

## بررسی تطبیقی نظام مالی حاکم بر قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) با قراردادهای سرویس (SC)

مهسان گل پور<sup>۱</sup>، سپنتا مجتهد زاده<sup>۲</sup>، محمد جواد کاظمی<sup>۳</sup>

<sup>۱</sup> کارشناسی ارشد حقوق تجارت بین الملل دانشگاه علامه محدث نوری

<sup>۲</sup> استادیار دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه مازندران

<sup>۳</sup> استاد مدعو دانشکده حقوق دانشگاه تهران

### چکیده

هر کشور مدل مالی و مالیاتی خود را متناسب با موقعیت سیاسی و جغرافیایی در هر منطقه طراحی می‌کند بنابراین امروزه شاهد انواع گوناگونی از قراردادهای نفتی در سراسر دنیا می‌باشیم. این قراردادها در مفاد وجود در قرارداد متفاوت‌اند که جذابیت آن را برای گروهی از سرمایه‌گذاران کاهش و یا افزایش می‌دهد. بررسی هر قرارداد نفتی مستلزم مطالعه و واکاوی تحولات نظام مالی هریک از آنها می‌باشد. با بررسی نظام مالی حاکم بر دو قرارداد خدمت و قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) برآنیم که پیمانکار این سرمایه را بر چه مبنا و قواعد و قرارداد حقوقی به کشور میزبان وارد می‌کند و نیز بر اساس چه قواعد و قواعد حقوقی سرمایه اصلی را به همراه سود از کشور خارج می‌کند؛ به نظر می‌رسد که نظام مالی این دو نوع قرارداد متفاوت گشته‌اند به طوری که نظام استهلاک هزینه‌ها و سرمایه در الگوی قراردادی جدید نفتی در هریک از مراحل اکتشاف، توسعه و تولید دارای رویه‌ای مشخص برای محاسبه، تقسیط و بازپرداخت هزینه‌ها می‌باشد همچنین یکی از اوصاف قراردادهای جدید نفتی ایران عدم هزینه محوری و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای است. اما در نهایت برای کلیه عملیات، فعالیت‌ها و هزینه‌ها به تایید شرکت ملی نفت نیاز دارد.

**واژه‌های کلیدی:** بازپرداخت هزینه نفتی، بازپرداخت پاداش، نظام مالی، هزینه سرمایه‌ای، هزینه غیرسرمایه‌ای.

طبقه بندی JEL: K12

## مقدمه

هر کشور مدل مالی و مالیاتی خود را متناسب با موقعیت سیاسی و جغرافیایی در هر منطقه طراحی می‌کند بنابراین امروزه شاهد انواع گوناگونی از قراردادهای نفتی در سراسر دنیا می‌باشیم. این قراردادها در مفاد موجود در قرارداد متفاوت‌اند که جذابیت آن را برای گروهی از سرمایه‌گذاران کاهش و یا افزایش می‌دهد. در تدوین یک رژیم مالی آنچه دارای اهمیت است نحوه تقسیم منافع حاصل از فعالیت و عملیات بالادستی نفت و گاز به گونه‌ای است که انگیزه لازم را برای سرمایه‌گذار با توجه به ریسک آن ایجاد نماید. چارچوب قراردادها در صنعت نفت به سه الگوی امتیازی، مشارکت و خدمت تقسیم می‌شوند. ایران با تصویب قانون نفت، صرفاً در قالب قراردادهای سرویس توأم با ریسک با شرکت‌های نفتی وارد معاملات قراردادی گردید. (نیکبخت، حمیدرضا؛ موسوی، سید حسن، ۱۳۹۴، ۳۷) تغییرات به وجود آمده در صنعت نفت و همچنین در رویکرد و سیاست‌گذاری‌های کلان کشور منجر به تشکیل کمیته بازنگری قراردادهای نفتی و در نتیجه بازنگری قراردادها و ارائه نسل جدیدی از قراردادهای نفتی موسوم به <sup>۱</sup>IPC گردید.

بررسی هر قرارداد نفتی مستلزم مطالعه و واکاوی تحولات نظام مالی هر یک از آن‌ها می‌باشد. با بررسی نظام مالی حاکم بر دو قرارداد خدمت و قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) برآنیم که دریابیم پیمانکار این سرمایه را بر چه مبنا و قواعد و قرارداد حقوقی به کشور میزبان وارد می‌کند و نیز بر اساس چه قواعد حقوقی سرمایه اصلی را به همراه سود از کشور خارج می‌کند؛ و همچنین پاسخ به سوالاتی از قبیل اینکه آیا نظام مالی حاکم بر قراردادهای جدید نفتی با نظام مالی قراردادهای خدمت تفاوتی پیدا کرده است یا خیر و یا با توجه به سازوکار بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت پاداش و حق‌الزحمه پیمانکار، آیا نظارت شرکت ملی نفت در قراردادهای IPC به نسبت سرویس بیشتر شده است یا خیر.

با در نظر گرفتن اهمیت نظام مالی هر یک از قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز، در این مقاله تلاش شده است نظام مالی حاکم بر نسل جدید از قراردادهای نفتی مورد بررسی قرار گرفته و چالش‌های مرتبط با آن نیز مورد کنکاش قرار گیرد. در این راه نگاهی تطبیقی با قراردادهای خدمت داشته تا بدین منظور با بررسی همه جانبه نقاط ضعف و قدرت هر یک از این دو قرارداد، فاکتورهای یک نظام مالی مطلوب را تبیین نماییم.

## روش تحقیق

مطالب جمع‌آوری شده در این مقاله با استفاده از روش توصیفی-تحلیلی بوده و بدین منظور از کتب و مجلات اعم از فارسی و لاتین و همچنین قراردادهای میادین نفتی آذر، دارخوین و آزادگان جنوبی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است و تمامی مساعی در جهت نتایج حاصله و متعاقب آن تبیین فاکتورهای یک نظام مالی مطلوب در مقایسه نظام مالی دو نوع قراردادهای جدید نفتی ایران و قراردادهای خدمت به کار گرفته شده است.

## ۱- رژیم مالی حاکم بر قراردادهای نفتی

رژیم مالی مجموعه‌ای از ابزارهایی است که کنترل می‌کند چگونه درآمد حاصل از منابع نفت و گاز بین دولت میزبان و شرکت‌های نفتی تقسیم شود؛ بنابراین ستون هر قرارداد است. این امر به ویژه با توجه به این واقعیت که اقتصاد ایران به شدت

<sup>۱</sup> Iran Petroleum Contracts (I.P.C)

وابسته به بخش نفت و گاز می‌باشد، برای دولت ایران از اهمیت بیشتری برخوردار است. به این ترتیب، در سال ۲۰۱۷ این بخش ۲۳٪ از تولید ناخالص داخلی ایران و ۸۲٪ از درآمد حاصل از صادرات آن را به خود اختصاص داده است.

یک شرکت خارجی ممکن است علاوه بر سود حاصل از بهره‌برداری نفت، از بازگشت سرمایه راضی نباشد و انتظار داشته باشد که درآمد تعیین شده را به طور مستقل از پروژه تأمین شده دریافت کند. (Fard Kardel, 2017, p.174) بنابراین طراحی سیستم مالی کارآمد برای هر دو طرف در اولویت قرار دارد. قوانین سختگیرانه و شکایاتی که در طول تاریخ نسبت به قراردادهای پیشین صورت گرفته مطلقاً نباید منجر به رد چارچوب‌های قانونی حاوی بسته‌های جالب مالی شود.

در واقع با طراحی نظام مالی مطلوب می‌توان منافع پیمانکار و دولت میزبان را هم‌راستا نمود. (شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۸۲) که در نتیجه آن دولت میزبان به سهم کافی از مخزن نفتی در طول عمر میدان دست خواهد یافت. (Mian, M.A, 2010, 9)

دولت‌ها به طور کلی در سرمایه‌گذاری بودجه عمومی در زمینه‌هایی که سودآوری و بازگشت سرمایه در آنها مشکوک است، مردد هستند. علاوه بر این، کشورهای نفت خیز مانند ایران به طور کلی منابع مالی لازم برای سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌ها را ندارند. در حقیقت، مسئله قابل توجهی که نوع مشارکت کشورها را می‌تواند در قراردادهای نفت و گاز تحت تاثیر قرار دهد، عدم تمایل به سرمایه‌گذاری و پذیرفتن خطرات پروژه است. این امر از نتایج مذاکرات صورت گرفته در قراردادهای پیشین بین دولت‌های کشور میزبان و شرکت‌های خارجی و در نهایت حاصل نشدن نتایجی مطلوب به ویژه در مورد جنبه‌های تأمین مالی، زیرساخت‌ها و تخصیص ریسک‌های پروژه بوده است.

نتیجه اصلی این موضع گیری توسط کشورهای میزبان، گنجانیدن یک بند در قراردادهای منعقد شده است که طی آن، صرف نظر از اینکه در کدام چارچوب قرار دارند، شرکت عامل تا زمان تجاری شدن تولید، هزینه‌های مرحله اکتشاف را متحمل می‌شود. علاوه بر این، دولت موظف است هزینه‌های سرمایه‌گذاری شرکت خارجی را فقط در مواردی که عملیات به نتیجه مطلوب رسیده است، بپردازد.

