

# طبقه‌بندی هزینه‌های نفتی و جایگاه بازیافت هزینه‌ها در قراردادهای امتیاز، مشارکت در تولید و خدمات ریسک‌پذیر

نصرالله ابراهیمی\*  
سعیده قاسمی مقدم\*\*

## چکیده:

بی‌شک، صنعت نفت و گاز بخصوص در حوزه بالادستی، یکی از پُر هزینه‌ترین صنایع موجود است. شناخت ماهیت هزینه‌های نفتی و بازیافت آن در قراردادهای اصلی نفت و گاز دارای اهمیت بسیاری است. تعدد و تنوع در ماهیت هزینه‌های نفتی از یک‌سو و تفاوت دیدگاه‌ها و توافقات قراردادی نسبت به این هزینه‌ها از سوی دیگر موجب می‌شود تا طبقه‌بندی و ماهیت هزینه‌ها و بازیافت آن در حاله‌ای از ابهام قرار گیرد و به تبع آن، زمینه بروز اختلاف‌های قراردادی بین شرکت نفتی پیمانکار و کشور میزبان فراهم شود. در این مقاله تلاش شده تا با در نظر گرفتن شباهت‌های موجود در مراحل عملیات نفتی در قراردادهای طبقه‌بندی مشخصی از هزینه‌های نفتی ارائه و جایگاه بازیافت هزینه‌های نفتی در رژیم مالی سه قرارداد اصلی نفت و گاز با اشاره به نمونه‌هایی از قراردادهای منعقد، تبیین شود.

## کلیدواژه‌ها:

قراردادهای نفتی، هزینه‌های نفتی، بازیافت هزینه، سقف هزینه‌ای.

مجله پژوهش‌های حقوق خصوصی، شماره ۳، نیمسال اول ۱۳۹۳  
صفحه ۲۷-۵۸، تاریخ وصول: ۱۳۹۲/۰۹/۱۴، تاریخ پذیرش: ۱۳۹۳/۰۳/۲۲

Email: snebrahimi@yahoo.com

\* عضو هیأت علمی دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران.

\*\* دانشجوی دکتری حقوق نفت و گاز، دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران.

Email: saide.ghasemi@yahoo.com

## مقدمه

پیچیدگی و مشکلات موجود در فرایند اکتشاف، استخراج و بهره‌برداری از منابع نفت و گاز موجب شده تا کشورهای صاحب ذخایر به دانش فنی، تخصص و منابع مالی شرکت‌های بین‌المللی نفتی تکیه کنند و به انعقاد قرارداد با آنها ترغیب شوند. در این نوع قراردادها نیز مانند سایر قراردادهای چند جانبه، شاهد تعارض منافع طرفین با یکدیگر هستیم. از یک سو، کشور میزبان به عنوان مالک ذخایر نفتی، خود را مستحق دریافت حداکثر عایدات میدان می‌داند و از سوی دیگر، شرکت بین‌المللی نفتی نیز خواهان بازیافت هزینه‌هاست و دریافت حداکثر سود ناشی از تحمل ریسک است. همین تعارض منافع است که مهم‌ترین بحث قراردادی، یعنی رژیم مالی و نحوه هزینه‌کرد و تسهیم منافع را پیش می‌کشد؛<sup>۱</sup> به طوری که برخی معتقدند که «مسئله تسهیم منافع، قلب مذاکرات قراردادی است و تمام تلاش‌های مذاکراتی، معطوف به کسب بالاترین بهره اقتصادی<sup>۲</sup> است».<sup>۳</sup> از این رو بحث هزینه‌ها و جایگاه بازیافت آن نیز به عنوان یکی از ارکان اساسی رژیم مالی این نوع قراردادها برای تعیین و تسهیم منافع اهمیت بسیاری دارد. این مقاله به دنبال یافتن پاسخ این پرسش‌هاست که ۱. هزینه‌های نفتی بر چه اساس و مبنایی طبقه‌بندی می‌شوند؟ (بخش نخست)؛ ۲. جایگاه بازیافت این هزینه‌ها در رژیم مالی قراردادهای سه‌گانه اصلی صنعت نفت و گاز به چه ترتیب است؟ (بخش دوم).

