در قرارداد مقرر نمود و مقایسهٔ آن‌ها با یکدیگر در جستجوی کارآمدترین شیوهٔ تقسیم درآمد در قرارداد، پرداخته می‌شود.

۳. ۱. تقسیم درآمد به میزان ثابت[1]

در این سیستم سهم دولت میزبان ثابت است؛ برای مثال، تقسیم درآمد به‌صورت ٤٠ – ٦٠ درصد به نفع دولت میزبان، بدون اینکه تغییر شرایط مهم و اثرگذار اقتصادی به‌طور خودکار در آن تأثیری داشته باشد. عوامل تفسلی[2] (ابراهیمی، ۱۳۹۱، ص ٦) از قبیل عوامل محیطی، فنی، اقتصادی، مالی، قراردادی و حقوقی، کشور میزبان و شرکت سرمایه‌گذار را در همهٔ انواع قراردادهای نفتی از جمله قرارداد مشارکت در درآمد تحت تأثیر قرار می‌دهد. برای نمونه، با توجه به اینکه قیمت نفت بسیار متغیر است، دولت میزبان در سیستم تقسیم درآمد ثابت فرصت به‌دست آوردن سود بیشتر در صورت افزایش قیمت‌ها را از دست می‌دهد. برای مثال، بر اساس نسل اول قراردادهای مشارکت در تولید کشور اندونزی که در سال ۱۹٦٦م با یک کنسرسیوم امریکایی به نام ایپاکو[3] منعقد گردید، پس از بازپرداخت هزینه‌ها از سقف ٤٠ درصد از درآمد کل سالانه، ٦٠ درصد باقی‌مانده به نسبت ثابت ٦٥–۳٥ درصد به نفع شرکت ملی نفت اندونزی تقسیم می‌شد (Johnston, 2003, 29-30). پیشرفت در بازار جهانی که با بحران نفت ۱۹۷۳م آغاز و به افزایش چشمگیر قیمت‌ها منجر شد، باعث گردید که دولت اندونزی متوجه این موضوع مهم شود که تقسیم ٦٥–۳٥ درصدی، سود بیشتری از آنچه را که در دههٔ ۱۹٦۰م پیش‌بینی می‌شد به شرکت سرمایه‌گذار خارجی اختصاص می‌دهد. بنابراین تغییر درصد تقسیم به مذاکره گذاشته شد و درنتیجه، عواید حاصله به نسبت ۸٥–۱٥ درصد به نفع دولت اندونزی تقسیم شد (Bindemann, 1999, 68). در این خصوص، شرکت‌های خارجی تغییر را پذیرفتند، اما همیشه این احتمال وجود دارد که مذاکره مجدد با مخالفت شرکت سرمایه‌گذار روبرو شود و حتی در صورت موافقت وی، چنین مذاکره‌ای پرهزینه و زمان‌بر است. تغییر یک‌جانبهٔ قرارداد نیز می‌تواند به دعوای نقض تعهدات قرارداد از سوی سرمایه‌گذار منجر شود (Nwete, 2005, 2) که این موضوع به حسن شهرت کشور میزبان آسیب خواهد زد و آن را در نظر شرکت‌های خارجی به محیطی بی‌ثبات برای سرمایه‌گذاری تبدیل می‌کند که سرانجام به کاهش سرمایه‌گذاری خارجی در آن کشور می‌انجامد. لذا مناسب است که کشور میزبان در این

1. Fixed Revenue Sharing
2. TEFCEL: Technical, Economic, Financial, Commercial, Contractual, Environmental, and Legal
3. IIAPCO: Independent Indonesian American Petroleum Company

خصوص پیش‌بینی‌های لازم را انجام دهد و هنگام انعقاد قرارداد دربارهٔ سیستم تقسیم درآمد انعطاف‌پذیر با شرکت سرمایه‌گذار مذاکره کند. درواقع ثبات قراردادی و درج سیستم تقسیم درآمد انعطاف‌پذیر در قرارداد لازم و ملزوم یکدیگرند. سیستم تقسیم درآمد بایستی به نحوی طراحی گردد که دامنهٔ وسیعی از قیمت‌ها را دربر گیرد حتی قیمتی که در زمان مذاکره دور از ذهن به‌نظر می‌رسد (Johnston, 2008, 52). جدول شمارهٔ ۱ نشان می‌دهد که در صورت ثابت بودن سهم دولت از درآمد، بدون توجه به احتمال تغییرات قیمت نفت، چگونه افزایش قیمت نفت پس از انعقاد قرارداد و پیش از آغاز تولید می‌تواند به افزایش نرخ بازگشت سرمایه و ایجاد آبشار سود به نفع شرکت سرمایه‌گذار، بیشتر از آنچه در هنگام انعقاد قرارداد مدنظر بوده، بینجامد.

