

بررسی مقایسه‌ای چارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی

حمیدرضا نیکبخت فینی^۱؛ محمود باقری^۲؛ الهه قربانی^{۳*}

۱. استاد دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی

۲. دانشیار دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران

۳. دانشجوی دکتری دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه شهید بهشتی

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۰۹/۲۲؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۱۱/۲۴

چکیده

در نتیجه انعقاد و اجرای چندین قرارداد بیع متقابل در طول نزدیک به سه دهه در پروژه‌های صنعت نفت و گاز کشور، ایرادهای این چهارچوب قراردادی، به ویژه از دیدگاه شرکت‌های بین‌المللی خارجی آشکار شده است. تخصیص نیافتن سهمی از نفت و گاز تولیدی به پیمانکار و در نتیجه، طرح ابهامات در خصوص امکان شناخت ذخایر موضوع قرارداد، کوتاه بودن مدت این قراردادها و عدم مشارکت شرکت‌های نفتی در مرحله تولید و نامقبول بودن رژیم مالی این قرارداد برای شرکت‌های بین‌المللی خارجی، به عنوان بخشی از این ایرادات همواره مورد اشاره طرف‌های خارجی قراردادهای شرکت ملی نفت ایران بوده است. در راستای حل ایرادات مطروحه در خصوص قرارداد بیع متقابل و جذب منابع مالی به پروژه‌های نفت و گاز کشور، قرارداد جدید نفتی ایران^۱ از سوی شرکت ملی نفت ایران معرفی شد. مقاله پیش رو به بررسی تطبیقی قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران در زمینه‌های مالکیت، شناخت ذخایر و سیستم مالی می‌پردازد و سرانجام به این نتیجه می‌رسد که مالکیت ذخایر نفت و گاز و نیز نفت و گاز تولیدشده در قرارداد جدید، همچون بیع متقابل به پیمانکار منتقل نمی‌شود. همچنین، مطابق دستورالعمل PRMS^۲، پیمانکار قرارداد نفتی ایران نیز مشابه پیمانکار قرارداد بیع متقابل، قادر به شناخت ذخایر نفت و گاز موضوع قرارداد است. همچنین، صرف نظر از اعمال پاره‌ای اصلاحات در سیستم مالی قرارداد جدید، همچنان می‌توان ایراداتی به آن وارد کرد.

واژگان کلیدی

بیع متقابل، رژیم مالی، شناخت ذخایر، قرارداد نفتی ایران (IPC)، مالکیت.

* E-mail: elaheh.ghorbani@gmail.com

1. Iran Petroleum Contract.

2. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (PRMS).

مقدمه

هرچند قراردادهای بیع متقابل به عنوان قراردادهایی با خطرپذیری کم، هزینه اندک و نرخ بازگشت سرمایه کمابیش خوب (حدود بیست درصد) در دنیا مطرح شده‌اند (Bindeman, 1999: 81)، اما با گذشت زمان، ایرادات پرشماری از سوی شرکت‌های نفتی بین‌المللی در مورد آنها مطرح شد و سرانجام ریسک بالای پروژه‌های صنعت نفت و گاز و ضرورت تأمین منابع مالی آنها، موجب شد که شرکت ملی نفت ایران در قرارداد بیع متقابل بازرنگری کند. تغییراتی که با نام نسل‌های مختلف بیع متقابل از آنها نامبرده می‌شود، اگرچه به بهبود ساختار این قراردادها انجامید، همچنان سرمایه‌گذاران خارجی را با چالش‌های جدی روبه‌رو ساخت و همین امر در کنار اعمال تحریم‌ها علیه جمهوری اسلامی ایران، حضور سرمایه‌گذاران خارجی را در صنعت نفت و گاز ایران در سال‌های اخیر کم‌رنگ نمود.

از این رو، وزارت نفت در راستای رفع چالش‌های پیش‌گفته و در اجرای قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱/۲/۱۹، به معرفی قرارداد جدیدی با عنوان قرارداد نفتی ایران اقدام کرد و هیئت وزیران به استناد جزء (۳) بند «ت» ماده ۳ و ماده ۷ قانون مزبور، شرایط عمومی، ساختار و الگوی این قرارداد را طی تصویب‌نامه شماره ۵۳۳۶۷/ت/۵۷۲۲۵ ه مورخ ۱۳۹۵/۵/۱۶ به تصویب رسانید. قرارداد نفتی ایران نیز بر اساس مفاد تصویب‌نامه فوق که اجرای آن برای شرکت ملی نفت ایران الزام‌آور است، تهیه شده است.

مقاله پیش رو که با استفاده و ارجاع به مفاد تصویب‌نامه پیش‌گفته نوشته شده است، پس از معرفی اختصاری قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران، به تبیین و توضیح مباحث مالکیت نفت و گاز تولیدی، شناخت ذخایر نفت و گاز، نظام مالی قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران می‌پردازد و سرانجام به این نتیجه می‌رسد که اگرچه قرارداد نفتی ایران نسبت به قرارداد بیع متقابل دارای مزایایی است، اما همچنان می‌توان ملاحظاتی را نسبت به آن مطرح کرد.

۱. معرفی اختصاری بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران

بیع متقابل به عنوان یکی از انواع روش‌های تجارت متقابل (شیروی، ۱۳۸۳: ۱۶) و قرارداد خدمت^۱، به قراردادی گفته می‌شود که بازپرداخت خدمات پیمانکار پس از بهره‌برداری از طرح و آغاز تولید از محل درآمد ناشی از فروش تمام یا بخشی از محصولات تولیدی آن طرح انجام می‌گیرد. قرارداد خدمت به دو دسته قرارداد خدمت ریسک‌پذیر^۲ و قرارداد خدمت بدون ریسک^۳ تقسیم می‌شود. تفاوت میان این دو قرارداد در این است که آیا دستمزد پیمانکار براساس منافع پرداخت می‌شود یا خیر. قرارداد خدمت بدون ریسک بسیار نادر است و براساس آن، پیمانکار از طرف دولت، فعالیت‌های اکتشاف و یا تولید را در ازای دستمزد مشخص انجام می‌دهد و تمامی ریسک را دولت می‌پذیرد (Johnston, 22: 1994). یک قرارداد خدمت بدون ریسک، تمامی هزینه‌ها و ریسک‌های تولید غیر تجاری و یا عدم دستیابی به تولید^۴ را به عهده کشور میزبان می‌گذارد و عموماً به ارائه‌دهندگان خدمات، سهمی از تولید را برای جبران هزینه‌های متقبل شده اختصاص نمی‌دهد (William, 2016: 287). مطابق یک قرارداد خدمت ریسک‌پذیر، پیمانکار ریسک و سرمایه مورد نیاز برای یافتن و تولید نفت و گاز را در مقابل یک دستمزد پولی^۵ که براساس ارزش تولید و یا منافع آن^۶ محاسبه می‌شود، دریافت می‌کند. از میان دو نوع قرارداد خدمت پیش‌گفته، صرفاً قرارداد خدمت ریسک‌پذیر به عنوان قراردادی بالادستی در نظر گرفته می‌شود.

استفاده از قرارداد خدمت ریسک‌پذیر در ایران پیشینه‌ای طولانی دارد. در واقع، نخستین قرارداد از این نوع، براساس قانون مربوط به تفحص و اکتشاف و استخراج نفت در سراسر کشور و فلات قاره موسوم به قانون نفت مصوب ۱۳۳۶ بین گروه نفتی فرانسوی اراپ و شرکت ملی نفت ایران^۷ در سال ۱۳۴۵ منعقد شد. براساس ماده ۲ قانون مزبور: «شرکت ملی نفت ایران می‌تواند به منظور اجرای مقررات این قانون با هر شخصی، اعم از ایرانی و

1. Service contract.
2. Risk service contract.
3. Pure service contract.
4. Risks of non-discovery and nonproduction.
5. Monetary fee.
6. Value of production or its profits.

۷. در این مقاله از این پس، شرکت ملی نفت ایران به اختصار شرکت نفت نامیده می‌شود.

