Archive of SID

مطالعات حقوق تطبیقی
دورهٔ ۱۰، شمارهٔ ۲
پاییز و زمستان ۱۳۹۸
صفحات ۶۶۵ تا ۶۹۴

مطالعهٔ تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای نفتی و منافع کشورهای تولیدکنندهٔ نفت

عباس کاظمی نجف‌آبادی
استادیار حقوق خصوصی دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی
(Email: abaskazemi@gmail.com)
مهدی ناصری*
دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی
(تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۲/۰۴، تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۰۵/۰۸)

چکیده

نظام مالی قراردادهای نفتی بالادستی، مجموعه‌ای از عناصر و ابزارها شامل بهرهٔ مالکانه، مالیات‌ها، مشارکت در تولید، انواع دستمزد (حق‌الزحمه) و ... است که تعیین‌کنندهٔ چگونگی تسهیم منافع و درآمد حاصل از منابع نفت و گاز بین دولت میزبان از یک سو و شرکت‌های نفتی بین‌المللی از سوی دیگر است. اینکه دولت‌ها و شرکت‌های نفتی کدام‌یک از ابزارهای مالی را در یک قرارداد نفتی به‌کار گیرند، به ملاحظات زیادی بستگی دارد. این پژوهش در نظر دارد به روش توصیفی- تحلیلی، ضمن بررسی ویژگی‌های اصلی ترتیبات مالی تعدادی از کشورهای بزرگ تولیدکنندهٔ نفت و گاز، به تبیین عوامل تأثیرگذار بر گرایش کشورهای میزبان در به‌کارگیری هریک از انواع ترتیبات و شروط مالی در قراردادهای نفتی پرداخته، سپس جایگاه قراردادهای جدید نفتی ایران را از این منظر بررسی نماید. با این رویکرد و فارغ از نوع قراردادهای نفتی به‌کار گرفته‌شده (شامل امتیازی، مشارکت در تولید و یا خدماتی)، تفاوت‌های قابل ملاحظه‌ای در ماهیت ترتیبات مالی قراردادهای نفتی کشورهای مختلف (اعم از کشورهای صنعتی و توسعه‌یافته در مقایسه با کشورهای درحال توسعه) مشاهده می‌شود که این تفاوت‌ها عمدتا برگرفته از شرایط اقتصادی و میزان وابستگی کشورهای تولیدکننده به درآمدهای نفتی و نیز قدرت حاکمیتی و نظارتی کشورها است.

واژگان کلیدی

ترتیبات مالی، تسهیم منافع، قراردادهای نفتی.

---

* نویسندهٔ مسئول، فاکس: ۰۲۱۸۸۹۳۷۱۴۰ Email: mahdi-naseri@nioc.ir

www.SID.ir

Archive of SID

مقدمه

گرچه ممکن است دولت‌های میزبان و سرمایه‌گذاران از انجام پروژه‌های نفتی دارای یک هدف مشترک باشند که همانا کسب درآمد هرچه بیشتر از منابع نفت و گاز است، لیکن سایر اهداف آن‌ها لزوما در یک راستا نیست. نظام حقوقی حاکم بر قراردادهای نفتی[1] موضوعی است که معمولا از قانون اساسی و سایر منابع حقوقی کشورها منبعث شده، از طریق قانون نفت (قانون هیدروکربن) تجلی می‌یابد. در این راستا، کشورهای صاحب مخازن هیدروکربنی در قراردادهای بالادستی نفت و گاز، ابزارهای مالی مختلفی را به‌کار می‌گیرند. در نظام‌های مالی قراردادهای مختلف اعم از امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی، طیف وسیعی از ترتیبات مالی همچون انواع پذیره‌ها و پاداش‌ها، بهرهٔ مالکانه، مالیات بر درآمد، نفت هزینه و نفت فایده، پرداخت بر اساس هر بشکه نفت خام یا فوت مکعب گاز تولیدی و ... پیش‌بینی می‌شود. بر این اساس دولت‌ها تلاش می‌کنند که با طراحی نظام‌های مالی کارا و منعطف در شرایط مختلف اقتصادی و در کنار توجه به مسائل فنی و عملیاتی و ریسک‌های مربوط و موضوعات حقوقی قراردادها، ضمن حفظ جذابیت و انگیزهٔ سرمایه‌گذاری برای شرکت‌های نفتی خارجی از یک سو و ارتقای سطح دانش و فناوری شرکت‌های داخلی از سوی دیگر، سهم خود از درآمدهای میدان را نیز حداکثر نمایند. بنابراین شرایط، نیازها و اهداف هر کشور، تعیین‌کنندهٔ ویژگی‌های اصلی چارچوب مالی مناسب آن کشور است (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۶ «الف»، ص ۱۲۳). ازاین‌رو کشورهای مختلف با شرایط مختلف اقتصادی، حاکمیتی، توسعه‌یافتگی و .....، به‌دنبال تحقق انتظارات و ملاحظات متفاوتی از منظر درآمدی در قراردادهای نفتی بوده، درنتیجه نحوهٔ انعکاس آن در نظام مالی قراردادهای نفتی نیز متفاوت خواهد بود.

در این پژوهش، نظام مالی قراردادهای نفتی تعدادی از کشورها و ترتیبات مالی مربوط با درنظر گرفتن تفاوت‌های پیش‌گفته و با رویکرد تجزیه و تحلیل تأثیرگذاری هریک از این ابزارها و عناصر بر نحوهٔ تسهیم منافع طرفین قرارداد یعنی کشورهای تولیدکننده و شرکت‌های نفتی بین‌المللی و نیز عوامل تأثیرگذار بر گرایش کشورهای میزبان در به‌کارگیری هریک از انواع ترتیبات مالی، بررسی می‌شود. به این منظور، در ابتدا به تشریح شروط اصلی تشکیل‌دهندهٔ نظام مالی قراردادهای نفتی و تأثیرات هریک از این عوامل بر منافع کشورهای تولیدکننده و نیز

۱. اگرچه معمولا قراردادهای نفتی را از منظر حقوقی به سه دستهٔ کلی قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی تقسیم‌بندی می‌کنند، لیکن نظام یا رژیم مالی حاکم بر قراردادها از مهم‌ترین وجوه تفاوت قراردادها با یکدیگر است؛ به‌طوری که برخی معتقدند که بیش از ۸۰ درصد مفاد قراردادهای نفتی بالادستی یکسان بوده، آنچه آن‌ها را از یکدیگر متمایز می‌سازد، نظام مالی این قراردادها است (کهن هوش‌زاده و همکاران، ۱۳۹۷، ص ۱۹۰).

www.SID.ir

Archive of SID

تصمیمات سرمایه‌گذاری شرکت‌های بین‌المللی نفتی پرداخته می‌شود. در ادامه، ترتیبات اصلی نظام مالی قراردادهای نفتی تعدادی از کشورهای بزرگ تولیدکنندهٔ نفت و گاز ازجمله قراردادهای جدید نفتی ایران به اجمال بیان می‌شود. درنهایت ضمن تجزیه و تحلیل ترتیبات مالی کشورهای مورد بحث، تفاوت‌های ماهوی عوامل تعیین‌کننده در به‌کارگیری ترتیبات یادشده در کشورهای مختلف برشمرده و مقایسه می‌شوند و از این رهگذر، پیشنهادهایی برای استفاده از ظرفیت‌های قراردادهای جدید نفتی ایران با توجه به شرایط اقتصادی و سیاسی حاکم ارائه می‌گردد.

ترتیبات اصلی تشکیل‌دهندهٔ نظام مالی قراردادهای نفتی

فعالیت‌های حوزهٔ صنعت نفت و گاز در سراسر دنیا مشمول طیف وسیعی از ابزارهای مالیاتی و غیرمالیاتی است. این ابزارها هم شامل مالیات‌هایی است که در تمامی بخش‌های اقتصادی اعمال می‌شود و هم مالیات‌های خاص صنعت نفت را دربر می‌گیرد. علاوه بر این، نوعا اشکال غیرمالیاتی کسب درآمد (همچون انواع پذیره‌ها، تسهیم تولیدات و پرداخت دستمزد) نیز در این حوزه مورد استفاده است (Tordo, 2007, p. 11). بر این اساس، قراردادهای حوزهٔ بالادستی نفت و گاز را به سه دستهٔ کلی تقسیم می‌کنند:

- **قراردادهای امتیازی (Concessions)**. عناصر اصلی نظام مالی یک قرارداد امتیازی شامل پذیره، بهرهٔ مالکانه، مالیات بر درآمد و مالیات‌های خاص است. کشورهای روسیه، امریکا، کانادا، نروژ، فرانسه، انگلستان، افریقای جنوبی و استرالیا، ازجمله کشورهایی هستند که از این نوع نظام مالی استفاده می‌کنند (Serova, 2015, p. 27).
- **قراردادهای مشارکت در تولید ((Production Sharing Contracts (PSC's))**. در این نوع از قراردادها، قسمتی از نفت تولیدی به‌منظور بازیافت هزینه‌های پیمانکاران و بخشی نیز به‌عنوان سهم سود پیمانکاران به آن‌ها اختصاص می‌یابد و مابقی نفت تولیدی، سهم دولت خواهد بود. در قراردادهای مشارکت ممکن است بهرهٔ مالکانه و یا انواعی از مالیات‌ها نیز پیش‌بینی گردد. کشورهایی همچون اندونزی، مالزی، الجزایر، مصر، نیجریه، آذربایجان، ترکمنستان، قزاقستان و لیبی، این نوع نظام مالی را در قراردادهای خود به‌کار می‌گیرند (Dongkun & Na, 2010, p. 757).
- **قراردادهای خدمات خطرپذیر (ریسکی) ((Risk Service Contracts (RSC's))**. در این قراردادها، پیمانکار در برابر خدمات خود علاوه بر بازیافت هزینه‌های صورت‌گرفته، دستمزد (Fee) دریافت می‌دارد که معمولا از محل درآمد حاصل از

www.SID.ir

Archive of SID

فروش نفت استخراج‌شده یا معادل آن از خود نفت تولیدی پرداخت می‌گردد و مابقی تولید، سهم دولت میزبان خواهد بود. این نوع از قراردادها در حال حاضر در کشورهایی مانند ایران، اکوادور، عراق و تا حدی کویت رایج است (Dongkun & Na, 2010, p. 757).

بدیهی است با درک چگونگی تأثیرگذاری اجزای مختلف مدل مالی می‌توان به نتایج بهینه‌تری در خصوص تحلیل چارچوب مالی قراردادهای نفتی دست یافت. ازاین‌رو در ادامه به تشریح ترتیبات اصلی تشکیل‌دهندهٔ نظام مالی قراردادهای نفتی و تأثیرات هریک از این عوامل بر منافع کشورهای تولیدکننده و نیز تصمیمات سرمایه‌گذاری شرکت‌های بین‌المللی نفتی پرداخته می‌شود.

۱. بهرهٔ مالکانه (Royalty)

بهرهٔ مالکانه از منظر تاریخی رایج‌ترین روش به‌کار گرفته شده از سوی دولت‌ها برای کسب درآمد از محل توسعهٔ منابع طبیعی کشورهایشان بوده است. بهرهٔ مالکانه یا بر اساس مقدار (Unit Specific) و یا ارزش (Ad Valorem) تولیدات و یا صادرات تعیین می‌شود (Cameron & Stanley, 2017, p. 156). البته برخی از کشورها، نرخ بهرهٔ مالکانه را به پارامترهایی همچون متوسط تولید روزانه، قیمت نفت، عمق حفاری مورد نیاز در آب، موقعیت میدان، عمق مخزن و کیفیت نفت خام مرتبط می‌سازند. در یک سطح مشخص از تولید یا فروش، بهرهٔ مالکانه‌ای که بر اساس مقدار تعیین می‌گردد، رابطهٔ معکوس با تغییرات قیمتی دارد و در مقابل، بهرهٔ مالکانه‌ای که بر اساس ارزش تعیین می‌گردد، رابطهٔ مستقیم با قیمت دارد. همچنین بهرهٔ مالکانه به‌عنوان عامل کاهندهٔ مالیات شمرده می‌شود و درنتیجه میزان بالای بهرهٔ مالکانه باعث تحریف تصمیمات سرمایه‌گذاری شده، ممکن است گزینه‌های غیراقتصادی را توجیه‌پذیر نماید. ازاین‌رو، به‌منظور کاهش تأثیر این کاهندگی، برخی از کشورها برای تعیین بهرهٔ مالکانه از شیوه‌های متغیر (Sliding Scale) مبتنی بر میزان تولید و یا ارزش فروش و یا فاکتور R (نرخ حاصل از تقسیم مبالغ تجمعی بازپرداخت شده پس از کسر مالیات به هزینه‌های تجمعی سرمایه‌گذاری) استفاده می‌کنند (Tordo, 2010, p. 56).