جدول ۱: اثر افزایش قیمت نفت در سیستم تقسیم درآمد به میزان ثابت (Merklein, 2010 ,26)

قیمت نفت (بشکه/دلار)	درآمد خالص (میلیون دلار)	سهم دولت (به درصد)	درآمد دولت (میلیون دلار)	درآمد شرکت سرمایه گذار (میلیون دلار)	نرخ بازگشت سرمایه (به درصد)	آبشار سود (میلیون دلار)
۲۵	۲/۷۵۰	۷۰/۰	۱/۵۳۳	۵۳۸	۲۸/۳	۰
۵۰	۵/۵۰۰	۷۰/۰	۳/۵٤۰	۱/۲۸۰	٦۳/۷	۷٤۲

۲.۳. تقسیم درآمد انعطاف‌پذیر و افزایشی[1]

سیستم تقسیم درآمد انعطاف‌پذیر برای کشور میزبان مفیدتر است، زیرا در صورت افزایش سوددهی پروژه(ناشی از بالا رفتن میزان تولید نفت، قیمت‌ها و یا در کل افزایش نرخ بازگشت سرمایهٔ پروژه) سهم بیشتری از درآمد را عاید کشور میزبان خواهد کرد (Le Leuch, 1988, 18). بنابراین، در صورت کاهش سوددهی پروژه سهم کمتری به دولت میزبان تعلق می‌گیرد. یک چنین سیستم انعطاف‌پذیری خود ممکن است در انواع مختلفی معرفی گردد:

الف) تقسیم درآمد بر اساس تغییرات میزان تولید. تقسیم درآمد می‌تواند ۵۰-۵۰ درصد در صورت پایین بودن تولید و ارتقای آن به ۹۰-۱۰ درصد به نفع دولت میزبان در سطوح بالای تولید باشد. این سیستم ممکن است روزانه و یا در مجموع (از زمان شروع تولید) محاسبه گردد (Le Leuch, 1988, 91). برای مثال، کشور اکوادر از سیستم

1. Progressive Revenue Sharing

تقسیم تولید بر اساس تغییرات مجموع میزان تولید استفاده می‌کند (Nakhle, 2008, 36)؛ درحالی که نحوهٔ تقسیم پیش‌بینی‌شده در قرارداد مشارکت در تولید میان کشور الجزایر و شرکت بی‌پی انگلستان[1] در سال ۱۹۹۹م به شرح جدول شمارهٔ ۲ بر حسب میزان تولید روزانه بوده است.

جدول ۲: سیستم تقسیم تولید مندرج در قرارداد مشارکت در تولید میان کشور الجزایر و شرکت بی پی در سال ۱۹۹۹م (Johnston, 2001, 4-f)

میزان تولید (بشکه در روز)	سهم شرکت (به درصد)
۰–۲۰۰۰۰	٤۰
۲۰۰۰۱–٤۰۰۰۰	۳۵
٤۰۰۰۱–۵۰۰۰۰	۳۰
>۵۰۰۰۰	۲۵

ب) تقسیم درآمد بر اساس تغییرات قیمت نفت. به‌این‌ترتیب که به دولت میزبان سهم متناسب از درآمد در صورت افزایش یا کاهش قیمت تعلق می‌گیرد. همچنین ممکن است مانند کشورهای آنگولا و مالزی، سازوکار پاداش مازاد سقف قیمت استفاده شود که به موجب آن زمانی که قیمت مؤثر بازار برای نفت در طول دورهٔ قرارداد از چارچوب تعیین‌شده در قرارداد فزونی یابد، به کشور میزبان اجازهٔ تخصیص درصد سهم بیشتر و یا دریافت از سود مازاد را می‌دهد (Bindemann, 1999, 70).

ج) تقسیم درآمد بر اساس قیمت و تولید پروژهٔ نفتی. جدول شمارهٔ ۳ نحوهٔ تقسیم درآمد در قرارداد مشارکت در درآمد میان کشور ترینیداد و توباگو در سال ۱۹۹٦م با شرکت الف[2] فرانسه است. در این سیستم، تقسیم درآمد ناشی از فروش نفت بر اساس مقیاس انعطاف‌پذیر که دربردارندهٔ دو متغیر در تعیین درآمد است معرفی می‌نماید: اول، افزایش تولید روزانه و دوم، حدود قیمت نفت.