خارجی که صلاحیت فنی و مالی او محرز باشد، مذاکره و هر گونه توافقی را که مقتضی بداند بر اساس مقررات و مصراحت این قانون و سایر شرایطی که مخالف با قوانین کشور نباشد به عمل آورده و موافقت‌نامه مربوطه را تنظیم، امضا و به هیئت وزیران تقدیم نماید که در صورت تأیید برای تصویب به مجلسین تقدیم گردد». قانون مزبور هیچ گونه محدودیتی در انتخاب نوع قرارداد بالادستی برای شرکت نفت مقرر نکرد و از این رو، قراردادهای سرمایه‌گذاری متعدد با مشارکت شرکت نفت و نیز قراردادهای خدمت پرشماری منعقد گردید.^۱ سپس در سال ۱۳۵۳ شمسی، قانون نفت جدید تصویب شد و به موجب آن سرمایه‌گذاری خارجی در بخش‌های بالادستی انحصاراً براساس قرارداد پیمانکاری اجازه داده شد. پس از انقلاب، استفاده از قرارداد بیع متقابل از سوی شرکت نفت آغاز شد. در سالیان متوالی استفاده از این چهارچوب قراردادی در ایران و حسب تجربیات شرکت نفت و ایراداتی که از سوی سرمایه‌گذاران خارجی مطرح شد، چهارچوب و تعهدات قراردادی بیع متقابل دستخوش تغییراتی شد که در نتیجه به تهیه و تدوین سه نسل مختلف قرارداد بیع متقابل انجامید:

• نسل اول: بعد از انقلاب اسلامی، چهارچوب قرارداد بیع متقابل، نخستین بار در بند «ح» تبصره ۲۹ قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران مصوب ۱۳۳۸/۱۱/۱۱^۲ مورد اشاره قرار گرفت. براین اساس، از اوایل دهه ۱۳۷۰، قراردادهای خدماتی مورد استفاده در فعالیتهای اکتشافی و توسعه‌ای طرح‌های نفت و گاز کشور براساس دوگونه قرارداد کاملاً مستقل، شامل قراردادهای خدمت کاملاً ریسک پذیر

۱. برای اطلاع از مفاد تمامی قراردادهای سرمایه‌گذاری با مشارکت شرکت نفت و نیز قراردادهای خدمت منعقد قبل از انقلاب، ر.ک: مجموعه قوانین و مقررات نفت، گاز و پتروشیمی (سه جلدی)، امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۱.

۲. «به شرکت ملی نفت ایران اجازه و اختیار داده می‌شود، به منظور تأمین گاز مورد نیاز برای مصارف داخلی و صادرات و بهره‌برداری از میدین‌گازی پارس و پارس جنوبی (مشترک با قطر) با ضمانت بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، قراردادهای لازم با شرکت‌های ذی‌صلاح خارجی را تا حداکثر مبلغ سه میلیارد و دویست میلیون (۳,۲۰۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار منعقد نماید؛ به نحوی که بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری از محل تولیدات میدین فوق صورت گیرد».

بررسی مقایسه‌ای چهارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی... ۵۵۱

برای فعالیت‌های اکتشافی و قراردادهای بیع متقابل برای فعالیت‌های توسعه‌ای تنظیم شد (خالقی، ۱۳۹۱: ۳۸).

در قرارداد اکتشافی، پس از انجام تمامی فعالیت‌های اکتشافی، در صورت کشف میدان تجاری^۱، بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار انجام می‌شود، وگرنه قرارداد خاتمه یافته و هیچ‌یک از هزینه‌های پیمانکار بازپرداخت نمی‌شود. گفتنی است که در این نسل از قراردادهای بیع متقابل، حتی در فرض کشف تجاری میدان، شرکت نفت ملتزم به انعقاد قرارداد توسعه با پیمانکار قرارداد اکتشافی نبود.

از ویژگی‌های عمده قرارداد توسعه، تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای بود؛ به گونه‌ای که هزینه‌های مذکور جز در صورت انجام کارهای اضافی قابل تغییر نبود. همچنین، طرح جامع توسعه^۲ از سوی پیمانکار تهیه و به تصویب شرکت نفت می‌رسید (خالقی، ۱۳۹۱: ۴۳).

• نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه^۳ که در راستای اجرای بند «ف» تبصره ۲۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۲ کل کشور^۴، بند «ی» تبصره ۲۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۳ کل

۱. برای محاسبه تجاری شدن میدان، کلیه مخارج اکتشاف (شامل فعالیت‌های توصیف) و برآورد هزینه‌ها برای توسعه میدان شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای، بانکی و حق‌الزحمه پیمانکار با توجه به نرخ بازگشت سرمایه (ROR) و همچنین هزینه‌های عملیاتی تولید از یک طرف (به عنوان عامل منفی) و درآمدهای ناشی از فروش کلیه هیدروکربورهای کشف‌شده میدان طی یک دوره پانزده‌ساله با قیمت توافقی بین شرکت نفت و پیمانکار از طرف دیگر (به عنوان عامل مثبت) مشخص می‌گردد و این دو عامل در یک رابطه جبری با مدنظر قرارداد نرخ تنزیل معمولاً سی درصد محاسبه و چنانچه حاصل این رابطه جبری، صفر یا مثبت باشد، میدان تجاری شناخته می‌شود.

2. Master Development Plan (MDP).

3. Integrated exploration and development contracts.

۴. «در اجرای مواد (۸۵) و (۱۲۲) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران، در سال ۱۳۸۲ به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده می‌شود در کلیه مناطق کشور، از جمله مناطق توسعه‌نیافته مکران، جازمورین، سیستان، طبس و مغان به استثنای خزر (که براساس قانون خود عمل خواهد شد) و خلیج فارس و استان‌های خوزستان، ایلام، بوشهر، کهگیلویه و بویراحمد که عملیات اکتشافی مربوط به ریسک پیمانکار انجام و منجر به کشف میدان قابل تولید تجاری شود، تا سقف یک میلیارد (۱۰۰۰۰۰۰۰۰۰) دلار با تصویب شورای اقتصاد پس از تصویب شورای اقتصاد و مبادله موافقت‌نامه با سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، مرحله توسعه را به دنبال مرحله اکتشاف و از طریق عقد قرارداد با همان پیمانکار به روش بیع متقابل آغاز نماید. هزینه‌های اکتشافی (مستقیم و غیرمستقیم) در قالب قرارداد بیع متقابل که برای توسعه میدان منعقد می‌شود، منظور و به همراه هزینه‌های توسعه از محل فروش محصولات تولیدی همان میدان بازپرداخت خواهد شد. در صورتی که در پایان مرحله اکتشاف، میدان تجاری در هیچ نقطه‌ای از

کشور و بند «ج» تبصره ۲ قانون بودجه سال ۱۳۸۴ کل کشور برای عملیات اکتشاف و توسعه توأم و با یک پیمانکار منعقد گردید.

قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه، ترکیبی از قرارداد خدمت کاملاً خطرپذیر (در بخش فعالیت های اکتشافی) و قرارداد بیع متقابل (در بخش فعالیت های توسعه) است. در صورت عدم کشف میدان تجاری در پایان مرحله اکتشاف، قرارداد خاتمه یافته و هزینه های پیمانکار قابل بازپرداخت نبود.

حداقل هزینه های اکتشافی و توصیفی در طرح جامع اکتشاف^۱ و طرح جامع توصیف^۲ تعیین می گردید و در صورت توفیق پیمانکار در کشف میدان تجاری^۳، وی ضمن ارائه طرح جامع توسعه، هزینه های اجرای عملیات توسعه را نیز تعیین و برای تصویب به شرکت نفت ارائه می کرد. ریسک افزایش هزینه های سرمایه ای از سقف تعیین شده برعهده پیمانکار است.

• نسل سوم: قراردادهای توسعه و قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه که سقف هزینه های سرمایه ای پس از برگزاری مناقصات با حضور، مشارکت و تأیید شرکت نفت در زمانی معین پس از تنفیذ قرارداد تعیین می گردید. مجوز قانونی این نوع از قراردادهای بیع متقابل، ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران و متعاقباً بودجه سنواتی سال های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۹^۴ است.