بهرهٔ مالکانه از جذابیت زیادی برای دولت‌ها برخوردار است، زیرا به‌محض شروع تولید، یک جریان درآمدی مشخص برای آن‌ها تضمین می‌شود. ازآنجا که بهرهٔ مالکانه معمولا بر اساس میزان تولید یا فروش تعیین می‌شود، لذا امکان تخمین جریان درآمدی مربوطه با یک پیش‌بینی منطقی و نسبتا دقیق برای دولت‌ها وجود دارد (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۶ «الف»، ص ۱۴۱). به عبارت دیگر، محاسبه، دریافت و نظارت بر بهرهٔ مالکانه برای دولت‌ها به‌راحتی

www.SID.ir

Archive of SID

امکان‌پذیر است. از سوی دیگر، با عنایت به اینکه بهرهٔ مالکانه فارغ از سودآوری یا عدم سودآوری پروژه قابل پرداخت است، لذا می‌تواند به‌عنوان یک مانع عمدهٔ سرمایه‌گذاری تلقی شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۹۹۳). نرخ‌های بالای بهرهٔ مالکانه، دورهٔ اقتصادی عمر یک پروژه را کاهش می‌دهد، زیرا در این صورت، بخشی از منابع هیدروکربنی در مخزن رها می‌شود. به‌منظور اجتناب از این موضوع، مرتبط ساختن نرخ بهرهٔ مالکانه به پارامترهای مربوط به سودآوری پروژه ازجمله شیوه‌های پلکانی تعیین نرخ بهرهٔ مالکانه مبتنی بر میزان تولید یا ارزش فروش می‌تواند مؤثر واقع شود (Serova & Dina, 2015, p. 28).

۲. پذیره‌ها (Bonuses)

پذیره‌ها معمولا از سوی شرکت سرمایه‌گذار به محض امضای یک موافقت‌نامهٔ اکتشاف و یا تولید پرداخت می‌شوند (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۶ «ب»، ص ۵۹). در برخی موارد، پذیره‌ها ممکن است در مرحلهٔ کشف یک میدان، اعلام مرحلهٔ تجاری شدن، نصب تجهیزات، شروع تولید و یا دستیابی به سطوح تولید هدف (روزانه و یا تجمعی) پرداخت شوند.

پذیره‌ها ریسک پروژه را از طریق افزایش آستانهٔ اقتصادی شدن مرحلهٔ اکتشاف و توسعهٔ پروژه تحت تأثیر قرار می‌دهند. برای جبران این ریسک، پذیره‌های بالاتر معمولا با اعمال بهرهٔ مالکانه کمتر، کاهش مالیات‌ها و یا سهم پایین‌تر دولت از تولید جبران می‌شوند (Tordo, 2010, p. 54).

تعیین و وصول پذیره‌ها به‌راحتی امکان‌پذیر است و یک منبع درآمدی را برای دولت از مراحل اولیهٔ پروژه فراهم می‌سازد (Cameron & Stanley, 2017, p. 157). حداکثر میزان یک پذیره بسته به شرایط مالی، ویژگی‌های پروژه، ریسک سیاسی کشور میزبان، دورنمای ریسک سرمایه‌گذاران و ... می‌تواند مبالغ بسیار بالایی را به خود اختصاص دهد (Tsalik & Schiffrin, 2005, p. 77). مطالبهٔ پذیره‌های بالا برای امضای قرارداد (Signature Bonus) ممکن است نوعی عدم انگیزه در سرمایه‌گذاران ریسک‌گریز به‌وجود آورد؛ به‌خصوص زمانی که ریسک سیاسی کشور میزبان و یا عدم اطمینان مسائل زمین‌شناختی زیاد باشد (عامری و شیرمردی دزکی، ۱۳۹۳، ص ۸۷). پذیره‌های مربوط به مرحلهٔ تجاری شدن پروژه (Commerciality Bonus) نیز از حساسیت زیادی برای سرمایه‌گذاران برخوردار است، زیرا نرخ بازدهٔ اقتصادی یک پروژه (حداقل نرخ بازدهٔ مورد انتظار سرمایه‌گذار) را افزایش می‌دهد.

۳. مالیات بر درآمد شرکت‌ها (Corporate Income Tax)

در برخی از کشورها، صنعت نفت و گاز تابع استانداردهای نظام عمومی مالیات بر درآمد

www.SID.ir

Archive of SID

شرکت‌ها است، گرچه ممکن است در این کشورها نرخ‌های مالیات بالاتری در صنعت نفت و گاز نسبت به سایر صنایع اعمال گردد تا از انتقال منافع ناشی از تفاوت نرخ مالیات در کشور میزبان با کشورهای سرمایه‌گذار اجتناب گردد[1]. در چنین نظام‌هایی مالیات‌ها زمانی قابل پرداخت هستند که درآمدهای سالیانه از هزینه‌های قابل قبول مالیاتی فزونی یابد (Cameron & Stanley, 2017, p. 157). بنابراین عناصر کلیدی چنین سیستم مالیاتی عبارت است از: تعریف درآمدهای مشمول مالیات، و نرخ مالیات (رستمی و رنجبر، ۱۳۹۴، ص ۴۵).

سیستم‌های سنتی مالیاتی که از طریق اعمال یک نرخ ثابت مالیاتی اقدام به دریافت مالیات می‌نمایند، سیستم مالیاتی کاهنده یا نزولی (Regressive) محسوب می‌شوند، زیرا در سطوح مختلف سودآوری، درصد ثابتی سهم دولت میزبان خواهد شد. لیکن بسیاری از کشورها با هدف مشارکت دولت میزبان در مازاد منافع حاصل از سودآوری بالای یک پروژه، از نرخ‌های مالیات بر درآمد تصاعدی (Progressive Income Tax Rates) استفاده می‌نمایند که در این حالت نرخ‌های مالیات به صورت پلکانی بر اساس پارامترهایی همچون قیمت نفت خام، میزان تولید، ارزش فروش و ... تعیین می‌شوند. در برخی از کشورها نیز مالیات بر درآمد سهم سرمایه‌گذار از سوی دولت میزبان از سهم تولید دولت پرداخت می‌شود (Tordo, 2010, p. 54).

با توجه به اینکه مالیات بر درآمد شرکت‌ها در مجموعهٔ قوانین و مقررات مالیاتی کشورها به‌خوبی تعریف شده است، لذا وضع مالیات، جمع‌آوری و نظارت بر آن به‌راحتی قابل انطباق با سیستم‌های جاری کشورها بوده، بار اداری و اجرایی کمی برای دولت‌ها دارد. همچنین ازآنجا که نظام مالیات بر درآمد تصاعدی، میزان مالیات را به پارامترهای مرتبط با مقدار یا قیمت نفت پیوند می‌زند، بنابراین این امکان را برای دولت میزبان فراهم می‌سازد تا در منافع مازاد یک پروژه ناشی از شرایط مطلوب اقتصادی سهیم گردد (Cameron & Stanley, 2017, p. 157). از سوی دیگر، پارامترهایی که معمولا برای تعیین نرخ‌های تصاعدی مالیات بر درآمد استفاده می‌شوند لزوما همبستگی کاملی با نرخ بازده سرمایه‌گذار ندارند. بنابراین این نوع از مالیات بر شرکت‌ها بر تصمیمات سرمایه‌گذاری بی‌تأثیر نخواهند بود. در کشورهایی که مالیات از سوی دولت (و یا شرکت ملی نفت) به نیابت از پیمانکار پرداخت می‌شود بایستی دقت کرد که ملاحظات مربوط به اعتبار و معافیت‌های مالیاتی کشور پیمانکار نیز مد نظر قرار گیرد. از آنجا که تغییر نرخ‌های مالیات از این منظر تأثیری بر پیمانکار ندارد، لذا تصمیمات سرمایه‌گذاری را تحت تأثیر قرار نخواهد داد.

---

۱. در تعریف نرخ مالیات بایستی این نکته را مد نظر قرار داد که نحوهٔ برخورد و قوانین و مقررات کشورهای سرمایه‌گذار در خصوص درآمدهای خارجی برای سرمایه‌گذاران از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، چراکه ممکن است اعمال نرخ‌های مالیات بسیار پایین صرفا باعث انتقال درآمدهای مالیاتی به خزانهٔ کشورهای سرمایه‌گذار گردد.

www.SID.ir

Archive of SID

۴. مالیات بر منافع منابع (Resource Rent Tax)

مالیات بر منافع موجب می‌شود تا سیستم مالیات به‌طور مستقیم‌تری با سودآوری پروژه مرتبط گردد. بر این اساس، اخذ مالیات موکول به بعد از بازیافت کلیهٔ هزینه‌ها و دستیابی پروژه به نرخ بازده ازپیش تعریف‌شده آن بوده، ازاین‌رو پس از تحقق بازدهٔ موردنظر سرمایه‌گذار، نرخ مالیات بالایی بر درآمد عملیاتی حاصله وضع می‌شود (رستمی و رنجبر، ۱۳۹۴، ص ۴۷). این مالیات می‌تواند به‌عنوان ابزاری از سوی دولت‌ها برای استفادهٔ هرچه بیشتر از منافع اقتصادی یک پروژه به‌کار گرفته شود (Hogan & Goldsworthy, 2010, p. 131).

مهم‌ترین مزیت این مالیات از منظر دولت، خنثی بودن (Neutrality) آن است. اشکال این نوع از مالیات نیز آن است که تنها در صورت تحقق نرخ بازدهٔ هدف و یا بازپرداخت محقق‌شده طبق برنامه می‌توان درآمدی را برای دولت متصور بود (Tordo, 2010, p. 55). این مشکل را می‌توان تاحدی از طریق ترکیب مالیات بر منافع با بهرهٔ مالکانه و یا یک نرخ معمول مالیات بر درآمد شرکت مرتفع ساخت. در این صورت، مسئلهٔ اصلی تعیین یک نرخ هدف کارا خواهد بود. تعیین چنین نرخی موضوع بسیار پیچیده‌ای است، زیرا به پارامترهای خاص هر پروژه و نیز شرایط بیرونی بستگی دارد (Hogan & Goldsworthy, 2010, p. 142-143). تعیین و نظارت بر وضع مالیات بر منافع، مسئلهٔ نسبتا مشکل‌تری است و لذا هزینه‌های اجرایی و اداری و پشتیبانی چنین سیستمی تا حد زیادی بستگی به توان و ظرفیت دولت میزبان دارد (رستمی و رنجبر، ۱۳۹۴، ص ۴۸). این مالیات تقریبا بر تصمیمات سرمایه‌گذاری سرمایه‌گذار نیز بی‌تأثیر است. البته این موضوع به میزان نزدیکی نرخ هدف تعیین‌شده به نرخ تنزیل موردنظر سرمایه‌گذار نیز بستگی دارد که این مسئله به‌نوبهٔ خود منعکس‌کنندهٔ ریسک پروژه و ویژگی‌های شرکت سرمایه‌گذار است (Hogan & Goldsworthy, 2010, p. 138).

۵. اصل تفکیک (Ring Fencing)

اصل تفکیک (بازپرداخت هزینه‌های هر پروژه/ بلوک نفتی از محل درآمدهای همان پروژه/ بلوک نفتی) یکی از ویژگی‌های خاص صنعت نفت و گاز است که حوزهٔ شمول مالیات را در شرکت‌ها مشخص می‌کند. عموما مالیات بر درآمد در سطح شرکت اعمال می‌گردد، درحالی که در بخش نفت و گاز، واحد شمول مالیات اغلب ناحیهٔ قراردادی و یا یک پروژهٔ خاص است. زمانی که موضوع تفکیک در سطح یک ناحیهٔ قراردادی و یا یک پروژه اعمال گردد، درآمد حاصل از یک ناحیه و یا پروژه، قابل تهاتر با زیان ناشی از یک ناحیه یا پروژهٔ دیگر نخواهد بود.

www.SID.ir

Archive of SID

وجه دیگر این اصل آن است که بین عملیات بالادستی و پایین‌دستی تفکیک قائل می‌شود. معمولا تمامی هزینه‌های مرتبط با یک بلوک نفتی مشخص و یا امتیاز خاص بایستی از درآمدهای ناشی از همان بلوک بازیافت شوند؛ گرچه در برخی کشورها، اجازهٔ بازیافت هزینه‌های اکتشاف فارغ از بلوک یا ناحیهٔ قراردادی داده می‌شود (Mullins, 2010, p. 394).

هدف از اعمال اصل تفکیک، حفظ میزان درآمدهای مشمول مالیات از طریق ایجاد شرایط سرمایه‌گذاری یکسان بین سرمایه‌گذاران فعلی و سرمایه‌گذاران جدید است. یکی از معایب این اصل آن است که انگیزهٔ فعالیت‌های اکتشافی و سرمایه‌گذاری را کاهش می‌دهد؛ هرچند در صورت اجازهٔ بازیافت هزینه‌ها فارغ از بلوک و یا ناحیهٔ قراردادی مشخص ممکن است درنهایت هزینهٔ اکتشافات ناموفق برعهدهٔ دولت میزبان قرار گیرد (Nakhle, 2010, p. 98). در برخی کشورها امکان یکپارچه‌سازی فعالیت‌های بالادستی، انتقال و فراورش وجود دارد؛ برای مثال در پروژه‌های ال‌ان‌جی که مستلزم یکپارچه‌سازی در سطوح مختلف عملیاتی است، سایر کشورها ترجیح می‌دهند انسجام سیستم‌های مالیاتی خود را حفظ و درعین‌حال مشوق‌های مشابهی را از طریق تعریف قیمت‌های انتقالی (Transfer Prices)[1] و یا انواع دیگر مشوق‌ها ارائه نمایند (Kellas, 2010, p. 173).