1. British Petroleum: BP
2. Elf

جدول ۳: سیستم تقسیم درآمد مندرج در قرارداد مشارکتی میان کشور ترینیداد و توباگو و شرکت الف در سال ۱۹۹٦م (Johnston, 2001: 8-a, 8-d)

قیمت نفت به ازای هر بشکه				
میزان تولید روزانه بشکه نفت	۲۰دلار>	۳۰-۲۰ دلار	٤۰-۳۰ دلار	٤۰ دلار>
۰-۱۰	٪۵۰	٪ ۵۰	٪۵۰	٪۵۰
۱۰-۲۵	۵۰	۵۵	٦۰	٦۵
> ۲۵	۵۵	٦۰	٦۵	۷۰

د) تقسیم درآمد بر اساس میزان سود خالص پروژه نفتی. برای نمونه در کشورهای تونس، مالزی و آذربایجان، جمع درآمدهای شرکت سرمایه‌گذار از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا تاریخ محاسبه بر جمع هزینه‌های شرکت یادشده در طول همان دوره تقسیم می‌گردد و به شرح جدول شمارهٔ ٤ از این مقیاس متغیر برای تقسیم درآمد میان کشور میزبان و سرمایه‌گذار استفاده می‌شود.

جدول ٤: نحوهٔ تقسیم سود بر اساس حاصل تقسیم درآمد بر هزینه در قراردادهای کشور تونس (Johnston, 1994, 252)

سهم دولت از سود پروژه (به درصد)	حاصل تقسیم درآمد بر هزینه
۲	<۰/۵
۵	۰/۵-۰/۸
۷	۰/۸-۱/۱
۱۰	> ۱/۱

ه) تقسیم درآمد بر اساس نرخ بازگشت سرمایه[1]. برای آشنایی بیشتر با مفهوم نرخ بازگشت سرمایه، جدول‌های شمارهٔ ۵ به مقایسهٔ دو پروژه با سرمایهٔ اولیهٔ

1. Rate of Return

یکسان ولی نرخ متفاوت بازگشت سرمایه می‌پردازد. هر دو پروژه با سرمایهٔ اولیه ۵۰۰۰۰ دلار آغاز می‌شوند، در سال سوم جریان مالی آن‌ها مثبت شده و پس از گذشت هفت سال به درآمد مشابهی (۳۹۰۰۰ دلار) می‌رسند. گفتنی است، پروژهٔ الف زودتر (در سال اول) به اوج تولید و در نتیجه به درآمد بالاتر دست می‌یابد. با احتساب نرخ تورم سالانه ۱۰ درصد، پروژهٔ الف زودتر (در سال چهارم) به درآمدزایی برای شرکت سرمایه‌گذار می‌رسد، و در پایان هفت سال نیز ارزش به‌دست آمده از پروژهٔ الف (۱۶۳۳۵ دلار) بیشتر از پروژهٔ ب (۱۳۸۱۰ دلار) خواهد بود. نرخ بازگشت سرمایهٔ پروژهٔ الف ۲۲ درصد و پروژهٔ ب ۱۹ درصد است.

جدول‌های ۵: مقایسهٔ دو پروژه با سرمایه اولیه ۵۰۰۰۰ دلار

پروژهٔ الف نرخ بازگشت سرمایه= ۲۲٪			پروژهٔ ب نرخ بازگشت سرمایه= ۱۹٪		
سال	جریان مالی پروژه	جریان مالی پروژه با احتساب جبران هزینه ها	ارزش فعلی با توجه به نرخ تورم سالانه ۱۰ درصد با احتساب جبران هزینه ها	جریان مالی پروژه	جریان مالی پروژه با احتساب جبران هزینه ها	ارزش فعلی با توجه به نرخ تورم سالانه ۱۰ درصد با احتساب جبران هزینه ها
۰	-۵۰۰۰۰	-۵۰۰۰۰	-۵۰۰۰۰	-۵۰۰۰۰	-۵۰۰۰۰	-۵۰۰۰۰
۱	۲۶۰۰۰	-۲۴۰۰۰	-۲۶۳۶۳	۱۰۰۰۰	-۴۰۰۰۰	-۴۰۹۰۹
۲	۱۵۰۰۰	-۹۰۰۰	-۱۳۹۶۷	۱۵۰۰۰	-۲۵۰۰۰	-۲۸۵۱۳
۳	۱۰۰۰۰	۱۰۰۰	-۶۴۵۴	۲۶۰۰۰	۱۰۰۰	-۸۹۸۹
۴	۱۰۰۰۰	۱۱۰۰۰	۳۷۶	۱۰۰۰۰	۱۱۰۰۰	-۲۱۴۹
۵	۱۰۰۰۰	۲۱۰۰۰	۶۵۸۵	۱۰۰۰۰	۲۱۰۰۰	۴۰۶۰
۶	۱۰۰۰۰	۳۱۰۰۰	۱۲۲۳۰	۱۰۰۰۰	۳۱۰۰۰	۹۷۰۵
۷	۸۰۰۰	۳۹۰۰۰	۱۶۳۳۵	۸۰۰۰	۳۹۰۰۰	۱۳۸۱۰