## بخش نخست - طبقه‌بندی هزینه‌های نفتی

بی‌شک صنعت نفت و گاز جزو یکی از هزینه‌برترین صنایع موجود است و اساس آن بر تخصص و دانش فنی قرار دارد که دستیابی به هر دوی اینها مستلزم صرف هزینه‌های هنگفت است. برای انجام عملیات مرتبط با این حوزه، طیف وسیعی از انواع هزینه‌های متعدد صرف می‌شود که در اغلب موارد، تعیین طرفی که مسؤول نهایی پرداخت این هزینه‌ها خواهد بود؛ یکی از چالش‌های اساسی و مهم این نوع قراردادهاست. اگرچه ماهیت قراردادها و نیز شروط مختلف پیش‌بینی شده در قراردادهای مشابه باعث می‌شود تا این قراردادها از یکدیگر کاملاً متمایز و متفاوت باشند، اما مشابهت در نوع عملیات و فعالیت‌های موضوع

1. Daniel Johnston, *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts* (Tulsa: Pennwell corporation, 1994), 5.

2. Economic Rent

3. Daniel Johnston, *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis* (Tulsa: Pennwell Corporation, 2003), 5.

این قراردادها موجب می‌شود که هزینه‌های نفتی در قراردادهای متعدد از نظر نوع و محل هزینه‌کرد تا حدود زیادی شبیه به هم باشند و از این طریق امکان ارائه یک طبقه‌بندی روشن از هزینه‌های نفتی میسر شود.

در بیشتر قراردادهای نفتی، صفحه‌های نخست قرارداد به بخش «تعاریف» اختصاص دارد. در این بخش، ذیل عنوان «هزینه‌های پترولیوم»<sup>۱</sup> به تعریف مختصری از این نوع هزینه‌ها بسنده شده و جستارهای مربوط به جزییات و طبقه‌بندی هزینه‌ها به ضمیمه‌ای در قرارداد با عنوان «رویه حسابداری»<sup>۲</sup> ارجاع می‌شود. در این رویه‌های حسابداری نیز، هزینه‌های نفتی معمولاً براساس یک یا ترکیبی از معیارهای زیر طبقه‌بندی می‌شوند:

۱. مراحل اجرای عملیات نفتی؛

۲. موضوع هزینه‌کرد؛

۳. قابلیت یا عدم قابلیت بازیافت هزینه‌ها.

در ادامه، این سه نوع طبقه‌بندی و هزینه‌های مربوط به آنها بررسی می‌شود.

### الف - طبقه‌بندی هزینه‌ها براساس مراحل عملیات نفتی

یکی از روش‌های رایج در طبقه‌بندی هزینه‌ها، تقسیم‌بندی براساس مراحل اجرای عملیات نفتی است. معمولاً در بخش تعاریف قرارداد، هزینه‌های نفتی به هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که برای انجام عملیات نفتی صرف می‌شود. برای مثال، مطابق قرارداد مشارکت در تولید لیبریا ۲۰۱۳،<sup>۳</sup> «هزینه‌های نفتی» شامل «کلیه هزینه‌ها و مخارجی است که پیمانکار برای تحقق اهداف عملیات نفتی پرداخت نموده است» و منظور از «عملیات نفتی» کلیه فعالیت‌های «اکتشاف، ارزیابی، توسعه، تولید، جابه‌جایی، ذخیره، پردازش، حمل‌ونقل،

#### 1. Petroleum Cost

این هزینه‌ها در قراردادهای نفتی «هزینه‌های نفتی»، در قراردادهای گاز «هزینه‌های گازی» و در قراردادهای نفتی و گازی به «هزینه‌های پترولیوم» (Petroleum Cost) یاد می‌شود. واژه پترولیوم کلمه عامی است که شامل نفت و گاز است؛ اما در لغت‌نامه‌های فارسی، این واژه به نفت ترجمه شده است. در این مقاله، منظور از هزینه‌های نفتی همان هزینه‌های پترولیوم به معنای عام است که از آن به جهت کثرت استعمال به «هزینه‌های نفتی» یاد می‌شود.