عدم درج شرط تفکیک در قراردادهای نفتی، یک انگیزهٔ مالی قوی برای سرمایه‌گذاران تلقی می‌شود، به‌خصوص سرمایه‌گذارانی که در حال حاضر مشغول تولید بوده یا در موقعیت پرداخت مالیات می‌باشند. وجود شرط محدودیت در بازیافت هزینه‌ها می‌تواند اهمیت چنین مشوق‌هایی را دوچندان کند.

۶. محدودیت بازیافت هزینه‌ها (Cost Recovery Limit)

در بسیاری از قراردادهای نفتی به‌خصوص قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی، محدودیت‌هایی در خصوص نفت خام تولیدی قابل تخصیص برای بازیافت هزینه‌ها درنظر گرفته می‌شود. پس از کسر بهرهٔ مالکانه، درصدی از درآمد باقیمانده برای بازیافت هزینه‌ها تخصیص می‌یابد. اگر هزینه‌ها از درصد تعیین‌شده برای بازیافت هزینه‌ها فزونی یابد، این تفاوت (هزینه‌های بازیافت‌نشده) برای بازیافت به دوره‌های آتی (Carried Forward) منتقل می‌شود. در

۱. در کشورهایی که مالیات بخش نفت و گاز بیش از مالیات‌های متعارف است، مالیات‌دهنده سعی می‌کند برخی از فعالیت‌های مربوط به طرح را در زمرهٔ فعالیت‌های پایین‌دستی به‌حساب آورد تا خارج از مرزگذاری (اصل تفکیک) قرار گیرد. با این کار، مالیات‌دهنده تلاش خواهد کرد تا از طریق قیمت‌گذاری انتقالی، سودهای به‌دست آمده را به فعالیت‌های پایین‌دستی که مشمول مالیات کمتری است، ملحق کند (رستمی و رنجبر، ۱۳۹۴، ص ۴۷-۴۶).

www.SID.ir

Archive of SID

اکثر قراردادهای دارای این شرط، امکان انتقال هزینه‌های بازیافت‌نشده به دوره‌های بعد پیش‌بینی شده است. شایان ذکر است در فرایند بازیافت هزینه‌ها، تمامی هزینه‌ها قابل بازیافت نیستند[۱]. قوانین و رویه‌های حسابداری مرتبط با این موضوع معمولا در قرارداد مربوطه و یا قانون نفت کشور میزبان تعریف می‌شود. محدودیت در بازیافت هزینه‌ها این اطمینان را ایجاد می‌کند که در دوره‌های حسابداری مختلف، سهمی از تولید نصیب دولت خواهد شد. از منظر ملاحظات اداری و اجرایی، کنترل محدودیت‌های بازیافت هزینه‌ای در مقایسه با بهرهٔ مالکانه مشکل‌تر است. در قراردادهایی که دارای شرط محدودیت بازیافت هزینه‌ها هستند، محدوده‌ای بین ۴۰ تا ۶۰ درصد برای این منظور لحاظ می‌شود. این محدودیت تأثیری مشابه با بهرهٔ مالکانه بر بازدهٔ سرمایه‌گذاری پروژه دارد. تخصیص درصد پایینی برای بازیافت هزینه‌ها در هر دوره، انگیزهٔ توسعهٔ میدان‌های فرعی و کوچک را به‌شدت کاهش می‌دهد (Ashong, 2010, p. 11-12).

۷. تقسیم نفت فایده (Profit Oil Split)

در قراردادهای مشارکت در تولید، نفت فایده (یا گاز فایده) عبارت است از درآمد باقیمانده پس از کسر بهرهٔ مالکانه و بازیافت هزینه‌ها[۲]. در بیشتر موارد، نفت فایده بر اساس شیوه‌های تسهیم متغیر مبتنی بر پارامترهایی همچون مقدار تولید روزانه، مقدار تولید تجمعی، قیمت نفت خام، ارزش تولید، فاکتور R و نرخ بازده (Rate of Return (RoR))[۳]، میان طرفین تقسیم می‌شود. نحوهٔ تقسیم نفت فایده بین دولت میزبان و سرمایه‌گذار اغلب از طریق مذاکره تعیین می‌شود (Nakhle, 2010, p. 100). تقسیم نفت فایده بر اساس شیوه‌های تسهیم متغیر، نوعی توافق منعطف است که این امکان را برای دولت فراهم می‌سازد تا یک بستهٔ مالی مناسب برای یک پروژهٔ خاص را بدون تغییر چارچوب کلی مالی قرارداد در طی دورهٔ اجرای آن ارائه نماید. به‌نظر می‌رسد استفاده از شیوهٔ تسهیم متغیر نفت فایده مبتنی بر نرخ تولید، روشی است که از سوی

۱. معمولا هزینه‌های قابل بازیافت عبارت‌اند از: هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های سرمایه‌ای، ذخیرهٔ استهلاک، بهرهٔ تأمین مالی، هزینه‌های رهاسازی (Abandonment Cost) و هزینه‌های بازیافت‌نشدهٔ انتقالی از سال‌های پیشین؛ گرچه استثناهایی نیز وجود دارد (Nakhle, 2010, p. 98).

۲. این مفهوم مشابه درآمد مشمول مالیات در قراردادهای امتیازی و کارمزد خدمات در قراردادهای خدمت است.

۳. به‌طور کلی در شیوه‌های مبتنی بر نرخ بازده، خالص جریانات نقد سالانه بر اساس نرخ بازدهٔ پروژه (RoR) محاسبه و تا زمان مثبت شدن مبالغ تجمعی ادامه می‌یابد. زمانی که میزان سرمایه‌گذاری اصلی سرمایه‌گذار به‌علاوه نرخ بازدهٔ تعیین‌شده تسویه گردید، نقطهٔ موردنظر برای اعمال سایر پارامترهای مالی وابسته به نرخ بازده شروع می‌شود. به لحاظ تئوریک، نرخ بازدهٔ هدف بایستی بیانگر حداقل نرخ بازدهٔ مورد انتظار سرمایه‌گذار باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

دولت‌های میزبان از اقبال بیشتری برخوردار است. گرچه این روش از منظر محاسباتی در مقایسه با روش‌های تسهیم مبتنی بر فاکتور R و RoR، ساده‌تر است، لیکن روش تسهیم مبتنی بر نرخ تولید، نسبت به تغییرات قیمت نفت و گاز غیرحساس است. تسهیم نفت فایده بر اساس روش‌های تسهیم متغیر به‌ویژه در پیوند با فاکتور R و یا نرخ بازدهٔ سرمایه‌گذاری، از مطلوبیت بیشتری برای سرمایه‌گذاران برخوردار است، زیرا این روش‌ها ریسک پروژه را از طریق ایجاد انعطاف در بستهٔ مالی قرارداد با هدف تعدیل سودآوری واقعی یک پروژهٔ خاص کاهش می‌دهند. به دلیل این انعطاف‌پذیری، این‌گونه توافق‌ها مانع انگیزشی برای توسعهٔ میدان‌های کوچک نیز به‌وجود نخواهند آورد (Cameron & Stanley, 2017, p. 162-163).

۸. مشارکت دولت میزبان (Government Participation)

در بسیاری از قراردادهای نفتی به‌ویژه قراردادهای مشارکت در تولید، امکان مشارکت دولت میزبان (و یا شرکت ملی نفت آن کشور) در مرحلهٔ توسعهٔ پروژه‌ها پیش‌بینی می‌شود. مشارکت دولت میزبان به چندین شکل امکان‌پذیر است. مشارکت ممکن است از طریق واگذاری «سهمی از کار» (Working Interest) به دولت میزبان با شرایطی مشابه با سایر شرکت‌های مشارکت‌کننده در پروژه صورت پذیرد. این نوع از مشارکت به‌ندرت ممکن است از آغاز شروع پروژه صورت گیرد، لیکن در اغلب موارد، دولت این حق را برای خود در مراحل توسعه و یا تولید درنظر می‌گیرد[۱]. مشارکت دولت ممکن است از طریق پیش‌بینی شرایط انحصاری (Concessional Terms) و یا شرایط ترجیحی (Favorable Terms) در قرارداد انجام پذیرد[۲]. شایع‌ترین شیوهٔ مشارکت دولت در قالب دریافت «سهم مشارکتی» (Carried Interest) است که در این روش دولت سهم مشارکت خود را از درآمدهای آتی پروژه پرداخت می‌نماید. در برخی از کشورها، دولت بدون پرداخت سهم خود بابت هزینه‌های انجام‌شده و یا ریسک پذیرفته‌شده از سوی سرمایه‌گذار در مرحلهٔ اکتشاف، نسبت به مشارکت در پروژه اقدام می‌کند. دولت ممکن است به‌طور مستقیم و یا از طریق یک شرکت دولتی نسبت به اعمال حق مشارکت خود در پروژه عمل نماید (Tordo, 2007, p. 43).

---

۱. در اغلب موارد، هزینه و ریسک مرحلهٔ اکتشاف برعهدهٔ پیمانکار است. در صورت انجام یک اکتشاف موفق، دولت میزبان (یا شرکت ملی نفت) این حق انتخاب را دارد تا درخواست مشارکت خود نسبت به مراحل قبل و یا مراحل بعد را ارائه نماید.

۲. در این شکل از مشارکت، دولت میزبان متعهد به پرداخت بخشی از هزینهٔ دارایی‌های به‌کار رفته در عملیات اکتشاف، توسعه و تولید یک پروژهٔ نفتی است و در مقابل نیز سهمی از تولید به دولت تعلق می‌گیرد. پرداخت‌هایی همچون بهرهٔ مالکانه، سهم از سود خالص و ...، در این بخش از مشارکت به دولت تعلق نخواهد گرفت.

www.SID.ir

Archive of SID

صرف نظر از دلایل غیراقتصادی (همچون اعمال حق حاکمیت دائمی و مالکیت دولت‌ها بر منابع طبیعی، تسهیل در انتقال فناوری، افزایش کنترل بر تصمیمات مربوط به توسعهٔ میدان) که موجب تمایل دولت به مشارکت مستقیم در یک پروژه می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۸۹۷)، به‌نظر می‌رسد موضوع مشارکت مستقیم دولت در یک پروژهٔ نفتی منافع مضاعفی را برای دولت به‌دنبال ندارد، زیرا در صورت عدم مشارکت، این منافع از طریق وضع و اعمال مالیات‌های متعارف و یا سایر روش‌های مشارکت در منافع به‌دست خواهد آمد (عامری و شیرمردی دزکی، ۱۳۹۳، ص ۸۴). علاوه بر هزینه و ریسک مرتبط با مشارکت دولت میزبان و همچنین سایر ملاحظات مرتبط با تخصیص منابع یک کشور، این مسئله ممکن است نوعی تضاد منافع بین نقش دولت به عنوان سهام‌دار از یک سو و نقش دولت به‌عنوان قانون‌گذار ناظر بر تأثیرات زیست‌محیطی و اجتماعی یک پروژه از سوی دیگر به‌وجود آورد.

ازآنجا که مشارکت دولت بیانگر نوعی هزینه برای سرمایه‌گذاران تلقی می‌شود، درصد بالاتر مشارکت دولت طبعا به تغییر سایر شرایط مالی قرارداد به نفع سرمایه‌گذار خواهد انجامید. مشارکت دولت از طریق وضع شرایط انحصاری در قرارداد موجب کاهش جریان نقد و افزایش ریسک یک سرمایه‌گذاری می‌شود. درصورتی که سهم دولت از هزینه‌های پروژه، از محل عواید حاصل از تولید پرداخت شود، تمامی بار تأمین مالی پروژه بر دوش سرمایه‌گذاران خواهد بود. در برخی موارد، مشارکت مستقیم دولت در فعالیت‌های توسعهٔ میدان ممکن است به نوعی عدم بهینگی در سرمایه‌گذاری منجر شود. لذا بسیاری از سرمایه‌گذاران به این موضوع به‌عنوان یک مانع و عامل بازدارنده می‌نگرند (Tordo, 2010, p. 55)[1].

بررسی مقایسه‌ای نظام مالی قراردادهای نفتی کشورها

پس از تبیین ویژگی‌ها و کارکردهای عناصر اصلی تشکیل‌دهندهٔ نظام مالی قراردادهای نفتی، در ادامه به بررسی ترتیبات مالی قراردادهای نفتی تعدادی از کشورهای اصلی تولیدکنندهٔ نفت و گاز جهان شامل نروژ، انگلستان، روسیه، برزیل، ونزوئلا، عراق و ایران (که دارای ویژگی‌های متفاوتی از منظر قوانین و مقررات حقوقی، شرایط اقتصادی، حاکمیتی و ..... هستند) با هدف مقایسهٔ تطبیقی و تجزیه و تحلیل نظام مالی قرارداد کشورهای یادشده می‌پردازیم.

نروژ. نظام مالی قراردادهای نفتی کشور نروژ از نوع امتیازی مبتنی بر انواع مالیات ازجمله مالیات بر شرکت و مالیات‌های خاص است. در سال ۲۰۰۵م، انواع بهرهٔ مالکانه به‌طور کامل منتفی شد. در مقابل، مالیات بر انتشار گاز دی اکسید کربن (CO2 Tax) و سایر

۱. مشارکت دولت باعث می‌شود درصد ذخایر قابل ثبت در دفاتر شرکت‌های نفتی بین‌المللی کاهش یابد.

www.SID.ir

Archive of SID

مالیات‌های مشابه وضع گردید. دولت نروژ سهم بالایی را در میدان‌های بزرگ با سودآوری بالا در قالب «سهم مالی مستقیم دولت» ((State's Direct Financial Interest (SDFI) داراست (Lund, 2014, p. 2).

