

## بررسی و تجزیه و تحلیل نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید

محمد توکلی<sup>۱</sup>، ولی الله آئینه‌نگینی<sup>۲\*</sup>، عادل بهرامی<sup>۳</sup>

۱. دانشیار دانشگاه صنعت نفت

۲. کارشناس ارشد مدیریت مالی دانشگاه صنعت نفت

۳. کارشناس ارشد مدیریت مالی دانشگاه صنعت نفت

(تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۰۷/۲۹؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۱۱/۲۶)

### چکیده

با نگاهی به انواع نظام‌های قراردادی در صنعت نفت مشاهده می‌شود که کشورها در سطح جهان از قراردادهای متنوع و گوناگونی به منظور اکتشاف و توسعه میدان‌های نفتی خود استفاده می‌کنند. اصولاً قراردادهای متنوع گسترده‌ای برخوردارند و حتی ممکن است نظام قراردادی از یک میدان نسبت به میدان دیگر با مشخصات مشابه تفاوت‌های اساسی و بااهمیتی داشته باشد. بنابراین، آنچه در نظام‌های قراردادی صنعت نفت مهم است مفاد و عناصر مالی، فنی و حقوقی ذکر شده در آن است و طراحی نظام مالی کارا در قراردادهای نفتی نیازمند حضور گروه‌های تخصصی فنی، حقوقی و مالی در کنار یکدیگر به منظور طراحی قراردادهاست. در این مقاله ابتدا انواع قراردادهای در صنعت نفت را بررسی می‌کنیم، سپس به صورت خاص عناصر و نظام مالی استفاده شده در قراردادهای مشارکت در تولید بررسی و تجزیه و تحلیل و شیوه محاسبه و گنجاندن این مفاد در قرارداد تشریح می‌شود. همچنین بیان می‌شود که چگونه مبنای نقاط پرش می‌تواند بر عایدات طرفین تأثیر گذارد. در پایان نیز هر کدام از عناصر مالی از قبیل تغییرات قیمت روی عایدات طرفین در قراردادهای مشارکت در تولید بررسی خواهند شد.

### واژگان کلیدی

قرارداد مشارکت در تولید، نظام مالی، نقطه پرش.

---

\*. E-mail: V\_Negini@yahoo.com

## ۱. مقدمه

اولین قراردادهای نفتی اعطاشده از نوع امتیازی بوده و ساختار بسیار ساده‌ای داشته است. این قراردادها با توجه به شرایط خاص دوره خود شدیداً به نفع شرکت‌های نفتی عمل می‌کردند تا شرکت‌های مذکور انگیزه کافی برای ورود به صنعت پیریسک و ناشناخته نفت را داشته باشند. طی زمان با کاسته شدن از فضای مه‌آلود صنعت نفت و گاز و توسعه علوم و فناوری‌های مرتبط، شرایط تغییر یافت و از میزان ریسک و ابهام صنعت کاسته شد. در این زمان برخی کشورها با تغییر عناصر نظام‌های امتیازی موجود آن‌ها را از حالت یک‌طرفه خارج کردند و روابط خود با شرکت‌های نفتی را با همان قراردادهای امتیازی بهبودیافته ادامه دادند. در این میان برخی کشورها با توجه به عقبه ذهنی منفی ایجادشده نسبت به نظام‌های امتیازی سعی در طراحی نظام‌های جدیدی داشتند که به ابداع انواع نظام‌های قراردادی مشارکت در تولید و خدمات منجر شد. بررسی بندهای افزوده شده به نظام‌های جدید امتیازی، قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی نشان می‌دهد همگی آن‌ها به سمت اهداف مشخص و واحدی حرکت کرده‌اند، لذا هر کشوری متناسب با قوانین حاکم، یکی از نظام‌های موجود را انتخاب خواهد کرد. بعد از انتخاب نوع خاص قرارداد آنچه اهمیت خواهد داشت استفاده درست و به‌جا از انواع عناصری است که کشورها در جهت بهره‌مندی حداکثری از منابع کشور خود وضع کرده‌اند. تمامی عناصر و مفاد ذکرشده در قراردادهای صنعت نفت و گاز از اهمیت بالایی برخوردارند، اما طرز چینش و به‌کارگیری این مفاد و عناصر در قراردادها امری مهم‌تر و اساسی‌تر است. در واقع چینش بهینه این قوانین در کنار یکدیگر سبب منتفع شدن طرفین قرارداد اعم از سرمایه‌گذار و دولت میزبان می‌شود. بنابراین، در اینجا بحث نظام مالی کارا که سه عنصر اصلی انعطاف‌پذیری، بی‌طرفی و ثبات شالوده‌های نظام را تشکیل می‌دهد مطرح می‌شود و فقدان هر کدام از این عناصر مذکور سبب برهم خوردن تعادل و منصفانه بودن نظام مالی قراردادها می‌شود. در واقع وجود یک نظام مالی کارا در قراردادهای منعقدشده در صنعت نفت و گاز سبب برد هر دو طرف و همان‌گونه که بیان شد علاوه بر برآورده کردن اهداف دولت میزبان سبب منتفع شدن شرکت بین‌المللی و به تبع آن سرمایه‌گذار می‌شود. در این مقاله قراردادهای مشارکت در تولید بررسی و تشریح خواهند شد، سپس نظام مالی حاکم بر این قراردادها تجزیه و

تحلیل می‌شود. در انتها نیز با تمرکز روی سه عنصر اصلی انعطاف‌پذیری، بی‌طرفی و ثبات، نحوه طراحی یک نظام مالی کارا در قراردادهای مشارکت در تولید بیان خواهد شد.

## ۲. نظام‌های قراردادی استفاده‌شده در صنعت نفت و گاز

به صورت کلی نظام‌های قراردادی که در صنعت نفت معمول‌اند و کشورها از آن استفاده می‌کنند به سه دسته امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی تقسیم می‌شوند. با توجه به اینکه به صورت خاص در ایران نوع خاصی از قراردادهای خدماتی به نام بیع متقابل استفاده می‌شود در این بخش به صورت جداگانه به آن پرداخته شده است.

### ۱.۲. نظام‌های مالی امتیازی

امتیاز یا مجوز قراردادی است که به شرکت بین‌المللی نفت یا کنسرسیوم، حق انحصاری کشف و تولید هیدروکربن در یک منطقه خاص (منطقه یا بلوک مجوزدار) را برای یک دوره زمانی معین اعطا می‌کند. در ازای این حقوق، شرکت بین‌المللی نفت ممکن است پاداش امضا یا کارمزد مجوز را به دولت میزبان پرداخت کند. عایدات دولت میزبان در صورت تولید هیدروکربن معمولاً به صورت حق مالکیت و مالیات پرداخت می‌شود. این نوع نظام در ایالات متحده، انگلستان، فرانسه، نروژ، استرالیا، روسیه، نیوزیلند، کلمبیا، آفریقای جنوبی و آرژانتین استفاده می‌شود. نزدیک به نیمی از کشورها در سراسر جهان از نظام امتیازی (حق امتیاز/ مالیات) استفاده می‌کنند. در این گروه از کشورها، ابزارهای مالی به‌کاررفته تنوع بسیاری دارند. نرخ حق مالکیت و مالیات، تعداد لایه‌های مالیاتی به‌کاررفته (مالیات مقیاس متغیر) و دیگر ویژگی‌های موجود همانند مشوق‌ها (برای مثال، کمک‌هزینه سرمایه‌گذاری و اعتبار مالیاتی) از جمله این ابزارهای مالی‌اند. حق مالکانه دولت‌ها معمولاً به صورت درصدی از درآمدها (برای مثال ۱۸/۷۵ درصد در خلیج مکزیک آمریکا) و عایدات ناشی از مالیات به صورت نرخ مالیات شرکتی است (برای مثال، ۳۵ درصد در خلیج مکزیک آمریکا) (Deutsche Bank, 2013: 113). در مقابل، وقتی قیمت نفت افزایش می‌یابد، عایدات دولت کاملاً ثابت باقی می‌ماند در حالی که عایدات پیمانکار روند صعودی می‌گیرد (در نظام سنتی امتیاز).

## ۲.۲. قراردادهای مشارکت در تولید

مشارکت در تولید قراردادی بین پیمانکار و کشور (شرکت) میزبان است که پیمانکار همه هزینه‌های اکتشاف، توسعه، تولید و ریسک‌های مرتبط را در مقابل کسب سهم مشخصی از تولید همان میدان متحمل می‌شود (Kilunge, 2005: 10). زمان قرارداد نیز مانند قراردادهای امتیازی در صورت کشف نشدن مخزن بین پنج تا شش سال و در صورت کشف میدان متناسب با عمر آن، حدود ۲۵ تا ۴۰ سال است (مؤمنی و صالحیان، غنیمی فرد و محمودی، ۱۳۸۹). عموماً اصطلاح قراردادهای مشارکت در تولید<sup>۱</sup> مترادف موافقت‌نامه‌های مشارکت در تولید<sup>۲</sup> است و تفاوتی بین آن‌ها وجود ندارد و در سطح بین‌المللی هر دو اصطلاح به کار می‌رود (D. Johnston, 2003: 2).