#### 2. Accounting Procedure

۳. قرارداد اصلاحی مشارکت در تولید لیبریا میان شرکت

Canadian Overseas Petroleum Bermuda Limited (COPLB) و ExxonMobil Exploration Production Liberia Limited (ExxonMobil Liberia)

از یک سو و دولت لیبری از سوی دیگر در بلوک LB-13 در ۸ مارس ۲۰۱۳ منعقد شد.

”Restated and Amended Production Sharing Contract,” National Oil Company of Liberia. Accessed August 20, 2014, <http://www.nocal.com.lr/pdf/operations/LB-13%20PSC.pdf>.

عملیات بازاریابی و به طور کلی هر عملیاتی که از طرف شرکت ملی نفت لیبریا تأیید شود؛ خواه مستقیماً از سوی پیمانکار یا به نام و از جانب وی به موجب این قرارداد انجام پذیرد». در سایر قراردادها نیز تعریف مشابهی از این نوع هزینه‌ها شده است. البته تعریف فوق، هزینه‌های مربوط به عملیات میان دستی و پایین دستی را نیز در بر می‌گیرد؛ اما در مقاله حاضر، تمرکز اصلی بر هزینه‌های مرحله بالادستی است. بر این اساس مهم‌ترین مراحل انجام عملیات نفتی بالادستی عبارت است از: اکتشاف،<sup>۱</sup> توصیف،<sup>۲</sup> توسعه،<sup>۳</sup> تولید<sup>۴</sup> و برچیدن تأسیسات<sup>۵</sup> که به هزینه‌های هر مرحله اشاره خواهد شد.<sup>۶</sup>

## ۱. اکتشاف

مهم‌ترین بخش هزینه‌های اکتشافی، هزینه‌های پیش از کشف یک میدان نفتی است که از جمله آن می‌توان به هزینه خدماتی نظیر مطالعات زمین‌شناختی، نقشه‌برداری، لرزه‌نگاری، جمع‌آوری داده‌های ناشی از لرزه‌نگاری، پردازش و تغییر داده‌های ناشی از لرزه‌نگاری، ارزیابی مخزن، حفاری چاه‌ها اشاره نمود.<sup>۷</sup> کلیه این هزینه‌ها را شرکت بین‌المللی نفتی و براساس شرط حداقل تعهدات اکتشافی<sup>۸</sup> مقرر در قرارداد پرداخت می‌کند.

1. Exploration

2. Appraisal or Evaluation

3. Development

4. Production

5. Decommissioning or Abandonment; Dismantlement, Removal and Remediation; Site Closure; Asset Retirement

۶ علاوه بر مراحل یاد شده، دو مرحله نیز پیش از مرحله اکتشاف با عنوان Pre-License Prospecting و Mineral Right Acquisition Contracting وجود دارد که هزینه‌های این دو مرحله را شرکت بین‌المللی نفتی برای انجام مقدمات انعقاد قرارداد صرف می‌کند. البته مراحل عملیات نفتی در قراردادهای نفتی مختلف، بسته به توافق‌های قراردادی ممکن است ترتیب زمانی متفاوتی داشته باشند و گاهی اوقات با یکدیگر تداخل داشته یا در هم ادغام می‌شوند؛ به طوری که گاهی شاهد آن هستیم که در مرحله توسعه، همزمان فعالیت‌های اکتشافی نیز انجام می‌گیرد.

Pen- :Tulsa) Accounting Petroleum International, Gallun, A. Rebecca, Wright, J. Charlotte Corporation nwell (2005), 10.