در قراردادهای این کشور، پذیره‌ای نیز پیش‌بینی نشده است. لیکن شرکت‌های دارندهٔ امتیاز بعد از آنکه دورهٔ مجوز تولید اولیه (Initial Production License Period) منقضی شد، به پرداخت کارمزدی با عنوان کارمزد منطقه (Area Fee) مکلف‌اند که بر اساس هر کیلومتر مربع محاسبه می‌گردد. این کارمزد نواحی‌ای را که در آن فعالیت‌های تولیدی یا اکتشافی در حال انجام است، شامل نمی‌شود (EY, 2018, p. 471). از دیگر عناصر اصلی قراردادهای نفتی کشور نروژ، مالیات خاص (Special Tax) بوده که در سال ۱۹۷۵م با هدف اخذ مالیات از سودهای بادآوردهٔ ناشی از قیمت‌های بالای نفت و تعدیل سود نهایی سرمایه‌گذاران مطرح گردید. نرخ این مالیات در سال ۲۰۱۸م معادل ۵۵ درصد بوده و پایهٔ درآمدی مبنای محاسبهٔ آن، مشابه مالیات بر شرکت است و تمامی کسورات از مالیات بر شرکت به‌علاوه برخی از کسورات خاص دیگر در محاسبه این مالیات نیز منظور می‌شوند (Samuelsen, 2018, p. 1). مالیات خاص به‌گونه‌ای طراحی شده است که تنها در میدان‌هایی با سودآوری بالا قابل پرداخت باشد و این مالیات به‌عنوان مالیاتی به‌موازات مالیات بر شرکت عمل نکند. بر اساس قوانین کشور نروژ، مالیات بر شرکت بر کل فعالیت‌های نفتی یک شرکت در آن کشور وضع می‌شود. نرخ مالیات بر شرکت طی سال‌های مختلف متغیر بوده و در حال حاضر برابر ۲۳ درصد است. شایان ذکر است مالیات خاص جزء کسورات قابل پذیرش برای محاسبهٔ مالیات بر شرکت محسوب نمی‌شود، بنابراین نرخ مؤثر مالیات (شامل مالیات بر شرکت و مالیات خاص) معادل ۷۸ درصد خواهد بود (EY, 2018, p. 467).

همان‌گونه که اشاره شد، یکی از ویژگی‌های قراردادهای نفتی کشور نروژ، توجه خاص به موضوعات زیست‌محیطی است. اعمال مالیات بر انتشار گاز CO_2 از تأسیسات نفتی مستقر در فلات قاره در این راستا است. مالیات یادشده به ازای هر لیتر نفت خام و مایعات گازی و هر متر مکعب استاندارد گاز که از طریق سکوها یا تأسیسات نفتی سوزانده‌شده یا مستقیما در هوا منتشر می‌شوند اخذ می‌گردد. مالیات بر انتشار گاز اکسید نیتروژن (Nitrogen Oxide (NOX) Tax) نیز ازجمله مالیات‌های دیگری است که در قراردادهای نفتی این کشور پیش‌بینی می‌شود (EY, 2018, p. 471).

انگلستان. قراردادهای نفتی کشور انگلستان مبتنی بر نظام مالی امتیازی بر اساس وضع مالیات بر نفت و گاز از طریق مالیات بر درآمدهای نفتی ((Petroleum Revenue Tax (PRT)، مالیات بر شرکت و مالیات مکمل ((Suplementary Charge (SC) است. چارچوب مالی

www.SID.ir

Archive of SID

قراردادهای نفتی انگلستان پیچیدگی‌های زیادی دارد. در قراردادهای این کشور، پذیرهٔ تولید و یا پذیرهٔ امضای قرارداد وجود ندارد. پرداخت بهرهٔ مالکانه نیز از ژانویهٔ ۲۰۰۳ برای تمامی میدان‌ها منسوخ شد (EY, 2018, p. 688).

یکی از ویژگی‌های اصلی قراردادهای نفتی کشور انگلستان، مالیات بر درآمدهای نفتی (PRT) است. این موضوع با هدف اخذ مالیات از سودهای غیرمعمول (Supra-normal Profits) در صنعت نفت و گاز مطرح گردید. مالیات یادشده پارامترهای مختلفی را با هدف اطمینان از اینکه مالیات بر درآمدهای نفتی صرفا در صورت سودآوری پرداخت شود با هم ترکیب نموده است. این مالیات به درآمد نقد پس از کسر برخی کسورات و معافیت‌ها تعلق می‌گیرد. هریک از عناصر و پارامترهای مؤثر در محاسبهٔ PRT (ازجمله معافیت‌های نفتی (Oil Allowance)، معافیت‌های مربوط به دریافت تعرفه (Tariff Receipts Allowance)، زیان‌های میدان (Field Losses) و ...)، با استفاده از محاسبات خاص خود تعیین و سرانجام در فرمول نهایی محاسبهٔ میزان سود مشمول مالیات بر درآمدهای نفتی لحاظ می‌شود (EY, 2018, p. 694). نرخ مالیات بر درآمدهای نفتی در سال‌های مختلف متغیر بوده، در ژانویهٔ ۲۰۱۶، دولت این نرخ را از ۵۰ درصد به صفر درصد (برای میدان‌هایی که مجوز توسعه را پیش از ۱۶ مارس ۱۹۹۳ دریافت نموده‌اند) تغییر داد (Morse KCB, 2019, p. 25).

در قراردادهای نفتی کشور انگلستان مالیاتی با عنوان مالیات تفکیکی بر شرکت (Ringfence Corporation Tax (RFCT)) رایج است. مالیات بر شرکت (CT) مالیاتی است که بر سود هر شرکت فعال در آن کشور وضع می‌شود، لیکن سود صنایع بالادستی نفت و گاز، مشمول مالیات RFCT می‌شود. RFCT نوعی مالیات است که در حوزهٔ هر بلوک یا پروژهٔ نفتی محاسبه می‌شود. قوانین مالی قراردادهای نفتی، اجازهٔ کسر زیان‌های ایجادشده در سایر حوزه‌های تجاری شرکت‌ها را از سودهای ایجادشده از تجارت بالادستی نفت و گاز آن شرکت‌ها نمی‌دهد؛ گرچه زیان‌های ناشی از فعالیت‌های بالادستی می‌تواند از سود شرکت‌ها در سایر حوزه‌های تجارت آن‌ها کسر گردد. به عبارت دیگر، به‌اصطلاح «یک جریان یک‌طرفه» (One-way Flow) از زیان‌های قابل کسر وجود دارد. تفاوت دیگر بین CT با RFCT مربوط به نرخ مالیات است، به‌گونه‌ای که نرخ فعلی CT معادل ۲۰ درصد و در خصوص RFCT برابر ۳۰ درصد است. البته مالیات بر درآمدهای نفتی به‌عنوان یکی از کسورات قابل قبول برای کسر از RFCT لحاظ می‌شود (EY, 2018, p. 689).

مالیات مکمل (SC) نوعی مالیات تکمیلی است که در سال ۲۰۰۲م معرفی و بر سودهای حاصل از تولید، انتقال و فراورش نفت و گاز اعمال می‌شود. این مالیات در ابتدا با نرخ ۱۰ درصد محاسبه می‌شد، لیکن از ابتدای سال ۲۰۰۶م به ۲۰ درصد و در آوریل ۲۰۱۱ به ۳۲

www.SID.ir

Archive of SID

درصد افزایش یافت و در ژانویهٔ ۲۰۱۵ دوباره به ۲۰ درصد تغییر پیدا کـرد. ایـن نـرخ در حـال حاضر برابر ۱۰ درصد است (Morse KCB, 2019, p. 25). مبنای محاسبات SC بسیار مشابه بـا محاسبات مربوط به RFCT است (Ahmed & ezaei-Gomani, 2018, p. 11).

روسیه. صنعت نفت و گاز روسیه به‌عنوان بزرگ‌تـرین دارنـدهٔ ذخـایر گـاز و نفـت در دنیـا شناخته می‌شود. رژیم مالی قراردادهای نفت روسیه از نوع امتیازی بوده که از ترکیبـی از انـواع مالیات‌ها و عوارض صادراتی تشکیل شده است. از قراردادهای مشارکت در تولیـد نیـز در مـوارد استثنا و در شرایط خاص در این کشور استفاده می‌شود.

نرخ عوارض صادراتی (Export Duty) نفت خام بـین ۳۰ تـا ۴۵ درصـد ارزش صـادرات بـر اساس متوسط قیمت ماهانهٔ نفت خام مخلوط اورال روسیه بر اساس یک جدول پلکـانی متغیـر است (EY, 2018, p. 564). به‌علاوه عوارض صادراتی بـرای فـراورده‌هـای نفتـی نیـز از فرمـولی تبعیت می‌کند که تابعی است از عوارض صادراتی نفت خام و ضریبی که بر اساس نـوع فـراورده تعیین می‌شود (Goldsworthy & Zakharova, 2010, p. 10).

مالیات بر استخراج مواد معدنی (Mineral Extraction Tax) کـه بـه نـوعی جـایگزین بهـرهٔ مالکانه می‌باشد، ازجمله مالیات‌هایی است که بـر اسـاس محاسـبات نسـبتا پیچیـده‌ای تعیـین می‌شود. این مالیات از مجموعهٔ قوانین مالیاتی دولت فدرال روسیه نشئت می‌گیرد کـه در سـال ۲۰۰۲م ابلاغ شد و پس از آن اصـلاحات زیـادی را بـه‌دنبـال داشـته اسـت (Goldsworthy & Zakharova, 2010, p. 9). محاسبات مربوط به این مالیات که به صورت ماهانه انجام مـی‌گیـرد متأثر از عواملی شامل ضریب نفت، ضریب ذخایر و ضریب تخلیهٔ میدان است. هریک از ضـرایب یادشده نیز به صورت مجزا و بر اساس متغیرهای جداگانه‌ای همچون متوسط قیمت بین‌المللـی نفـت خـام اورال در دورهٔ مالیـاتی مـوردنظر، میـزان ذخـایر اولیـهٔ قابـل استحصـال (Initial Recoverable Reserves)، تولید تجمعی نفت و..... محاسبه و در فرمول نهایی اعمال مـی‌شـوند. همچنین معافیت‌هایی نیز در خصوص این مالیات برای مناطق خاصی درنظر گرفته شده که بـر اساس نوع تولید، اکتشاف و زمان اعطای امتیاز متغیر است (EY, 2018, p. 561-563).

مالیات بر شرکت با نرخ ۲۰ درصد به کلیهٔ درآمدهای ناشی از نفت و گاز شرکت‌های صاحب امتیاز تعلق می‌گیرد. کسورات قابل قبول مالیاتی بر اساس قوانین کشور روسیه تعریف می‌شـوند (EY, 2018, p. 560). همچنین در نظام مالی فعلی قراردادهای نفتی کشور روسیه، امکان انتقال زیان یک دوره به دوره‌های آتی تا ۱۰ سال پیش‌بینی شده است (Goldsworthy & Zakharova, 2010, p. 10). نرخ مالیات بر ارزش افزوده (VAT) با نرخ استاندارد ۱۸ درصد بر فروش نفـت و گاز در داخل کشور روسیه، واردات تجهیزات، عرضهٔ خدمات به مشتریان روسی و فروش یا اجارهٔ تجهیزات به روسیه تعلق خواهد گرفت. نرخ مالیات بر اموال (Property Tax) که بر دارایی‌هـای

www.SID.ir

Archive of SID

ثابت در روسیه اعمال می‌شود، معادل ۲/۲ درصد خالص ارزش دفتری دارایی‌های ثابت پیمانکاران است (EY, 2018, p. 573). مالیات بر آب (Water Tax) (برای استفاده از یک منطقهٔ دریایی و نواحی بستر دریا)، مالیات بر حمل و نقل (Transport Tax) (بر تمام وسایل حمل و نقل بسته به ویژگی‌های سوختی وسیلهٔ نقلیه) و مالیات زمین (Land Tax) (بر اساس ارزش زمین) از انواع دیگر مالیات‌ها در این کشور است که قراردادهای نفت و گاز را نیز شامل می‌شود. سایر مالیات‌ها نیز بر اساس دستورالعمل مالیاتی دولت فدرال روسیه (Tax Code of the Russian Federation) قابل پرداخت است (Goldsworthy & Zakharova, 2010, p. 11).

برزیل. فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی در برزیل با استفاده از دو نوع اصلی قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید انجام می‌گیرد، لیکن قراردادهای امتیازی از رواج بیشتری برخوردار است (EY, 2018, p. 65). نظام مالی قراردادهای امتیازی در این کشور سیستمی است مبتنی بر بهرهٔ مالکانه، مالیات بر شرکت، مشارکت‌های خاص و سایر عوارض و مالیات‌های غیرمستقیم و محلی (که برخی از این مالیات‌ها و عوارض در سطح کشور و بعضی از سوی مقامات محلی در سطوح ایالتی و یا شهرداری‌ها وضع می‌شوند). دولت برزیل به‌طور مستقیم در حوزهٔ نفت و گاز مشارکت نمی‌کند (Agalliu, 2011, p. 186)؛ هرچند که شرکت دولتی پتروباس (Petrobas) در این بخش به‌طور فعال مشارکت داشته، جایگاه مهمی را در پروژه‌های این حوزه برعهده دارد (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۶ «ب»، ص ۱۸۸).