قرارداد مشارکت در تولید، پیش از استفاده در صنعت نفت، در بخش کشاورزی استفاده می‌شده است. مشارکت در تولید، قراردادی است که بین دولت به‌منزله طرف اول و یک شرکت نفتی یا کنسرسیومی از شرکت‌های واجد تخصص و صلاحیت لازم منعقد می‌شود. معمولاً در کشورهای در حال توسعه، شرکت ملی نفت یا وزارت نفت و در برخی مدل‌ها مانند سوریه و مصر، شرکت ملی نفت همراه وزارت نفت این قرارداد را از سوی دولت منعقد می‌کنند. بر این اساس، طرف دوم به‌منزله پیمانکار، مجوز انحصاری اکتشاف و استخراج نفت را برای دوره معین و مکان مشخص، از طرف اول دریافت می‌کند. پیمانکار با تحمل ریسک‌های پروژه، متعهد به ارائه خدمات مالی و فنی در قالب انجام فعالیت‌های اکتشاف، توسعه و استخراج و بازاریابی می‌شود. در مقابل، طرف اول متعهد می‌شود با تولید تجاری، سهمی از آن را بابت جبران ریسک و خدمات به پیمانکار پرداخت کند (امین‌زاده و آقابابایی دهکردی، ۱۳۹۲: ۱۰).

## ۲.۳. قراردادهای خدماتی

براساس قراردادهای خدماتی، شرکت بین‌المللی نفت عملیات اکتشاف یا خدمات توسعه را برای کشور میزبان در یک محدوده خاص و با حق الزحمه‌ای مشخص انجام می‌دهد. براساس این قراردادها در هر زمانی مالکیت هیدروکربن تولیدی متعلق به دولت

- 
1. Production Sharing Contracts (PSC).
  2. Production Sharing Agreement (PSA).

میزبان است و معمولاً شرکت بین‌المللی نفت (پیمانکار) هیچ نوع حق قانونی بر نفت و گاز درجا و تولیدی ندارد، مگر قراردادی که دولت کارمزد وی را به صورت کالایی (نفت یا گاز) پرداخت کند یا امتیاز ویژه و ترجیحی خرید نفت از دولت میزبان به وی اعطا شود.

قراردادهای خدماتی در حالت کلی به دو دسته بدون ریسک و باریسک طبقه‌بندی می‌شوند. موافقت‌نامه‌های خدماتی بدون ریسک به ندرت بین شرکت‌های بین‌المللی نفت و دولت میزبان استفاده می‌شوند، اما استفاده از آنها را در برخی از کشورها همانند ایران می‌توان یافت که در صنعت نفت خود از قراردادهای خرید خدمت استفاده کرده است. این نوع قراردادهای به قراردادهای مهندسی، خرید و ساخت<sup>۱</sup> شباهت بسیاری دارند.<sup>۲</sup> کشورهای دیگری از قبیل عربستان سعودی، فیلیپین و کویت نیز از قراردادهای خدماتی در صنعت نفت استفاده کرده‌اند. موافقت‌نامه‌های خدماتی بدون ریسک واقعی معمولاً بین یک شرکت خدماتی (شلومبرگر یا هالیبرتون) و شرکت‌های ملی نفت شکل می‌گیرند و استفاده از آنها بین شرکت‌های بین‌المللی نفت و دولت‌ها بسیار نادر است.

#### 1. Engineering procurement & construction (EPC).

۲. پروژه EPC براساس یک تعریف کلی شامل سه بخش عمده طراحی و مهندسی (Engineering)، تأمین کالا (Procurement) و اجرا (Construction) است. براساس این نوع از قراردادها، تمام فعالیت‌ها از طراحی پروژه گرفته تا خرید تمامی اقلام موردنیاز، نصب، اجرا، پیش‌راه‌اندازی و راه‌اندازی آن به طور کامل به عهده پیمانکار است و به طور خلاصه پیمانکار پس از عقد قرارداد و طی زمان معین‌شده، پروژه را باید به صورت کامل به کارفرما تحویل دهد؛ اما این مقوله فراتر و عمیق‌تر از ترکیب سه واژه است. در واقع پروسه اداره کردن، تحویل به موقع، هزینه پیش‌بینی‌شده و در نظر گرفتن خطرهای ریسک پروژه جزئی از پروژه‌های EPC است. هر یک از مراحل سه‌گانه بالا، خود دارای زیرمجموعه‌هایی است که برای آگاهی و اشراف کامل‌تر و بهتر از آن و انجام صحیح و به موقع این نوع پروژه‌ها، لازم است که مدیریت شرکت‌های پیمانکار و مشاور درگیر در این قراردادها از آنها اطلاع کافی داشته باشند. از ویژگی‌های عمده اجرای پروژه‌ها به روش EPC، کاهش زمان کلی اجرا و افزایش سود پروژه (به‌ویژه از دیدگاه کارفرمایان) است که همین دو ویژگی مهم، سبب جذابیت کارفرمایان و پیمانکاران به انجام پروژه‌ها با این روش شده است.

غیر از قراردادهای خدماتی، قراردادهای خدمات فنی (TSA)<sup>۱</sup> نیز وجود دارند. این قراردادها میان دولت و شرکت‌های بین‌المللی نفت بسته می‌شوند که به موجب آن شرکت بین‌المللی نفت، به انجام خدمات مشاوره‌ای می‌پردازد. براساس این قرارداد شرکت بین‌المللی نفت امور مشاوره‌ای در زمینه عملیات نفتی را بر عهده می‌گیرد و اموری از قبیل مدیریت عملیات و سرمایه‌گذاری را انجام نمی‌دهد. کویت از جمله کشورهایی است که از قراردادهای خدمات فنی استفاده می‌کند.

## ۲.۴. قراردادهای بیع متقابل

تقریباً در هر کشور تولیدکننده نفت یک مالیات هیدروکربنی وجود دارد که بر هر دو نوع قراردادهای مشارکتی و امتیازی اعمال می‌شود. با این حال ایران در این زمینه یک استثناست. علاوه بر این موضوع باید توجه داشت که دولت مکزیک تعداد محدودی از قراردادهای خدماتی را معرفی کرده است که به دولت میزبان اجازه می‌دهد بدون اینکه نگران مالکیت خارجی‌ها بر ذخایر باشد تا سطحی از سرمایه‌گذاری‌های مستقیم خارجی استفاده کند (Deutsche Bank, 2013: 126).

با توجه به محدودیت‌های قانون اساسی و موانعی که در ایران نسبت به سرمایه‌گذاری‌های خارجی در بخش نفت و گاز وجود دارد، ایران از قراردادهای بیع متقابل و خدماتی به‌منزله ابزاری کنترلی و قابل اجرا در زمینه سرمایه‌گذاری‌های خارجی استفاده می‌کند. قراردادهای بای‌بک ایران در واقع نوع خاصی از قراردادهای خدماتی‌اند که در آن برخی از مسئولیت‌های خاص و فرعی به طرف خارجی منتقل می‌شوند. تحت مقررات جاری ایران، سرمایه‌گذاری مستقیم دیگری نمی‌تواند از سوی شخص یا شرکت خارجی در بخش نفت و گاز صورت گیرد (Deutsche Bank, 2013: 126).

بعد از تحریم ایران از سوی آمریکا، میزان سرمایه‌گذاری‌های خارجی در ایران محدود شد، اما کیفیت بالا و سودآوری هنگفت مخازن ایران سبب تمایل و رقابت شرکت‌های بزرگ خارجی برای رسیدن به آنها می‌شود. به گونه‌ای که پس از برجام شاهد حضور شرکت‌های بین‌المللی در صنعت نفت ایران در قالب قراردادهای جدید نفتی (IPC) هستیم.

---

1. Technical Services Agreements (TSA's).

براساس قراردادهای بیع متقابل طرف خارجی مالک هیچ قسمتی از نفت و گاز میدان‌های ایران نمی‌شود. در این قراردادها پیمانکار به‌منزله عامل مسئولیت طراحی، ساخت، تنظیم و راه‌اندازی تمامی تأسیسات را بر عهده دارد و بعد از شروع تولید، تمامی مسئولیت‌ها سریعاً به شرکت ملی نفت ایران منتقل می‌شود. سرمایه‌گذار خارجی تمام سرمایه موردنیاز پروژه را فراهم و هزینه‌های خود را صرفاً از محل سهمی که از سود دارد جبران می‌کند. جزئیات برنامه توسعه در طرح توسعه میدان اصلی ذکر می‌شوند که به‌صراحت می‌گوید کار و سرمایه توافق‌شده چگونه باید انجام شود.