7. Wright and Gallun, *International Petroleum Accounting*, 15.

۸. شرط حداقل تعهدات اکتشافی به دو شرط حداقل تعهدات کاری مرحله اکتشاف (Work Exploration Minimum Commitment) و حداقل تعهدات هزینه‌ای مرحله اکتشاف (Com- Expenditure Exploration Minimum mitment) تقسیم می‌شود. تقریباً در تمامی قراردادهای نفتی شرط مربوط به حداقل تعهد کاری پیمانکار مشابه است. جزئیات عملیات اکتشاف در قرارداد بیع متقابل در طرح جامع اکتشاف (Plan Exploration Master) و در قرارداد مشارکت در تولید و امتیاز با عنوان برنامه کاری (Plan Work) ذکر شده است.

## ۲. توصیف

بسته به توافق‌های قراردادی، این مرحله می‌تواند به عنوان دوره‌ای مستقل قلمداد شود یا اینکه در یکی از مراحل اکتشاف یا توسعه ادغام<sup>۱</sup> گردد. رویه متداول این است که این مرحله را از سایر مراحل تفکیک می‌کنند. در مرحله توصیف، شرکت نفتی موظف است چاه اکتشافی را از نظر وجود و میزان ذخایر هیدروکربنی برای تأیید کشف تجاری و امکان سرمایه‌گذاری در مرحله توسعه، ارزیابی و توصیف نماید. در این مرحله عملیاتی نظیر حفر چاه‌های توصیفی، جمع‌آوری داده و پردازش آنها براساس «برنامه جامع توصیف»<sup>۲</sup> و یا مطابق برنامه فعالیت‌های مستقل مقرر در مرحله اکتشافی یا توسعه انجام می‌گیرد.<sup>۳</sup>

## ۳. توسعه

شرکت نفتی پس از تدوین «طرح جامع توسعه»<sup>۴</sup> موظف است براساس آن، عملیات این دوره و هزینه‌های آن را متقبل شود. این عملیات شامل حفر چاه‌های اضافی جهت تولید از ذخایر تجاری، طراحی، ساخت و نصب تأسیسات و سکوها و تجهیزات عملیات نفت و گاز، ساختن تجهیزات و تأسیسات ضروری برای بالا آوردن نفت و یا گاز به سطح زمین و جابه‌جا کردن، ذخیره سازی و پردازش کردن و آماده سازی نفت و گاز، ساختن خطوط لوله و تأسیسات مخازن و سیستم دفع هرز و فضولات و غیره است.<sup>۵</sup>

## ۴. تولید

مرحله تولید شامل استخراج نفت و گاز از ذخایر و آماده‌سازی آنها برای تطبیق با استانداردهای بازار یا حمل‌ونقل است. فعالیت‌هایی نظیر جمع‌آوری نفت و گاز از چاه‌های مختلف یک منطقه، ذخیره‌سازی نفت و گاز، خارج ساختن اولیه رسوبات و آب از نفت و گاز و جداسازی میادین نفت و گاز نیز در زمره عملیات تولیدی محسوب می‌گردد.<sup>۶</sup> این مرحله را در اکثر قراردادهای شرکت بین‌المللی نفتی به تنهایی یا با مشارکت شرکت میزبان انجام می‌دهد؛ در حالی که در قراردادهای بیع متقابل این امر را شرکت ملی نفت ایران انجام

1. Integrated Phase

2. Appraisal Plan or Master Appraisal Plan

3. Ibid, 15-16.

4. Master Development Plan

5. Ibid, 16-17.

6. Ibid, 17.

داده و در صورت وجود قرارداد، شرکت بین‌المللی نفتی صرفاً موظف به ارائه خدمات فنی و مشاوره‌ای لازم به شرکت ملی نفت است.