منطقه کشف نشده باشد، قرارداد اکتشافی خاتمه خواهد یافت و طرف قرارداد حق مطالبه هیچ گونه وجوهی را نخواهد داشت».

1. Master Exploration Plan (MEP).

2. Master Appraisal Plan (MAP).

۳. تجاری قلمداد کردن یک میدان در قراردادهای نسل دوم با نسل اول دو تفاوت دارد؛ اول اینکه، در این قراردادها مدت زمان در نظر گرفته شده برای تولید و فروش به جای ۱۵ سال، ۲۰ سال است؛ دیگر اینکه، نرخ تنزیل به جای ۳۰ درصد، ۲۰ درصد تعیین می شد (خالقی، ۱۳۹۱: ۵۶).

۴. براساس بند ۴ تبصره ۲ قانون بودجه سال ۱۳۸۵، جزء (۱) بند «ج» تبصره ۲ قانون بودجه سال ۱۳۸۶، بند ۶ قانون بودجه سال ۱۳۸۷، جزء «الف» بند ۶ قانون بودجه سال ۱۳۸۸ و جزء «الف» بند ۳ قانون بودجه سال ۱۳۸۹ کل کشور، سهمیه باقی مانده تسهیلات مصوب به روش بیع متقابل در سال های قبل از قانون بودجه مربوطه به قوت خود باقی ماند. مطابق بند «ب» تبصره ۱۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۶، به وزارت نفت اجازه داده شد از طریق شرکت های دولتی تابعه ذی ربط برای توسعه میادین گازی پارس شمالی، گلشن و فردوس از طریق تسهیلات مالی خارجی یا بیع متقابل پس از تصویب شورای اقتصاد و مبادله موافقت نامه با سازمان مدیریت و برنامه ریزی اقدام نماید. همچنین، براساس

بررسی مقایسه‌ای چهارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی... ۵۵۳

در این قراردادها، چهارچوب اولیه طرح جامع اکتشاف، توصیف و توسعه توسط شرکت نفت تهیه می‌گردید و بر همین اساس، طرح کامل توسط پیمانکار تهیه و برای تصویب نهایی به شرکت نفت ارائه می‌شد.

همچنان که گذشت، وزارت نفت در اجرای قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱/۲/۱۹، به معرفی قرارداد جدیدی با عنوان قرارداد نفتی ایران اقدام کرد و هیئت وزیران به استناد جزء ۳ بند «ت» ماده ۳ و ماده ۷ قانون مزبور، شرایط عمومی، ساختار و الگوی این قرارداد را طی تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ ه مورخ ۱۳۹۵/۵/۱۶ به تصویب رسانید. قرارداد نفتی ایران موسوم به IPC، میان شرکت نفت و شرکت یا مشارکتی متشکل از شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی به عنوان پیمانکار جهت تأمین منابع مالی و انجام هر یک از عملیات اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری و اجرای طرح‌های بهبود^۱ و یا افزایش ضریب بازیافت^۲ یا همه آنها به صورت یکپارچه، منعقد می‌گردد.

ماده ۲ تصویب‌نامه هیئت وزیران، قراردادهای جدید نفتی ایران را به سه دسته تقسیم کرده است: الف) قراردادهای اکتشاف و در صورت کشف میدان یا مخزن تجاری، توسعه میدان یا مخزن و در ادامه، بهره‌برداری تا پایان مدت قرارداد. در این دسته از قراردادها، واگذاری عملیات توسعه و بهره‌برداری، به صورت پیوسته با عملیات اکتشاف در صورت کشف میدان یا مخزن تجاری توسط طرف دوم قرارداد و با در نظر گرفتن برنامه‌های برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز مجاز می‌باشد؛ ب) قراردادهای توسعه میدان یا مخزن کشف شده و در ادامه، بهره‌برداری از آن تا پایان مدت قرارداد؛ ج) قراردادهای انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت در میدان یا مخزن در حال

جزء ۴ بند «ه» تبصره ۱۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۵، جزء ۹ بند «ج» تبصره ۱۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۶، جزء «ط» بند ۷ قانون بودجه سال ۱۳۸۷، جزء «ط» بند ۷ قانون بودجه سال ۱۳۸۸ و جزء «ه» بند ۴ قانون بودجه سال ۱۳۸۹ کل کشور، بازپرداخت تعهدات سرمایه‌ای وزارت نفت از طریق شرکت‌های دولتی تابعه ذی‌ربط، از جمله طرح‌های بیع متقابل که به موجب قوانین مربوط قبل و بعد از اجرای قوانین فوق ایجاد شده و یا می‌شود، به عهده شرکت‌های یادشده، گذاشته شد.

1. Improved Oil Recovery (IOR).
2. Enhanced Oil Recovery (EOR).

بهره‌برداری بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه بهره‌برداری از آن تا پایان مدت قرارداد.

تمام هزینه‌های اجرای قرارداد شامل هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، غیر مستقیم، تأمین منابع مالی و بهره‌برداری توسط پیمانکار تأمین می‌شود و پس از دستیابی به اهداف مورد نظر قرارداد به همراه دستمزد پیمانکار از طریق تخصیص بخشی از محصولات میدان و یا عواید حاصل از اجرای قرارداد (حداکثر تا پنجاه درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آنها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه) بازپرداخت می‌شود.^۱

۲. مالکیت نفت و گاز تولیدی^۲

مالکیت ذخایر نفت و گاز، اعم از در جا^۳ و تولیدشده طی سالیان متوالی، محرک اصلی تدوین و معرفی قراردادهای جدید بوده است. قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید و خدمت از مهم‌ترین قراردادهای بالادستی متداول در صنعت نفت و گاز هستند که در آنها تعلق مالکیت ذخایر نفت و گاز و نفت و گاز تولیدشده به کشور میزبان و یا شرکت نفتی خارجی موجب تدوین سیستم‌های مالی قراردادی متفاوت شده است. انتقال مالکیت نفت و گاز از سوی کشورهای میزبان، عموماً با انگیزه جذب منابع مالی و تقسیم ریسک فعالیت‌های صنعت نفت و گاز با شرکت‌های نفتی انجام می‌گردد (Martin, 2009: 171).

در ایران، مالکیت منابع نفت و گاز همیشه در کنار واژه‌هایی همچون حاکمیت، مدیریت و کنترل قرار گرفته است.^۴ طی سالیان طولانی، باور عمومی و متخصصان حوزه

۱. بند «پ» ماده ۳ تصویب‌نامه.

۲. این مقاله در پی بررسی موضوع مالکیت منابع نفت و گاز نیست، بلکه به دنبال تعیین تکلیف در خصوص مالکیت نفت و گازی است که در نتیجه اجرای قرارداد، استخراج و تولید می‌شود.

3. Petroleum in situ.

۴. برای مطالعه در خصوص سیر تاریخی مالکیت منابع نفت و گاز در حقوق ایران، ر.ک:

Ghorbani, Elaheh. "Ownership of Petroleum Resources in Islam (Twelver Shia) and The Iranian law", Oil, Gas and Energy Law Intelligence, 2017.

صنعت نفت و گاز این بود که علت عدم پیشرفت و توسعه نیافتگی ایران صرفاً به دلیل عدم تعلق مالکیت ذخایر نفت و گاز به مردم و عدم برداشت و استخراج این منابع در راستای منافع ملی بوده است و به همین دلیل صنعت نفت و گاز ملی گردید و به مرور سعی بر استفاده از دیگر قالب‌های قراردادی شد (وزارت اطلاعات، ۱۳۵۲: ۴).