به صورت کلی در برخی قراردادهای امتیازی، مشارکت در تولید و خدمات ریسک، شرکت‌های ملی نفت بهره‌کار یا عملیاتی دریافت می‌کنند. بهره‌عملیاتی به این معنی است که شرکت ملی نفت به صورت سرمایه‌گذاری مشترک (جوینت ونچر) در عملیات نفتی مربوط به بعد از اکتشاف نفت و گاز و تأییدشدن توسعه آن مشارکت داشته است. در جاهایی که نفت و گاز قبلاً به طور قطعی کشف شده است، شرکت ملی نفت بهره‌عملیاتی حاصل از سرمایه‌گذاری مشترک را به طور مستقیم و از زمان شروع قرارداد نفتی، دریافت می‌کند.

برخی قراردادهای نفتی از قبیل قرارداد بیع متقابل ایران دو مرحله‌ای‌اند، مرحله اول آن قرارداد خدمات ریسک واقعی است که در آن شرکت بین‌المللی نفت برای دوره کوتاهی عملیات توسعه اولیه میدان‌های نفت و گاز را انجام می‌دهد. در مرحله دوم، عملیات به طور اساسی در اختیار شرکت ملی نفت قرار می‌گیرد و تا پایان حیات میدان نفتی یا میدان گازی ادامه می‌یابد.

### ۳. ساختارهای مالی حاکم بر قراردادهای مشارکت در تولید

قرارداد یا موافقت‌نامه مشارکت در تولید، حق اکتشاف و تولید هیدروکربن در منطقه قراردادی یا بلوک را برای زمان مشخص به شرکت بین‌المللی نفت یا کنسرسیوم (شناخته‌شده به‌منزله پیمانکار) اعطا می‌کند (بسیار مشابه قراردادهای خدماتی). فرض بر

این است که شرکت بین‌المللی در ازای سهمی که از نفت و گاز تولید شده دریافت می‌کند همهٔ ریسک‌ها و هزینه‌های اکتشاف را متقبل شود.

در صورت استفاده از این سیستم به‌منزلهٔ مجوز، اگر اقدامات اکتشافی شرکت بین‌المللی نفت به کشف تجاری منجر نشود، شرکت چیزی از دولت میزبان دریافت نمی‌کند. با این حال، در صورت اکتشاف تجاری، نفت تولیدی براساس نرخ‌ی که می‌تواند از طریق مناقصهٔ رقابتی رسمی (ثابت)، قابل مذاکره یا تضمینی باشد تقسیم می‌شود. همان‌گونه که بیان شد این موافقت‌نامه اواسط دههٔ ۱۹۶۰ در اندونزی معرفی و برای سال‌های زیادی به نظام مالی انتخابی بسیاری از کشورها تبدیل شد. در حال حاضر بسیاری از کشورها نظیر مالزی، هند، نیجریه، آنگولا، ترینیداد، جمهوری‌های آسیای مرکزی شوروی سابق (FSU)، الجزایر، مصر، یمن، سوریه، مغولستان و چین از قراردادهای مشارکت در تولید استفاده می‌کنند که بیش از نصف دولت‌های تولیدکنندهٔ هیدروکربن در سراسر جهان را تشکیل می‌دهند. قراردادهای مشارکت در تولید برای تنظیم روابط شرکت‌های بین‌المللی نفت با دولت‌ها استفاده می‌شوند. استفاده از این قراردادها در سراسر دنیا و ایالات متحده دارای سابقهٔ هزاران ساله است. برای مثال در ایالات متحده قراردادهای بسیار متنوعی وجود دارد که ساختاری شبیه قراردادهای مشارکت در تولید دارند (Johnston, Johnston & Rogers, 2008: 2).

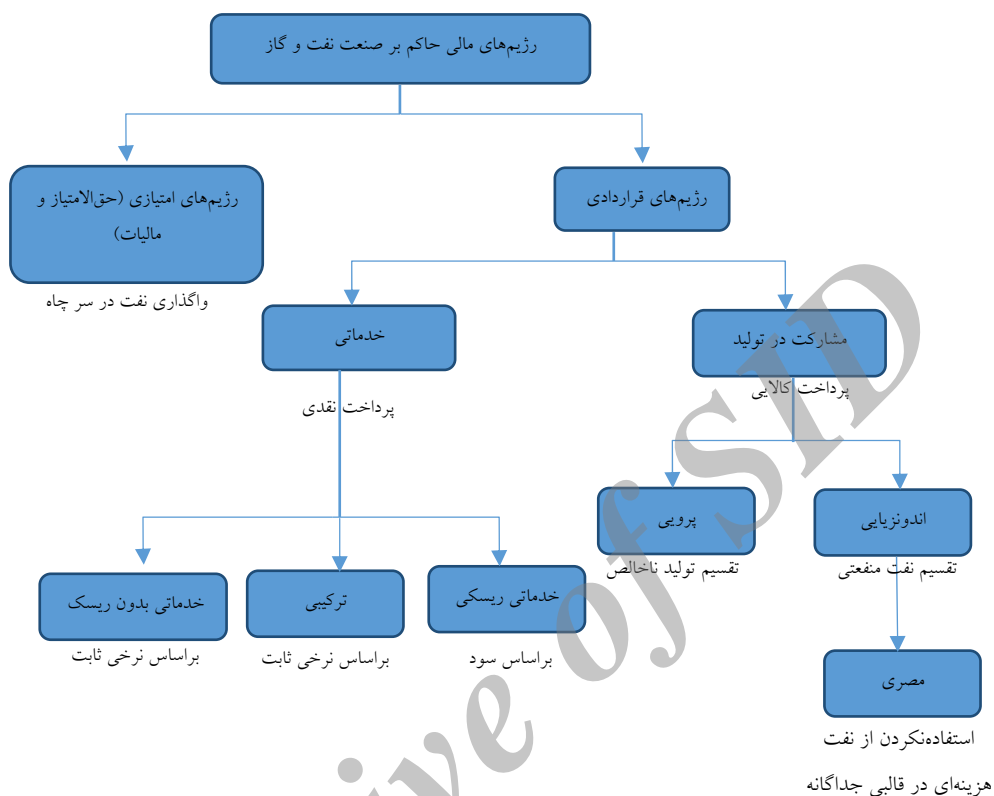
در قراردادهای مشارکت در تولید برخلاف سیستم امتیازی، دولت میزبان به طور معمول سهم بزرگی از نفت یا گاز تولیدی را دریافت می‌کند که می‌تواند با توجه به برنامه‌های توسعه‌ای و نیازهای اقتصادی دولت میزبان برای تجارت و کسب درآمد استفاده شود.

وقتی عملیات اکتشاف و طراحی نظام‌های مالی در سطح بین‌الملل بررسی شود اهمیت و جایگاه اندونزی در این صنعت به‌خوبی قابل مشاهده است. در فاصلهٔ سال‌های ۱۹۶۰ تا ۱۹۷۰، اندونزی در مرکزیت صنعت نفت و گاز و عملیات اکتشافات بین‌المللی بود. در آن زمان نسبت به زمان حال کشورهای کمی حاضر بودند امتیاز اکتشاف را به شرکت‌های خارجی واگذار کنند، لذا آسیای جنوب‌شرقی یکی از فعال‌ترین مناطق نفتی بین‌المللی بود. تقریباً نصف فعالیت‌های حفاری، امضای قرارداد و تولید در جنوب‌شرق آسیا به اندونزی