### ۵. برچیدن تأسیسات

با پایان عمر تولیدی یک میدان نفتی یا گازی، محل تأسیسات باید به وضعیت اولیه خود بازگردد. بر این اساس شرکت نفتی موظف به بستن چاه‌ها، برچیدن تأسیسات و تجهیزات، بازسازی محل تأسیسات است. میزان جداسازی و برچیدن تأسیسات به توافقی‌های قراردادی یا قوانین موضوعه کشور میزبان بستگی دارد. در اغلب قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی ریسک‌پذیر، مالکیت این تأسیسات به دولت میزبان منتقل می‌شود. از آنجا که هزینه‌های پایانی قرارداد و برچیدن تأسیسات به طور معمول در قراردادها درج نمی‌شود، این امر محل مناقشات جدی بین طرفین قرارداد بود. اخیراً استانداردهای جدیدی وضع شده که میزان تقریبی این هزینه‌ها را در هنگام نصب اولیه تأسیسات تخمین می‌زند.<sup>۱</sup>

بنابراین در هر سه نوع قرارداد اصلی به لحاظ حضور پیمانکار تا پایان عملیات، چنین تعهدی از پیمانکار انتظار می‌رود؛ در حالی که در قراردادهای بیع متقابل، به دلیل عدم حضور پیمانکار در مرحله تولید، تعهد برچیدن تأسیسات جزو تعهدات قراردادی وی محسوب نمی‌شود.

### ب - طبقه‌بندی هزینه‌ها براساس موضوع هزینه‌کرد

در برخی از قراردادها،<sup>۲</sup> هزینه‌های نفتی براساس نوع و موضوع آن از قبیل هزینه خدمات فنی، هزینه‌های پوشش بیمه‌ای، هزینه‌های حقوقی، دستمزدها و ... تقسیم‌بندی می‌شوند. در برخی از قراردادها، این هزینه‌های جزئی در مجموعه‌های عام‌تری دسته‌بندی شده‌اند که از جمله آن می‌توان به هزینه‌های سرمایه‌ای<sup>۳</sup> و هزینه‌های عملیاتی<sup>۴</sup> اشاره نمود. گاهی تعیین مرز دقیق بین این دو هزینه کار نسبتاً دشواری است و به ساختار و نحوه ساماندهی پروژه بستگی دارد.<sup>۵</sup> در برخی متون، به مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی، هزینه‌های

1. Ibid, 18.

۲. به عنوان مثال می‌توان از قرارداد مشارکت در تولید سال ۲۰۱۱ اتیوپی نام برد.

3. Capital Cost, Investment Cost or Development Cost

4. Operation Cost or Lifting Cost

5. Oil and Gas 156.

فنی<sup>۱</sup> یا هزینه تمام شده<sup>۲</sup> نیز اطلاق می‌شود. در برخی از منابع حسابداری، علاوه بر این دو طبقه اصلی از طبقه‌بندی‌های متنوعی از جمله هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های قانونی، هزینه‌های مستتر، هزینه‌های بالاسری نیز اشاره شده که توضیح هر یک در ادامه خواهد آمد.

### ۱. هزینه‌های سرمایه‌ای

هزینه‌های سرمایه‌ای شامل هزینه خدمات یا هزینه دارایی‌های بادوامی است که پیش از آغاز تولید یا هنگام ضرورت پس از تولید ایجاد می‌شود. هزینه‌های سرمایه‌ای پیش از آغاز تولید، عملیاتی چون حفاری چاه، ساخت خطوط لوله و ایجاد تسهیلات ذخیره‌سازی و آماده‌سازی را در بر می‌گیرد. هزینه‌های سرمایه‌ای در دوره پس از تولید اغلب به منظور حفظ تولید شامل هزینه‌های حفظ چاه و بازتوانی آن و صرفاً در مواقع لزوم انجام می‌گیرد. هزینه‌های سرمایه‌ای را با توجه به اهداف مالی پروژه به دو گروه هزینه‌های سرمایه‌ای نامحسوس<sup>۳</sup> و هزینه‌های سرمایه‌ای محسوس<sup>۴</sup> تقسیم‌بندی می‌کنند. هزینه‌های سرمایه‌ای نامحسوس شامل کارهایی است که بنا بر ماهیت خود قابل لمس نیستند مثل داده‌های لرزه‌نگاری و پردازش و تفسیر این داده‌ها، پلان تأسیسات و ... منظور از هزینه‌های سرمایه‌ای محسوس، مواردی است که قابل لمس‌اند مثل تأسیسات و تجهیزات نصب شده، خطوط لوله و کمپرسورها و مواردی از این قبیل. معمولاً هزینه‌های نامحسوس به صورت جاری و هزینه‌های محسوس در طول زمان مستهلک می‌شوند.<sup>۵</sup>