بنابراین، کشورهای تولید کننده نفت فرم قراردادی را ترجیح دادند که آنها را از هزینه‌های سنگین سرمایه‌گذاری معاف کند در حالی که هنوز سهم قابل توجهی از سود پروژه را برای آنها فراهم می‌کند. (Kardel Fard, 2017, p.174) از این حیث این نوع از قراردادهای نفتی جدید ایران (IPC) سعی بر پر کردن خلاء موجود نموده است.

تعداد سیستم‌های مالی نفتی در جهان بیشتر از کشورها است، این بدان دلیل است که بسیاری از کشورها در مورد شرایط مذاکره می‌کنند. بنابراین یک پیمانکار ممکن است شرایط متفاوتی نسبت به قرارداد دیگر در همان کشور داشته باشد. علاوه بر بسیاری از کشورها، در نتیجه تکامل سیستم مالی، تعداد معدودی قرارداد در هر زمان قابل اجراست. به بیان دیگر؛ زمانی که قراردادهای بیع متقابل به عنوان نوع جدیدی از قراردادها ارائه شد، قراردادهایی مانند خدمت کمتر استفاده می‌شود و یا به طور کلی در یک کشور خاص منسوخ می‌گردد مانند قراردادهای امتیازی که در ایران منسوخ شده محسوب می‌شوند. همچنین بعضی از کشورها هنگام معرفی و ارائه قراردادهای جدید نفتی بیش از یک سیستم مالی استفاده می‌کنند. در واقع ترکیبی است از چند سیستم مالی از نسل‌های پیشین و یا چارچوب قراردادهایی که پیش از آن وجود داشته است. فارغ از سیستم استفاده شده، نکته اصلی یک مسئله مالی است که به نحوه بازیابی هزینه‌ها و تقسیم سود خلاصه می‌شود. این موضوع به قلب تئوری مالیات و مفهوم رانت اقتصادی منتهی می‌شود. (Johnson Daniel, 1994, p.5) این اهداف طرفین‌اند که ویژگی‌های هر قرارداد نفتی را تعیین می‌کنند. (تراب‌زاده جهرمی، محمدصادق؛ حسینی، سید کاظم؛ نوزری، محمد؛ ۱۳۹۶، ۷)

از مهم‌ترین عوامل اساسی در طراحی رژیم مالی قراردادهای نفتی می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- ۱- نظام مالی به‌گونه‌ای باشد که شرایط برداشت حداکثری از میدان را فراهم کند؛<sup>۲</sup>
  - ۲- به حداکثر رساندن سهم کشور میزبان؛ و همچنین باید عوامل تعدیل‌کننده‌ای همچون فاکتور  $R^3$  و یا در نظر گرفتن مالیات‌های سنگین برای درآمدهایی که باد آورده به‌نظر می‌رسند، تا شرکت‌های نفتی نیز نتوانند هزینه‌های باد آورده به دست آورند؛
  - ۳- به حداقل رساندن هزینه‌ها؛<sup>۴</sup>
  - ۴- برقراری تعادل بین ریسک‌های تحمیل شده به شرکت‌های نفتی بین‌المللی و تعلق پاداش به آن‌ها؛ (کهن‌نژاد، روح‌الله؛ منظور، داوود؛ امانی، مسعود؛ ۱۳۹۷، ۱۹۷)
- آنچه باعث جذابیت بندهای مالی یک قرارداد نفتی می‌گردد صرفاً نوع قرارداد و یا بندی خاص نیست بلکه وابسته به اثرات ترکیبی آن رژیم مالی می‌باشد. (Dongkun & Yan Na, 2010, p.156)
- در این پژوهش به مقایسه و تطبیق دو نظام مالی قراردادهای نفتی خدمات و نسل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC) خواهیم پرداخت.

## ۲- رژیم مالی قراردادهای خدمات

در سرتاسر جهان، هر کشوری سیستم‌های مالی نفتی خاص خود را برای استفاده ایجاد کرده است. براساس سیستم‌های امتیازی، دولت در صورت تولید نفت و گاز آن را به یک شرکت واگذار می‌کند. سپس شرکت تولیدکننده حق امتیاز و مالیات را پرداخت می‌کند. (Mazeel, 2010, p.8) قرارداد خدمات یک چارچوب قراردادی بلند مدت است که توسط برخی دولت‌های میزبان برای به دست آوردن تخصص و سرمایه شرکت‌های بین‌المللی نفت و بدون نیاز به واگذاری میادین و حقوق مالکیت تولید برای آن‌ها به کار می‌رود.

با عقد قرارداد خدمات، کشورها مالکیت منطقه را حفظ می‌کنند و در اکثر موارد نیز حق مالکیت نفت خام تولید شده را نیز حفظ می‌کنند و لازم نیست که آن را به شرکت‌های خارجی اختصاص دهند. کشورها علاقه‌مند به پذیرش قراردادهای خدماتی هستند زیرا قراردادهای خدماتی به آن‌ها امکان می‌دهد در حالی که هنوز از تخصص این کشورها استفاده می‌کنند، کنترل کمتری را بر مناطق و نفت خام تولید شده به شرکت‌های نفتی واگذار می‌نمایند. (Ghandi & Lin, 2014, P. 1-9)

قراردادهای خدمات را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: قراردادهای صرفاً خدماتی و قراردادهای ریسکی خدماتی.

در یک قرارداد صرفاً خدماتی کل هزینه و خطرات ناشی از عدم کشف و عدم تولید را بر روی کشور میزبان قرار می‌دهد و معمولاً ارائه‌دهندگان خدمات را با سهمی از تولید جبران نمی‌کند.

یک قرارداد ریسکی خدماتی خطرات و مسئولیت سرمایه را برای اکتشاف و تولید نفت و گاز به یک سرویس خدمات شرکت‌های بین‌المللی نفتی در ازای هزینه پولی که با توجه به ارزش تولید یا سود آن سنجیده می‌شود، اختصاص می‌دهد. هنگامی که برای انجام عملیات اکتشاف و تولید هزینه‌ای به پیمانکار پرداخت می‌شود، این سیستم یک قرارداد خدمات ریسک است. تفاوت بین قراردادهای خدمات خالص و ریسکی به این بستگی دارد که آیا هزینه‌ای برای سود پرداخت می‌شود یا خیر.

<sup>۲</sup> بدین منظور می‌بایست تولید صیانتی از میدان صورت گیرد و همچنین باید با استفاده از آخرین تکنولوژی‌ها حداکثر برداشت و افزایش نرخ بازیافت نفت، در نظام مالی در نظر گرفته شود.

$R = \frac{\text{کل هزینه‌های قراردادی صورت گرفته و پرداخت شده توسط بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی}}{\text{کل هزینه‌های قراردادی صورت گرفته و پرداخت شده توسط بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی}}$  (Article 25.3.4 of Iranian Petroleum Contract)

<sup>۴</sup> در رابطه با رفع این نگرانی می‌توان حذف بهره بانکی از هزینه‌های سرمایه‌ای و مرتبط نمودن پاداش به فاکتورهای دیگری غیر از میزان هزینه‌ها را پیش‌بینی نمود.

قرارداد خدمات خالص در اکتشاف و توسعه بدون ریسک است. در نتیجه، معمولاً توسط شرکت‌های ملی‌گرای محافظه‌کار یا توسط کشورهایی که سرمایه دارند اما از نظر تکنولوژی و مدیریتی توانایی کافی ندارند، استفاده می‌شود. (Mazeel, 2010, p. 1-9)

قراردادهای ریسکی خدماتی مبتنی بر یک فرمول ساده است؛ پیمانکار تمام سرمایه‌های مرتبط با اکتشاف و توسعه منابع نفتی را تامین می‌کند. در عوض، اگر تلاش‌های اکتشافی موفقیت آمیز و تجاری باشد اجازه می‌یابد تا از طریق فروش نفت یا گاز هزینه‌های خود را پس بگیرد و در نهایت دولت مبلغی را بر اساس درصد از درآمد باقی مانده به پیمانکار پرداخت خواهد شد. این هزینه اغلب تحت عنوان مالیات است و تمام عواید متعلق به دولت است. (Elaheh Ghorbani, 2020, P.2)

قراردادهای سرویس در هر کشور مشابه دیگر کشورها نیست و به نوعی در این دسته قراردادهای شخصی‌سازی صورت می‌گیرد. قراردادهای سرویس منعقد در ایران به صورت قراردادهای ریسکی خدمات<sup>۵</sup> تحت عنوان بیع متقابل منعقد می‌گردد؛ بنابراین تحمل ریسک انجام عملیات نفتی بر عهده شرکت بین‌المللی نفتی است. و همچنین در قراردادهای خدمات کشور عراق<sup>۶</sup> و ونزوئلا<sup>۷</sup> بر عهده شرکت ملی نفت کشورهای مزبور و شرکت بین‌المللی نفتی به صورت مشترک می‌باشد. (Ghandi & Lin, 2014, p.65)

بهترین منبع برای پی بردن به رژیم مالی حاکم بر قراردادهای سرویس، تشریح قراردادهای منعقد در این زمینه است. بدین منظور در ادامه به تشریح ویژگی‌ها و مفاد مربوط به نظام مالی حاکم بر قرارداد سرویس مربوط به میدان نفتی آذر می‌پردازیم.

## ۱-۲- بازپرداخت هزینه‌های نفتی در قراردادهای خدمت

نظام مالی این قراردادها کم و بیش شبیه به هم است. با توجه به اصل بازپرداخت مابه‌ازای خدمات انجام شده، شرکت کارفرما با شروع تولید تجاری از میدان به پرداخت هزینه خدمات پیمانکار اقدام می‌کند. (امانی، مسعود؛ ۱۳۹۳، ۱۱۴)

در این قسمت برای بررسی بهتر قراردادهای خدمت، مدل مالی و مالیاتی قرارداد خدمت میدان نفتی آذر را به عنوان نمونه‌ای از قراردادهای سرویس مورد تجزیه و تحلیل قرار خواهیم داد.