در مقایسهٔ روش‌های یادشده می‌توان گفت، تقسیم درآمد صرفاً مبتنی بر قیمت و یا تولید به دلیل اینکه هزینه‌های پروژه را دربر نمی‌گیرد، روش کارآمدی شمرده نمی‌شود؛ برای مثال، اگرچه سیستم تقسیم درآمد متغیر بر اساس قیمت روش خوبی برای انتفاع کشور میزبان در صورت افزایش قیمت نفت است، اما درصورتی که روش تقسیم درآمد متغیر بر اساس سوددهی پروژه اعمال گردد، می‌تواند حتی در زمان کاهش قیمت‌ها، در شرایطی که هزینه‌ها پایین و میزان تولید متناسب باشد، موجب درآمد بیشتر برای کشور میزبان گردد.

همچنین روش محاسبهٔ سود خالص باوجود اینکه هزینه‌ها را دربر می‌گیرد، نرخ تورم و استهلاک سرمایه را لحاظ نمی‌کند. برای نمونه، جدول شمارهٔ ٦ نشان می‌دهد که اگرچه تعیین سهم درآمد بر اساس سوددهی پروژه موجب کنترل میزان آبشار سود در هنگام افزایش قیمت برای شرکت سرمایه‌گذار می‌شود، اما آن را به صفر نمی‌رساند و همچنان نرخ بازگشت داخلی آن شرکت افزایش می‌یابد. درحالی که جدول شماره ۷ نشان می‌دهد که در صورت تقسیم درآمد بر اساس «نرخ بازگشت ثابت» در هنگام افزایش قیمت‌ها هیچ گونه آبشار سودی برای شرکت سرمایه‌گذار حاصل نمی‌شود و ازآنجایی که نرخ بازگشت سرمایه شرکت سرمایه‌گذار به همان میزانی که بر اساس آن قرارداد منعقد شده است باقی می‌ماند، ضرری بر اساس مفاد قرارداد متوجه آن شرکت نمی‌شود.

بنابراین به‌نظر می‌رسد سیستم تقسیم درآمد بر اساس نرخ بازگشت سرمایه بر روش‌های دیگر برتری دارد. این نوع از تقسیم درآمد یک تطبیق خودکار برای سهم کشور میزبان از درآمد بر اساس محاسبهٔ جریان مالی[1] شرکت سرمایه‌گذار (هزینه‌ها و درآمدها با احتساب نرخ تورم) است (Duval, 2009, 10)؛ درعین حال این سیستم موجب ایجاد انگیزهٔ شرکت‌ها در سرمایه‌گذاری در میدان‌های حاشیه‌ای و با بهره‌وری پایین می‌شود، چراکه در این صورت چنین سرمایه‌گذاری از لحاظ اقتصادی برای شرکت به‌صرفه خواهد بود(Blinn, 1986: 76; Hampson, 1991: 30). به‌نظر می‌رسد می‌توان در چارچوب قرارداد پیشنهادی حداقل میزان نرخ بازگشت پروژه را تعیین نمود تا در صورت پایین‌ترآمدن سوددهی پروژه از حداقل مقرر در قرارداد، درصد تقسیم درآمد میان طرفین تغییر نیابد و به این ترتیب سود متعلق به دولت میزبان کاهش پیدا نکند.