همان‌طور که پیش‌تر توضیح داده شد، بعد از پیروزی انقلاب اسلامی ایران در سال ۱۳۵۷، استفاده از قراردادهای بیع متقابل متداول گردید. در این قراردادها، استحقاق پیمانکار به دریافت هزینه‌ها و سود خود به پول تقویم می‌گردد و البته طرفین این قرارداد می‌توانند نسبت به فروش نفت و گاز به قیمت روز جهت استهلاک بدهی‌های شرکت نفت به پیمانکار توافق کنند (شیروی، ۱۳۹۳: ۳۶۷). گاهی نیز، یک قرارداد بلندمدت فروش نفت، گاز و یا میعانات گازی پیوست قراردادهای بیع متقابل است که حسب مورد به شرکت نفت این اختیار را می‌دهد و یا این شرکت را ملتزم می‌نماید که بازپرداخت هزینه‌های خدمات پیمانکار را از طریق تحویل نفت خام، گاز و یا میعانات گازی انجام دهد. بنابراین، افزون بر اینکه در بیع متقابل، مالکیت ذخایر نفت و گاز به پیمانکار منتقل نمی‌شود، وی همچنین هیچ‌گونه حقی نسبت به نفت و گاز تولیدشده در نتیجه اجرای قرارداد پیدا نمی‌کند و اگرچه ممکن است النهایه بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار با فروش نفت، گاز و یا میعانات گازی جبران شود، اما مالکیت پیمانکار به موارد گفته شده در نتیجه قرارداد فروش و نه بیع متقابل است.

در قرارداد نفتی ایران، حاکمیت و اعمال تصرفات مالکانه دولت جمهوری اسلامی ایران از طریق وزارت نفت بر منابع و ذخایر نفت و گاز طبیعی کشور مورد تصریح قرار گرفته است^۱ و پیمانکار متعهد است تمام عملیات نفتی را از تاریخ شروع قرارداد به

۱. توجه به این نکته ضروری است که مطابق اصل ۴۵ قانون اساسی، معادن (از جمله معادن نفت و گاز) جزء انفال و ثروت‌های عمومی است که در اختیار حکومت اسلامی است تا بر طبق مصالح عامه نسبت به آنها عمل نماید. همچنین مطابق ماده ۲ قانون نفت مصوب ۱۳۶۶ اصلاحی مصوب ۱۳۹۰: «کلیه منابع نفتی جزء انفال و ثروت‌های عمومی است. اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی بر منابع مذکور به نمایندگی از طرف حکومت اسلامی بر عهده وزارت نفت است». بنابراین، اشاره به اینکه «نفت، گاز یا میعانات گازی و دیگر مواد موجود در مخازن موضوع قرارداد کلاً متعلق به جمهوری اسلامی ایران است» در تصویب‌نامه هیئت وزیران به لحاظ حقوقی جای تأمل دارد.

نام و از طرف کارفرما انجام دهد. همچنین، کلیه اموال، اعم از ساختمان ها، کالاها، تجهیزات، چاهها و تأسیسات روزمینی و زیرزمینی از تاریخ شروع قرارداد^۱ متعلق به کارفرماست.

با این حال، از زمان شروع بهره‌برداری در مورد طرح‌های جدید و یا به نتیجه رسیدن تولید اضافی ناشی از عملیات پیمانکار در طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت، افزون بر توسعه، عملیات تولید و بهره‌برداری از تأسیسات نیز، توسط پیمانکار انجام می‌گردد و به وزارت نفت اجازه داده شده است که مدت قرارداد را متناسب با زمان مورد نیاز اجرای طرح‌ها و حداکثر به مدت بیست سال از تاریخ شروع عملیات توسعه در نظر بگیرد. در خصوص قراردادهای یکپارچه اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری، دوره اکتشاف حسب مورد به مدت قرارداد اضافه می‌شود.^۲

تولید و بهره‌برداری، با حفظ مسئولیت‌های پیمانکار، توسط یک شرکت ایرانی که صلاحیت حرفه‌ای آن به تأیید شرکت نفت رسیده است، انجام می‌شود. البته در خصوص میدان‌ها یا مخزن‌های در حال تولید و بهره‌برداری، در صورتی که شرکت نفت برای مرحله بهره‌برداری، انجام عملیات بهره‌برداری را با مشارکت یکی از شرکت‌های تابعه خود ضروری بداند و این موضوع به تأیید وزارت نفت نیز برسد، بین پیمانکار و شرکت تابعه شرکت نفت یک موافقت‌نامه عملیاتی مشترک^۳ امضا می‌شود. عملیات بهره‌برداری با حفظ مسئولیت پشتیبانی و نظارت کامل فنی، مالی، حقوقی و تخصصی پیمانکار، همراه با تأمین تجهیزات، قطعات و مواد مصرفی لازم توسط وی، به صورت مشترک انجام می‌شود. شرکت تابعه متعهد است در بهره‌برداری از تأسیسات موضوع قرارداد، کلیه دستورالعمل‌های فنی، حرفه‌ای و برنامه‌های عملیاتی پیمانکار را رعایت و اجرا کند.^۴

۱. نظر به اینکه عموماً احداث ساختمان‌ها و تأسیسات و یا خرید کالاها و تجهیزات پس از تاریخ شروع قرارداد و در حین اجرای قرارداد انجام می‌شود، بالتبع مالکیت شرکت نفت پس از احداث و یا خرید حسب مورد (و نه الزاماً تاریخ شروع قرارداد) محقق می‌شود.

۲. ماده ۷ تصویب‌نامه.

3. Joint Operating Agreement.

۴. بند «الف» ماده ۱۱ تصویب‌نامه.

مبنای تعیین دستمزد پیمانکار در هر پروژه، تولید هر بشکه نفت اضافه بر خط پایه^۱ در میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی و هر هزار فوت مکعب استاندارد گاز یا هر بشکه میعانات گازی اضافه بر خط پایه در میدان‌ها یا مخزن‌های گازی است. این دستمزد با هدف ایجاد انگیزه برای به‌کارگیری روش‌های بهینه در اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری حسب شرایط هر طرح، شناور و تابع عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان یا مخزن و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی بوده و متناسب با قیمت‌های بین‌المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین می‌شود و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد پرداخت خواهد شد.

در قرارداد نفتی ایران، مالکیت منابع نفت و گاز به پیمانکار منتقل نمی‌شود و چنانچه در قرارداد پیش‌بینی شود که بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد پیمانکار از طریق تخصیص نفت و یا گاز انجام شود، مالکیت آنها صرفاً در نقطه تحویل و براساس قرارداد فروش ضمیمه قرارداد نفتی ایران به پیمانکار منتقل می‌شود.

لازم به یادآوری است که اگرچه بازپرداخت کلیه هزینه‌ها و پرداخت دستمزد پیمانکار از طریق تخصیص بخشی از محصولات میدان و یا عواید حاصل از تولیدات میدان^۲ انجام می‌شود و دستمزد پیمانکار براساس میزان تولید مشخص می‌شود، باید در نظر داشته باشیم که پیمانکار قرارداد نفتی ایران، صرفاً متعهد به انجام خدماتی برای شرکت نفت است و النهایه بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد خود را به صورت نفت، گاز و یا عواید آن دریافت می‌کند. قرارداد نفتی ایران یک قرارداد خدمت حاوی حق خرید نفت و گاز است که صرفاً به صورت ظاهری مشابه قرارداد مشارکت در تولید است اما با توجه به اینکه این حق صرفاً محدود به بازپرداخت هزینه‌ها با نرخ بازگشت سرمایه ثابت و مقید به زمان مشخص است، نمی‌تواند در نهایت این قرارداد را تحت شمول قراردادهای مشارکت در تولید قرار دهد (Smith & others, 2010: 487). در واقع، در قرارداد مشارکت در تولید،

۱. خط پایه تخلیه عبارت است از خط یا منحنی فرآیند تخلیه میدان یا مخزن با منظور کردن تأسیسات موجود و در حالت عدم اجرای طرح‌های جدید، بهبود یا افزایش ضریب بازیافت که مورد پذیرش شرکت نفت و پیمانکار قرار می‌گیرد و به عنوان خط پایه تخلیه در قرارداد تعریف می‌شود (بند «ع» ماده ۱ تصویب‌نامه).