قراردادهای بیع متقابل خدماتی که از این پس تحت عنوان قراردادهای خدماتی ریسکی یاد می‌شود، دارای هزینه سرمایه‌ای است که می‌تواند توسط پیمانکار بازپرداخت شود. در این دسته از قراردادهای سقف هزینه بسته است بنابراین در صورت تایید شرکت ملی نفت، سقف هزینه فقط برای کارهای اضافی قابل افزایش است.

در صورت اکتشاف نفت تجاری، شرکت بین‌المللی نفت باید کلیه بودجه‌های توسعه را تامین کند، پس از تولید میدان نفتی، کشور میزبان طبق قرارداد در یک دوره خاص هزینه اکتشاف و هزینه خدمات ریسک<sup>۸</sup> را به شرکت بین‌المللی پرداخت می‌کند. (Dongkun & Yan Na, 2010, 754)

پیمانکار علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های توسعه‌ای<sup>۹</sup> توافق شده خود، از طریق تخصیص درآمد تولید شرکت ملی نفت تحت توافقنامه فروش بلند مدت صادرات، نرخ بازده از پیش تعیین شده را نیز دریافت می‌کند. و در نهایت پرداخت مطالبات پیمانکار

<sup>5</sup> Buy-Back Service Contract

<sup>6</sup> Technical Service Contract (TSC)

<sup>7</sup> Operational Service Agreement (OSA)

<sup>8</sup> Risk Service Fee

این مورد شامل بازپرداخت هزینه‌های نفتی و پاداش می‌شود.

صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد. در واقع بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت حق‌الزحمه معمولاً تا میزان ۶۰ درصد (بین ۵۰ تا ۷۰ درصد) تولید واقعی از میدان است. (قنبری جهرمی، محمد جعفر؛ اصغریان، مجتبی؛ ۷۶۹)

در قراردادهای خدماتی ایران، به تمام هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و بهره‌برداری، بهره تعلق می‌گیرد. نرخ بهره در قراردادهای ایران، نرخ بهره به علاوه ۷۵ صدم درصد است. (همان)

هزینه‌های بانکی از روز اول ماه؛ بعد از ماهی که در آن هزینه‌ها توسط پیمانکار پرداخت شده است تا زمانی که چنین هزینه‌هایی بازپرداخت نشده باشد؛ با نرخ واقعی برابر با لایبور به اضافه ۰/۷۵٪ محاسبه می‌شود. (ماده ۲۳ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

در خصوص هزینه‌های نفتی؛ کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای که توسط پیمانکار مستقیماً مربوط به تولید اولیه است، همان‌طور که در طرح جامع توسعه مخازن نفت و گاز<sup>۱۰</sup> تعریف شده است، پرداخت می‌شود. اما قبل از تولید اولیه این میدان، با هزینه‌های بانکی جمع‌آوری شده در آن‌ها مطابق رویه حسابداری تعیین می‌شود. (شق ۱ بند ۱ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

هرگونه پرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای به علاوه هزینه‌های بانکی که مستقیماً مربوط به تولید اولیه می‌شود، به حساب پیمانکار پرداخت می‌شود. بنابراین به دلیل قانونی تاخیر امکان پذیر نیست، مگر این‌که پیمانکار به اهداف عملیات توسعه دسترسی پیدا نکند. همچنین هیچ پاداشی در طول تولید اولیه تا تحویل عملیات توسعه قابل بازپرداخت به پیمانکار نخواهد بود. هزینه‌های باقی مانده در پایان استهلاک اولیه (زودهنگام) که هنوز بازپرداخت نشده‌اند، باید در طول دوره استهلاک نهایی به آن‌ها پرداخت شود. (شق ۲ بند ۱ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

و در نهایت کلیه هزینه‌های نفتی و پاداش مربوط به عملیات توسعه باید به موجب حساب‌های منسوب به حقوق شرکت ملی نفت در نظر گرفته شود. (شق ۳ بند ۱ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

بازیابی این هزینه‌های نفتی که باید بر یک مبنای نفتی قابل بازیابی باشند؛ بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای بر هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های بانکی و پاداش حق تقدم دارند. در صورتی که شرکت ملی نفت چنین مبلغی را بر مبنای فعلی به پیمانکار پرداخت نکند، این هزینه‌ها به همراه هزینه‌های بانکی که مطابق با رویه حسابداری تعیین می‌شود؛ به پیمانکار پرداخت می‌شود. (شق ۹ بند ۱ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

در قراردادهای خدماتی ایران، درصدی از تولید برای بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و بازپرداخت حق‌الزحمه به پیمانکار تعلق می‌گیرد که دارای سقف است؛ یعنی مبالغ استحقاقی پیمانکار در قراردادهای خدماتی ایران نمی‌تواند از سقف معینی بالاتر رود و در صورت افزایش تولید یا افزایش قیمت نفت، هیچ سهمی به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد. اما در صورت کاهش تولید یا کاهش قیمت نفت، درصدی که به پیمانکار تعلق می‌گیرد، کاهش می‌یابد. (قنبری، محمد جعفر؛ اصغریان، مجتبی؛ ۱۳۹۴، ۷۶۹)

## ۲-۲- پرداخت حق‌الزحمه و پاداش در قراردادهای خدمات:

حق‌الزحمه دریافتی شرکت در یک قرارداد صرفاً خدماتی ثابت است اما بر اساس قراردادهای خدماتی ریسکی دریافتی شرکت به درآمدهای نفتی حاصل از پروژه بستگی دارد. (حیدری پور، احسان؛ باقری، صباح؛ ۱۳۹۴، ۲۵)

<sup>۱۰</sup> با شروع قرارداد در مدت زمان کوتاهی از شروع، تعیین می‌شود که این تعیین براساس هزینه توسعه پروژه می‌باشد. صحت این تخمین بستگی به کیفیت اطلاعات در مورد ذخایر و نرخ بهره‌وری دارد که توسط شرکت ملی نفت ارائه شده است.

<sup>10</sup> MDP (Master Development Plan)

حق الزحمه بر اساس یک نرخ ثابت از درآمد شرکت بین‌المللی نفت در پروژه محاسبه می‌شود. بدین دلیل که شرکت بین‌المللی نفتی معمولاً از "نفت سود" در قراردادهای خدمت سهمی نمی‌برد، حق الزحمه و دستمز وی تنها از سودش در سرمایه‌گذاری است. در قراردادهای ریسکی خدماتی، دستمزد بر اساس یک نرخ ثابت از درآمد شرکت بین‌المللی نفتی در پروژه محاسبه می‌شود. (حیدری پور، احسان؛ باقری، صباح؛ ۱۳۹۴، ۲۸)

در صورتی که هر یک از اقساط حق الزحمه پیمانکار تحت قرارداد در هر سه ماهه به طور کامل بازبایی نشود، مبلغی که بازپرداخت نشده است، به سه ماهه بعدی منتقل می‌شود.

در صورت عدم بازپرداخت حق الزحمه مربوط به شرکت ملی نفت، این‌گونه هزینه‌ها همراه با هزینه‌های بانکی در این سه ماه بازپرداخت می‌شود. (بند ۷ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

در صورتی که حق الزحمه پیمانکار از هزینه‌های نفتی و پاداش تا پایان "دوره استهلاک نهایی" به طور کامل پرداخت نشود، باقی‌مانده آن همانند هزینه‌های نفتی بازپرداخت خواهد شد. (بند ۹ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

در خصوص پرداخت پاداش در قراردادهای خدمت، شرکت بین‌المللی نفتی می‌تواند تنها پاداش تعیین شده (معینی) را به صورت نقدی دریافت کند. (Na Yan, Dongkun, 2010)

همچنین می‌بایست در نتیجه تولید مازاد بر مقدار پیش‌بینی شده، پاداش در نظر گرفته شود. (حیدری پور، احسان؛ باقری، صباح؛ ۱۳۹۴، ۳۰)

محاسبه پاداش باید با استفاده از نرخ بازگشت سرمایه در هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای محاسبه شود؛ در زمان تعیین سقف هزینه سرمایه، پاداش برای عملیات توسعه تعیین و ثابت می‌شود؛ که با توجه به تولید مازاد بر مقدار پیش‌بینی شده و یا کاهش یافته، از طریق اصلاحیه‌ای در قرارداد وارد شود و بدین ترتیب پاداش تعظیم گردد. (ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

پاداش از روز اول تحویل شروع و با بازپرداخت اقساط ماهانه مساوی، در طی و تا پایان دوره نهایی استهلاک به پیمانکار پرداخت می‌شود. (شق ۱ بند ۲ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

در مشخصات تولید طرح جامع توسعه مخازن در یک محدوده خاص بالاتر و یا پایین تر که برای آن سه ماه پیش‌بینی می‌گردد، حق پاداش پیمانکار در آن سه ماهه به صورت متناسب تنظیم می‌شود تا منعکس کننده افزایش یا کاهش حداکثر به علاوه/ منهای ۵ درصد باشد. (شق ۲ بند ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