بهرهٔ مالکانه در قراردادهای نفتی کشور برزیل با نرخ ۱۰ درصد اعمال می‌شود. ممکن است بسته به ملاحظاتی همچون ریسک‌های زمین‌شناختی، انتظارات تولید و سایر عوامل مرتبط، این نرخ به زیر ۱۰درصد و تا ۵ درصد کاهش یابد (EY, 2018, p. 67). پذیرهٔ امضای قرارداد نیز پس از اعطای امتیاز و واگذاری بلوک نفتی قابل پرداخت بوده، معمولا مبلغ قابل ملاحظه‌ای است. همچنین اجاره‌بهای منطقه از پیمانکار اخذ می‌شود و مبلغ آن بر اساس ناحیه و حوزهٔ نفتی موردنظر بسیار متغیر است. اجاره‌بهای منطقه در مراحل مختلف اکتشاف، توسعه و تولید بر اساس مذاکره بین طرفین تعیین می‌شود (Tordo, 2010, p. 73).

مشارکت خاص (Special Participation Tax (SPT) که یکی از اجزای اصلی شروط مالی قراردادهای کشور برزیل است نوعی مالیات تصاعدی به‌شمار می‌آید که در سال ۱۹۹۷م مطرح شد. این مالیات به‌گونه‌ای طراحی شده است که از میدان‌هایی با تولید بالاتر، میزان مالیات بیشتری اخذ می‌شود (Tordo, 2010, p. 74). مقادیر حدی جدول پلکانی محاسبهٔ این مالیات بر اساس سه ناحیهٔ مجزا برای میدان‌های خشکی، میدان‌های فراساحلی کم‌عمق و میدان‌های فراساحلی عمیق و نیز بر اساس سال تولید به صورت جداگانه تعریف می‌شوند. بر این اساس، نرخ این مالیات بین ۱۰ تا ۴۰ درصد متغیر است (EY, 2018, P. 66). مالیات بر شرکت نیز با

www.SID.ir

Archive of SID

نرخی معادل ۳۴ درصد اعمال می‌شود. این نرخ از چندین جزء تشکیل شده است: یک نرخ پایه ۱۵ درصد، به‌علاوه یک نرخ ۱۰ درصد مالیات اضافی (Surtax) و یک نرخ ۹ درصد مشارکت اجتماعی (Social Contribution) (KPMG, 2011, p. 9).

یکی از ویژگی‌های نظام مالی قراردادهای برزیل، مجموعه‌ای از مالیات‌های غیرمستقیم و محلی است. از جملهٔ این مالیات‌ها می‌توان به مالیات بر ارزش افزودهٔ دولت فدرال (Federal VAT)، مالیات بر ارزش افزودهٔ ایالتی (State VAT)، مالیات بر تعاملات مالی (Tax on Financial Operation)، مالیات بر خدمات محلی (Local Services Tax) اشاره کرد. نرخ این مالیات‌ها حسب مورد بین ۱/۶۵ تا ۲۲ درصد تعیین می‌شود (EY, 2018, p. 82).

ونزوئلا. این کشور عضو اوپک یکی از کشورهای دارندهٔ ذخایر عظیم نفتی و درعین‌حال ذخایر بسیار زیاد نفت غیرمتعارف است. تا قبل از سال ۲۰۰۴م، قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی در این کشور رواج داشت لیکن از این سال به بعد، قراردادهای امتیازی جایگزین قراردادهای پیشین شد. عملیات نفتی در این کشور از طریق تأسیس شرکت‌های مشترکی (Joint Venture Companies) که حداقل ۵۰ درصد مالکیت آن در اختیار شرکت نفت دولتی ونزوئلا (Petroleos de Venezuela (PDVSA)) است، صورت می‌گیرد (EY, 2018, p. 735).

بهرهٔ مالکانه بر اساس میزان تولید نفت از سال ۱۹۴۳م با نرخ ۱۶/۶۷ درصد اعمال می‌شد. این نرخ در سال ۲۰۰۱م به‌موجب قانون نفت کشور ونزوئلا به ۳۰ درصد افزایش یافت و از سال ۲۰۰۶م، ۳/۳۳ درصد دیگر به آن افزوده شد که ۲/۲۲ درصد آن سهم شهرداری‌ها و ۱/۱۱ درصد آن به صندوق اجتماعی (Social Fund) تعلق دارد. البته در مورد پروژه‌هایی که از نظر اقتصادی چندان جذابیتی ندارند این نرخ می‌تواند به ۲۰ درصد کاهش یابد. بهرهٔ مالکانه معمولا به صورت ماهیانه و نقدی و بر مبنای میزان تولید و همچنین قیمت بازار نفت محاسبه و پرداخت می‌شود. نرخ بهرهٔ مالکانه در خصوص گاز تولیدی (به شرط آنکه دوباره به میدان تزریق نگردد) ۲۰ درصد است (EY, 2018, p. 736).

از دیگر اجزای نظام مالی قراردادهای نفتی کشور ونزوئلا، پذیرهٔ مشارکت (Participation Bonus) است که بر مبنای میزان ذخایر نفت قابل بازیافت میدان باید از سوی شرکت‌های خارجی به دولت پرداخت گردد. میزان این پذیره بسیار قابل توجه بوده، بسته به میزان ذخایر پیش‌بینی‌شدهٔ میدان، در برخی از میدان‌ها به بیش از یک میلیارد دلار بالغ می‌شود. مالیات سطح‌الارضی (Surface Tax) بر مبنای هر کیلومتر مربع از مناطق تحت کنترل پیمانکار که هنوز اکتشافی در آن صورت نگرفته است باید به صورت سالیانه پرداخت گردد. مالیات بر صادرات (Export Tax) نیز با نرخ ۰/۱ درصد ارزش نفت و گاز صادراتی اخذ می‌شود (Okwesa, 2013, p. 37-38).

www.SID.ir

Archive of SID

نرخ مالیات بر شرکت که به سود خالص حاصل از منابع درآمدی شرکت‌ها تعلق می‌گیرد ۵۰ درصد است. مالیات بر سود بادآورده (Windfall Profit Tax) از دیگر انواع مالیات‌هایی است که شرکت‌های خارجی در صورت افزایش قیمت نفت از قیمت تعیین‌شده در قانون بودجهٔ سالانهٔ کشور ونزوئلا ملزم به پرداخت آن هستند. نرخ این مالیات به صورت پلکانی و بر اساس قیمت نفت، تا ۹۵ درصد تعیین می‌شود؛ به‌گونه‌ای که مانع جریان درآمدهای آبشاری برای سرمایه‌گذاران شود (EY, 2018, p. 741).

ازآنجا که اقتصاد ونزوئلا تا حد زیادی به صنعت نفت وابسته است، لذا مالیات‌های محلی مختلفی در این کشور رایج است، ازجمله: مالیات مشارکت در علم، فن‌آوری و نوآوری (Science, Technology and Innovation Contribution) (۲ درصد درآمد ناخالص سالانهٔ شرکت‌ها)، مشارکت در فعالیت‌های ضد مواد مخدر (Anti-drug Contribution) (۱ درصد سود خالص سالانهٔ شرکت‌ها) و مشارکت در توسعهٔ اجتماعی (Social Development Contribution) (۱ درصد سود قبل از کسر مالیات شرکت‌ها). مالیات بر ارزش افزوده (VAT) با نرخ ۱۲ درصد و مالیات بر مصرف داخلی پروژه (Own Consumption Tax) نیز با نرخ ۱۰ درصد بر اساس ارزش نفت و گاز مورد استفاده به‌عنوان سوخت در عملیات نفتی محاسبه می‌شود (EY, 2018, p. 736).

نوع دیگری از مالیات با نام «مالیات حداقل جایگزین» (Alternative Minimum Tax) که تحت عناوینی همچون «مالیات سایه» (Shadow Tax) و یا «امتیاز خاص» (Special Advantage) نیز شناخته می‌شود در قراردادهای نفتی کشور ونزوئلا مشاهده می‌گردد که عبارت است از تفاوت بین ۵۰ درصد ارزش ناخالص فروش پس از کسر مالیات بر درآمد، بهرهٔ مالکانه، عوارض صادراتی، مالیات بر استخراج، مالیات محلی، مالیات سطح‌الارضی و مالیات بر سود بادآورده در سال مالی مربوطه. به عبارت دیگر، اگر میزان مالیات‌های پیش‌گفته بیشتر یا مساوی ۵۰ درصد ارزش منابع هیدروکربونی استخراج شده باشد، آنگاه مبلغ مالیات حداقل جایگزین، صفر خواهد بود (Agalliu, 2011, p. 242). هدف از وضع این مالیات، اطمینان از تعلق حداقل ۵۰ درصد درآمد ناخالص تولید به دولت است (EY, 2018, p. 737).

عراق. در کشور عراق دو نوع قرارداد اصلی، یکی در حوزهٔ دولت مرکزی آن کشور و دیگری در منطقهٔ خودمختار کردستان به‌کار گرفته می‌شود (EY, 2018, p. 285).

اصلی‌ترین قراردادهای دولت مرکزی عراق به قراردادهای خدمات فنی (Technical Service Contract) معروف است و برای پروژه‌هایی با اولویت توسعه‌ای (و نه اکتشافی) و همچنین افزایش بازیافت میدان‌های موجود طراحی شده است. این قراردادها به‌گونه‌ای تنظیم شده‌اند که در بخش هزینه‌ها، تمامی هزینه‌های سرمایه‌گذاری (شامل هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم

www.SID.ir

Archive of SID

سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بانکی تأمین مالی و ....) را شرکت‌های نفتی پرداخت می‌کنند. مدیریت کلان کار برای تصمیماتی همچون برنامه و بودجهٔ سالانه و نظایر آن به صورت مشترک و از سوی یک کمیتهٔ مدیریت مشترک (Joint Management Committee) انجام می‌شود. سهم مشارکت ۲۵ درصد دولت عراق از طریق شرکت‌هایی همچون شرکت بازاریابی نفت عراق (State Oil Marketing Organization (SOMO)) در قراردادهای آن کشور به صورت مشارکت مستقیم در تمامی پروژه‌های توسعهٔ میدان موجب شده است دولت در تمامی مراحل توسعهٔ میدان‌ها اعم از مدیریت، مشارکت در تصمیمات، انجام عملیات و .... حضور مستقیم داشته باشد (منصوریان، ۱۳۹۳، ص ۲۷). دریافت پذیره‌های قابل ملاحظه در زمان واگذاری پروژه (که در مواردی تا ۵۰۰ میلیون دلار نیز تعیین شده است) به مشارکت ۲۵ درصدی آن کشور در طرح‌ها و تأمین بخشی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری کمک می‌کند (Mehdi, 2018, p. 34).

یکی از مهم‌ترین عوامل انگیزشی در مدل قراردادهای خدمات فنی دولت مرکزی عراق، پاداش یا دستمزدی است که به شرکت‌های نفتی به شرط رسیدن به اهداف تعیین‌شدهٔ طرح (میزان نفت تولیدی و یا افزایش در تولید میدان‌هایی که مشمول طرح افزایش بازیافت می‌باشند) تعلق می‌گیرد. مدل اعطای دستمزد نیز به صورت مبلغی در برابر هر بشکه نفت تولیدی است که بر اساس شرایط هر میدان و میزان تولید و هزینه‌های توسعهٔ آن، متفاوت خواهد بود (B. Strong, 2018, p. 196). شایان ذکر است انعطاف و تغییر مبنای محاسبات سود و پاداش شرکت‌های نفتی بر اساس شرایط هر میدان نسبت به سایر میدان‌ها، از دیگر مؤلفه‌های قراردادهای یادشده است که این مسئله موجب افزایش قدرت چانه‌زنی دولت در خصوص میدان‌هایی می‌شود که توسعهٔ آنها پیچیدگی بیشتری دارد. مبلغ حق‌الزحمهٔ پیمانکار بر مبنای دلار بر بشکه برای هر میدان متناسب با ویژگی‌های آن و ریسک‌های متفاوت در میدان‌های مختلف، به مناقصه گذاشته می‌شود تا بهترین قیمت در رقابت تعیین شود. این انعطاف در عدد پاداش موجب شده است تا عدد پاداش از رقم ۱/۱۵ دلار در هر بشکه (میدان قرنهٔ غربی ۲) تا رقم ۶ دلار (میدان الاحدب) شناور بوده، با توجه به عوامل مؤثر در سودآوری طرح‌های مختلف تعیین شود (Mehdi, 2018, p. 35).