1. Cash flow

جدول ٦: تقسیم درآمد بر اساس میزان قیمت (سهم دولت تا قیمت ۳۰ دلار، ۷۰ درصد و بالاتر از آن، ۸۰ درصد است) (Merklein, 2010, 30)

قیمت نفت (بشکه/دلار)	سود خالص (میلیون دلار)	سهم دولت (درصد)	سود دولت (میلیون دلار)	سود شرکت نفتی (میلیون دلار)	نرخ بازگشت سرمایه (درصد)	آبشار سود (میلیون دلار)
۲۵	۲/۷۵۰	۷۰	۱/٤۸۷	۵۷۳	۳۱/٦	۰
۵۰	۵/۵۰۰	۸۰	۳/۷۹۲	۱/۰۲۸	٦۷/۲	٤۵۵

جدول ۷: تقسیم درآمد بر اساس نرخ بازگشت ثابت ۲۵ درصد (Merklein, 2010, 28)

قیمت نفت (بشکه/دلار)	سود خالص (میلیون دلار)	سهم دولت (درصد)	سود دولت (میلیون دلار)	سود شرکت نفتی (میلیون دلار)	نرخ بازگشت سرمایه (درصد)	آبشار سود (میلیون دلار)
۲۵	۲/۷۵۰	۷۰,۰	۱,٦۲۹	٤٤۲	۲۵	۰
۵۰	۵/۵۰۰	۹۳/۹	٤/۵۵۹	۲٦۱	۲۵	-۱۸۱

به‌نظر می‌رسد در تعیین نرخ بازگشت سرمایه باید به این موضوع مهم توجه شود که بهتر است برای ایجاد انگیزهٔ سرمایه‌گذاری بیشتر و اجرای بهتر پروژه، در قرارداد ذکر شود که ثابت ماندن نرخ بازگشت سرمایه تا حد معینی (سقف و کف) وابسته به تولید است و در صورت افزایش و یا کاهش تولید از حد معین، طبقه‌بندی جدیدی از نرخ بازگشت سرمایه اعمال می‌شود. برای مثال، اگر نرخ بازگشت سرمایهٔ اولیه ۱۵ درصد در صورت تولید روزانه ۱۰۰۰ بشکه نفت باشد، در صورت افزایش تولید به ۲۰۰۰ بشکه، نرخ بازگشت ۱۷ درصد اعمال می‌شود و در صورت کاهش تولید به میزان ۵۰۰ بشکه، نرخ بازگشت سرمایه به ۱۳ درصد کاهش می‌یابد تا دولت میزبان به جبران هزینه‌های شرکت سرمایه‌گذار ناچار نگردد. این‌گونه انعطاف‌پذیری در تقسیم سود که بر اساس سیستم خطر در مقابل پاداش[1] است، برای سرمایه‌گذار در افزایش تولید و سوددهی پروژه ایجاد انگیزه می‌کند.

1.Risk v. Reward

۴. مالیات

با توجه به اینکه درج رژیم مالی پروژه‌های بالادستی به صورت تفصیلی و جامع در قراردادها عملاً ممکن نیست و یا در فرض امکان، ریسک مذاکره و انعقاد قرارداد را برای طرفین بالا می‌برد و شرکت ملی نفت را در موقعیت واگذاری پروژه‌ها با مشکل روبه‌رو می‌سازد، لذا لازم است در قراردادهای مشارکتی بخشی از نظام حاکم بر رژیم مالی قراردادها در قالب قوانین، مقررات و دستورالعمل‌های دولت میزبان پیش‌بینی شود. مهم‌ترین این ضرورت‌ها عبارت‌اند از:

٤ .١. وضع مالیات خاص در حوزهٔ قراردادهای بالادستی برای کنترل و نظارت بر درآمدهای غیرقابل پیش‌بینی سرمایه‌گذار خارجی ناشی از افزایش تولید، بهینه‌سازی مخزن، افزایش قیمت در بازار انرژی و یا کاهش هزینه‌های اجرای پروژه‌ها. به‌این‌ترتیب پس از بازپرداخت هزینه‌ها و نیز تقسیم درآمد میان شرکت سرمایه‌گذار و دولت میزبان و یا شرکت ملی نفت، از سهم سرمایه‌گذار در سود نفت به‌طور معمول مالیات گرفته می‌شود. این سیستم مالیاتی انعطاف‌پذیر حاکم بر قراردادهای بالادستی می‌تواند بر پایهٔ سقف قیمت و یا میزان سودهی باشد که قطعاً شیوهٔ دوم مفیدتر است؛ چراکه حتی در فرض کاهش قیمت‌ها، بالا بودن میزان تولید می‌تواند به افزایش سوددهی پروژه بیانجامد (Bindemann, 1999, 85-6). سیستم مالیاتی انعطاف‌پذیر بر اساس سوددهی پروژه می‌تواند به دو روش انجام گیرد:

- نرخ متغیر مالیات بر اساس عامل R. این عامل در هر دورهٔ حسابرسی محاسبه می‌شود و بر اساس آن نرخ جدید مالیات در آن دوره حسابرسی اعمال می‌گردد. نمونهٔ این نوع نرخ مالیات را می‌توان در قراردادهای مشارکت در تولید کشور تونس یافت.