در چنین ترتیب قراردادی، در صورت تخصیص درآمد تولید شرکت ملی نفت تحت توافقنامه فروش بلندمدت صادرات، برای دریافت نرخ بازده از پیش تعیین شده؛ پیمانکار می‌بایست ریسک بالایی را در رابطه با افزایش هزینه‌ها و با توجه به تاخیر در شروع تولید متحمل شود که در نتیجه چنین تاخیری موجب کوتاه شدن دوره پاداش می‌شود. (بند ۱۰ ماده ۲۲ قرارداد خدمت مربوط به میدان نفتی آذر)

### ۳- رژیم مالی قراردادهای IPC

شباهت زیادی در نحوه توزیع درآمد میدان نفتی در رژیم مالی قرارداد IPC با قرارداد خدمات فنی عراق (TSC<sup>11</sup>) وجود دارد و همچنین می‌توان ادعان داشت که قرارداد IPC از نظر ساختار کلی مدل مالی تلفیقی از قراردادهای نفتی خدماتی

<sup>11</sup> Technical Service Contract

بیع‌مقابل<sup>۱۲</sup> و مشارکت در تولید<sup>۱۳</sup> است. این قرارداد IPC از نوع خدماتی با ریسک است، طول دوره قرارداد ۲۵ سال است که با احتساب تمدید دو ساله برای دوره اکتشاف و ۵ ساله برای دوره توسعه و تولید می‌تواند تا ۳۲ سال ادامه یابد. بر خلاف قرارداد بیع‌مقابل که مطابق آن سرمایه‌گذار هیچ نقشی در مرحله تولید ندارد، در قرارداد IPC، شرکت خارجی مجاز است در تمام مراحل فعالیت‌های بالادستی از جمله اکتشاف، توسعه و تولید شرکت کند، مسؤلیت کلیه ریسک‌های عملیات توسعه و کلیه هزینه‌ها را شرکت نفتی خارجی بر عهده خواهد گرفت و تحت هدایت و راهبری او اجرایی می‌شود؛ سرمایه‌گذار تمام هزینه‌های تعهدی خود را از محل درآمد نفت و گاز از این میدان بازیابی می‌کند. علاوه بر این، از دیگر مزایای آن از طریق هزینه پاداش هر بشکه نیز بهره‌مند می‌شود. (Farimani et al, 2020, <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00486-2>)

هیچگاه نمی‌توان میزان دقیق هزینه‌های انجام پروژه بالادستی نفت را پیش‌بینی نمود، لذا بر طبق اکثر قراردادهای نفتی منعقد در کشورهای صاحب نفت بر خلاف گذشته، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز<sup>۱۴</sup> می‌باشد. در قراردادهای جدید نفتی نیز سقف هزینه‌های سرمایه‌ای برخلاف قراردادهای بیع‌مقابل باز بوده و امکان تغییر یا افزایش آن در الگوی قرارداد IPC پیش‌بینی شده است. یکی از نکات منفی باز بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، امکان تعدی و تفریط پیمانکار در هزینه‌ها و صرف مبالغ بیش از نیاز و یا فاکتورسازی می‌باشد که برای جلوگیری از این امر فرآیند حسابداری پیچیده‌ای<sup>۱۵</sup> پیش‌بینی می‌گردد. جدای از بحث نکات منفی و مثبت باز بودن هزینه‌های سرمایه‌ای، گاهی در یک قرارداد JOA<sup>۱۶</sup>، اپراتور مربوطه جهت انجام عملیات نفتی نیاز به منابع مالی بیشتری دارد. با توجه به اینکه سرمایه در دسترس اپراتور، که هر یک از اعضا با توجه به سهم خود از عملیات می‌پردازند از قبل پیش‌بینی و پرداخت می‌گردد و میزان آن ثابت است، افزودن به سرمایه فوق‌نیازمند توافق و تصویب جدید اعضای غیر اپراتور می‌باشد. عمل مربوط، به درخواست اعضا جهت افزایش سرمایه از جانب اپراتور به Cash-call شناخته می‌شود. (Keith W. Blinn, Claude Duval, Honoré Le Leuch and André Pertuzio, 1986, P.P. 431)

از مهم‌ترین خروجی این مدل این است که سهم پیمانکار بسیار اندک است (حدود ۳٪ در حالت تنزیل شده) و نرخ بازده داخلی پیمانکار<sup>۱۷</sup> همزمان با افزایش قیمت نفت از میزان مشخصی نمی‌تواند فراتر برود که بیانگر حفظ ماهیت خدماتی قرارداد است. رژیم مالی قرارداد IPC در سطوح قیمتی پایین‌تر از ۵۰ دلار کاهنده و در سطح بالاتر فزاینده است اما میزان مطلق سودآوری پیمانکار در سطوح قیمتی بالاتر ثابت است که این مسئله از جذابیت قرارداد IPC می‌کاهد. (صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح‌الله، ۱۳۹۶، ۳۵)

<sup>۱۲</sup> زیرا در قرارداد IPC پرداخت مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد.

<sup>۱۳</sup> قرارداد IPC همچون قرارداد مشارکت در تولید حتی بعد از بازپرداخت تمام هزینه‌های عملیاتی پیمانکار همچنان از بخشی از عایدات میدان تا پایان مدت زمان قراردادی منتفع می‌گردد. (صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح‌الله، ۱۳۹۶). ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای IPC: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، مجله تحقیقات مدل سازی اقتصادی، شماره ۲۸، ۴۱

<sup>۱۴</sup> Open Capex

<sup>۱۵</sup> Accounting-procedural

<sup>۱۶</sup> Joint Operating Agreement

(قرارداد اقدام مشترک؛ به منظور جذب سرمایه، سرمایه‌گذارانی که موفق به انعقاد قرارداد نفتی با کشور میزبان می‌گردند، اغلب کنسرسیومی را تشکیل داده و شرکت‌های مختلفی صاحب قراردادهای بین‌المللی نفتی می‌گردند؛ هدف اولیه از JOA ایجاد چارچوب‌های حقوقی برای اکتشاف و تولید می‌باشد).

<sup>۱۷</sup> نرخ بازده داخلی پیمانکار در حالتی که هزینه‌های توسعه میدان بیشتر باشد نسبتاً بیشتر خواهد بود.



سیستم مالیاتی قراردادهای نوین نفتی ایران همچون قراردادهای بیع متقابل است، به این مفهوم که تمامی پرداخت‌های مالیاتی به دستگاه‌های دولتی، در نهایت به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. از این رو که در تصویب نامه "شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز" مصوب ۱۳۹۴، مواد دیگری به بحث مالیات نپرداخته؛ بنابراین به نظر می‌رسد که در قرارداد نفتی ایران و در قرارداد بای‌بک در مورد مالیات شرایط یکسانی داشته باشند. (بینایی باشی، مهدی، ۱۳۹۶، ۹۶)

### ۱-۳- انواع هزینه‌های نفتی

مطابق قرارداد IPC کلیه هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات اکتشاف بر عهده پیمانکار هستند و شرکت ملی نفت ایران سهمی در این هزینه‌ها و ریسک‌ها نداشته و صرفاً به عنوان شریک فنی و به منظور کسب دانش فنی و مدیریتی و تسهیل فرآیند انتقال تکنولوژی، تحت راهبری پیمانکار در عملیات اکتشاف حضور خواهد داشت. در صورتی که عملیات اکتشاف به کشف میدان تجاری منتهی نشود، هزینه‌هایی که پیمانکار در راستای اجرای عملیات متحمل شده، بازپرداخت نخواهد شد؛ ولی در صورت کشف میدان تجاری، هزینه‌های پیمانکار در مرحله اکتشاف، در هزینه‌های نفتی منظور و در دوره استهلاک، بازپرداخت می‌شوند.

هزینه‌های نفت و هزینه‌های قابل بازپرداخت تحت IPC به چهار گروه تقسیم می‌شوند:

۱-۳-۱- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (DCC)

۲-۳-۱- هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم (IDC)

۳-۳-۱- هزینه عملیاتی (OPEX)

۴-۳-۱- هزینه پول (هزینه‌های تأمین مالی یا هزینه‌های بانکی) (COM) (Ghorbani. 2020: 12)

### ۱-۳-۱- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (DCC)

این قسم از هزینه‌ها دربرگیرنده هزینه‌هایی می‌باشند که برای توسعه میدان، ارزیابی و دستیابی به تمامی اهداف برنامه توسعه و دیگر عملیات (توسعه) ضروری‌اند؛ این هزینه‌ها به ۲ دسته تقسیم می‌شوند:

#### ۱-۳-۱-۱- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به تولید اولیه:

(این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم ثابت و غیر قابل تغییر خواهد بود) این هزینه‌ها مقدار آن برآورد شده و به عنوان تعهد متصدی عملیات نفتی برای هزینه‌کرد چنین مخارجی در قرارداد و رسیدن به اهداف تولید اولیه محسوب خواهد شد.