2. Proceeds of oil and gas.

پیمانکار هیچ حق مالکانه^۱ و یا حق برخورداری از عواید^۲ را نسبت به نفت درجا^۳ پیدا نمی‌کند اما پس از کشف تجاری میدان و پس از پرداخت بهره مالکانه^۴، درصدی از تولیدات میدان تحت عنوان نفت هزینه^۵ برای بازپرداخت هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای به وی تخصیص می‌یابد و باقیمانده آن تحت عنوان نفت سود^۶ بین دولت میزبان و پیمانکار به نسبت و درصد مشخص تقسیم می‌شود و مالکیت پیمانکار نسبت به نفت هزینه و نفت سود در یک نقطه مشخص که ممکن است در سرچاه یا در پایانه صادراتی یا هر نقطه مورد توافق دیگر باشد، محقق می‌شود (ibid: 487).

۳. شناخت ذخایر نفت و گاز

شناخت ذخایر نفت و گاز^۷ که از آن به عنوان رزرو ذخایر نفت و گاز^۸ نیز یاد می‌شود، از جمله موضوعاتی است که ممکن است با بحث‌هایی همچون عقد وثیقه و رهن در علم حقوق مشتبه شوند.^۹ در آغاز بحث می‌بایست به چند نکته اشاره کرد: اولاً، شناخت ذخایر و یا رزرو آنها از موضوعاتی است که در علم حسابداری مطرح می‌شود و در نتیجه، اظهار نظر در خصوص یک مفهوم حسابداری با استفاده از ابزارهای همان علم باید انجام شود؛ ثانیاً، پندار غلط شایع این است که وقتی یک شرکت، ذخایری را گزارش و یا رزرو می‌کند، این امر در واقع به این معناست که آن شرکت مخازن و منابع مستقر در زمین را مالک

1. Title.

2. Interest.

3. Petroleum in situ.

4. Royalty.

5. Cost oil.

6. Profit oil.

7. Reserve recognition.

8. Reserve booking.

۹. یادآوری این نکته ضروری است که واژگانی همچون مخزن (reservoir)، ذخیره (reserve) و منبع (resource) دارای

معانی متفاوت در صنعت نفت و گاز هستند. مخزن، یک استخر زیرسطحی از هیدروکربن‌های موجود در سازنده‌ای متخلخل یا شکسته است. زمانی که از نفت و گاز یک مخزن تحت عنوان «ذخیره» نامبرده می‌شود، منظور نفت و گازی است که با استفاده از فناوری روز و به صورت اقتصادی قابلیت استخراج داشته باشد. در مقابل، به نفت و گازی که مقدار آن مشخص باشد اما با استفاده از فناوری روز قابل استخراج نباشد و یا اینکه اساساً مقدار آن مشخص نباشد تحت عنوان «منابع نفت و گاز» اشاره می‌شود. هدف شرکت‌های بین‌المللی همواره این است که «منابع نفت و گاز» را با استفاده از فناوری‌های روز به «ذخایر نفت و گاز» تبدیل نمایند.

است. اگرچه این استدلال در خصوص قرارداد امتیازی و لیسانس صحیح است اما مطابق قرارداد مشارکت در تولید و قرارداد خدمت ریسک‌پذیر، دولت میزبان (و نه پیمانکار) مالک مخازن و نفت و گاز درجاست و در نتیجه، رزرو ذخایر موضوع این قراردادها به معنای انتقال مالکیت آنها نیست (Lasswell & Young, 2013: 1)؛ ثالثاً، امروزه کشورها و سازمان‌های متعددی^۱ به وضع مقررات در خصوص شرایط و نحوه شناخت ذخایر اقدام کرده‌اند که اعمال هر کدام از آنها در پاره‌ای موارد به نتایج متعدد خواهد انجامید. از این رو، تأکید مقاله پیش رو بر «دستورالعمل اعمال سیستم مدیریت منابع نفتی»^۲ منتشره از سوی انجمن مهندسی نفت^۳ در سال ۲۰۱۱ و نیز کمیسیون اوراق بهادار و بورس امریکا^۴ است.

پیش از هر چیز، باید مفهوم ذخیره نفتی مشخص شود. براساس تقسیم‌بندی PRMS از ذخایر و منابع، ذخایر اثبات شده^۵، محتمل^۶ و ممکن^۷ قابل شناسایی هستند. ذخایر اثبات شده توسط کمیسیون اوراق بهادار و بورس امریکا به مقادیر نفت خام و گاز طبیعی تعریف شده‌اند که براساس اطلاعات و داده‌های زمین‌شناسی و مهندسی در یک سطح اطمینان معقول، برای یک دوره زمانی مشخص و براساس شرایط اقتصادی و روش‌های عملیاتی و مقررات دولتی فعلی قابل استخراج باشند. براساس دستورالعمل PRMS، ذخایر محتمل و ممکن، در گروهی دیگر (متفاوت از ذخایر اثبات شده) طبقه‌بندی می‌شوند، تا زمانی که گروه‌بندی دوباره آنها ذیل ذخایر اثبات شده توجیه‌پذیر باشد. گفتنی است کمیسیون اوراق بهادار و بورس امریکا نیز در سال ۲۰۱۰، به شرکت‌های نفتی اجازه داد که ذخایر محتمل و

۱. برای مثال، می‌توان به UK Statement of Recommended Practices، Canadian Security Administrators، Russian Ministry of Natural Resources، China Petroleum Reserves Office، Norwegian Petroleum Directorate و US Geological Survey اشاره کرد.

2. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System (PRMS).

3. Society of Petroleum Engineers (SPE).

۴. Securities and Exchange Commission (SEC). رعایت استانداردهای این کمیسیون، از جمله استاندارد

شناخت ذخایر برای تمامی شرکت‌هایی که سهام آنها در بورس‌های ایالات متحده امریکا مورد معامله قرار می‌گیرد، الزامی است.

5. Proved reserve.

6. Probable reserve.

7. Possible reserve.

ممکن خود را پس از تأیید از سوی مشاوران صاحب صلاحیت مستقل، به صورت جدا و مستقل مورد شناسایی قرار دهند (William, 2016: 293). به منظور شناسایی ذخایر نفت و گاز در صورت‌های مالی و ترازنامه، وجود منافع معدنی^۱ مطابق مقررات کمیسیون اوراق بهادار و بورس امریکا و یا منافع اقتصادی^۲ مطابق مقررات مالیاتی وزارت خزانة داری امریکا ضروری است. منافع معدنی شامل موارد زیر است: ۱. اجاره، امتیاز یا سایر حقوقی که بیانگر ایجاد حق استخراج نفت یا گاز است؛ ۲. بهره مالکانه و یا پرداخت به نفت یا گاز؛ ۳. قراردادهای منعقد شده با دولت‌ها و یا مقامات خارجی که در نتیجه آن، یک شرکت در عملیات تولید و بهره‌وری یک دارایی به عنوان تولیدکننده (و نه خریدار، دلال، حق‌العمل‌کار یا واردکننده) مشارکت می‌کند. دارایی مزبور در بردارنده حق استخراج و نه حق خرید نفت و گاز هستند.^۳ منظور از منافع اقتصادی نیز منافع حاصله در نتیجه سرمایه‌گذاری در معادن درجاست که درآمد حاصله از استخراج معادن مزبور به عنوان بازگشت سرمایه به وسیله یک رابطه حقوقی تضمین شده باشد.^۴ منافع معدنی را می‌توان در موارد زیر که به نحوی ضامن و تأمین‌کننده منافع اقتصادی و در نتیجه شناسایی مخازن هستند، خلاصه کرد:

۱. حق استخراج و تولید نفت و گاز؛

1. Mineral interests.
2. Economic interests or economic entitlement.
3. SEC Section S-X, Rule 4-10b Successful Efforts Method: "Mineral Interests in Properties. Including:
 - (i) a fee ownership or lease, concession or other interest representing the right to extract oil or gas subject to such terms as may be imposed by the conveyance of that interest;
 - (ii) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non operating interests in properties operated by others; and
 - (iii) those agreements with foreign governments or authorities under which a reporting entity participates in the operation of the related properties or otherwise serves as producer of the underlying reserves (as opposed to being an independent purchaser, broker, dealer or importer). Properties do not include other supply agreements or contracts that represent the right to purchase, rather than extract, oil and gas.
4. U. S. Treasury Regulation Sec. 1.611-1(6)(1): An economic Interest is possessed in every case in which the taxpayer has acquired by investment any Interest in mineral in place... and secures, by any form of legal relationship, income derived from the extraction of the mineral ... to which he must look for a return of his capital.