  عامل R: ۰-۱/۵= نرخ مالیات ۵۰ درصد؛ ۲-۱/۵=۶۰ درصد؛ ۲/۵-۲= ٦٥ درصد؛ ۳-۲/۵= ۷۰ درصد؛ بالاتر از ۳=۷۵ درصد

- نرخ متغیر مالیات بر اساس نرخ بازگشت سرمایه. در فرضی که نرخ بازگشت سرمایه از میزان تعیین‌شده در قرارداد، به دلایلی مانند افزایش تولید یا قیمت تجاوز نماید، انواع مالیات و یا حقوق و تعرفه‌های قانونی بر قرارداد اعمال می‌شود.

٤ .٢ . موظف ساختن شرکت سرمایه‌گذار به اخذ مجوزهای خاص مالیاتی و یا دیگر تعرفه‌ها و عوارض قانونی از مراجع قانونی کشور در خصوص اعمال مالیات، عوارض، تأمین اجتماعی، حقوق گمرکی و دیگر تعرفه‌های قانونی خاص برای کنترل و مدیریت نرخ بازگشت سرمایهٔ سرمایه‌گذاران.

۵. نتیجه

در بیشتر سیستم‌های حقوقی، نفت زیر زمین متعلق به دولت است. بنابراین اگر یک شرکت سرمایه‌گذار خارجی بخواهد آن نفت را استخراج کند، نیازمند انعقاد قرارداد با دولت میزبان می‌باشد. دولت میزبان می‌کوشد بیشترین سود اقتصادی ممکن را نصیب خود گرداند. از آغاز صنعت نفت، از جمله مهم‌ترین چالش‌های کشورهای نفت‌خیز در فرآیند جلب سرمایه‌گذاری خارجی برای توسعهٔ منابع هیدروکربوری، گزینش و طراحی ساختار قراردادی بوده است. این مسئله همواره به شکل یک پرسش مطرح شده است که دولت میزبان چه نوع قراردادی با شرکت سرمایه‌گذار خارجی می‌تواند منعقد کند تا به کسب سود بیشتر برای دولت در زمان تغییر شرایط مهم اقتصادی مانند نرخ تولید، قیمت نفت ویا نرخ بازگشت سرمایه بینجامد و بااین‌حال همچنان مشوق سرمایه‌گذاری برای شرکت‌های خارجی باشد. اهمیت این پرسش ازآنجایی است که کشورهای دارای منابع طبیعی معمولاً از کشورهای درحال توسعه‌اند که از لحاظ اقتصادی وابسته به درآمد حاصل از منابع طبیعی خود بوده، بااین‌همه به دنبال جذب سرمایه‌گذاری بخش خارجی هستند.

در حوزهٔ قراردادهای بالادستی که دولت میزبان درصدد حفظ مالکیت و حاکمیت قطعی خود بر میدان‌های نفت و گاز و محصولات تولیدی از آن است، قراردادهای پیمانکاری یا خرید خدمت همچون قراردادهای بیع متقابل، فضای مناسبی برای توسعهٔ میدان‌های نفتی با حفظ منافع نسل‌های آینده فراهم می‌آورد و نیز درعمل حافظ مصالح و منافع دولت میزبان خواهد بود. باوجوداین، برخی میدان‌های نفت و گاز وجود دارند که به‌علت نداشتن جذابیت‌های فنی، مانند میدان‌های نسل‌های دوم و سوم و یا میدان‌های آب‌های سنگین، مورد توجه شرکت‌های سرمایه‌گذار قرار نمی‌گیرند. در چنین شرایطی و نیز هنگام مذاکره بر سر انعقاد قرارداد یکپارچه‌سازی میدان‌های مشترک، می‌توان با استفاده از روش مشارکت در درآمد، با حفظ مالکیت و حاکمیت بر منابع و محصول تولیدی، به جذب سرمایه پرداخت.

به‌طور خلاصه می‌توان ویژگی‌های قرارداد مشارکت در درآمد پیشنهادی را به شرح زیر برشمرد:

- مالکیت منابع نفتی و محصول تولیدی متعلق به دولت/شرکت ملی نفت است.
- شرکت ملی نفت کنترل و نظارت مدیریتی پروژه را در دست دارد.
- شرکت سرمایه‌گذار مسئول اجرای عملیات نفتی بر اساس شرایط قرارداد است.
- شرکت سرمایه‌گذار موظف به ارائهٔ بودجه و برنامهٔ کار سالانه به‌منظور بررسی و تأیید شرکت ملی نفت است.
- شرکت سرمایه‌گذار کلیهٔ تأمین مالی و تکنولوژی مورد نیاز پروژه را برعهده دارد.