#### ۲-۳-۱-۱- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به اهداف فازهای بعدی:

این بخش از این نوع هزینه‌ها بر خلاف قراردادهای خدمت از همان ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هر ساله طبق شرایط بازار و رفتار مخزن تعیین می‌شود. با بررسی و تجزیه و تحلیل نتایج عملیات توسعه فاز قبلی و رفتار مخزن، برنامه توسعه و هزینه‌های برآورد شده برای اجرای عملیات توسعه فازهای بعدی، بر اساس نتایج حاصل شده مورد تجدیدنظر و اصلاح قرار گرفته و به توافق طرفین می‌رسد. برنامه کاری و بودجه سالیانه که باید مورد تصویب شرکت توسعه‌ای مشترک و شرکت ملی

نفت ایران قرار گیرند، معیاری برای تعیین هزینه‌های قابل قبول و قابل بازپرداخت شرکت توسعه‌ای مشترک محسوب می‌شوند. این رویکرد قرارداد جدید نفتی ایران در پاسخ به چالش‌ها و معضلاتی است که در راستای نحوه تعیین هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای بیع متقابل وجود دارد. در واقع از آنجا که در قرارداد خدمت از یک سو پیمانکار در تولیدات میدان شریک نشده و هیچ سهمی در آن‌ها ندارد، و از سوی دیگر میزان هزینه‌های نفتی قابل بازپرداخت او بر مبنای هزینه‌هایی که از قبل مورد تصویب قرار گرفته و در طول اجرای پروژه تعهد به پرداخت شده است، تعیین می‌شود، بنابراین به ناگزیر همواره سقفی از پیش تعیین شده برای این هزینه‌ها پیش بینی می‌شود به نحوی که هزینه‌های مازاد بر این سقف قابل استهلاک نخواهد بود.<sup>۱۸</sup>

در قرارداد جدید نفتی ایران این چالش به خوبی تشخیص داده شده است و برنامه توسعه و هزینه‌های لازم برای اجرای عملیات توسعه فازهای مختلف به صورت برآوردی تهیه و تعیین می‌شود. به منظور نظارت بر هزینه‌های نفتی در هر سال، از سازوکار برنامه کاری و بودجه سالیانه در هر سال برای سال بعد عملیات تنظیم می‌شود و به تصویب شرکت توسعه‌ای مشترک و شرکت ملی نفت ایران می‌رسد، استفاده شده است. در قرارداد جدید، انحراف از بودجه سالیانه صرفاً تا میزان ۵٪ مبالغ مصوب هر سال مجاز است؛ در صورتی که متصدی عملیات تولید برای اجرای عملیات ارتقاء و یا بهبود بازپرداخت نفت، تزریق سرمایه به پروژه را ضروری تشخیص دهد. (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ۷۱۱) IPC یک قرارداد سرمایه باز است و پیمانکار مجاز است تا مطابق برنامه بودجه سالانه به همراه یک حد از پیش تعیین شده، هزینه کند؛ بنابراین شرکت ملی نفت و پیمانکار سالانه در مورد هزینه‌ها و مخارج مربوط به سال آینده بحث و گفت و گو می‌کنند.

پرداخت مطالبات پیمانکار همانند قراردادهای ریسکی خدماتی صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد. (صاحب‌هنر، حامد؛ ظاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح‌الله؛ ۱۳۹۶، ۴۱)

پیمانکار عملیات را از حیث مالی و فنی حمایت و پشتیبانی خواهد کرد. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم به کلیه شرکت‌های سرمایه اشاره داد. موارد لازم برای اکتشاف (فقط در صورت کشف تجاری)، توسعه و بهبود بازپرداخت نفت و گاز یا بهبود بازپرداخت نفت و گاز مانند هزینه‌های مدیریتی، مهندسی، حفاری و ساخت و هزینه‌های مورد نیاز برای تاسیسات سطحی و زیرزمینی تولید از منطقه توسعه یا مخزن و همچنین تعمیر، احیای مناطق توسعه و یا مخازن مورد نیاز. (Ghorbani, 2020, p.12)

با توجه به باز بودن سقف این دسته از قراردادها، ارقام ابتدایی صرفاً جنبه برآوردی و پیش‌بینی دارد، هزینه‌های واقعی تایید شده بر اساس برنامه‌های مالی عملیاتی سالانه که منطبق با رفتار میدان و شرایط بازار محسوب به حساب طرح منظور می‌شود.

(بهمنی، محمدعلی؛ زارع شیبانی، داوود؛ ۱۳۹۷، ۵۳)

۲-۳- هزینه‌های غیر مستقیم (IDC)

هزینه‌های غیرمستقیم شامل کلیه هزینه‌هایی هستند که به وسیله متصدی تعهد و پرداخت شده‌اند و به صورت غیرمستقیم مربوط به عملیات توسعه هستند و صرفاً شامل، (هزینه‌های قانونی ایران) می‌شوند. پیمانکار موظف است کلیه مالیات‌ها و سایر عوارض حقوقی (مالیات و عوارض) را مستقیماً به مراجع ذی‌ربط واریز کند و مبالغ بعدی را نیز تحت هزینه‌های غیرمستقیم بازبایی کند. براساس تجربه بای‌بک (بیع متقابل)، برخی از پیمانکاران مبالغی را پرداخت نکرده‌اند یا در بسیاری از موارد با تأخیر در پرداخت، منجر به بروز بسیاری از مشکلات و جریمه‌های مالی شده و نهایتاً شرکت ملی نفت ایران تمام این هزینه‌ها را

<sup>۱۸</sup> در صورت تایید شرکت ملی نفت، سقف هزینه فقط برای کارهای اضافی قابل افزایش است.

پرداخت کرده است، توصیه می‌شود که خود شرکت ملی نفت ایران مالیات و عوارض لازم را بپردازد (Ghorbani, 2020: 12)

### ۳-۱-۳- هزینه‌های عملیاتی (OPEX)

دربدارنده تمام هزینه‌هایی می‌باشد که به منظور اجرای برنامه توسعه و تولید به جز هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های بانکی (صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح الله، ۱۳۹۶، ۴۴) توسط پیمانکار انجام می‌گیرد.

### ۳-۱-۴- هزینه پول (هزینه‌های بانکی) (COM)

یکی دیگر از هزینه‌های قابل بازپرداخت در این نوع قرارداد، "هزینه پول" یا هزینه‌های تأمین منابع مالی برای پروژه است. در قرارداد بیع‌متقابل این هزینه‌ها تحت عنوان "هزینه‌های بانکی" و به منظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه در نظر گرفته شده است (بند ۱ ماده ۲۲ قرارداد بیع‌متقابل مدل ۲۰۰۸)؛ مطابق این قرارداد، به پرداخت نقدی و تعهد شده توسط پیمانکار، هزینه‌های بانکی با روش مرابحه مرکب تعلق می‌گیرد. (زهدی، مسعود، ۱۳۸۷، ۳۷) در قراردادهای IPC تنها به هزینه‌های غیرمستقیم و تاخیر در بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر بهره تعلق می‌گیرد؛ نرخ بهره از قبیل نرخ پیشنهادی بانکی لندن (نرخ بهره لایبور)، به علاوه درصد مشخصی (توافق) محاسبه می‌شوند (Ghorbani, 2020, p.12) هزینه‌های پول بانکی بر حسب فرمول مشخصی در قرارداد محاسبه شده و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم از تاریخ هزینه‌کرد تا انتهای سال بازپرداخت احتساب شده در دوره بازپرداخت مستهلک می‌گردند. (صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح الله، ۱۳۹۶، ۴۴)

مطابق قراردادهای جدید نفتی ایران، هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرمستقیم، از سال هزینه‌کرد لغایت بازپرداخت کامل، مشمول پرداخت بهره به نرخ لایبور به علاوه یک درصد خواهد شد. (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ۷۱۲) قراردادهای بازپرداخت طی دهه‌های گذشته بدون هیچ اعتراضی در این رابطه مورد استفاده قرار گرفته است و اگر در نظر گرفته شود، پرداخت عوارض بانکی یا هزینه پول به پیمانکار خلاف قوانین و مقررات ایران است، پس پرداخت سود بانک‌های ایرانی به کسانی که دارای حساب در چنین بانک‌هایی هستند باید باشد. برخلاف قوانین و مقررات ایران نه تنها شرکت ملی نفت بلکه دولت و سایر نهادها و سازمان‌های دولتی بسیاری از موافقت نامه‌های تأمین مالی را که شامل پرداخت سود وام است، منعقد کرده‌اند. بنابراین صرف نظر از آنچه گفته می‌شود این مفهوم در ایران غالب است و مخالفت با مشروعیت آن برای دفاع از آن بر اساس قوانین و مقررات سخت ایران است (Ghorbani, 2020, P. 14)

### ۳-۲- نحوه بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه در قراردادهای IPC

مواد قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) خود مبین توضیحات جامعی راجع به نحوه بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار در قرارداد جدید نفتی ایران می‌باشد و در این پژوهش به برخی از عناصر این موضوع می‌پردازیم. قراردادهای بازپرداخت شامل دو عنصر اصلی است: هزینه‌های نفتی و هزینه‌های پاداش.

۱- هزینه‌های نفتی خود از چهار مولفه تشکیل شده است: هزینه سرمایه‌ای<sup>۱۹</sup>، هزینه غیرسرمایه‌ای<sup>۲۰</sup> و هزینه‌های بانکی (B.C) مبتنی بر لایبور به علاوه حق بیمه و پاداش خدمات شرکت نفتی بین‌المللی با نرخ بازده داخلی توافق شده. هزینه سرمایه‌ای: کل هزینه سرمایه‌ای است که در پروژه اتفاق افتاده است. هزینه غیرسرمایه‌ای: کسری از وام‌هاست که در هر دوره توسط شرکت ملی نفت بازپرداخت می‌شود. هزینه‌های بانکی (B.C) یا هزینه‌های تأمین وام‌های گرفته شده برای توسعه یا اکتشاف با منابع ترکیبی را پوشش می‌دهد.