۲. حق اخذ نفت و گاز به صورت غیر نقدی^۱ و یا عواید حاصله از فروش آنها؛
۳. در معرض خطرهای بازار و فنی بودن؛
۴. فرصت دریافت پاداش طی زمان مشارکت در فعالیتهای تولیدی (Reiter & Bolling, 2000: 2).

با در نظر گرفتن تمامی نکات بالا، ذخایر موضوع قراردادهای امتیاز و لیسانس به دلیل انتقال مالکیت ذخایر و بالتبع نفت و گاز تولیدشده قابل شناسایی هستند. همچنین در قرارداد مشارکت در تولید، با اینکه مالکیت مخزن و نفت و گاز تولیدی متعلق به کشور میزبان است اما به دلیل مشارکت طرف قرارداد در مرحله تولید و قبول ریسکهای بازار و فنی و تعلق بخشی از نفت و گاز تولیدی در نقطه مشخص به وی، ذخایر موضوع این قرارداد نیز قابل شناسایی هستند. در قراردادهای خدمت ریسک‌پذیر^۲، پیمانکار دارای نفع اقتصادی در تولید است و بنابراین ذخایر موضوع این قراردادها نیز قابل شناسایی هستند. لازم به توضیح است که پیمانکار یک قرارداد مشارکت در تولید و یا خدمت ریسک‌پذیر (به استثنای برخی قراردادهای خدمت، همانند بیع متقابل ایران)، حق استخراج نفت و گاز را دارد و ریسکهای پرشماری همچون ریسک اکتشاف، ریسک توسعه و تولید، نوسانات قیمت نفت، ریسکهای سیاسی و اقتصادی را متحمل می‌شوند و در نتیجه، روشن است که قادر به شناسایی ذخایر موضوع قراردادهای خود باشند. بدیهی است در قراردادهای خدمت بدون ریسک^۳ و همچنین قراردادهای خرید و فروش نفت خام و گاز طبیعی^۴ به دلیل اینکه هیچ گونه ریسکی متوجه پیمانکار و یا خریدار نیست و هیچ گونه مشارکتی در مرحله تولید ندارند، امکان شناخت ذخایر وجود ندارد.^۵

با توجه به نکات پیش گفته و اینکه قرارداد بیع متقابل و نیز قرارداد نفتی ایران، هر دو ذیل قراردادهای خدمت ریسک‌پذیر طبقه‌بندی می‌شوند، پس ذخایر موضوع این قراردادها قابل شناسایی و رزرو در حسابهای مالی هستند.

1. In kind.

2. Risked- service contract.

3. Pure risk contract.

4. Sale and purchase agreement.

۵. برای کسب اطلاعات بیشتر، ر.ک: Society of Petroleum Engineers. 2001, Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, pages 111 to 130

۴. نظام مالی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران

هزینه‌های نفتی بیع متقابل به چهار گروه تقسیم می‌شوند:

گروه اول، هزینه‌های سرمایه‌ای^۱ است که به هزینه‌هایی گفته می‌شوند که مستقیماً در امر توسعه میدان به کار می‌روند و شامل هزینه‌های مستقیم^۲ مانند خرید ماشین‌آلات، تجهیزات، کالاهای سرمایه‌ای و هزینه‌های اداره مرکزی و هزینه‌های مدیریتی^۳ هستند. در بیع متقابل نسل اول و دوم، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین می‌شد و در نتیجه، هزینه‌های پیمانکار بایستی حداکثر معادل سقف می‌بود که جز در صورت ارجاع کارهای اضافی از سوی شرکت نفت به پیمانکار، قابل افزایش و تغییر نبود. تعیین این سقف به صورت ثابت با دو اشکال عمده روبه‌رو بود: ۱. ممکن بود پیمانکار بیع متقابل برای ایفای تعهدات قراردادی خود ملزم به هزینه کردن بیش از سقف ثابت مشخص در قرارداد شود که النهایه این هزینه‌ها بازپرداختی به دنبال نداشت؛ ۲. پیمانکار قادر به افزایش مبلغ قرارداد در فرض افزایش قیمت کالاها، تجهیزات و لوازم نبود. البته در نسل سوم بیع متقابل، تعیین سقف موکول به انجام مطالعات مهندسی پایه پیشرفته^۴ و برگزاری مناقصات قراردادهای دست دوم شد.

گروه دوم، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای^۵ است که شامل مالیات، بیمه تأمین اجتماعی، هزینه‌های گمرکی و عوارض پرداختی به دولت و مقامات عمومی است و به صورت درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد تعیین می‌شود. گفتنی است که در بیع متقابل، مالیات در ابتدا از سوی پیمانکار پرداخت و سپس تمامی آن از سوی شرکت نفت بازپرداخت می‌شود.^۶

1. Capital Expenditure or CAPEX.

2. Direct Costs.

3. Project Management Cost (PMC).

4. FEED (Front End Engineering Design).

مطالعات مهندسی پایه پیشرفته یا فید (Front End Engineering Design)، مهندسی اولیه است که بعد از طراحی مفهومی و امکان‌سنجی انجام می‌شود و تمرکز آن بر نیازهای فنی و هزینه‌های سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای اجرای پروژه است.

5. Non- Capital Expenditure or Non-CAPEX.

۶. عموماً در خصوص مالیات بر درآمد شرکت‌ها در کشورهای جهان دو سیستم مالیاتی وجود دارد: ۱. گروهی از کشورها صرفاً بر درآمدهای به‌دست‌آمده در کشوری که شرکت در آنجا ثبت شده است، مالیات وضع می‌کنند؛ ۲. گروهی دیگر از

گروه سوم، هزینه‌های عملیاتی^۱ است که در صورت حضور پیمانکار در مرحله بهره‌برداری تا حصول به تولید تعهد شده، بدون اینکه سقف داشته باشد، انجام می‌شود؛

گروه چهارم، هزینه‌های بانکی^۲ است که طی سازوکار مشخص قراردادی محاسبه و به پیمانکار پرداخت می‌شود. در صورتی که پیمانکار به اهداف تولید برسد، حق الزحمه^۳ به دلیل پذیرش ریسک طرح توسط پیمانکار به وی تعلق می‌گیرد. حق الزحمه براساس نرخ بازگشت سرمایه^۴ با لحاظ سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، برآورد هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و نرخ بهره تعیین می‌شود (شیروی، ۱۳۹۳: ۴۳۸). در بیع متقابل، بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد باید عموماً از حداکثر شصت درصد از عواید یا محصول میدان در مواعد معین پرداخت شود و اگر استحقاق پیمانکار بیشتر باشد، نمی‌توان بیش از شصت درصد از عواید را به پیمانکار پرداخت کرد و باقی‌مانده آن به موعد بعدی منتقل می‌شود (خالقی، ۱۳۹۱: ۵۹). در قرارداد نفتی ایران، هزینه‌ها به چهار گروه تقسیم شده‌اند:

گروه اول، هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای^۵ شامل هزینه انجام شده در مرحله اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان و کلیه هزینه‌های لازم برای توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت مخزن است.^۶ سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز است و پیش‌بینی شده است که میزان هزینه‌های سرمایه‌ای نسبت به رفتار و واقعیت‌های میدان، تحولات واقعی بازار در چهارچوب برنامه مالی عملیاتی سالانه تصویب شده و همچنین نیاز به سرمایه‌گذاری‌های

کشورها مانند انگلیس و آمریکا بر کلیه درآمدهای شرکت که در نتیجه فعالیت یک شرکت در کشورهای مختلف به دست می‌آید، مالیات وضع می‌کنند. در سیستم مالیاتی گروه کشورهای اخیر، شرکت‌ها ممکن است با ریسک پرداخت مالیات مضاعف به دلیل پرداخت مالیات به کشوری که در آن به فعالیت می‌پردازند، به علاوه دولت‌های انگلیس و آمریکا روبه‌رو شوند. برای حل این مشکل، در قوانین این کشورها مقرر شده که در این صورت این شرکت‌ها از اعتبار مالیاتی (Tax credit) برخوردار خواهند بود که به معنای کاهش میزان مالیاتی است که یک شخص باید بپردازد. برای کسب اطلاعات بیشتر، رک: Isenberg, Joseph. "The foreign tax credit: royalties, subsidies and creditable taxes", Tax law review, 1984, 227- 295.