– ریسک تولید برعهدهٔ شرکت سرمایه‌گذار است.

– در صورت تولید موفقیت‌آمیز، پس از کسر هزینه‌های شرکت سرمایه‌گذار، درآمد حاصل از فروش محصولات پروژه از سوی شرکت ملی نفت و یا شرکت سرمایه‌گذار به نیابت از شرکت ملی نفت (بر حسب توافق)، به نسبت ازپیش تعیین‌شده در قرارداد میان شرکت ملی نفت و سرمایه‌گذار تقسیم می‌گردد. تعیین درآمد نباید عاملی از مخزن یا مقدار محصول ناشی از مخزن باشد، بلکه باید عاملی از تولید، هزینه و قیمت برای ایجاد انگیزهٔ سرمایه‌گذاری بهتر و کار مناسب‌تر باشد.

– شرکت سرمایه‌گذار باید از سهم درآمد خود نیز مالیات بپردازد.

عوامل تفسلی متعددی از قبیل محیطی، فنی، اقتصادی، مالی، قراردادی و حقوقی، کشور میزبان و شرکت سرمایه‌گذار را در همهٔ انواع قراردادهای نفتی از جمله قرارداد مشارکت در درآمد تحت تاثیر قرار می‌دهد. به عبارت دیگر، می‌توان گفت عوامل متعددی از جمله، عمق مخزن، ساحلی یا فراساحلی بودن مخزن، عمق آب، دوردست بودن منطقه، کیفیت نفت خام، نرخ تولید، مجموع تولید، قیمت نفت، نرخ بازگشت سرمایه و قوانین در تغییرات شرط‌های قراردادی از جمله تقسیم درآمد و سقف بازپرداخت هزینه‌ها مؤثرند و نمی‌توان بدون یک دید کلی نسبت به نقش همهٔ این عوامل، تغییرات شرایط قرارداد را بررسی کرد.

در قراردادهای نفتی، روش تقسیم درآمدی که بر پایهٔ ملاک ثابت باشد، از نظر مالی مناسب نیست؛ چراکه در چنین سیستمی همواره یک نرخ بدون درنظر گرفتن شرایط اقتصادی پروژه، یعنی سطح تولید، قیمت نفت و یا هزینه‌ها استفاده می‌شود، و محلی برای اصلاح درصد تقسیم درآمد به نفع دولت میزبان در صورت افزایش میزان تولید یا بالا رفتن قیمت نفت خام وجود ندارد.

سیستم‌های انعطاف‌پذیر تقسیم درآمد، بر اساس قیمت، تولید و یا نرخ بازگشت سرمایه هستند. این پژوهش با مقایسهٔ انواع مختلف سیستم‌های مالی انعطاف‌پذیر که می‌تواند در یک قرارداد مشارکت در درآمد استفاده شود و همچنین رژیم مالیاتی که از سوی قانون‌گذار به‌طور اختصاصی برای این دسته قراردادها وضع می‌گردد، به این پرسش پاسخ داده است که چگونه می‌توان در برخی زمینه‌ها که استفاده از قالب قراردادی بیع متقابل به علت شرایط فنی میدان به‌صرفه نیست، در چارچوب قوانین کشور و با حفظ حاکمیت و مالکیت قطعی دولت بر منابع و محصول از طریق طراحی سیستم‌های مالی انعطاف‌پذیر و افزایشی در قرارداد مشارکت در درآمد در زمان تغییر شرایط مهم اقتصادی، همچون قیمت نفت، نرخ تولید و یا نرخ بازگشت سرمایه، سود بیشتری عاید کشور میزبان ساخت. این سیستم درعین‌حال لطمه‌ای به حفظ جایگاه شرکت سرمایه‌گذار وارد نمی‌سازد؛ چراکه برای مثال، از دید یک شرکت سرمایه‌گذار

٦٧ درصد به عنوان سهم میانگین دولت میزبان زمانی‌که قیمت نفت ۲۰ دلار به ازای هر بشکه باشد، به‌طور تقریبی برابر با ۹۲ درصد سهم دولت در زمانی است که قیمت نفت ٦۰ دلار به ازای هر بشکه است. از طرف دیگر، روش تقسیم درآمد انعطاف‌پذیر برای پیمانکار نیز این اطمینان را به‌وجود می‌آورد که در صورت کاهش سوددهی پروژه، سهم دولت میزبان کاهش می‌یابد. بنابراین، درج روش تقسیم درآمد انعطاف‌پذیر در قرارداد مشارکت در درآمد برای هر دو طرف قرارداد ترجیح دارد و هم‌زمان از مطلوبیت کافی برای دولت میزبان و شرکت سرمایه‌گذار برخوردار است.