### ۲. هزینه‌های عملیاتی

هزینه‌های عملیاتی میدان به هزینه‌های مداومی اطلاق می‌شود که با آغاز عملیات تولیدی ایجاد می‌شود. هزینه‌های عملیاتی را می‌توان به سه طریق طبقه‌بندی نمود:

۱. ماهیت هزینه؛

۲. اهداف هزینه؛

۳. نحوه محاسبه هزینه.

1. Technical Cost

2. Total Cost

3. Intangible Capex

4. Tangible Capex

5. Ken Kasriel, David Wood, *Upstream Petroleum Fiscal and Valuation modeling in Excel* (United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2013), 34-35.

در مواردی که هزینه‌های عملیاتی براساس ماهیت خود طبقه‌بندی می‌شوند، این هزینه‌ها معمولاً باید با رویه‌ها و آیین‌های حسابرسی موجود در آن کشور خاص منطبق باشند. این هزینه‌ها عبارت‌اند از:

- هزینه‌های کارکنان، هزینه سکونت و زندگی، وسایل معاش، حمل‌ونقل؛
- کالاهای مصرفی از قبیل سوخت، انرژی، مواد روغنی، مواد شیمیایی، تجهیزات اداری، تجهیزات فنی مثل خطوط لوله، اتصالات، کاتالیزورها، غربال مولکولی، تجهیزات آزمایشگاهی و نیز تجهیزات امنیتی فردی، تأمین قطعات و مواد غذایی؛
- هزینه‌های ارتباطاتی، پرداخت اجاره بها در امور متفرقه، قراردادهای خدماتی و نگهداشت. طبقه‌بندی هزینه‌ها براساس معیار هدف، امکان تحلیل هر چه نزدیک‌تر هزینه‌ها با اهداف مجری عملیات را فراهم می‌نماید. شکست هزینه‌ها در این طبقه‌بندی به ترتیب زیر است:
- هزینه‌های مستقیم<sup>۱</sup> شامل خدمات تولیدی تحت الارضی و سطح الارضی، هزینه نگهداری چاه‌ها و تأسیسات سطح الارضی، کارهای جدید (به استثنای هزینه‌های سرمایه‌ای)، هزینه‌های بازرسی، هزینه‌های تدارکات، امنیت و مدیریت؛
- هزینه‌های حمل‌ونقل<sup>۲</sup> شامل هزینه‌های مربوط به انتقال خطوط لوله و ترمینال؛
- هزینه‌های غیرمستقیم<sup>۳</sup> شامل هزینه کمک‌های فنی، کارکنان شرکت مجری عملیات و دفتر مرکزی.<sup>۴</sup>

براساس معیار نحوه محاسبه هزینه‌های عملیاتی، این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شوند: هزینه‌های عملیاتی ثابت<sup>۵</sup> و هزینه‌های عملیاتی متغیر.<sup>۶</sup>

در هزینه‌های عملیاتی ثابت، میزان هزینه به طور مشخص و ثابت برای هر دوره عملیاتی صرفنظر از میزان نفت تولیدی به طور مقطوع تعیین می‌شود. در مقابل، میزان هزینه‌های عملیاتی متغیر، بسته به حجم نفت تولیدی به طور مداوم تغییر می‌نماید. این هزینه معمولاً براساس یک واحد تولید تعیین می‌شود به این معنی که این هزینه بر هر بشکه از نفت تولیدی

---

1. Direct Costs

2. Transport Costs

3. Indirect Costs

4. Nadine Bret-Rouzaut and Jean-Pierre Favenece, Oil and Gas Exploration and Production Reserves, costs, contracts (Paris: Technip, 2011), 156.