۲- پاداش؛ پاداشی است که به شرکت نفتی بین‌المللی برای خدمات آن‌ها از جمله انجام فعالیت‌های مهندسی تهیه و ساخت به همراه تأمین اعتبار پروژه و انتقال فناوری به شرکت نفتی بین‌المللی پرداخت می‌شود. کلیه بازپرداخت‌ها از محل فروش کالاها و کالاهای تولید شده این میدان پس از کسر متوالی هزینه‌های عملیاتی و نگهداری واریز می‌شود. در صورتی که در قراردادهای بیع‌متقابل، تولید اولیه وجود داشته باشد، هزینه عملیاتی پیمانکار مربوط به اوایل دوره تولید می‌باشد؛ از این رو حق دارد که ابتدا هزینه‌های عملیاتی را از محل درآمد ناخالص این حوزه بازپرداخت کند. (Soleimani & Tavakolian, 2017, P. 7-8)

### ۱-۲-۳- بازپرداخت هزینه‌های نفتی

مطابق ماده 25.1.2 قرارداد IPC، هزینه‌های نفتی از محل "نفت هزینه‌ای"<sup>۲۱</sup> مستهلک می‌گردد که شامل هزینه‌های عملیاتی اکتشاف، توسعه و تولید<sup>۲۲</sup> می‌باشد. مطابق این پانل‌ها در مرحله اکتشاف شرکت ملی نفت ایران و پیمانکار به منظور اجرای عملیات، اقدام به تشکیل شرکت عملیاتی اکتشافی کرده و عملیات اکتشاف با سرمایه‌گذاری و ریسک پذیری انحصاری پیمانکار، تحت هدایت و رهبری او اجرایی می‌شود. شرکت ملی نفت ایران نیز به عنوان شریک‌فنی<sup>۲۳</sup> و بدون آنکه در هزینه‌ها و ریسک‌های این عملیات شریک شود، در کنار پیمانکار قرار خواهد گرفت. در صورتی که عملیات اکتشاف به کشف میدان تجاری پیمانکار منتهی شود، هزینه‌هایی که پیمانکار در راستای اجرای عملیات متحمل شده، بازپرداخت نخواهند شد؛ ولی در صورت کشف میدان تجاری، هزینه‌های پیمانکار در مرحله اکتشاف در هزینه‌های نفتی منظور و در دوره استهلاک، بازپرداخت می‌شوند.<sup>۲۴</sup> با اجرای عملیات ارزیابی و احراز کشف میدان تجاری، پروژه وارد مرحله توسعه خواهد شد؛ همچنین در این مرحله شرکت عملیاتی توسعه‌ای به منظور اجرای عملیات، تشکیل شده و کلیه هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات توسعه به وجود آمده در این مرحله، بر عهده شرکت نفتی بین‌المللی یا پیمانکار بوده و تحت هدایت و راهبری او اجرایی می‌شوند. شرکت ملی نفت ایران نیز به عنوان شریک فنی و بدون آنکه در هزینه‌ها و ریسک‌های این عملیات شریک شود، در کنار پیمانکار قرار خواهد گرفت؛ کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (DCC) و هزینه‌های غیرمستقیم (IDC) عملیات توسعه که به وسیله پیمانکار و از طرف شرکت ملی نفت ایران تعهد و پرداخت شده‌اند به همراه هزینه پول (هزینه‌های بانکی)، از محل تولیدات قابل تخصیص

<sup>19</sup> Capex

<sup>20</sup> Non-Capex

<sup>21</sup> Cost Petroleum

<sup>22</sup> Petroleum costs: include all costs and expenditures for Exploration, Development and Production during the term of the contract including post development investment"

<sup>23</sup> Technical partner

<sup>24</sup> "The entire Exploration operation and works in all phases shall be under full risks and costs of the IOC.

In other words, no compensation will be made by NIOC and no right of any other claims, whatsoever, remains for IOC in the failure case.

Upon establishment the commerciality, contractor shall proceed to the Development phase.

All costs incurred for successful discoveries shall be aggregated and charged to the petroleum costs and IOC will be entitled to recover them under the terms and conditions of the contract"

به شرکت مزبور مستهلک خواهند شد؛ بنابراین بر خلاف عملیات اکتشاف که مشارکت شرکت ملی نفت ایران صرفاً جنبه عملیاتی و انتقال دانش فنی، مدیریتی و تکنولوژیک داشته و مشارکت در سرمایه‌گذاری محقق نمی‌شود، در مرحله توسعه، با وجود این که کلیه ریسک‌ها و هزینه‌های اجرای عملیات با پیمانکار است، ولی بر حسب میزان سهام در شرکت ملی نفت در این عملیات، پیمانکار سهم سرمایه‌گذاری شرکت مزبور را متقبلاً شده و متعاقباً این هزینه‌ها را از محل تولیدات قابل تخصیص به این شرکت مستهلک خواهد کرد. (حاتمی و کریمی، ۱۳۹۳، ۷۱۳)

کل بازپرداخت به پیمانکار در هر دوره حداکثر از محل ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی<sup>۲۵</sup> 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 انجام می‌شود. همچنین پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقی مانده نمی‌گردد. (شکوهی، محمدرضا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۹۳)

#### ۱-۲-۳- هزینه سرمایه‌ای مستقیم:

بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای که تا هنگام شروع تولید اولیه (یا نهایی از میدان در مورد میداین در حال تولید) صورت گرفته حداکثر ظرف ۷-۵ سال از زمان انجام هزینه باید پرداخت شود. لیکن آغاز بازپرداخت این هزینه‌ها بعد از شروع تولید اولیه از محل تولیدات میدان خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ای که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده است نیز ظرف ۷-۵ سال از تاریخ هزینه‌کرد تسویه می‌گردند. شایان ذکر است برای مخارج سرمایه‌ای مستقیمی که در سال‌های پایانی قرارداد توسط شرکت خارجی انجام می‌پذیرد در صورتی که نفت هزینه به اندازه کافی نباشد که بتواند بازپرداخت این هزینه‌ها را پوشش دهد، شرکت ملی نفت ایران متعهد خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه‌های انجام شده را در فرآیند قابل قبول طرفین مسترد نماید بنابراین می‌توان گفت عملاً سقفی برای انجام هزینه سرمایه‌ای مستقیم وجود ندارد. (صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح الله، ۱۳۹۶، ۴۴)

در این نوع از قراردادها تنها به هزینه‌های غیرمستقیم انجام گرفته از شروع تاریخ موثر در قرارداد تا شروع دوره بازپرداخت، هزینه پول تعلق خواهد گرفت؛ بنابراین به هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیمی که پیمانکار از شروع تاریخ موثر در قرارداد تا شروع دوره بازپرداخت متحمل می‌شود، هزینه پول تعلق نمی‌گیرد. (شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۹۰)

#### ۲-۱-۲- هزینه پول:

هزینه پول یا هزینه بانکی در قرارداد مطابق یک فرمول معین محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، از تاریخ هزینه‌کرد لغایت سال بازپرداخت منظور شده و در دوره بازپرداخت مستهلک خواهد شد. (حاتمی و کریمی، ۱۳۹۳، ۷۱۴)

در رژیم مالی این نوع از قراردادها به دو عامل هزینه پول تعلق می‌گیرد:

۱- هزینه‌های غیرمستقیم صورت گرفته که قبل از تولید اولیه توسط پیمانکار انجام شده است و همچنین شروع بازپرداخت آن از زمان شروع تولید اولیه خواهد بود.<sup>۲۶</sup> هزینه تامین مالی در این مورد برابر خواهد بود با:

<sup>۲۵</sup> بند 25.4 Iran Petroleum Contract (IPC)

<sup>۲۶</sup> به این وقفه زمانی بین هزینه غیرمستقیم انجام شده و بازپرداخت آن، هزینه پول تعلق می‌گیرد.

نرخ بهره (لایبور)+ درصد مورد توافق<sup>۲۷</sup>

۲- تنها در صورت بروز تاخیر بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه، در طول دوره بازپرداخت هزینه‌ها به پیمانکار؛ در صورتی که نتوان علت این تاخیرها را به پیمانکار نسبت داد، به پول پرداخت نشده هزینه مالی تعلق نخواهد گرفت. (شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۹۰) هزینه تامین مالی در این مورد برابر خواهد بود با:  
نرخ بهره (لایبور)+ درصد مورد توافق

### ۳-۲-۱-۳- هزینه‌های غیرمستقیم:

همچنین هزینه‌های غیرمستقیم قبل از شروع تولید اولیه ظرف ۷-۵ سال از زمان هزینه‌کرد و شروع پرداخت آن از تاریخ تولید اولیه خواهد بود؛ هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه نیز ظرف ۷-۵ سال از تاریخ هزینه‌کرد این مخارج تسویه خواهند شد. (صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح الله، ۱۳۹۶، ۴۴)

### ۳-۲-۱-۴- ریسک عدم کفایت تولیدات:

قرارداد جدید نفتی ایران ریسک عدم کفایت تولیدات برای بازپرداخت هزینه‌های نفتی را به شرکت ملی نفت ایران تحمیل کرده است؛ به موجب این قرارداد چنانچه میزان "نفت هزینه‌ای" برای بازپرداخت هزینه‌های نفتی تا پایان دوره اعتبار قرارداد کافی نباشد، شرکت ملی نفت ایران بخش باقی مانده از این هزینه‌ها (هزینه‌های مستهلک نشده) را مطابق با رویه‌ای مشخص که مورد قبول طرفین است پرداخت خواهد کرد.<sup>۲۸</sup>