منابع و مآخذ

الف) فارسی

۱. ابراهیمی، سید نصرالله؛ صادقی مقدم، محمد حسین، سراج، نرگس(۱۳۹۱). انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ های آن. فصلنامه حقوق، تهران: انتشارات دانشگاه تهران(شماره ٤).

۲. ابراهیمی، سید نصرالله (۱۳۹۲). بررسی تطبیقی قراردادهای نفتی در منطقه با تاکید بر قراردادهای خدماتی بالادستی نفتی ایران و عراق. تهران: هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، مرکز همایش های بین المللی صدا و سیما.

۳. ابراهیمی، سید نصرالله (۱۳۹۰). ضرورت توسعهٔ مدیریت قراردادهای صنعت نفت و گاز. نشریه مشعل، تهران: انتشارات وزارت نفت (شمارهٔ ۵۳۷).

٤. نیکبخت، حمیدرضا؛ آقاسیدجعفرکشفی، مونا(۱۳۹۱). رفتار قراردادی اختصاصی شرکت های ملی نفتی کشور چین در سرمایه گذاری های برون مرزی. مجله تحقیقات حقوقی، تهران: انتشارات دانشگاه شهیدبهشتی (شماره ۵۹).

ب) خارجی

Articles:

1.Ebrahimi, S. N., Shirvai, A.H.(2006) *"Exploration and Development of Iran's Oilfields Through Buy-Back",* Natural Resources FORUM, A United Nations Sustainable Development Journal, vol. 30.

2.Dongkun, Lou; and Na, Yan (2010) "Assessment of Fiscal Terms of International Petroleum Contracts", Petroleum Exploration and Development, Vol.37, Issue 6.

3.Hampson, Philip; Parsons, John; and Blitzer, Charles (1991), "A Case Study in the Design of an Optimal Production Sharing Rule for a Petroleum Exploration Venture", Journal of Financial Economics, Vol.30, Issue 1.

4.Johnston, Daniel (2008), "Changing fiscal Landscape", Journal of World Energy Law and Business, Vol.1, No.1.

5.Kashfi, Mona A.S.J. (2011), "The Differences between the Behaviour of Chinese NOCs in Overseas Operations and That of IOCs-And the Reasons for these Differences", Oil, Gas & Energy Law (OGEL), Vol. 9, Issue 1.

6. Merklein, Helmut A. (2010), "Production sharing Contracts- A dying Breed?", Middle East Petroleum and Economic Publications (Cyprus) Ltd, www.mees.com supplied by the NIOC Central Library.

7. Nwete, B.O.N. (2005), "To what extent gas stabilization Clauses Mitigate the Investor's Risks in a Production Sharing Contract?", Oil, Gas & Energy Law Intelligence, Vol.3, Issue 1.

Books:

1.Bindemann, Kirsten (1999) Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
2.Duval, Claude, et al. (2009) International petroleum exploration and exploitation agreements: legal, economic and policy aspects, New York: Barrows.
3.Johnston, Daniel (1994) International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, Oklahoma: PennWell Books.
4.Johnston, Daniel (2003) International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis, Oklahoma: PennWell Books.
5.Johnston, David; and Johnston, Daniel (2001) International Petroleum Fiscal System Analysis, Oklahoma: PennWell Books.
6.Le Leuch, Honore (1988) "Contractual flexibility in new petroleum investment contracts", in Petroleum investment policies in developing countries, Beredjick, Nicky and Walde, Thomas (editors), London: Graham & Trotman.
7.Machmud, Tengku Nathan (2000) The Indonesian Production Sharing Contract: An Investors Perspective, The Hague: Kluwer.
8.Nakhle, Carole (2008) Petroleum Taxation: Sharing the Oil Wealth: A Study of Petroleum Taxation Yesterday, Today and Tomorrow, Abingdon: Routlege studies in International Business and the World Economy.
9.Silvana, Tordo (2010) Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and design Issues, Washington, D.C.: The World Bank.
10.Walde, T.W. (2005), International and Comparative Mineral Law and Policy: Trends and Prospects, The Hague: Kluwer Law International.