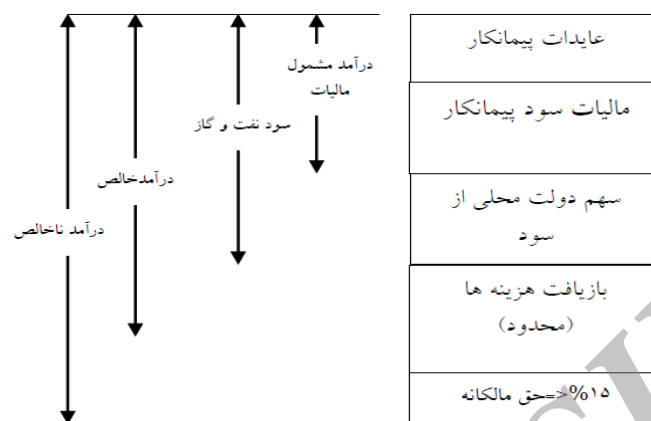
تعلق داشت و هر کسی که دهه ۱۹۷۰ و اوایل دهه ۱۹۸۰ در عملیات اکتشافی بین‌المللی درگیر بوده است، احتمالاً تجربه کار با اندونزی و قراردادهای اندونزیایی را دارد. اواسط دهه ۱۹۶۰ که اندونزی برای اولین بار از قراردادهای مشارکت در تولید استفاده کرد ساختار بسیار ساده‌ای داشتند. پیمانکار می‌توانست هزینه‌های خود را از محل تولید ناخالص در قالب نفت هزینه‌ای<sup>۱</sup> بازیافت کند (معمولاً با چند محدودیت که با عنوان محدودیت بازیافت هزینه شناخته می‌شدند). پس از بازیابی نفت هزینه‌ای، باقی‌مانده نفت تولیدی (نفت صاحبان سهام که امروزه با نام نفت منفعتی<sup>۲</sup> شناخته می‌شود) بین دولت و پیمانکار تسهیم می‌شود. هزینه‌های بازیابی نشده به دوره‌های بعد منتقل و بسته به نرخ تولید و قیمت از محل تولیدات دوره‌های بعدی بازیابی می‌شوند. کشورهای بسیاری از قراردادهای اندونزی پیروی کردند، اما تعدیل‌هایی را نیز روی آن اعمال کردند تا شامل حق مالکانه و مالیات درآمدی نیز باشد. البته از اوایل دهه ۱۹۷۰ به قراردادهای اندونزی نیز مالیات مستقیم اضافه شده است. در نظام‌های قراردادی، پیمانکار تجهیزات لازم را فراهم می‌کند، اما مالکیت آن بعد از ورود تجهیزات به کشور یا شروع کار به دولت میزبان منتقل می‌شود. گاهی انتقال مالکیت بعد از اینکه پیمانکار هزینه‌های خود را بازیافت کرد اتفاق می‌افتد. نظام قراردادی به دو بخش اصلی قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی تقسیم می‌شود. تفاوت اصلی این دو در شیوه دریافت عایدات پیمانکار به صورت نقدی یا کالایی (نفت) است. البته هر قراردادی با توجه به عناصر مالی که در آن استفاده شده است با سایر قراردادها فرق دارد، اما عاملی که نتوان آن را برای انواع قراردادها استفاده کرد شیوه پرداخت است. در قراردادهای مشارکت در تولید عایدات طرفین به صورت کالایی و درصدی از تولیدات خواهد بود، اما در قراردادهای خدماتی عایدات پیمانکاری به صورت پولی پرداخت می‌شود و بیشتر شبیه کارمزد است. به صورت کلی عایدات و شیوه پرداخت‌ها در انواع رژیم‌های مالی حاکم بر عملیات اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی نفت و گاز بر مبنای شکل ذیل است.

1. Cost Oil.
2. Profit Oil.



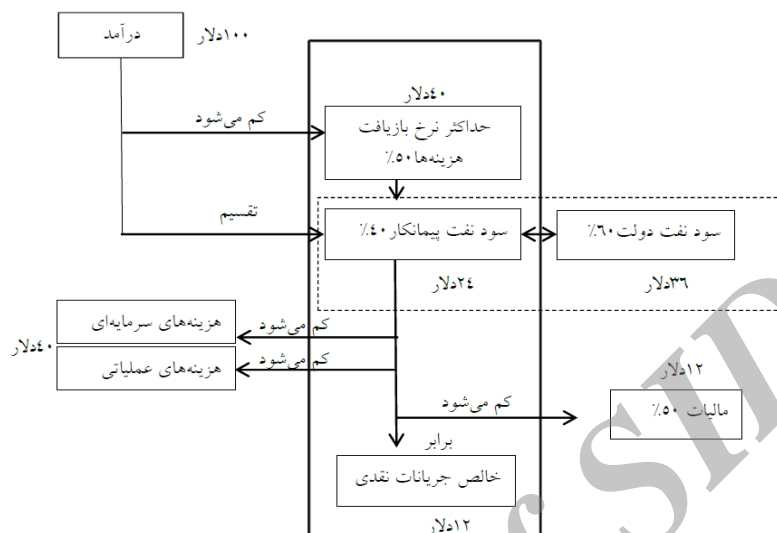
شکل ۱. شیوه پرداخت‌ها در انواع رژیم‌های مالی حاکم بر عملیات‌های اکتشافی، توسعه‌ای و تولیدی نفت و گاز

در شکل ۲ شیوه کسر هزینه‌ها، تحت نظام مشارکت در تولید نشان داده شده است. همان‌طور که می‌بینید ابتدا درآمد ناخالص یا درآمد ناشی از فروش نفت یا گاز وجود دارد که با کسر هر یک از عناصر مالی (حق مالکانه، هزینه‌ها، سهم دولت و مالیات) در نهایت عایدات طرفین به دست می‌آید. به این نکته باید توجه داشت که ترتیب کسر هزینه‌ها این‌گونه است، اما احتمال دارد برخی عناصر مالی همانند مالیات چندین لایه باشند.



شکل ۲. شیوه تسهیم درآمد نفت در قراردادهای مشارکت در تولید

برای درک بهتر و معرفی ساختار مالی قراردادهای مشارکت در تولید، موضوع را با یک مثال پیش می‌بریم. فرض کنید هزینه تولید یک بشکه نفت خام ۴۰ دلار است و به قیمت ۱۰۰ دلار فروخته می‌شود. براساس شرایط قرارداد تا سطح ۵۰ درصد از درآمد ناخالص را می‌توان صرف بازیافت هزینه کرد (گرچه در این مثال فقط ۴۰ دلار برای بازیافت هزینه‌ها لازم است که به آن نفت هزینه‌ای نیز می‌گویند) که با کسر آن از درآمد خالص، نفت منفعتی به دست می‌آید.



شکل ۳. محاسبات مشارکت در تولید و رسیدن به جریانات نقدی شرکت عملیاتی

با توجه به مطالب گفته شده، قراردادهای مشارکت در تولید مترقی و پیش‌رونده‌اند، اما سهامداران بازار سرمایه این نوع قراردادها را به دلیل مشکلات ثبت و گزارشگری ذخایر نمی‌پسندند. وقتی از شرکت‌های بین‌المللی نفتی خواسته می‌شود با تقبل ریسک‌های سیاسی، مالی و فنی بالایی که در برخی مناطق وجود دارد به توسعه میدان‌ها بپردازند، عموماً قراردادهای مشارکت در تولید جذابیت لازم را خواهند داشت. شرکت‌های بین‌المللی نفت تمایل دارند ابتدا سرمایه‌گذاری اولیه خود را باز یافت و نرخ بازده معقولی روی آن کسب کنند تا احتمال کاهش ارزش اقتصادی سرمایه‌گذاری را به حداقل رسانند. این قراردادها برای کشورهای صاحب نفت ارزش بالایی دارند، اما اغلب با ریسک فروش نفت همراه‌اند و احتمال دارد برای فروش نفت با مشکل مواجه شوند. شکی نیست بدون

۱. در حالت کلی نظام‌های امتیازی بیشتر حالت انفعالی دارند که در آن بخش کمی از سهم کشور صاحب ذخایر وابسته به قیمت نفت است. در مقابل، قراردادهای مشارکت در تولید بیشتر حالت پیش‌رونده و مترقی دارند که در آن بخش اعظمی از سهم و منافع کشور صاحب ذخایر وابسته به قیمت نفت خواهد بود.

وجود چنین قراردادهایی امکان استخراج نفت از آب‌های عمیق آنگولا، نیجریه، خلیج فارس یا شرایط محیطی سخت روسیه وجود نداشت.

توجه داشته باشید شرکت طرف قرارداد با دریافت «هزینه‌های بازیافتی» به پرداخت هزینه‌های تولیدی (عملیاتی و سرمایه‌ای) ملزم است. بعد از محاسبه نفت منفعتی می‌توان به تسهیم آن پرداخت، فرض کنید سهم پیمانکار از نفت منفعتی ۴۰ درصد و سهم دولت ۶۰ درصد باشند؛ در این حالت با توجه به مثال ذکر شده سهم پیمانکار از نفت منفعتی ۲۴ دلار و سهم دولت ۳۶ دلار خواهد بود. همان‌طور که ذکر شد به سهم پیمانکار از نفت منفعتی مالیات تعلق می‌گیرد. در صورتی که نرخ مالیات ۵۰ درصد باشد پیمانکار بایستی ۱۲ دلار از نفت منفعتی خود را به‌منزله مالیات پرداخت کند، در نتیجه از ۶۰ دلار درآمد خالص ایجاد شده ۴۸ دلار آن به کشور صاحب نفت تعلق دارد و ۱۲ دلار آن به پیمانکار می‌رسد.

در قراردادهای مشارکت در تولید ممکن است حق مالکانه نیز وجود داشته باشد. در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید، حق مالکانه دقیقاً همانند نظام امتیازی، همان ابتدا از درآمد ناخالص کسر خواهد شد. یکی از عوامل توجیه‌کننده استفاده از حق مالکانه در قراردادهای مشارکت در تولید، وجود عامل بازیافت هزینه است، زیرا این مبلغ در شروع محاسبات مالی از درآمد ناخالص کم می‌شود و دقیقاً همان نقش حق مالکانه نظام‌های امتیازی را دارد.