1. Operating Expenditure (OPEX).
2. Bank charges.
3. Remuneration Fee.
4. Rate of Return (ROR).
5. Direct Captial Cost (DCC).

۶. بند «ص» ماده ۱ تصویب‌نامه.

ضروری بعدی برای بهبود عملکرد و بهره‌وری میدان منعطف باشد. بنابراین، این نوع از قرارداد به لحاظ ماهیت آن، سقف هزینه ثابت در هنگام انعقاد قرارداد نداشته و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز است. ارقام نخستین، صرفاً جنبه برآوردی و پیش‌بینی دارد و هزینه‌های واقعی براساس برنامه‌های مالی عملیاتی که منطبق با رفتار میدان و شرایط بازار تعیین می‌شود، به حساب طرح منظور می‌گردد.^۱

گروه دوم، هزینه‌های غیر مستقیم^۲ است که شامل کلیه هزینه‌های پرداختی به دولت، وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی همچون انواع مالیات‌ها، عوارض، گمرک و بیمه تأمین اجتماعی است.^۳

گروه سوم، هزینه‌های بهره‌برداری^۴ است که به کلیه مبالغی که پیمانکار طبق قرارداد برای انجام عملیات بهره‌برداری متحمل می‌شود، گفته می‌شود.^۵

گروه چهارم، هزینه تأمین مالی^۶ است. تعلق هزینه تأمین مالی (سود) به هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، مشابه بیع متقابل، همچنان یکی از نقاط ضعف قرارداد نفتی ایران است و ضروری است مشابه قراردادهای خدمت عراق به سرمایه تأمین شده توسط پیمانکار هیچ سود و بهره‌ای تعلق نگیرد و سود پروژه صرفاً از بابت افزایش تولید پرداخت شود تا در نتیجه، پیمانکار به دنبال افزایش کارایی سرمایه‌گذاری در میدان و کاهش هزینه‌های پروژه باشد (خواجوی، ۱۳۹۴: ۳۶). نکته جالب توجه اینکه در قراردادهای کشورهای مختلفی همچون قرارداد مشارکت در تولید نیجریه، مشارکت در تولید الجزایر، مشارکت در تولید آنگولا، صراحتاً گفته شده است که هیچ سود و بهره‌ای به سرمایه تأمین شده از سوی پیمانکار تعلق نمی‌گیرد.^۷ در قرارداد نفتی ایران، پیمانکار مستحق دریافت دستمزدی خواهد

۱. بند «ث» ماده ۸ تصویب‌نامه.

2. Indirect Cost (IDC).

۳. بند «ض» ماده ۱ تصویب‌نامه.

4. Operating Cost.

۵. بند «ط» ماده ۱ تصویب‌نامه.

6. Cost of Money.

۷. قراردادها و اطلاعات مربوطه در آدرس‌های زیر قابل بررسی هستند:

قرارداد مشارکت در تولید نیجریه:

بود که براساس میزان تولید از میدان و یا در مورد طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت، تولید اضافی میدان تعیین می‌شود. این دستمزد، مبنای اصلی تعیین شرکت برنده در مناقصه تعیین پیمانکار خواهد بود.^۱ گفتنی است که در بیع متقابل میزان دستمزد پیمانکار متناسب با افزایش و کاهش کار (و در نتیجه، افزایش یا کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای) افزایش یا کاهش می‌یابد و البته با در نظر گرفتن این نکته که در این گونه قراردادهای نرخ بازگشت سرمایه ثابت است؛ اگر هزینه‌های سرمایه‌ای - برای مثال - پنج درصد افزایش یابد، اگرچه دستمزد نیز باید به میزان پنج درصد افزایش یابد، اما با توجه به ثابت بودن نرخ بازگشت سرمایه، لزوماً افزایش دستمزد، پنج درصد نخواهد بود. اما با توجه به اینکه در قرارداد نفتی ایران، حق الزحمه رقمی متناسب با میزان تولید از میدان است، محدودیت بیع متقابل در این خصوص، به صورت مشخص در قرارداد جدید وجود ندارد. در واقع در قرارداد جدید، مشابه قرارداد خدمت عراق، پس از آغاز تولید تجاری از میدان، به ازای تولید هر بشکه، دستمزد پرداخت می‌شود. این دستمزد در میداین در حال توسعه مجدد، به نفت تولیدی مازاد بر روند تولید فعلی میدان تعلق می‌گیرد؛ یعنی ابتدا نرخ تولید فعلی و همچنین نرخ آفت توان تولید از میدان (در فرض عدم سرمایه‌گذاری در میدان) محاسبه می‌شود و سپس به نفت تولیدی بیشتر از این سطح تولید که در نتیجه سرمایه‌گذاری شرکت‌های طرف قرارداد محقق شده است (نفت مازاد)، دستمزد تعلق می‌گیرد (خواجوی، ۱۳۹۴: ۳۳).

در قرارداد نفتی ایران مشابه بیع متقابل، در صورت کشف نشدن میدان تجاری و دست نیافتن به اهداف مورد نظر قراردادی، تمامی خطرات و هزینه‌ها متوجه پیمانکار است.^۲

<https://montrose.ckan.io/dataset/cc4aca34-d8fe-4b9b-b97e-67b3d4f5cea7/resource/492684a2-a9a8-4f70-9349-1cd2bdba08df/download/1692-gas-transmission-and-power-limited-energy-905-suntera-limited-ideal-oi....pdf>;

قرارداد مشارکت در تولید آنگولا:

<http://www.eisourcebook.org/cms/Angolan%20Production%20Sharing%20Agreement.pdf>;

قانون هیدروکربن الجزایر که به تشریح و توضیح قرارداد مشارکت در تولید پرداخته است:

Hydrocarbons Law No. 0405 of 28 April 2005 amended by Law No. 13-01 of 20 February 2013 (Loi no 04-05 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures modifiée par la loi no.13-01 du 20 février 2013).

۱. بند «ب» ماده ۶ تصویب‌نامه.

۲. بند «ت» ماده ۳ تصویب‌نامه.

همچنین مشابه قرارداد بیع متقابل، در قرارداد نفتی ایران، بازپرداخت کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، غیرمستقیم، هزینه‌های تأمین مالی و هزینه‌های بهره‌برداری و پرداخت دستمزد از طریق تخصیص بخشی از محصولات میدان و یا عواید حاصل از اجرای قرارداد (حداکثر تا پنجاه درصد از نفت خام یا میعانات تولیدی اضافی در میادین نفتی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات در میادین گازی و یا عواید آنها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه)، انجام خواهد شد^۱ و پیش‌بینی شده است که در صورت کافی نبودن میزان تولید تخصیص داده شده برای بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار در طول مدت قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده در دوره طولانی تری که در قرارداد پیش‌بینی می‌شود، بازپرداخت گردد.^۲

نتیجه

پیش‌نویس قرارداد نفتی ایران در شرایطی تهیه شده است که شرکت ملی نفت ایران به دلیل تحریم‌های اعمال شده علیه جمهوری اسلامی ایران در سال‌های گذشته با مشکل سرمایه‌گذاری روبه‌رو بوده است و در نتیجه، هدف نخستین از تهیه این قرارداد، جذب حداکثری منابع مالی از خارج از کشور به پروژه‌های صنعت نفت و گاز کشور است. همچنین با نزدیک شدن مخازن و میادین تولیدی کشور به نیمه عمر تولیدی خود، تولید صیانتی و بازیافت ثانویه مخازن و در نتیجه، ضرورت دستیابی به فناوری‌های روز دنیا، یکی از روش‌هایی است که برای افزایش توان تولید مخازن و میادین نفتی مدنظر است.