### ۳-۲-۲- بازپرداخت سهم شرکت ملی نفت ایران از هزینه‌ها

بر اساس قرارداد جدید نفتی ایران، کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و سرمایه‌های غیرمستقیم که پیمانکار از طرف شرکت ملی نفت ایران تا پیش از تولید نهایی از میدان بازپرداخت کرده است، به همراه هزینه‌پول (هزینه بانکی)، ظرف مدت ۵ سال از تاریخ آغاز تولید اولیه، از منابع نفتی شرکت ملی نفت ایران باز پرداخت خواهد شد؛ همچنین هزینه‌هایی که پیمانکار پس از این تاریخ پرداخته است ظرف ۵ سال از تاریخ هزینه‌کرد آن‌ها و مطابق با گزارش‌های مالی سالیانه مصوب شرکت توسعه ای مشترک و شرکت ملی نفت ایران مستهلک خواهند شد. (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ۷۱۶)

### ۳-۲-۳- پرداخت حق الزحمه و پاداش در قراردادهای IPC

در قراردادهای نفتی در ازای پذیرش ریسک‌ها و هزینه‌های عملیات نفتی و اجرای این عملیات از یک سو و انتقال دانش فنی و تکنولوژی به دولت میزبان و تامین منابع مالی لازم برای اجرای پروژه و مدیریت آن از سوی دیگر، بر حسب ماهیت قرارداد و سازوکار مورد توافق طرفین، به پیمانکار حق الزحمه تعلق می‌گیرد. در قرارداد جدید نفتی ایران بر مبنای فاکتور R و متناسب با ابعاد ریسک‌های هر پروژه از یک سو و دستیابی به اهداف و سطح تولید مشخص در قرارداد از سوی دیگر، به متصدی عملیات توسعه تعلق خواهد گرفت. پرداخت حق الزحمه در قرارداد جدید نفتی ایران از دو متغیر یعنی میزان ریسک هر پروژه و قیمت

<sup>۲۷</sup> که این مورد می‌تواند همانند قرارداد ریسکی خدمات توسط شرکت ملی نفت تعیین گردد.

<sup>۲۸</sup> "In the event that costs petroleum will not be enough for recoveries of the costs until the end of contract term, then NIOC will be obligated for the payments of the remaining balance of the costs under the certain procedure agreeable to both parties."

نفت پیروی می‌کند به نحوی که میزان آن در مناطق ساحلی با ریسک متوسط و یا مناطق دریایی با ریسک پایین، کمتر است. از سوی دیگر، این میزان در مناطق ساحلی با ریسک بالا و مناطق دریایی با ریسک متوسط، از مناطق ساحلی با ریسک متوسط و یا مناطق دریایی با ریسک کم، بیشتر است؛ سرانجام میزان حق الزحمه در مناطق ساحلی و دریایی با ریسک بسیار بالا و میادین مشترک در مقایسه با مناطق ساحلی با ریسک بالا و مناطق دریایی با ریسک توسط افزایش می‌یابد. وانگهی سازوکار تخصیص حق الزحمه بدین نحو، سبب می‌شود پیمانکار از نوسان قیمت و تغییر شرایط بازار نفت متأثر و در آن شریک شود.

شایان ذکر است که پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار طبق شرایط مندرج در قرارداد از زمان تولید اولیه آغاز می‌شود. (بند ب ماده ۹، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، مصوبه هیئت وزیران، مرداد ۱۳۹۵) بنابراین در ازای پذیرش ریسک‌های پروژه و انجام عملیات نفتی و ارائه تمامی خدمات به کارفرما بر مبنای فاکتور R به ازای هر بشکه نفت تولیدی و یا به ازای هر هزار فوت مکعب گاز تولیدی حق الزحمه دریافت خواهد کرد. (شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۹۰-۸۹)

همانگونه که اشاره شد شرط اصلی تخصیص حق الزحمه در قرارداد جدید نفتی ایران، دستیابی به میدان به اهداف و سطح تولید تعیین شده در قرارداد در طی مدتی مشخص است؛ به نحوی که عدم تحقق این عوامل سبب تعدیل و تغییر میزان حق الزحمه‌ای خواهد شد که به پیمانکار تخصیص می‌یابد. پرداخت حق الزحمه به شرح فوق، از تاریخ تولید اولیه آغاز و طی دوره‌ای که بر حسب شرایط هر میدان بین ۲۰-۱۵ سال برآورده شده، ادامه می‌یابد؛ ولی این دوره در هر حال از ۲۰ سال تجاوز نخواهد کرد. (حاتمی، علی؛ کریمیان، اسماعیل، ۱۳۹۳، ۷۱۷)

قراردادهای آی‌پی‌سی، پیمانکار را مستحق به دریافت اصل هزینه و حق الزحمه (دستمزد) در هر بشکه نفت تولیدی می‌داند اگرچه هیچ‌گونه حقی به نفت درون مخزن یا نفت تولیدی برای پیمانکار ایجاد نخواهد کرد.<sup>۲۹</sup> (شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۸۴)

قراردادهای IPC نیز مشابه قرارداد خدمت عراق، پس از رسیدن به نفت تجاری و تولید آن، در ازای هر بشکه نفت حق الزحمه پرداخت خواهد شد. این دستمزد به نفت تولیدی مازاد بر روند تولید فعلی در میادین در حال توسعه مجد تعلق می‌گیرد؛ بدین منظور ابتدا نرخ افت توان تولید از میدان (در فرض عدم سرمایه‌گذاری در میدان) و همچنین نرخ تولید فعلی محاسبه می‌گردد. (نیکبخت فینی، حمیدرضا؛ باقری، محمود؛ قربانی، الهه؛ ۱۳۹۷، ۵۵۵) بنابراین دستمزد به نفت تولیدی بیشتر از سطح تولید که به دلیل سرمایه‌گذاری شرکت‌های طرف قرارداد محقق شده (نفت مازاد)، تعلق خواهد گرفت. (خواجوی، علی؛ ۱۳۹۴، ۳۳) حق الزحمه بنابر ریسک‌های موجود در پروژه و منطقه قراردادی، سطح تولید و همچنین سطح تولید و قلمرو قرارداد اعم از اکتشاف و توسعه متغیر است.

علاوه بر موارد ذکر شده حق الزحمه قابل پرداخت به پیمانکار با تغییر قیمت نفت بر اساس فرمول زیر متغیر خواهد بود: (ماده ۲۵، بند ۳-۵، متن قرارداد نوین نفتی ایران)

$${}^{30}AF = \frac{1}{2} F^{31} (1 + p_n/p_0)$$

<sup>۲۹</sup> بنابراین یک قرارداد خداتی محسوب می‌شود به این دلیل واضح که پیمانکار حقی بر منابع هیدروکربوری درون مخزن و یا بر سر چاه ندارد.

<sup>۳۰</sup> Adjusted Fee for the Export oil price increases or decreases

دستمزد تعدیل شده به ازای قیمت هر بشکه نفت خام

<sup>۳۱</sup> Contractual Fee per Barrel

دستمزد قراردادی در هنگام انعقاد قرارداد به ازای هر بشکه

بنابر نتایج به عمل آمده از طریق فرمول فوق می‌توان بیان نمود: (شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه؛ ۱۳۹۵، ۹۲)

- دستمزد پرداختی به پیمانکار با کاهش و یا افزایش قیمت نفت رابطه مستقیم دارد.
- اگرچه قراردادهای آی‌پی‌سی زیرمجموعه‌ای از قراردادهای خدمت محسوب می‌گردند، اما از آنجا که دستمزد پیمانکار بر اساس قیمت نفت و تولید به طور پلکانی متغیر است به نوعی می‌توان مشابه با قراردادهای مشارکت در تولید دانست. (تراب‌زاده جهرمی، محمدصادق؛ حسینی، سید کاظم؛ نوروزی، محمد؛ ۱۳۹۶، ۱۰)

### نتیجه‌گیری و پیشنهادات

نتایج حاکی از آن است که به جز سناریوی قیمت پایین در میادین کوچک و بزرگ، IPC نسبت به قراردادهای سرویس برای پیمانکار جذاب تر است. همچنین در IPC برای پیمانکار نسبت به قرارداد ریسکی خدماتی سود بیشتری در بردارد. با این حال نتایج نشان می‌دهد قیمت پایین میدان‌های کوچک و بزرگ برای پیمانکار جذاب‌تر است. دلیل این امر این است که در قراردادهای ریسکی خدماتی پیمانکار می‌تواند تا ۶۰ درصد از درآمد ناخالص را در هر دوره بازیابی کند. اما در IPC این سقف تا ۵۰ درصد پایین آمده است. از طرف دیگر پیمانکار در IPC در مدت زمان طولانی‌تری هزینه بیشتری را در مقایسه با طرح قرارداد ریسکی خدمات دریافت می‌کند؛ بنابراین مدل قراردادهای ریسکی خدماتی برای شرکت‌های نفتی بین‌المللی برای سرمایه‌گذاری در بخش نفت و گاز ایران دلسرد کننده بود.