نتیجه‌ای که از محاسبه درصد دریافتی پیمانکار و دولت به دست می‌آید این است که با احتساب تمامی عایدات پیمانکار، نرخ سود پیمانکار ۲۰ درصد (۱۲/۶۰ دلار) و نرخ سود دولت ۸۰ درصد (۴۸/۶۰ دلار) خواهد بود.

#### ۴. مراحل کسر هزینه‌ها

در مثال قبل مراحل کسر هزینه‌ها رعایت شده است، در بخش زیر این مراحل به صورت موردی بیان شده‌اند.

حق مالکانه: اولین موردی است که از درآمد ناخالص کسر می‌شود.

بازیافت هزینه‌ها: در مرحله دوم قبل از مشارکت دولت در تولید، پیمانکار می‌تواند از محل درآمد خالص هزینه‌های خود را بازیافت کند. بیشتر قراردادهای مشارکت در تولید

محدودیت بازیافت هزینه دارند. اگر هزینه‌های عملیاتی و استهلاک بیش از مقدار مشخص شده باشند، مقدار باقی مانده بایستی به دوره بعد منتقل و از عایدات آن دوره بازیافت شود. از دید فنی، محدودیت بازیافت هزینه‌ها اصلی‌ترین تفاوت بین نظام‌های امتیازی و مشارکت در تولید است.

تسهیم نفت منفعتی: درآمدهایی که بعد از پرداخت حق مالکانه و هزینه‌های بازیافتی باقی می‌ماند، بیانگر نفت یا گاز منفعتی است که معادل درآمد مشمول مالیات در سیستم امتیازی است. در قراردادهای مشارکت در تولید سود پیمانکار درصد خاصی از نفت یا گاز منفعتی خواهد بود در حالی که اگر قرارداد از نوع خدماتی باشد عایدی پیمانکار در قالب کارمزد پرداخت می‌شود.

مالیات: سهم پیمانکار از نفت یا گاز منفعتی موضوع مالیات است.

## ۵. نقطه پرش<sup>۱</sup>

مهم‌ترین بحثی که در قراردادهای مشارکت در تولید وجود دارد شیوه تسهیم نفت منفعتی بین پیمانکار و دولت محلی است. در بیشتر قراردادهای مشارکت در تولید، نرخ تسهیم نفت یا گاز منفعتی پس از رسیدن به «نقطه پرش» تغییر می‌یابد. نقطه پرش و میزان تغییر از قراردادی به قرارداد دیگر متفاوت است؛ با این حال، در حالت کلی برای تعیین نقاط پرش، چهار روش بسیار رایج وجود دارد که عبارت‌اند از: تعیین نقطه پرش براساس نرخ بازده داخلی<sup>۲</sup>، میزان تولید<sup>۳</sup>، درصد مشخص مشارکت در سود<sup>۴</sup> (قبل یا بعد از مالیات) و نسبت

### 1. Trigger points.

۲. نرخ بازده داخلی یا میزان بازگشت داخلی در اقتصاد مهندسی، یکی از روش‌های استاندارد ارزیابی طرح‌های اقتصادی است. اطلاق پسوند داخلی از آن روست که در محاسبه آن اثر عوامل محیطی لحاظ نمی‌شود. در این روش تلاش می‌شود تا جریان نقدینگی با نرخ بازگشت نامعلومی به نرخ کنونی تنزیل داده شود. به گونه‌ای که ارزش خالص فعلی آن برابر صفر شود. به عبارت دیگر، درآمدهای تنزیل شده طی دوره بازگشت سرمایه با هزینه‌های تنزیل شده در همین دوره برابر قرار داده می‌شوند و بر این اساس نرخ بازگشت نامعلوم، تعیین می‌شود (IRR Based).

### 3. Production Based.

### 4. Based on a fixed share of profits (pre or post tax).

درآمدها به هزینه‌ها<sup>۱</sup> (آر-فاکتور). در ادامه چهار روش مذکور تشریح می‌شوند و کشورهای مختلفی که از این ساختار استفاده می‌کنند مقایسه خواهند شد.

قرارداد مشارکت در تولید براساس نرخ بازده داخلی<sup>۲</sup>: در این نوع قراردادها، زمان تغییر نرخ تسهیم نفت منفعتی، به نرخ بازده داخلی بستگی دارد. در بیشتر قراردادهای مشارکت در تولید، در مراحل اولیه پروژه سهم بیشتری از نفت منفعتی به پیمانکار اختصاص می‌یابد (به‌منظور تسهیل در بازپرداخت سرمایه به‌کار گرفته‌شده)، اما بعد از اینکه سرمایه اولیه بازیافت شد و نرخ بازده داخلی پروژه افزایش یافت، نرخ بازده دولت محلی به میزان زیادی افزایش می‌یابد. همان‌طور که از اسم این نظام نیز پیداست، تغییر در میزان سهم نفت منفعتی پیمانکار و دولت محلی به سطوح مختلف نرخ بازده داخلی بستگی دارد. آنگولا، روسیه، قزاقستان و آذربایجان اصلی‌ترین کشورهای هستند که از این نظام استفاده می‌کنند. مزیت اصلی این نوع قرارداد مشارکت در تولید این است که ابتدا به سرمایه‌گذار اجازه می‌دهد سرمایه‌گذاری اولیه خود را بازیافت و نرخ بازده معقولی را از پروژه کسب کند. این امر سرمایه‌گذار را در مقابل بسیاری از نوسانات که در آینده ممکن است ایجاد شوند محافظت می‌کند. با این حال، عیب اصلی قرارداد مشارکت در تولید مبتنی بر نرخ بازده داخلی کاهش بااهمیت سهم نفت منفعتی پیمانکار با رسیدن به نقطه پرش جدید است. پیمانکار در مراحل اولیه هزینه‌های سرمایه‌ای خود را بازیافت می‌کند، بنابراین در این مرحله سهم نفت منفعتی کشور میزبان پایین خواهد بود. این مسئله به ایجاد اختلاف بین پیمانکار و کشور صاحب نفت منجر می‌شود، به‌خصوص در جایی که مدارکی دال بر افزایش هزینه‌ها وجود داشته باشد (همانند ساخالین و کاشاقان)<sup>۳</sup> (Deutsche Bank, 2013: 119).

قرارداد مشارکت در تولید براساس میزان تولید<sup>۴</sup>: در این حالت عموماً پس از رسیدن تولید انباشته به سطح مشخص، شیوه تسهیم نفت منفعتی بین پیمانکار و دولت محلی تغییر می‌یابد (همانند آب‌های عمیق نیجریه، نفت دریای مالزی، مصر و غیره). با این حال، در

1. Based on the ratio of revenues to costs (the so called R-factor).

2. IRR based PSCs.

3. Sakhalin and Kashagan.

4. Production based PSCs.

برخی موارد ممکن است با رسیدن ارزش تولید روزانه به مقدار مشخص، شیوه تسهیم تغییر یابد (مانند قطر). از دید پیمانکاران در صورتی که نظام مالیاتی مترقی و به تغییرات قیمتی وابسته نباشد، عایدات قراردادهای مبتنی بر تولید به شدت از تغییرات قیمتی نفت و گاز تأثیر خواهند گرفت. در این حالت افزایش قیمت می تواند بسیار سودآور باشد، اما به همین ترتیب با کاهش قیمت، بازده کاهش زیادی خواهد داشت. با این حال از دید کشور صاحب نفت، سودآوری قراردادهای مبتنی بر تولید در مقایسه با قراردادهای مبتنی بر نرخ بازده داخلی حساسیت کمتری نسبت به تغییرات افزایشی قیمت دارد، زیرا در این قراردادها تغییر در تخصیص، زمانی اتفاق می افتد که تولید به سطح مشخصی برسد و این تحت تأثیر تغییرات قیمتی نیست، اما در قراردادهای مبتنی بر نرخ بازده داخلی تغییر در تخصیص، زمانی ایجاد می شود که نرخ بازده داخلی به سطح مشخصی برسد و این سبب تغییرپذیری مضاعف قراردادهای مبتنی بر نرخ بازده داخلی از تغییرات قیمتی می شود. از طرف دیگر، افزایش شدید قیمت نفت باز می تواند سبب ایجاد اختلافاتی بین پیمانکار و دولت میزبان شود (نظیر دویچه وله<sup>۱</sup> و نیجریه) (Deutsche Bank, 2013: 119).