در قراردادهای خدماتی عراق، سازوکاری برای کنترل درآمد شرکت‌های نفتی و جلوگیری از درآمدهای بادآورده و غیرمنطقی برای آن‌ها (ناشی از تحولات بازار نفت و قیمت‌ها و ....) به صورت ضریب تعدیلی به نام فاکتور R (R Factor) (حاصل تقسیم مجموع مبالغ دریافتی به مجموع هزینه‌های انجام‌شده از سوی پیمانکار) تعریف شده است؛ به‌گونه‌ای که با افزایش مبلغ دریافتی پیمانکاران از سهم هزینه‌ها در سال‌های مختلف قرارداد، این عامل نقش کاهندهٔ درصد سود پیمانکار را خواهد داشت. درواقع با توجه به سطح قیمت‌های نفت خام و درآمدی که

www.SID.ir

Archive of SID

شرکت‌های پیمانکار از بابت توسعهٔ میدان کسب می‌کنند، میزان پاداش (حق‌الزحمه) تولید متغیر خواهد بود. همچنین در قراردادهای خدماتی کشور عراق به‌منظور جلوگیری از هدف‌گذاری‌ها و هزینه‌های سربار غیرواقعی از سوی شرکت‌های پیمانکار، ضریب مؤثری در میزان پاداش به نام ضریب عملکرد (Performance factor) تعریف شده است که از حاصل تقسیم تولید نهایی واقعی بر هدف نهایی تولید (Plateau Target) به‌دست می‌آید (قنبری جهرمی و اصغریان، ۱۳۹۴، ص ۷۶۰-۷۵۹). به عبارت دیگر، ضریب عملکرد عبارت است از درصد تحقق اهداف تولیدی ارائه‌شده در زمان برگزاری مناقصه از سوی شرکت‌های طرف قرارداد. درواقع این شاخص برای جلوگیری از بزرگ‌نمایی توان تولیدی میدان از سوی شرکت‌های بین‌المللی به‌منظور برتری بر سایر رقبا در زمان برگزاری مناقصه طراحی شده است. برای نمونه، اگر هدف یک میلیون بشکه‌ای برای برنامهٔ تولید تعهد شده باشد، اما ۸۰۰ هزار بشکه تحقق یابد، ۸۰ درصد از نرخ پاداش قابل پرداخت خواهد بود.

بازپرداخت هزینه‌های توسعه، طی ۵ سال و از محل فروش حداکثر ۵۰ درصد تولید میدان صورت می‌گیرد. زمان شروع بازپرداخت هزینه‌ها نیز از زمان تحقق تولید اولیه و یا رسیدن افزایش تولید به میزان ۱۰ درصد خط پایهٔ تولید (Base Line Production) خواهد بود. خط پایهٔ تولید عبارت است از خط یا منحنی میزان تولید میدان یا مخزن با منظور کردن تأسیسات موجود و در حالت عدم اجرای طرح‌های جدید بهبود یا افزایش ضریب بازیافت.

مالیات بر درآمد با نرخ ۳۵ درصد به پاداش دریافتی از سوی شرکت‌های نفتی تعلق می‌گیرد (EY, 2018, p. 286). لذا با توجه به سهم ۲۵ درصدی مشارکت مستقیم دولت در پروژه‌ها به‌علاوه مالیات بر درآمد این پروژه‌ها، درمجموع بیش از نیمی از سود پیمانکار دوباره به حساب دولت برمی‌گردد.

از سوی دیگر در ناحیهٔ کردستان کشور عراق که به‌طور مستقل از دولت مرکزی عراق اداره می‌شود، قراردادهای مشارکت در تولید رایج است. در این نوع قراردادها، سهمی معادل ۵ تا ۲۵ درصد برای دولت به‌منظور مشارکت در عملیات درنظر گرفته شده است (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۸۹۵). پذیرهٔ امضای قرارداد، اجارهٔ سالانهٔ زمین و پذیرهٔ تولید ازجمله تعهدات شرکت پیمانکار است. پذیرهٔ امضای قرارداد نقش بسیار مهمی در به‌دست آوردن قراردادهای جدید دارد. به‌علاوه، پذیرهٔ دیگری نیز به نام پذیرهٔ ایجاد ظرفیت (Capacity Building Bonus) در منطقهٔ کردستان عراق قابل پرداخت است. مبلغ این پذیره بسته به میزان ذخایر قابل برداشت میدان‌ها می‌تواند بسیار زیاد و بالغ بر ده‌ها میلیون دلار باشد. بهرهٔ مالکانه به صورت سه ماهه با نرخ ثابت ۱۰ درصد برای نفت و گاز پرداخت می‌شود. مقادیر نفت و گازی که در عملیات نفتی و یا تزریق دوباره به میدان‌ها استفاده می‌شود مشمول پرداخت بهرهٔ مالکانه نمی‌باشد. بهرهٔ مالکانه معمولا به

www.SID.ir

Archive of SID

صورت نقد پرداخت می‌شود، لیکن بر اساس قرارداد، این امکان نیز وجود دارد که در صورت درخواست دولت، بهرهٔ مالکانه در قالب محصول (نفت و گاز) پرداخت گردد. گازهای همراه (Associated Gas) مشمول پرداخت بهرهٔ مالکانه نیستند (EY, 2018, p. 292). پس از کسر بهرهٔ مالکانه، خالص نفت خام باقیمانده برای بازپرداخت هزینه‌ها حداکثر به میزان ۴۵ درصد در قراردادهای نفتی و ۶۰ درصد در قراردادهای گازی مورد استفاده قرار می‌گیرد. ویژگی اصلی قراردادهای مشارکت در تولید اقلیم کردستان عراق، استفاده از فاکتور R در محاسبات مربوط به تعیین سهم طرفین است. پس از کسر بهرهٔ مالکانه و بازپرداخت هزینه‌ها، درآمد باقیمانده با عنوان نفت فایده بر مبنای فاکتور R تسهیم می‌گردد. درصدهای سهمی درنظر گرفته‌شده برای هریک از طرفین قرارداد، بسته به شرایط قرارداد متغیر است. در قراردادهای اخیر بر حسب فاکتور R محاسباتی، سهمی معادل ۱۶ تا ۳۲ درصد برای پیمانکار از نفت فایده درنظر گرفته شده است. در قراردادهای گازی، سهم بالاتری برای پیمانکار در مقایسه با قراردادهای نفتی لحاظ می‌شود (EY, 2018, p. 293). نرخ مالیات بر شرکت معادل ۴۰ درصد بوده که این مالیات از سوی دولت به نیابت از پیمانکار پرداخت شده و لذا تأثیری بر جریان نقدی پیمانکار ندارد. ازجمله سایر مالیات‌های متعلقه می‌توان به مالیات سطح‌الارضی، عوارض گمرکی و مالیات بر درآمدهای بادآورده اشاره کرد (B. Strong, 2018, p. 196).

ایران. چارچوب قانونی ناظر بر فعالیت‌های نفتی ایران برگرفته از قوانین نفت سال‌های ۱۳۳۶، ۱۳۵۳ و ۱۳۶۶ش و نیز قانون اصلاح قانون نفت سال ۱۳۹۰ش، قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت سال ۱۳۹۱ش و قانون اساسنامهٔ شرکت ملی نفت سال ۱۳۹۵ش است. ترتیبات قراردادهای نفتی در ایران از قراردادهای امتیازی شروع شده و پس از گذر از قراردادهای مشارکتی به سمت قراردادهای خدماتی چرخش داشته است. قراردادهای جدید نفتی ایران ((Iran Petroleum Contract (IPC) که پیش‌نویس آن در سال ۱۳۹۴ش به تصویب هیئت دولت رسیده بود، در سال ۱۳۹۵ش مورد تصویب هیئت وزیران قرار گرفت. بر این اساس، قراردادهای جدید به سه دسته تقسیم می‌شوند: الف) قراردادهای اکتشاف ب) قراردادهای توسعهٔ میدان‌ها یا مخزن‌های کشف‌شده (Green field or reservoir) ج) قراردادهای انجام عملیات بهبود یا افزایش ضریب بازیافت در میدان‌ها یا مخزن‌های درحال بهره‌برداری (Brown field or reservoir). در این قراردادها، وزارت نفت مجاز است دورهٔ قرارداد را متناسب با زمان موردنیاز اجرای طرح‌ها و حداکثر به مدت بیست سال از تاریخ شروع عملیات توسعه درنظر بگیرد. دورهٔ یادشده در صورت اجرای طرح‌های افزایش ضریب بازیافت مخازن و یا افزایش تولید، متناسب با نیازهای عملیاتی و اقتصادی هر طرح تا مدت پنج سال قابل تمدید است. در مورد طرح‌های پیوستهٔ اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری، دورهٔ اکتشاف حسب

www.SID.ir

Archive of SID

مورد به دورهٔ یادشدهٔ قرارداد اضافه می‌شود□ در این مدل قراردادی، کلیهٔ ریسک‌ها و هزینه‌های مرحلهٔ اکتشاف برعهدهٔ پیمانکار خواهد بود، لیکن در مرحلهٔ توسعه و تولید، یک شرکت سرمایه‌گذاری مشترک بین دو طرف قرارداد با هدف شفافیت مالی عملیات، انتقال فناوری و مهارت‌های مدیریتی به طرف ایرانی، همکاری‌های بلندمدت دو طرف قرارداد، بهره‌گیری از مهارت‌های داخلی در عملیات و حمایت‌های فنی و مالی تولید ایجاد می‌شود. به‌منظور جذابیت قراردادهای IPC، مشوق‌هایی به شرح زیر در قالب دستمزد برای شرکت‌های پیمانکار نفتی برحسب نوع قرارداد پیش‌بینی می‌شود. این دستمزد با هدف ایجاد انگیزه برای به‌کارگیری روش‌های بهینه در اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری حسب شرایط هر طرح، به صورت تابعی از عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان یا مخزن و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی، شناور بوده، متناسب با قیمت‌های بین‌المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه‌ای یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین می‌شود و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دورهٔ قرارداد پرداخت خواهد شد. این دستمزد یکی از مبانی اصلی تعیین شرکت برندهٔ مناقصه با رعایت قوانین و مقررات مربوط است (ابلاغیهٔ شمارهٔ ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ مورخ ۱۶ مرداد ۱۳۹۵ هیئت وزیران). (OCRC, 2014, p. 67-74).

- **دستمزد توسعه (Development Fee)**. این نوع دستمزد برای میدان‌های کشف‌شده پاداشی معادل A دلار به ازای هر بشکه نفت خام و یا B دلار به ازای هر میلیون فوت مکعب گاز طبیعی تولیدی درنظر گرفته شده است. این دستمزد هم‌زمان با شروع تولید، آغاز و برای مدت ۱۵ تا ۲۰ سال پرداخت می‌شود. در صورتی مبالغ A یا B به‌طور کامل پرداخت می‌شوند که اهداف قرارداد و نرخ‌های تولید پیش‌بینی شده، تحقق یابند؛ درغیر این‌صورت دستمزد توسعه به نسبت دستیابی به اهداف پرداخت خواهد شد. همچنین امکان تعدیل مقادیر A و B با تغییرات قیمت بازار نفت خام و گاز طبیعی وجود خواهد داشت.
- **دستمزد اکتشاف و توسعه (Exploration and Development Fee)**. در مدل IPC، مناطق اکتشافی در ۴ گروه، متشکل از مناطق بدون ریسک تا حوزه‌های پرریسک و مشترک و آب‌های عمیق تقسیم می‌شوند؛ به‌طوری که به‌منظور ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری در میدان‌های مشترک و مناطق پرریسک و افزایش ضریب بازیافت، از فاکتور ضریب ریسک بالاتر برای اعمال در فرمول پاداش و افزایش دستمزد و سود پیمانکار استفاده می‌شود.
- **دستمزد توسعه برای میدان‌های درحال تولید و عملیات افزایش ضریب بازیافت**. در مورد میدان‌هایی که پیش‌تر به بهره‌برداری و تولید رسیده‌اند و همچنین

www.SID.ir

Archive of SID

در خصوص عملیات افزایش ضریب بازیافت، دستمزد پرداختی بر اساس میزان تولید اضافی نفت و گاز از طریق به‌کارگیری نرخ‌های مختلف تعدیل می‌شود.

- **شاخص R (R Index (IR))**. از این شاخص به‌منظور ایجاد انگیزه برای سرمایه‌گذاری و تولید در میدان‌های کوچک استفاده شده، از تقسیم کل میزان دریافتی پیمانکار در هر مقطع زمانی بر کل هزینه‌های پرداخت‌شده از سوی پیمانکار در همان مقطع زمانی به‌دست می‌آید. هدف از اعمال این شاخص، تعدیل میزان دستمزد بر اساس نرخ تولید میدان و میزان پرداختی به پیمانکار است. بر این اساس، برای میدان‌هایی با نرخ تولید کمتر و RI محاسباتی پایین‌تر، دستمزد بالاتری درنظر گرفته می‌شود و برعکس.

بازپرداخت کلیهٔ هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم، هزینه‌های تأمین مالی و هزینه‌های بهره‌برداری و پرداخت دستمزد طبق قرارداد از طریق تخصیص بخشی از محصولات اضافی میدان یا عواید حاصل از اجرای قرارداد بر پایهٔ قیمت روز فروش محصول و حداکثر معادل ۵۰ درصد کل درآمد تولید میدان طی ۵ تا ۷ سال خواهد بود. در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده‌شده برای پرداخت مطالبات تأییدشدهٔ پیمانکار در دورهٔ قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده و دستمزد متعلقه پرداخت‌نشده در دورهٔ طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، از همان مخزن حسب مورد پرداخت می‌شود (OCRC, 2014, p. 67-74). پرداخت انواع مالیات‌های متعلقه بر اساس قوانین ایران برعهده و از تکالیف پیمانکار است، ولی این پرداخت‌ها بر پایهٔ اعلام مراجع قانونی دریافت‌کننده، عینا به‌عنوان هزینه‌های غیرمستقیم (Indirect Costs) طبقه‌بندی شده و به ترتیب مقرر در قرارداد، در وجه پیمانکار بازپرداخت خواهد شد (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶، ص ۹۷). در خصوص مالیات بر درآمد نیز شرکت ملی نفت ایران به نیابت از پیمانکار نسبت به پرداخت مالیات یادشده اقدام می‌نماید.