IPC یک قرارداد ریسکی خدماتی است و تا آنجا که به عدم حق پیمانکار از نفت تولیدی مربوط می‌شود، شبیه بیع‌مقابل است و بنابراین می‌توان گفت قرارداد IPC نسل جدیدی از بازپرداخت است. عمده چالش‌های این حوزه را می‌توان در چند مورد خلاصه کرد: منفعت اقتصادی بیشتر شرکت ملی نفت ایران در قراردادهای IPC به نسبت پیمانکار، عدم پرداخت حق‌الزحمه مازاد بر هزینه‌های انجام شده به پیمانکار، فزاینده بودن رژیم مالی در سطوح بالای قیمتی و در نتیجه افزایش سهم دولت و ثابت ماندن سود پیمانکار، انتقال ریسک به پیمانکار در صورت کاهش پیدا کردن تولید و در نهایت کاهش یافتن پاداش پیمانکار و ... ضمناً پیشنهاد می‌گردد هزینه بانکی علاوه بر تاخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار به هزینه‌های انجام شده در دوران توسعه نیز تعلق گیرد تا پیمانکار بالاجبار سرمایه مورد نیاز را از بازارهای مالی تامین ننماید.

در خصوص بحث تطبیق نیز از آنجا که قراردادهای خدمت از اهداف اولیه این پژوهش به‌شمار می‌رفت لذا رژیم مالی قرارداد نفتی آذر به طور مبسوط بحث شد و نکات قابل تاملی مورد مشاهده قرار گرفت. مسائلی از قبیل ایجاد انگیزه کافی در مواردی که به هزینه‌های مازاد صورت گرفته توسط پیمانکار حق‌الزحمه‌ای درخور پرداخت می‌شود و در نهایت انگیزه کافی برای پیمانکار ایجاد می‌کند که می‌تواند در مدل مالی نسل‌های بعدی در جهت بهبود شرایط و تسهیل جذب شرکت‌های نفتی بین‌المللی مورد توجه قرار گیرد. بهترین راهکار برای تکمیل و تصحیح ضعف‌های قرارداد IPC شناسایی مواردی است که سهم پیمانکار در آن حوزه کاهش یافته و همچنین برقراری تعادل میان حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار علاوه بر ایجاد انگیزه برای شرکت‌های نفتی بین‌المللی می‌توانیم با طراحی بر مبنای اصل انصاف این حوزه را قانونمند نماییم.

منابع فارسی:



## کتاب

۱. امامی، مسعود، (۱۳۹۳)، حقوق قراردادهای بین المللی نفت، تهران، چاپ دوم، انتشارات دانشگاه امام صادق (ع).
۲. حاتمی، علی؛ کریمیان، اسماعیل، (۱۳۹۳)، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری، تهران، تیسرا.
۳. زهدی، مسعود، (۱۳۸۷)، روش‌های مالی حسابداری قراردادهای بیع متقابل، جلد اول، تهران، نویسندگان نیلوفر.

## مقالات

۴. بهمنی، محمد علی؛ زارع شیبانی، داوود، (۱۳۹۷)، نظم نوین نفتی ایران در طراحی الگوهای قراردادی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت، مطالعات حقوقی، دوره دهم، شماره سوم.
۵. بینایی باشی، مهدی، (۱۳۹۶)، بررسی حقوقی نظام مالیات در قراردادهای اصلی نفت و گاز ایران و مقایسه آن با برخی کشورها، پایان نامه کارشناسی ارشد، موسسه آموزش عالی آموزش و پژوهش مدیریت و برنامه‌ریزی.
۶. تراب زاده جهرمی، محمدصادق؛ حسینی، سیدکاظم؛ نوروزی، محمد، (۱۳۹۶)، تبیین خط مشی با استفاده از الگوی چارچوب ائتلاف مدافع (مطالعه موردی: قراردادهای نفتی ایران IPC)، بهبود مدیریت، بهار، شماره ۳۵، (علمی-پژوهشی).
۷. حیدری پور، احسان؛ باقری، صباح، (۱۳۹۴)، بررسی قراردادهای خدماتی نفت و گاز (مطالعه موردی ایران و ونزوئلا)، ماهنامه علمی ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۱۲۷.
۸. خواجهی، علی، (۱۳۹۴)، بررسی و مقایسه قراردادهای خدماتی عراق با قراردادهای جدید توسعه میادین نفت و گاز ایران (IPC) و ارائه پیشنهادها اصلاحی، ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید، شماره ۱۲۶، صص ۳۱-۳۸.
۹. شکوهی، محمدرضا؛ سلیمانی، مهسا؛ شیخی نژاد مقدم، رسول؛ کاتبی، آیه، (۱۳۹۵)، مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال پنجم، شماره ۲۰، صفحات ۱۱۳-۷۹.
۱۰. صاحب هنر، حامد؛ طاهری فرد، علی؛ مریدی فریمانی، فاضل؛ مهدوی، روح الله، (۱۳۹۶)، ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای IPC: مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، مجله تحقیقات مدل سازی اقتصادی، شماره ۲۸.
۱۱. قنبری جهرمی، محمد جعفر؛ اصغریان، (۱۳۹۴)، مطالعه تطبیقی ترتیبات مالی قراردادهای خدماتی نفتی ایران و عراق، مطالعات حقوق تطبیقی دوره ۶، شماره ۲، صفحات ۷۵۱ تا ۷۷۱.
۱۲. کهن نژاد، روح الله؛ منظور، داوود؛ امانی، مسعود، (۱۳۹۷)، تحلیل مقایسه‌ای رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران (IPC) مطالعه موردی میدان آزادگان، فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی، شماره ۸۵، سال بیست و ششم، صفحه ۲۱۸-۱۸۹.
۱۳. نیکبخت فیینی، حمیدرضا؛ باقری، محمود؛ قربانی، الهه، (۱۳۹۷)، بررسی مقایسه‌ای چارچوب قراردادی بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی، مطالعات حقوق انرژی، دوره ۴، شماره ۲، صفحات ۵۴۷ تا ۵۷۰.
۱۴. نیکبخت، حمیدرضا؛ موسوی، سید حسن، (۱۳۹۴)، اصول و ساختار الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، مجله تحقیقات حقوقی، شماره ۷۲.

## انگلیسی

1. Dongkun, Lue, Yan Na. (2010). Project Economics and Decision Analysis, Vol. 1, PP. 154-162. Pennwell.

2. Dongkun, Lue, Yan Na. (2010). Assessment of Fiscal terms of International Petroleum Contracts, *Petroleum Exploration and Development*, Vol 37, Issue 6. Online English edition of the Chinese Language Journal, PP.756-762.
3. Fard Kardel, Mahmoud. (2017). Potential Role of New Concession Contracts in Promoting the Development of Iran's Upstream Oil and Gas Industry, Sydney, Australia, A thesis submitted in fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy Western Sydney University.
4. Farimani, Fazel M, Xiaoyi Mu, Sahebbonar, Hamed, Taherifard, Ali. (2020). An Economic analysis of Iranian Petroleum Contract, *Petroleum Science*, <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00486-2>.
5. Ghandi, Abbas, C. -Y. Cynthia Lin. (2014). Oil and Gas Service Contracts around the world: A review, *Energy Strategy Reviews*.
6. Ghorbani, Elaheh. (2020). Exploration, development and production of Iran's fields and reservoirs through the Iran petroleum contract (IPC), *Journal of Energy & Natural Resources Law*.
7. Ghorbani, Elaheh. (2020). Exploration, development and production of Iran's fields and reservoirs through the Iran petroleum contract (IPC), *Journal of Energy & Natural Resources Law*. [13] Khajavi, Ali. (1394). Examining an comparing Iraqi Service Contracts with Development of Iran's Oil and Gas Field Contracts (IPC) and provide corrective suggestions, *Scientific monthly – Extension of Exploration and Production*, No 126, PP. 31-38.
8. Mazeel, Muhammad. (2010). *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*, Diplomica verlag, Hamburg.
9. Mian, M.A. (2010). *Designing Efficient Fiscal Systems*. SPE 130127. PP.1-13.
10. Soleimani. M, and Tavakolian. M. (2017). Comparative Financial Analysis of IPC, the new Iran's oil Fields Development and Production Enhancement Framework IPC vs. Buyback Contracts, Kuala Lumpur, Malaysia, Society of petroleum Engineers, OIEC.
11. W.Blinn, Keith, Duval, Claude, Le Leuch, Honoré , Pertuzio, André. (1986). *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*, London: Euromoney Publications.

## A Comparative Study of Financial System of Iranian Petroleum Contracts (IPC) with Service Contracts (SC)

Sepanta Mojtahedzadeh<sup>1</sup>, Mohammad Javad Kazami<sup>2</sup>, Mahsan Golpour

*1- Assistant Professor in General International Law University of Mazandaran*

*2- Visiting Professor in Private Law University of Tehran*

---

### Abstract

Each country design its financial and tax model in each region according to political and geographical situation, thus today, we witness a variety kinds of petroleum contracts around the world such contracts are different in provision of contract, which reduces or increases its attractiveness for a group of investors. Investigating petroleum contracts requires study and analyze the financial system developments of each of them. Investigating the financial system governing the two service contracts and the new Iran petroleum contracts (IPC), we can research that on what basis, rules and legal contracts, the contractor enters this capital on the host country, and on what basis, rules and legal contracts, withdraw the principal with the profit from the country. It seems that the financial system of these two contracts has been different, so that the system of expenses depreciation and capital at new pattern of oil contract has specific procedure to calculate, installments and repay the expenses at each of exploration, development and production process. Also, one of the features of Iran new petroleum contract is lack of central costs and capital expenditure thresholds in reciprocal sale contracts. But finally, all of performances, activities and costs require to be confirmed by NIOC.

**Keywords:** Repayment of Oil Costs, Reward Repayment, Financial System, Capital Cost, Non-Capital Cost

**JEL Classification:** K12

---