قرارداد مشارکت در تولید براساس نسبت درآمد به هزینه<sup>۲</sup>: نقطه پرش نوع دیگر قراردادهای مشارکت در تولید براساس نسبت درآمد به هزینه ها تعیین می شود. نسبت مذکور از طریق تقسیم عایدات انباشته ناشی از فروش نفت بر هزینه های انباشته به دست می آید و می تواند در مراحل مختلف پروژه مقادیر متفاوتی به خود گیرد. از این رو آنها شدیداً از افزایش قیمت نفت تأثیر می پذیرند و در صورت افزایش سریعاً به نقطه پرش خواهند رسید. با این حال تا زمانی که نسبت درآمد به هزینه ها پایین باشد، شیوه تسهیم نفت منفعتی به نفع پیمانکار خواهد بود، پس آنها زمانی که هزینه های صنعت توری است به خوبی از پیمانکاران حمایت می کنند. یمن، قطر و لیبی از جمله کشورهای هستند که از این سیستم استفاده می کنند.

قراردادهای مشارکت در تولید مبتنی بر نرخ ثابت<sup>۳</sup>: این نوع از قراردادهای مشارکت در تولید نفت منفعتی را بین دولت محلی و پیمانکار تسهیم می کنند، اما به دلیل نرخ ثابت

1. Deutsche Welle.
2. R-Factor (revenue) based PSCs.
3. Fixed share PSCs.



تسهیم نفت منفعتی شباهت زیادی به نظام های مالیاتی- امتیازی دارند. مزیت این نوع قراردادهای برای پیمانکار این است که به دلیل اولویت بازیافت هزینه ها یک نوع پوشش بیمه ای را برای وی در مقابل افزایش هزینه ها ایجاد می کند. بسیاری از قراردادهای مشارکت در تولیدی که در اندونزی امضا می شوند مثال هایی از قراردادهای مشارکت در تولید با نرخ ثابت اند (Deutsche Bank, 2013: 119).

برای شرکت ها و سرمایه گذاران نقطه پرش هدف از اهمیت بالایی برخوردار است. هدف از انعقاد بسیاری از قراردادهای مشارکت در تولید این است که منافع کشور میزبان (مالک ذخایر نفتی) را حداکثر کنند، اما در عین حال محدودیت های پیمانکار را کاهش دهند و با ایجاد مشوق هایی آنها را به سمت اهداف مورد نظر هدایت کنند. برای رسیدن به اهداف مذکور استفاده از نقطه پرش بهترین گزینه خواهد بود. با این حال تغییر در شیوه تسهیم نفت منفعتی به خصوص زمانی که قیمت نفت جذاب باشد تأثیرات مهمی در شیوه گزارشگری شرکت دارد. حداقل اثر این تغییرات به خصوص در قراردادهایی که شیوه تخصیص نفت منفعتی براساس نرخ بازده داخلی و نسبت درآمد به هزینه تغییر می یابد، تأثیرگذاری در نرخ رشد و میزان ذخایر گزارش شده شرکت است.

## ۶. تأثیرات رشد قیمت ها

رشد قیمت ها ممکن است زیان بار باشد و سبب تخلیه مخازن شود. وقتی قیمت نفت افزایش می یابد به علت آنکه نفت تولید شده ارزش بیشتری دارد پیمانکار سعی خواهد کرد تولید را افزایش دهد؛ پس در مقایسه با زمانی که قیمت ها پایین است پیمانکار سریع تر به نقطه پرش می رسد و سهم وی از نفت خام تولیدی کاهش خواهد یافت؛ بنابراین، بازیافت زود هنگام هزینه ها نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص پیمانکار را افزایش می دهد، اما سهم وی از کل نفت تولیدی را کاهش می دهد. اجزا و عناصر قراردادهای مشارکت در تولید کشورهای مختلف به صورت مقایسه ای در جدول زیر ارائه داده شده است.

جدول ۱. مقایسه ترکیبی اجزا و عناصر قراردادهای مشارکت در تولید

کشور	آنگولا	نیجریه	آذربایجان	مالزی
مثال	Block 17	Bonga	ACG	MLNG
حق مالکانه	ندارد	۱۲-۰ درصد (بسته به عمق)	ندارد	۱۰ درصد
بازیافت مازاد سرمایه	۵۰ درصد	۵۰ درصد برای اهداف مالیاتی	لابیور به علاوه ۴ درصد	ندارد
نفت هزینه‌ای	هزینه سرمایه‌ای بالای ۴ سال	هزینه سرمایه‌ای بالای ۵ سال	هزینه سرمایه‌ای تعیین شده	بالای ۱۰ سال
حداکثر نرخ بازگشت	۵۵ درصد درآمد	۱۰۰ درصد عایدات	۵۰ درصد عایدات بعد هزینه‌های عملیاتی	۵۰ درصد نفت، ۶۰ درصد گاز
اساس تسهیم نفت منفعتی	نرخ بازده داخلی	میزان تولیدات	نرخ بازده داخلی	تولیدات
حداکثر (پیمانکار، دولت)	۲۵/۷۵ برای IRR < ۱۵٪	۲۰/۸۰ تولید > ۳۵۰ میلیون بشکه	۳۰/۷۰ برای IRR < ۱۶/۷۵	۵۰/۵۰ تولید کمتر از ۲/۱۲ تریلیون
حداقل (پیمانکار، دولت)	۸۰/۲۰ IRR < ۳۰ درصد	۶۰/۴۰ ۱۵۰۰ میلیون بشکه < تولید	۸۰/۲۰ IRR > ۲۲/۷۵	۵۰/۵۰ ۱۵۰۰ میلیون بشکه > تولید
نرخ مالیات	۵۰ درصد	۵۰ درصد	۲۵ درصد	۳۸ درصد
شرکت‌ها	اگزون موبیل، توتال، بی‌پی، شورون	رویال داچ شل، اگزون موبیل، توتال، انی	بی‌پی، استات اوپیل	رویال داچ شل
کشور	روسیه	قطر	قزاقستان	اندونزی
مثال	Sakhalin II	Qatargas 1	Karachaganak	Offshore Mahakam
حق مالکانه	۶ درصد درآمد	ندارد	ندارد	۲۰ درصد FTP
بازیافت مازاد سرمایه	ندارد	ندارد	ندارد	۱۷ درصد اعتباری
نفت هزینه‌ای	هزینه‌های سرمایه‌ای بالای ۳ سال	خط مستقیم ۲۰ درصد	هزینه‌های سرمایه‌ای بالای ۵ سال	استهلاک سرمایه

حداکثر نرخ بازگشت	۱۰۰ درصد درآمد	۶۵ درصد درآمد میعانات	۶۰ درصد درآمد	۱۰۰ درصد post FTP
اساس تسهیم نفت منفعتی	نرخ بازده داخلی	میزان تولیدات	نرخ بازده داخلی	ثابت (بعد مالیات)
حداکثر (پیمانکار، دولت)	۱۰/۹۰ برای IRR > ۱۷/۵ درصد	۳۵/۶۵ تولید > ۳۸ هزار بشکه در روز	۲۰/۸۰ برای IRR < ۰	۸۵/۱۵ نفت (ثابت)
حداقل (پیمانکار، دولت)	۷۰/۳۰ IRR < ۲۴ درصد	۹۰/۱۰ هزار بشکه در روز < تولید	۸۰/۲۰ IRR > ۰۲۲	۱۵۰۰۷۰/۳۰ گاز (ثابت)
کشور	روسیه	قطر	قزاقستان	اندونزی
مثال	Sakhalin II	Qatargas 1	Karachaganak	Offshore Mahakam
نرخ مالیات	۳۲ درصد	۳۵ درصد	۳۰ درصد	۴۸ درصد
شرکت‌ها	رویال داچ شل، اگزون موبیل	رویال داچ شل، اگزون موبیل، توتال	بی‌پی، بی‌جی، توتال، اگزون موبیل، شورون	توتال، انی، شورون
کشور	مصر	ترینیداد	الجزایر	لیبی
مثال	West Delta Deep	North Coast Marine	In Amenas	NC186
حق مالکانه	پرداخت از سوی شرکت محلی	ندارد	۱۰-۱۲ درصد (ممکن است دولت محلی بپردازد)	ندارد
بازیافت مازاد سرمایه	ندارد	ندارد	ندارد	ندارد
نفت هزینه‌ای	۲۰-۲۵ درصد هزینه‌ها بعد قابل بازیافت‌ها	تمام هزینه‌ها	۶ سال مستقیم	بالای ۱۰ سال
حداکثر نرخ بازگشت	از ۴۰ درصد درآمد داخلی، ۳۰ درصد از گاز مایع	حداکثر ۸۰ درصد درآمد کمتر از ۲۵ هزار بشکه	درآمدهایی که بعد کسر سهم دولت محلی می‌ماند	از ۳۵ درصد تولید بازیافت می‌شود