تجزیه و تحلیل نظام مالی قراردادهای نفتی کشورها

بررسی ترتیبات مالی قراردادهای نفتی کشورهای بررسی‌شده حاکی از آن است که مرزبندی مشخصی که از نظر تئوریک و به‌طور سنتی در خصوص نقاط تمایز قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی مطرح بوده، در دهه‌های اخیر کم‌رنگ‌تر شده است و کشورها به‌کارگیری چارچوب‌های ترکیبی قراردادی را ترجیح می‌دهند. در این باره می‌توان به موضوع بهرهٔ مالکانه در قراردادهای امتیازی اشاره کرد. قراردادهای امتیازی به‌طور سنتی با عنوان قراردادهای «بهرهٔ مالکانه- مالیات» (Royalty-Tax Contracts) نیز شناخته می‌شوند

www.SID.ir

Archive of SID

(Cameron & Stanley, 2017, p. 75) و این درحالی است که در قراردادهای امتیازی مورد بررسی شامل قراردادهای امتیازی کشورهای روسیه، انگلستان و نروژ، پرداخت بهرهٔ مالکانه منسوخ و متوقف شده است. از سوی دیگر در قرارداد مشارکت در تولید اقلیم کردستان عراق، بهرهٔ مالکانه به‌عنوان یکی از عناصر اصلی قرارداد لحاظ شده است.

نکتهٔ مهم دیگری که در تعیین پارامترهای مالی قرارداد از سوی دولت‌ها مورد توجه قرار می‌گیرد، زمان وصول درآمدهای نفتی است. این موضوع در مورد کشورهایی که از نظر اقتصادی، وابستگی زیادی به درآمدهای نفتی خود دارند از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. در این راستا استفاده از انواع پذیره‌ها اعم از پذیرهٔ امضای قرارداد، اکتشاف و تولید، تقریبا در تمامی انواع قراردادهای این کشورها پیش‌بینی شده است. لیکن مبلغ و تنوع آن در قراردادهای کشورهای مختلف بسیار متغیر است. ازآنجا که تعیین و وصول پذیره‌ها به‌راحتی امکان‌پذیر است و یک منبع درآمدی مشخص و قابل پیش‌بینی را برای دولت از مراحل اولیهٔ اجرای پروژه فراهم می‌سازد، لذا به‌کارگیری پذیره‌های متفاوت با مبالغ بالا در اقتصادهای وابسته به درآمدهای نفتی، شامل عراق، ونزوئلا و برزیل جزء پارامترهای اصلی قراردادهای این‌گونه کشورها است. لیکن در قرارداد کشورهایی همچون انگلستان، نروژ و روسیه، یا اصولا پذیره‌ای در قراردادهای نفتی پیش‌بینی نشده است و یا در صورت به‌کارگیری آن در قرارداد، عملا از منظر مالی، جزء عناصر اصلی قرارداد شمرده نمی‌شود. از این منظر، توضیحات پیش‌گفته را می‌توان در مورد اعمال بهرهٔ مالکانه و مقایسهٔ آن در کشورهای صنعتی با سایر کشورها نیز صادق دانست.

از دیگر ابزارهایی که از سوی دولت‌ها در قراردادهای نفتی با هدف تضمین حداقل درآمد برای آن‌ها استفاده می‌شود، تعیین سقف برای بازیافت هزینه‌ها است. همان‌گونه که پیش‌تر اشاره شد، شرط محدودیت بازیافت هزینه‌ها در قراردادها، به دولت میزبان این اطمینان را می‌دهد که به محض شروع تولید، از یک حداقل درآمد تضمین‌شدهٔ مشخص حتی در صورت وجود هزینه‌های نفتی مازاد، برخوردار خواهد بود. همچنین دولت‌های میزبان از این موضوع به‌عنوان ابزاری در مقابل ضعف سیستم‌های اداری خود استفاده می‌کنند. به عبارت دیگر، اگر به دلیل وضعیت نامناسب نظام‌های اداری و کنترلی در کشور میزبان، هزینه‌های نفتی بیش از حد قراردادی تأیید شود، شرکت‌های بین‌المللی نفتی نخواهند توانست بیش از مثلا ۴۰ درصد یا ۵۰ درصد نفت تولیدی را برای بازیافت هزینه‌های خود برداشت نمایند. این مسئله در قرارداد کشورهای عراق و ایران مشهود است.

نکتهٔ دیگری که از مقایسهٔ قرارداد کشورهای بررسی‌شده حاصل می‌شود، انواع مالیات‌ها شامل مالیات بر شرکت، مالیات‌های محلی، مالیات‌های خاص و ...، به‌عنوان یکی از عناصر اصلی نظام مالی انواع قراردادهای نفتی به‌خصوص قراردادهای امتیازی است؛ به‌طوری که شاکلهٔ اصلی

www.SID.ir

Archive of SID

قراردادهای پیش‌گفته را تشکیل می‌دهد و در مواردی تا بیش از ۹۰ درصد درآمدهای دولت در قراردادهای امتیازی، از محل مالیات‌های دریافتی کسب می‌شود. لیکن موضوع قابل توجه آن است که در قراردادهای نفتی کشورهایی با اقتصادهای نه‌چندان توسعه‌یافته همچون ونزوئلا یا برزیل، انواع مختلف مالیات‌های محلی و غیرمستقیم به شکل‌های گوناگون با هدف توسعه‌بخشی اقتصادی و اجتماعی کشورها اخذ می‌گردد؛ درحالی که در کشورهایی همچون روسیه، انگلستان و نروژ، مالیات بر شرکت و مالیات‌های خاص با هدف مشارکت حداکثری در منافع پروژه، مورد توجه است.

همچنین بررسی شیوهٔ محاسبهٔ مالیات‌های مختلف در قراردادهای نفتی نشان می‌دهد که در کشورهای انگلستان، نروژ و روسیه، از فرمول‌های پیچیده‌ای برای تعیین انواع مالیات از طریق به‌کارگیری گسترهٔ وسیعی از معافیت‌ها و اعتبارات مالیاتی استفاده می‌شود. لیکن در کشورهای ونزوئلا، برزیل و عراق، انواع مالیات‌های مجزا با فرمول‌ها ساده و نرخ‌های ثابت در قراردادها به‌کار گرفته می‌شود. این موضوع در خصوص سایر پرداخت‌ها و ترتیبات مالی قراردادی مانند تعیین بهرهٔ مالکانه، تعیین نفت فایده در قراردادهای مشارکت در تولید و نیز تعیین کارمزد خدمات در قراردادهای خدماتی نیز صادق است. این موضوع حاکی از آن است که در کشورهایی که مشکلات مربوط به احتمال فساد در آن‌ها زیاد است و از سیستم‌های نظارتی و کنترلی قوی برخوردار نیستند، طراحی سیستم مالی به‌نحوی که بروز فساد به حداقل ممکن کاهش یابد، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. پیش‌بینی ترتیبات مالی که موجب شفاف‌سازی شده، پرداخت‌های قراردادی به‌آسانی قابل محاسبه، دریافت و حسابرسی باشند معمولا در کاهش فساد مؤثرند. درمقابل ترتیبات قراردادی که زمینهٔ فساد را فراهم می‌آورند شفافیت کمتری دارند، به‌گونه‌ای که پرداخت‌های قراردادی به‌سادگی قابل محاسبه، وصول و حسابرسی نبوده، نیازمند بررسی جزئیات هزینه‌ای به‌منظور حصول اطمینان از دریافت سهم واقعی دولت طبق قرارداد است. لذا کشورهایی می‌توانند ترتیبات مالی و محاسباتی پیچیده‌ای را در قراردادهای خود به‌کار گیرند که از سیستم‌های کنترلی قابل اتکایی برخوردار باشند.

موضوع مشارکت دولت در عملیات نفتی و تأثیر آن بر اقتصاد پروژه از طریق ورود شرکت‌های ملی نفت دولت میزبان، با ملاحظات خاصی از سوی کشورهای مختلف همراه است. بسیاری از کشورهای دنیا اشکال متفاوتی از مشارکت دولت میزبان در عملیات نفتی را از طریق شرکت‌های ملی نفت و یا سایر شرکت‌های دولتی به‌طور مستقیم و یا غیرمستقیم پیش‌بینی می‌کنند، لیکن هریک از این کشورها اهداف متفاوتی را از مشارکت دنبال می‌کنند. مشارکت دولت میزبان در کشورهای درحال توسعه همچون ونزوئلا، برزیل، عراق یا ایران، معمولا با هدف انتقال فناوری در راستای اهداف توسعه‌ای کشور از یک سو و افزایش نوعی حس مالکیت بر

www.SID.ir

Archive of SID

منابع خود (بر اساس قوانین موضوعهٔ کشورها و یا پیشینهٔ تاریخی و استعماری آن‌ها) از سوی دیگر و در چارچوب ملاحظات و محدودیت‌های مربوط به منابع مالی این کشورها صورت می‌پذیرد. اما کشورهایی همچون نروژ یا روسیه، عمدتا با هدف حداکثرسازی ارزش پرتفوی اقتصادی نفت و گاز کشورهایشان و نیز نظارت بر تصمیمات مربوط به توسعهٔ میدان‌ها، به‌ویژه از منظر ملاحظات زیست‌محیطی و اجتماعی، نسبت به مشارکت اقدام می‌نمایند. بنابراین هنگامی که موضوع مشارکت دولت و تصمیم‌گیری در خصوص اعمال این حق در پروژه و درنتیجه بحث استفاده از منابع عمومی برای سرمایه‌گذاری مطرح می‌شود، این مسئله باید در چارچوب اهداف کلی اقتصاد کلان و اولویت‌های مربوط به تخصیص منابع دولتی و نیز سایر اولویت‌های موردنظر دولت‌ها بررسی گردد.

نتیجه

تجزیه و تحلیل نظام مالی قراردادهای نفتی کشورهای بررسی‌شده نشان داد که کشورهای تولیدکنندهٔ نفت و گاز، بسته به شرایط اقتصادی و اهداف و سیاست‌های کلان مالی و توسعه‌ای خود، اولویت‌های متفاوتی را در قراردادهای نفتی دنبال می‌کنند. کشورهایی با اقتصاد وابسته به درآمدهای نفتی، به‌دنبال دریافت زودهنگام سهم قابل‌توجهی از درآمدهای پروژه‌های نفتی هستند. ازاین‌رو به‌کارگیری شروط مربوط به بهرهٔ مالکانه و انواع پذیره‌هایی با مبالغ بالا که درآمدهای مشخصی را از مراحل اولیهٔ شروع پروژه برای دولت ایجاد می‌کند، مورد توجه این کشورها قرار دارد. موضوع الزام شرکت‌های نفتی بین‌المللی از سوی دولت‌های یادشده به پرداخت انواع مالیات‌های محلی با هدف توسعه‌بخشی مناطق محروم، از دیگر مواردی است که نمود آن در شروط مالی قراردادهای کشورهای درحال توسعه مشهود است. همچنین در این کشورها به دلیل ضعف‌های نظارتی و کنترلی دولت، به‌کارگیری نظام‌های مالی شفاف با مبانی محاسباتی ساده رایج‌تر است. ازاین‌رو، ترتیبات مبتنی بر اخذ مالیات‌های متعدد ساده، بهرهٔ مالکانه بر اساس نرخ‌های ثابت و مشخص، مالیات بر سودهای بادآورده مبتنی بر قیمت، تعیین سقف بازیافت هزینه‌ها، پرداخت حق‌الزحمهٔ مبتنی بر تولید هر بشکه نفت و ..... در قراردادهای نفتی کشورهای یادشده به شکل گسترده‌تری مورد استفاده قرار گرفته است.

درمقابل، تمرکز اصلی کشورهای توسعه‌یافته در تنظیم قراردادهای نفتی، دستیابی به سود حداکثری از منافع پروژه در شرایط مختلف اقتصادی (به‌جای توجه به ترتیبات مالی با امکان دسترسی زودتر به درآمدهای نفتی) ازجمله انواع مالیات‌ها همچون مالیات بر شرکت، مالیات بر سودهای بادآورده، و مالیات‌های خاص، از طریق به‌کارگیری انواع ترتیبات مالی متنوع و نسبتا پیچیده با هدف ملحوظ نمودن متغیرهای تأثیرگذار در این حوزه و نیز توجه به سایر ملاحظات

www.SID.ir

Archive of SID

همچون مسائل زیست‌محیطی است.