در قرارداد نفتی ایران همانند بیع متقابل، مالکیت مخازن نفت و گاز و همچنین نفت و گاز تولیدی به هیچ وجه به پیمانکار منتقل نمی‌شود. در خصوص شناخت ذخایر نیز، با توجه به اینکه قرارداد بیع متقابل و نیز قرارداد نفتی ایران، هر دو ذیل قراردادهای خدمت ریسک‌پذیر طبقه‌بندی می‌شوند، بنابراین ذخایر موضوع این قراردادها از منظر کمیسیون اوراق بهادار و بورس امریکا قابل شناسایی و رزرو در حساب‌های مالی هستند. البته

۱. بند «پ» ماده ۳ تصویب‌نامه.

۲. تبصره بند «ت» ماده ۳ تصویب‌نامه.

همان‌طور که توضیح داده شد، شناخت ذخایر (رزرو ذخایر) موضوع این قراردادها، به معنای انتقال مالکیت آنها نیست.

مدت قرارداد نفتی ایران برخلاف قرارداد بیع متقابل، طولانی بوده و پیمانکار همچنان در مرحله تولید و بهره‌برداری از طرح‌ها و پروژه‌ها حضور دارد که این امر، انگیزه سرمایه‌گذاران خارجی را برای حضور در پروژه‌های صنعت نفت و گاز افزایش می‌دهد.

سیستم مالی قرارداد نفتی ایران در موارد زیادی با بیع متقابل متفاوت است. در بیع متقابل، حق الزحمه براساس نرخ بازگشت سرمایه با لحاظ سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، برآورد هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و نرخ بهره تعیین می‌شود؛ در حالی که در قرارداد نفتی ایران، پیمانکار مستحق دریافت دستمزدی خواهد بود که براساس میزان تولید از میدان و یا در مورد طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت، تولید اضافی میدان تعیین می‌شود. همچنین، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد نفتی ایران برخلاف بیع متقابل، باز است. قرارداد نفتی ایران از منظر تعلق هزینه تأمین مالی به هزینه‌های سرمایه‌ای، مشابه قرارداد بیع متقابل است که البته استفاده از تجربه سایر کشورها مبنی بر عدم تعلق بهره به سرمایه تأمین شده از سوی پیمانکار توصیه می‌شود.

منابع
الف) فارسی
۱. کتابها

۱. خالقی، شهلا (۱۳۹۱). بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران. تهران، هزاره سوم اندیشه و مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
۲. شباهنگ، رضا (۱۳۸۲). تئوری حسابداری. جلد دوم، تهران، مرکز تحقیقات تخصصی حسابداری و حسابرسی سازمان حسابرسی.
۳. شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳). حقوق نفت و گاز. تهران، نشر میزان.
۴. وزارت اطلاعات (۱۳۵۲). نفت ایران از دوران امتیازات تا حاکمیت، مالکیت، مدیریت و کنترل مطلق. تهران، انتشارات وزارت اطلاعات.

۲. مقاله‌ها

۵. خواجهی، علی (۱۳۹۴). «بررسی و مقایسه قراردادهای خدماتی عراق با قراردادهای جدید توسعه میادین نفت و گاز ایران (IPC) و ارائه پیشنهادی اصلاحی». ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید، شماره ۱۲۶، شهریور، ص ۳۸-۳۱.
۶. شیروی، عبدالحسین (۱۳۸۳). «انواع روش‌های قراردادی تجارت متقابل». اندیشه‌های حقوقی، سال دوم، شماره هفتم، پاییز و زمستان، ص ۴۶-۵.
۷. میاچی، ناصر؛ کرد، شاهین (۱۳۹۱). «فرآیند تخمین ذخایر و مقایسه دیدگاه‌های طبقه بندی منابع هیدروکربوری». ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید، شماره ۹۷، دی ماه، ص ۴۵-۵۲.
۸. نیک بخت، حمیدرضا؛ آرین، محمد (۱۳۹۴). «طراحی الگوهای قراردادی جدید برای توسعه میادین هیدروکربوری ایران: بررسی و نقد قانون جدید وزارت نفت». مجله تحقیقات حقوقی، شماره ۷۱، پاییز، ص ۷۵ - ۱۲۰.

۹. نیکبخت، حمیدرضا؛ آقاسیدجعفر کشفی، مونا (۱۳۹۱). «رفتار قراردادی اختصاصی شرکت‌های ملی نفتی کشور چین در سرمایه‌گذاری‌های برون‌مرزی». مجله تحقیقات حقوقی، شماره ۵۹، پاییز، ص ۹۷ - ۱۴۳.

۱۰. نیکبخت، حمیدرضا؛ ادیب، علی‌اکبر (۱۳۹۶). «اصلاحگری و میانجی‌گری به عنوان جایگزین روش‌های سنتی حل اختلافات مدنی - تجاری (امکان به‌کارگیری آنها در صنعت نفت)». مجله تحقیقات حقوقی، شماره ۷۸، تابستان، ص ۵۷ - ۸۱.

۱۱. نیکبخت، حمیدرضا؛ موسوی، سید حسن (۱۳۹۴). «اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران». مجله تحقیقات حقوقی، شماره ۷۲، زمستان، ص ۳۵ - ۶۹.

۳. سایر

۱۲. امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران (۱۳۸۱). مجموعه قوانین و مقررات نفت، گاز و پتروشیمی (سه‌جلدی). اداره کل روابط عمومی وزارت نفت.

ب) انگلیسی

13. Barrett, M. Edgar; Cormak, Mary Pat. (1982). *Management strategy in the oil and gas industry: cases and readings*, Gulf publishing company.
14. Bindeman, Kristen. (1999). *Production sharing agreements: an economic analysis*, Oxford institute for energy studies.
15. Doris F. Reiter; John D. Bolling. (2000). "Comparison of booking methodologies for production sharing agreements and service contracts", SPE 63203 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference held in Dallas, Texas.
16. F. M. Lasswell, Murphy Oil Production; E.D. Young, ExxonMobil Production Company, "Reserve reporting under modern fiscal agreements", IPTC 16514 presented at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 2013.
17. Ghorbani, Elaheh. (2017). "Ownership of Petroleum Resources in Islam (Twelver Shia) and The Iranian law", Oil, Gas and Energy Law Intelligence.

18. Isenberg, Joseph. (1984). "The foreign tax credit: royalties, subsidies and creditable taxes", *Tax law review*, 227- 295.
19. Johnston, Daniel. (2003). *International exploration economics, risks and contract analysis*, Oklahoma, USA, PennWell Corporation.
20. Johnston, Daniel. (2004). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*, Daniel Johnston & Co., Inc.
21. Martin, A. Timothy. (2009). "Bifurcation of title in international oil and gas agreements", CMP Publishing.
22. Roberts, Peter. (2016). *Oil and gas contracts: principles and practice*; Sweet & Maxwell and Thomson Reuters; first edition Barrett, M. Edgar; Cormak, Mary Pat. , 1982, *Management strategy in the oil and gas industry: cases and readings*, Gulf publishing company.
23. Smith, E. Smith. Lowe John S & others. (2010), *international petroleum transaction*, Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
24. Society of Petroleum Engineers. (2001). "guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources", Society of Petroleum Engineers, United States of America, at: http://www.spe.org/industry/docs/GuidelinesEvaluationReservesResources_2001.pdf
25. Taverne, Bernard; (2010). *Petroleum, industry and governments*, Wolters Kluwer, second edition.
26. William E. Hughes. (2016). *Fundamentals of international oil and gas law*, PennWell Corporation.