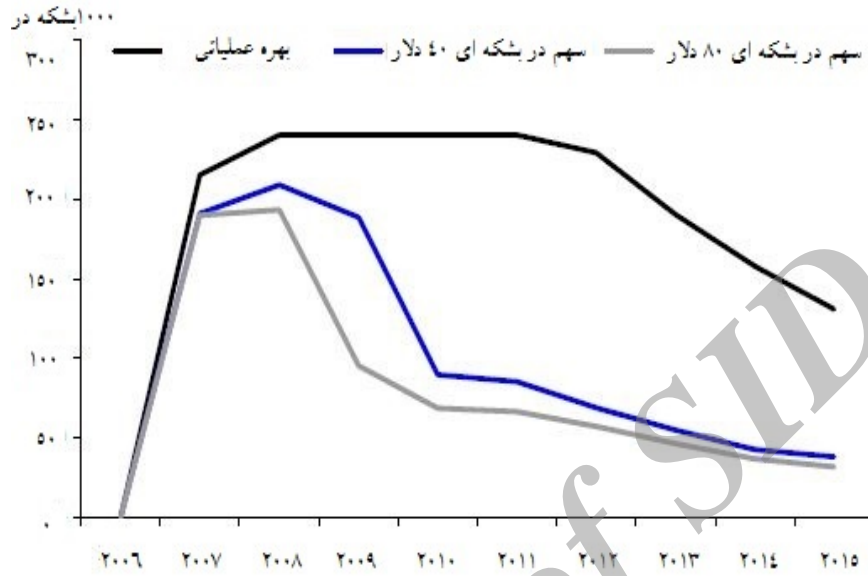
اساس تسهیم نفت منفعتی	براساس تولیدات	تولیدات انباشته، اما با نگاه به قیمت	با نرخ بازده داخلی، اما با نگاه به قیمت نفت	برگشت قیمت و براساس تولید
حداکثر (پیمانکار، دولت)	گاز طبیعی مایع ۴۰/۶۰؛ داخلی > ۱۵۰ میلیون فوت مکعب ۴۰/۶۰	< روزانه ۲ میلیون فوت مکعب و < ۶۰ میلیون فوت مکعب ۵۳/۴۷	IRR < ۱۰٪ تقسیم ۸۰/۲۰	تخصیص ۱۰۰ درصد به شرکت بین‌المللی (۳۵) درصد هزینه‌ها)
حداقل (پیمانکار، دولت)	گاز طبیعی مایع ۴۰/۶۰؛ داخلی < ۹۰۰ میلیون فوت مکعب ۲۰/۸۰	< روزانه ۲ میلیون فوت مکعب و < ۴۵۰ میلیون فوت مکعب ۸۱/۱۹	IRR > ۱۴٪ تقسیم ۹۰/۱۰	تخصیص ۳۰ درصد به شرکت بین‌المللی (۳۵ درصد هزینه‌ها)
نرخ مالیات	۴۰ درصد	۵۰ درصد	۳۰ درصد، اما قابل تجدید دولت	ندارد
شرکت‌ها	بی‌جی، پتروناس	بی‌جی، انی	بی‌بی، استات اوایل	رپسول، توتال، OMV, Occi

منبع: (Deutsche Bank 2013)

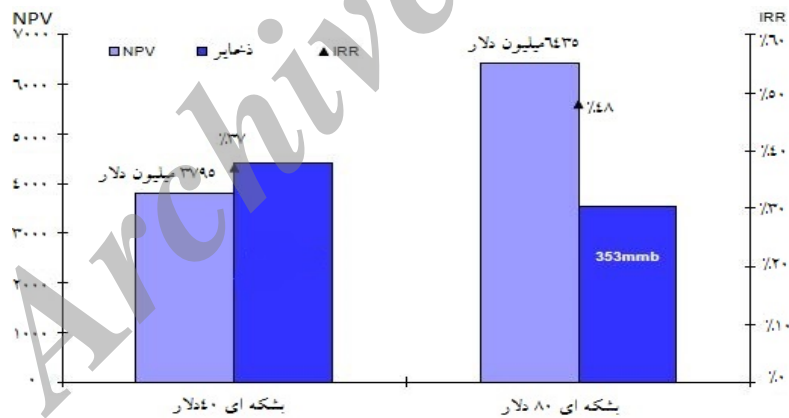
براساس قواعد قراردادهای مشارکت در تولید پس از رسیدن به نقطه پرش سهم پیمانکار از نفت خام کاهش می‌یابد، لذا الزامات گزارشگری سازمان بورس و اوراق بهادار آمریکا شرکت‌ها را ملزم می‌کند میزان ذخایر خود را کاهش دهند. این مورد یکی دیگر از ویژگی‌های اصلی قراردادهای مشارکت در تولید است که براساس آن ارزش دفتری ذخایر کاهش می‌یابد.

#### ۷. افزایش ارزش همراه کاهش ذخایر و تولیدات

در قراردادهای مشارکت در تولید با افزایش قیمت نفت نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص افزایش و به علت رسیدن پروژه به نقطه پرش سهم پیمانکار از نفت تولیدی کاهش می‌یابد. این موضوع به‌خوبی از طریق نمودارهای زیر که بیانگر سهم پیمانکار از سود عملیاتی و نفت تولیدی قراردادهای مشارکت در تولید آنگولاست (در سطوح مختلف قیمت، ارزش فعلی خالص و نرخ بازده داخلی همراه سهمشان از ذخایر) نشان داده شده است.



نمودار ۱. بهره عملیاتی و سهم از تولیدات در قیمت‌های ۴۰ و ۸۰ دلار



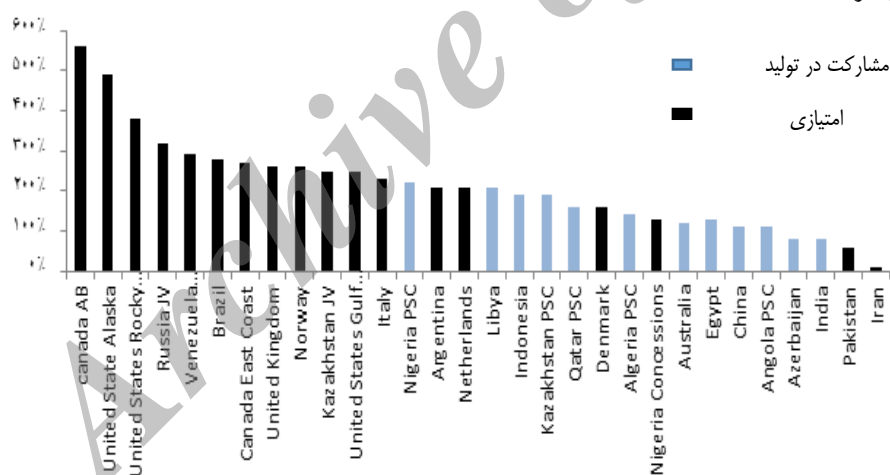
نمودار ۲. پروژه دالیای آنگولا، مقایسه عوامل مختلف در سطح قیمتی ۴۰ و ۸۰ دلار

منبع: (Deutsche Bank 2013)

بررسی نمودارها نشان می‌دهد در سطوح بالای قیمتی برای مثال قیمت ۸۰ دلار نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص هر دو بالا بوده و هزینه‌ها نسبت به زمانی که قیمت‌ها پایین است با سرعت بیشتری بازیافت می‌شوند، در مقابل میزان ذخایر و سهم از تولیدات هر دو کاهش خواهند یافت.

### ۸. در نظر گرفتن بشکه‌های گزارش نشده

افزایش ارزش پروژه پیمانکار (و سهامداران) بایستی عامل کلیدی در تعیین ارزش شرکت باشد و همان‌طور که پیش‌تر توضیح داده شد در قیمت‌های بالا ارزش پروژه برای پیمانکار افزایش می‌یابد. با این حال در بازار سرمایه جایی که از گزارش‌های تولیدی به‌منزله توان رشد شرکت و از میزان ذخایر آن به‌منزله عاملی برای ثبات صنعت استفاده می‌شود هیچ‌یک از این دو عامل وضعیت مناسبی نخواهند داشت؛ بنابراین هرچند ارزش کلی ممکن است افزایش یافته باشد، از دید سرمایه‌گذار تولید کاهش یافته است و ذخایر متزلزل‌اند (به‌دلیل سرعت تولید بالا ذخایر سریعاً تخلیه می‌شوند) که هیچ‌یک از این عوامل را نمی‌توان مثبت تلقی کرد.



نمودار ۳. میانگین افزایش ارزش پروژه‌های پیمانکاران تحت نظام‌های مختلف مالی وقتی که

قیمت نفت از ۲۵ دلار به ۷۵ دلار می‌رسد

منبع: (وود مکنزی، دوپچه بانک)

## ۹. کارکرد قراردادهای مشارکت در تولید مبتنی بر نرخ بازده داخلی

با مثالی که براساس مفروضات وود مکنزی روی میدان دالیای آنگولا صورت گرفته است، تأثیر سطوح مختلف قیمتی را روی جریانهای نقدی، نرخ بازده داخلی و نفت منفعتی<sup>۱</sup> قراردادهای مشارکت در تولید براساس نرخ بازده داخلی، نشان داده‌ایم (پیوست ۱). بدین منظور دو سناریوی قیمتی بشکله‌ای ۴۰ و ۶۰ دلار را در نظر گرفته‌ایم (توجه داشته باشید که قیمت تنها عامل تأثیرگذار نیست، اما تغییرات قیمتی تأثیر مستقیمی روی نفت منفعتی، جریانهای نقدی، ارزش فعلی خالص و نرخ بازده داخلی می‌گذارند).