از سوی دیگر، مقایسهٔ قراردادهای نفتی کشورهای بررسی‌شده با قراردادهای جدید ایران حاکی از آن است که برخی از ترتیبات و ظرفیت‌های قراردادی ازجمله انواع پذیره‌ها شامل پذیرهٔ امضای قرارداد، پذیرهٔ اکتشاف، پذیرهٔ تولید و ...، با توجه به شرایط اقتصادی کشور و به‌منظور دسترسی به منابع درآمدی طی مراحل مختلف پروژه، قابلیت به‌کارگیری در قراردادهای IPC را داراست. به‌ویژه پذیره‌هایی با مبالغ بالا که در زمان امضای قرارداد قابل پرداخت می‌باشند، با توجه به شرایط سیاسی و اقتصادی کشور می‌توانند صرف نظر از جنبه‌های درآمدی، به‌عنوان یک عامل بازدارنده برای شرکت‌های نفتی بین‌المللی به منظور فسخ قراردادهای منعقده عمل نمایند. چنانچه در صورت پیش‌بینی چنین پذیره‌ای در قرارداد سال ۱۳۹۶ش با شرکت توتال فرانسه و CNPC چین در طرح توسعهٔ فاز ۱۱ پارس جنوبی، این موضوع می‌توانست مانع از خروج سریع و راحت شرکت‌های یادشده به بهانهٔ شرایط تحریم گردد. همچنین به‌منظور کاهش عدم انگیزهٔ سرمایه‌گذاران در خصوص پرداخت پذیره می‌توان در قراردادهای نفتی امکان بازیافت مبالغ پذیره‌های پرداختی به‌عنوان هزینه‌های نفتی پس از شروع تولید را پیش‌بینی نمود که در این صورت به‌نوعی کارکردی مشابه با نقش بازدارندگی وجه التزام ((Liquidated Damages (LD) برای پذیره‌ها نیز متصور خواهد بود.

به‌علاوه به‌کارگیری انواع مالیات‌ها ازجمله مالیات بر درآمد و یا مالیات بر ارزش افزوده در قراردادهای IPC همچون قراردادهای بیع متقابل با رویکرد مدیریت بهینهٔ جریان‌های درآمدی در شرایط مختلف اقتصادی پروژه و نوسانات قیمت نفت‌خام (و نه صرفا عمل به یک الزام قانونی)، بنا به دلایلی مغفول مانده که با تبیین سازوکارهای قراردادی و مالی مربوطه (همچون قراردادهای کشور عراق) می‌توان نسبت به بهینه‌سازی منافع قراردادی و استفاده از آن به‌عنوان ابزار کنترلی درآمدهای پیمانکار اقدام نمود. همچنین از ترکیب این عنصر با مکانیزم قیمت‌های انتقالی می‌توان برای تشویق شرکت‌های نفتی به‌منظور تکمیل زنجیرهٔ ارزش افزوده و توسعهٔ صنایع پایین دست نفت و گاز در راستای سیاست‌های اقتصاد مقاومتی نیز بهره برد.

منابع و مآخذ

۱. فارسی

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

۲. حاتمی، علی و کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳)، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و

www.SID.ir

Archive of SID

قراردادهای سرمایه‌گذاری، تهران: انتشارات تیسا.
۳. دیباوند، هادی و همکاران (۱۳۹۷)، «مقایسهٔ ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعهٔ موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی»، پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران، سال هفتم، ش ۲۶.
۴. رستمی، ولی و رنجبر، احمد (۱۳۹۴)، «ابعاد حقوقی مالیات بر نفت و گاز»، فصلنامهٔ مطالعات حقوق انرژی، دورهٔ ۱، ش ۱.
۵. شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳)، حقوق نفت و گاز، چ ۲، تهران: انتشارات میزان.
۶. صاحب هنر، حامد؛ لطفی‌پور، محمدرضا؛ هوشمند، محمود؛ فیضی، مهدی (۱۳۹۶)، «مقایسهٔ تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC): مطالعهٔ موردی میدان آزادگان جنوبی»، فصلنامهٔ نظریه‌های کاربردی اقتصاد، سال چهارم، ش ۱.
۷. عامری، فیصل و شیرمردی دزکی، محمدرضا (۱۳۹۳)، «قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولیدکنندهٔ نفت: تحلیلی بر مالکیت نفت، نظارت و مدیریت دولت میزبان و رژیم مالی قرارداد»، فصلنامهٔ پژوهش حقوق خصوصی، سال دوم، ش ۶.
۸. فرخی، علی و عباییان، مهراس (۱۳۹۷)، «مطالعهٔ مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید (IPC) و بیع متقابل: نمونهٔ موردی میدان نفتی در بلوک اناران»، فصلنامهٔ مطالعات راهبردی سیاست‌گذاری عمومی، دوره ۸، ش ۲۷.
۹. قنبری جهرمی، محمدجعفر و اصغریان، مجتبی (۱۳۹۴)، «مطالعهٔ تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدماتی نفتی عراق و ایران»، مطالعات حقوق تطبیقی، دورهٔ ۶، ش ۲.
۱۰. کاظمی نجف‌آبادی، عباس (۱۳۹۳)، آشنایی با قراردادهای نفتی، تهران: انتشارات شهر دانش.
۱۱. کاظمی نجف‌آبادی، عباس و بابایی، حامد (۱۳۹۶، الف)، قراردادهای اکتشاف و تولید در صنعت نفت و گاز، تهران: انتشارات شهر دانش.
۱۲. کاظمی نجف‌آبادی، عباس و شیرانی، ساعد (۱۳۹۶، ب)، قراردادهای نفتی بین‌المللی، تهران: انتشارات شهر دانش.
۱۳. کهن هوش‌نژاد، روح‌اله؛ منظور، داوود؛ امانی، مسعود (۱۳۹۷)، «تحلیل مقایسه‌ای رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران (IPC)؛ مطالعهٔ موردی میدان آزادگان»، فصلنامهٔ پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی، سال بیست و ششم، ش ۸۵.
۱۴. منصوریان، تالین (۱۳۹۳)،«بررسی تطبیقی قراردادهای خدماتی عراق و قراردادهای مشارکت در تولید منطقهٔ کردستان»، ماهنامهٔ اکتشاف و تولید نفت و گاز، ش ۱۱۴.

www.SID.ir

Archive of SID

۲. انگلیسی

15. Agalliu, Irena (2011), Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System, IHS Cambridge Energy Research Associates, Massachusetts, US Department of the Interior.
16. Ahmed, Muhammad and ezaei-Gomari, Sina (2018), "Economic Feasibility Analysis of Shale Gas Extraction from UK's Carboniferous Bowland-Hodder Shale Unit", Resources, Vol. 8, No. 5, p.1-17.
17. Ashong, Marcia (2010), Cost Recovery In Production Sharing Contracts: Oportunity For Striking It Rich Or Just Another Risk Not Worth Bearing?, EPMLP Annual Review, University of Dundee.
18. Bishop, Grant and Shah, Anwar (2008), Fiscal Federalism and Petroleum Resources in Iraq, Andrew Young School of Policy Studies, Georgia State University, Atlanta, Georgia.
19. Blake, A. and Roberts, M. (2006), "Comparing Petroleum Fiscal Regimes Under Oil Price Uncertainty", Resources Policy, Vol. 31, No. 2, p. 95-105.
20. B. Strong, Christopher (2018), The Oil and Gas Law Review, Law Business Research Ltd., London, Six Edition.
21. Calder, Jack (2014), Administering Fiscal Regimes for Extractive Industries (Handbook), International Monetary Fund, Publication Services.
22. Cameron, Peter D. and Stanley, Michael C. (2017), *Oil, Gas and Mining: A Sourcebook For Understanding The Extractive Industries*, International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank.
23. Carlos Boué, Juan and Wright, Philip (2010), A Requiem For The UK's Petroleum Fiscal Regime, UK Energy Policy and the End of Market Fundamentalism, Oxford University Press, p. 39-86.
24. Cottarelli, Carlo (2015), Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation, Fiscal Affairs Department, International Monetary Fund.
25. Daniel, Philip, Grote, Martin, Harris, Peter and Shah, Alpa (2015), *Fiscal Regimes For Mining And Petroleum: Oportunities And Challenges*, International Monetary Fund, Publication Services.
26. Diouf, Awa & Laporte, Bertrand (2017), Oil Contracts and Government Take: Issues For Senegal and Developing Countries, Fondation pour les études et recherches sur le dévelopement in ternational, Working Paper 209.
27. Dongkun, Luo & Na, Yan 2010), "Assessment of Fiscal Terms of International Petroleum Contracts", Petroleum Exploration and Development, Vol. 37, No. 6, p. 756-762.
28. E. Smith. Ernest & at al.(2010). Material on International Petroleum Transaction. Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
29. Ernst & Young (EY) Global Limited (2018), Global oil and gas tax guide,

www.SID.ir

Archive of SID

available at: https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-global-oil-and-gas-tax-guide/$FILE/ey-global-oil-and-gas-tax-guide.pdf.
30. Goldsworthy, Brenton and Zakharova, Daria (2010), Evaluation of the Oil Fiscal Regime in Russia and Proposals for Reform, IMF Working Paper, European and Fiscal Affairs Departments.
31. Hogan, Lindsay and Goldsworthy, Brenton (2010), International mineral taxation: Experience and issues, in Philip Daniel, Michael Keen and Charles McPherson (eds), The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, International Monetary Fund (IMF), Routledge, p. 122-162.
32. Johnston, Daniel & Johnston, David (2015), Fundamental Petroleum Fiscal Considerations, The Oxford Institute for Energy Studies, p. 1-14.
33. Kaiser, Mark J. & Pulsipher, Allan G. (2004), Fiscal System Analysis: Concessionary and Contractual Systems used in Offshore Petroleum Arrangements, Coastal Marine Institute, Louisiana, US Department of the Interior.
34. Karasalihović-Sedlar, Daria, Barbir, Goran & Brkić, Vladislav (2017), "Types of fiscal Regime in Hydrocarbon Exploration and Production", The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin, p. 45-53.
35. Kellas, Graham (2010), Natural gas: Experience and issues, in Philip Daniel, Michael Keen and Charles McPherson (eds), The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, International Monetary Fund (IMF), Routledge, p. 163-183
36. KPMG Auditores Independentes (2016), A Guide to Brazilian Oil & Gas Taxation, KPMG International Cooperative.
37. Lund, Diderik (2014), "State participation and taxation in Norwegian petroleum: Lessons for others?", Energy Strategy Reviews, p. 1-6.
38. Martins, Jose Roberto (2018), Latin America Oil & Gas Handbook, Baker McKenzie.
39. Mazeel, Muhammed (2010), Petroleum Fiscal Systems and Contracts, Hamburg, Diplomica Verlag.
40. Mehdi, Ahmed (2018), Iraqi Oil: industry evolution and short and medium-term prospects, Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford.
41. Meurs, Pedro van (2016), Government Fiscal Strategies under Low Oil Prices and Climate Change, 3rd Government Oil and Gas Summit, London, UK
42. Mommer, Bernard (2001), Fiscal Regimes and Oil Revenues in the UK, Alaska and Venezuela, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 27.
43. Morse KCB, Amyas (2019), Oil and gas in the UK – offshore decommissioning, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, HM Revenue & Customs, HM Treasury.
44. Mullins, Peter (2010), International tax issues for the resources sector, in Philip Daniel, Michael Keen and Charles McPherson (eds), The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, International Monetary Fund

www.SID.ir

Archive of SID

(IMF), Routledge, p. 378-402
45. Nakhle, C. (2010), Petroleum Fiscal Regimes: Evolution and Challenges, in Philip Daniel, Michael Keen and Charles McPherson (eds), The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, International Monetary Fund (IMF), Routledge, p. 89-121
46. Oil Contracts Restructuring Committee (OCRC) (2014). New Model: Iranian Petroleum Contract (IPC), Tehran, Iran.
47. Okwesa, Ona (2013), Analysis of the Legal Framework for Investment Promotion and Protection in the Oil and Gas Industry (with Illustrative Study of Regimes Implemented in Venezuela, Nigeria and the United Kingdom), Master Thesis in Oil and Gas Law, Aberdeen university, United Kingdom.
48. Readhead, Alexandra, Mulé, Daniel and Op de Beke, Anton (2018), Government Audits of Oil & Gas Project Costs to Maximize Revenue Collection, Oxfam GB for Oxfam International.
49. Sabitova, Nadia and Shavaleyeva, Chulpan (2015), "Oil and Gas Revenues of the Russian Federation: Trends and Prospects", Procedia Economics and Finance, No. 27, p. 423 – 428
50. Samuelsen, Jan (2018), A Guide to Norwegian Petroleum Taxation, KPMG Law Advokatfirma SA.
51. Serova, Dina (2015), Petroleum Fiscal System Design and Cost-Related Incentives in Oil and Gas Projects: A Comparative Study of UK, Norway, Indonesia and China, Master Thesis, Norwegian School of Economics, Bergen.
52. Stevens, Paul (2011), "Contractual Arrangements and Revenue Management: The UK/Scotland and Norwegian Experience", Global Governance, Vol. 17, No. 2, p. 149-153.
53. Tordo, Silvana (2007), *Fiscal Systems for Hydrocarbons (Design Issues)*, World Bank Working Paper, No. 123, p. 1-46.
54. Tordo, Silvana, Johnston, David, and Johnston, Daniel (2010), Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues, World Bank Working Paper no. 179.
55. Smith, Ernest E. & et al (2010), Materials on International Petroleum Transactions, Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
56. Tsalik, Svetlana and Schiffrin, Anya (2005), Covering Oil: A Reporter's Guide to Energy and Development, Open Society Institute.

www.SID.ir