وقتی نرخ بازده داخلی و ارزش فعلی خالص پروژه افزایش می‌یابد سهم پیمانکار از نفت تولیدی کاسته خواهد شد. این نتیجه‌ای است که از بررسی انواع قراردادهای مشارکت در تولید در سطوح مختلف قیمتی به دست می‌آید. برای مثال، در قیمت ۶۰ دلار نفت منفعتی به شدت کاهش می‌یابد، با این حال، جریان نقدی که برای هر بشکله ایجاد می‌شود بسیار بالا خواهد بود. هرچند در سطوح بالای قیمتی نفت منفعتی کاهش می‌یابد، باید به یاد داشت که در این سطوح قیمتی، قراردادهای مشارکت در تولید مبتنی بر نرخ بازده داخلی، ارزش بیشتری ایجاد می‌کنند، زیرا کشورهای میزبان بر این نظرنند که رانت نفتی به کشور صاحب ذخایر تعلق دارد و شرکت بین‌المللی بایستی نرخ بازده مورد انتظار را دریافت کند. بنابراین، با بالاتر رفتن قدرت سودآوری و رسیدن به نقاط پرش جدید، سهم پیمانکار از نفت تولیدی کاهش می‌یابد.

در ادامه به منظور درک بهتر موضوع، توضیحات مربوط به میادین آب‌های عمیق آنگولا که نوع قرارداد آنها مشارکت در تولید است ذکر شده است.

---

1. Oil Profit.

جدول ۲. قرارداد مشارکت در تولید آب‌های عمیق آنگولا، بلوک ۱۷

اصطلاحات	جزئیات
مجوز توسعه	برای ۲۵ سال از زمان اعطای مجوز
پاداش امضا	غیرقابل بازیافت
افزایش هزینه سرمایه‌ای	به میزان ۴۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای یعنی ۱/۴ برابر هزینه‌های سرمایه‌ای
حداکثر بازیافت هزینه	حداکثر به میزان ۵۵ درصد درآمد هر دوره، مازاد هزینه‌ها به دوره بعد منتقل می‌شود.
بازیافت هزینه	هزینه‌های عملیاتی به‌علاوه هزینه‌های سرمایه‌ای افزایش یافته به میزان ۴۰ درصد، اما بایستی به روش خط مستقیم و بیش از ۴ سال مستهلک شود.
تقسیم سود نفتی	مبتنی بر نرخ بازده داخلی
ترتیب بازیافت هزینه‌ها	هزینه سرمایه‌ای و افزایش آن، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های اکتشافی
نرخ بازده داخلی > ۱۵ درصد	۲۵ درصد دولت / ۷۵ درصد پیمانکار
نرخ بازده داخلی > ۲۵ درصد	۴۰ درصد دولت / ۶۰ درصد پیمانکار
نرخ بازده داخلی > ۳۰ درصد	۶۰ درصد دولت / ۴۰ درصد پیمانکار
نرخ بازده داخلی > ۴۰ درصد	۸۰ درصد دولت / ۲۰ درصد پیمانکار
نرخ بازده داخلی < ۴۰ درصد	۹۰ درصد دولت / ۱۰ درصد پیمانکار
مالیات شرکت	۵۰ درصد سود نفتی
سهام شرکت نفت خارجی	عایدات آن‌ها (درصد) بعد از اینکه مالیات سود نفتی پرداخت شد.

۱۰. نتیجه‌گیری

ذی‌نفعان پروژه‌های نفتی دولت‌های صاحب نفت و شرکت‌های بین‌المللی نفتی‌اند که هر کدام به دنبال حداکثرسازی منافع خود از پروژه خواهند بود. در صورتی که ارزش پروژه حداکثر شود مسلماً منافع ذی‌نفعان نیز به نحو احسن تأمین خواهد شد، اما گاهی عناصر موجود در قراردادها به‌گونه‌ای انتخاب می‌شوند که مانع از تلاش پیمانکار برای



حداکثرسازی ارزش پروژه خواهند شد. دولت میزبان که مسئولیت تهیه قراردادهای نفتی را بر عهده دارد سعی خواهد کرد ارزش پروژه خود را حداکثر کند، اما وی به دنبال حداکثرسازی منافع خود از محل عایدات پروژه نیز است. بنابراین، حداکثرسازی ارزش پروژه از اهداف مشترک ذی‌نفعان محسوب می‌شود، اما آن‌ها هدف متضاد حداکثرسازی عایدات را نیز دارند که طراحی مناسب نظام مالی قراردادها می‌تواند هدف حداکثرسازی عایدات طرفین را در گرو حداکثرسازی ارزش پروژه قرار دهد تا به خواسته‌های طیف وسیعی از ذی‌نفعان پاسخ دهد. نظام مالی قراردادهای امتیازی نسبت به مشارکتی‌ها از سادگی بیشتری برخوردار است. در هر قراردادی ابزارهایی قرار داده شده‌اند که بخش ثابتی را در هر دوره برای صاحب ذخایر فراهم می‌آورند (این عناصر در نظام‌های امتیازی بیشتر از نظام قراردادی است) به علاوه عناصری که متناسب با سودآوری پروژه، بخشی از آن‌ها نصیب صاحب ذخایر می‌شود (این عناصر در نظام‌های قراردادی بیشتر از نظام‌های امتیازی است). در این میان مهم‌ترین تفاوت نظام مالی قراردادهای مشارکت در تولید با امتیازی محدودیت بازیافت هزینه‌هاست که در نظام‌های قراردادی وجود دارد، اما نظام‌های امتیازی محدودیت بازیابی هزینه‌ها را ندارند. در نظام مشارکت در تولید نیز ابتدا هزینه‌های قابل بازیافت با لحاظ محدودیت بازیافت می‌شوند، سپس طرفین هم از تولیدات تسهیم می‌شوند که بعد از کسر مالیات از عایدات نفتی پیمانکار به جریانات نقدی وی می‌رسیم. یکی دیگر از موارد مهم در قراردادهای مشارکت در تولید انتخاب مبنای نقطه‌پرش است که این مورد خود می‌تواند تأثیر زیادی در عایدات طرفین و انگیزه پیمانکار در زمینه اکتشاف و توسعه میدان‌ها بگذارد. قراردادهای مشارکت در تولید امروزی با استفاده از عناصر مالی وابسته به سودآوری پروژه از انعطاف‌پذیری بالایی برخوردار شده‌اند.

## منابع

۱. امین‌زاده، الهام و آقابابایی دهکردی، پیمان (۱۳۹۲). «مقایسه سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نفتی از طریق قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید»، فصل‌نامه‌ی *تعالی حقوق*.
۲. شیروی، عبدالحسین و ابراهیمی، سیدنصرالله (۱۳۸۸). «اکتشاف و توسعه میدان‌های نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل»، *مجله حقوقی بین‌المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری.

۳. مؤمنی وصالیان، هوشنگ؛ غنیمی فرد، حجت‌الله و محمودی، محمد (۱۳۸۸). «بررسی مقایسه‌ای قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، نشریه اقتصاد مالی و توسعه (علوم اقتصادی).

#### ب) انگلیسی

4. David, Johnston, Daniel Johnston, Tony Rogers, and Inc Co (2008). "International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America", IPAA.
5. Deutsche Bank (2013). *Oil & Gas for Beginners*. AG/London: Deutsche Bank.
6. Daniel, Johnston (2003). "International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis." *Pennwell, Tulsa*, 108.
7. Inkpen, Andrew & Michael H. Moffett (2011). *The Global Oil & Gas Industry*.
8. Johnston (1994). "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts", *Tulsa, Okla: PennWell Books*.
9. Kemp (1987). A. *Economic considerations in the taxation of petroleum exploitation*. In K. Khan, ed: *Petroleum Resources and Development Economic, Legal and Policy Issues for Developing Countries*.
10. Mario Mansour & Dr Carole Nakhle (2016). *Fiscal Stabilization in Oil and Gas Contracts: Evidence and Implications*, Oxford Institute for Energy Studies.
11. Muhammed Mazeel (2010). *Petroleum Fiscal Systems and Contracts*.
12. *Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices* (2008). [www.petrocash.com](http://www.petrocash.com).
13. Tordo, Silvana (2007). "Fiscal Systems for Hydrocarbons", World Bank Working Paper, N O. 1 2 3.