5. Fixed OPEX

6. Variable OPEX



تحمیل می‌شود. البته در مواردی که حجم بالایی از آب نیز با نفت تولید می‌گردد، بسته به قرارداد می‌توان این هزینه متغیر را بر تولید سیالات (نفت به علاوه آب) یا تولید نفت تعیین نمود.<sup>۱</sup> هزینه‌های عملیاتی معمولاً در سه ماه از تاریخ ایجاد چنین هزینه‌های به صورت جاری بازپرداخت می‌شوند و معمولاً سود ناشی از خواب سرمایه به این نوع هزینه‌ها تعلق نمی‌گیرد.

### ۳. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای

در اکثر قراردادها و منابع حقوقی، هزینه‌های نفتی به دو دسته هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی تقسیم می‌شوند که ذکر آن به میان رفت. در پاره‌ای از قراردادها از جمله قراردادهای بیع متقابل ایران، گروه جدیدی از هزینه‌ها با عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای پیش‌بینی شده است. منظور از هزینه‌های غیرسرمایه‌ای مخارجی است که از طرف پیمانکار به صورت غیرمستقیم، ولی ضرورتاً به منظور اجرای عملیات توسعه تعهد و پرداخت می‌شوند. مطابق ضمیمه رویه حسابداری بیع متقابل مدل ۲۰۰۸، اقسام هزینه‌های غیرسرمایه‌ای عبارت‌اند از:

۱. کسور و عوارض قانونی؛
۲. هزینه همیاری و تسهیل حضور نمایندگان شرکت ملی نفت در راستای بازرسی عملیات توسعه؛
۳. هزینه‌های مربوط به همیاری و پشتیبانی شرکت ملی نفت؛
۴. هزینه مربوط به آموزش کارکنان ایرانی؛
۵. هزینه‌های مربوط به بازرسی کیفیت و قیمت خدمات و تجهیزات و مواد اولیه؛
۶. هزینه‌های مربوط به انتصاب کارشناس حسابداری و رفع اختلافات مربوط به حساب‌های پروژه.<sup>۲</sup>

### ۴. هزینه‌های قانونی

در این مقاله، منظور از هزینه‌های قانونی، هزینه‌هایی است که به طور مستقیم یا غیرمستقیم در راستای اجرای قرارداد از طرف شرکت نفتی به دولت میزبان پرداخته می‌شود و در اغلب موارد این هزینه‌ها قابل بازیافت نیست؛ مگر در برخی موارد که براساس توافق طرفین، پیمانکار مجاز به بازیافت این هزینه‌ها باشد. اگرچه این هزینه‌ها به شرکت نفتی بازگردانده نمی‌شوند؛ ولی از درآمد شرکت نفتی برای اهداف مالیاتی کسر می‌شوند. در ادامه به برخی از این هزینه‌ها اشاره می‌شود.

1. Kasriel and Wood, *op. cit.*, 36.

۲. علی حاتمی و اسماعیل کریمیان، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری (تهران: تیس، ۱۳۹۳)، ۹۵۲-۹۵۳.

#### ۴-۱. پاداش / پذیره<sup>۱</sup>

در برخی از قراردادهای کشور میزبان شرکت بین‌المللی نفتی را ملزم می‌نماید تا مبالغی را با عنوان پاداش یا پذیره در مقاطع مختلف حضور خود در خاک کشور میزبان پرداخت نماید. این پرداخت‌ها و میزان آن از یک قرارداد به قرارداد دیگر متفاوت است و در اغلب موارد شرکت خارجی قادر به بازیافت این هزینه‌ها به عنوان هزینه‌های نفتی نیست. البته با توافق امکان بازیافت این هزینه‌ها نیز امکان‌پذیر است. از جمله انواع این پاداش‌ها می‌توان به پاداش امضا،<sup>۲</sup> پاداش کشف میدان تجاری،<sup>۳</sup> پاداش تولید،<sup>۴</sup> پاداش اولین فروش،<sup>۵</sup> پاداش تولید بیش از میزان مشخص و غیره اشاره کرد.<sup>۶</sup>

#### ۴-۲. بهره مالکانه

در برخی از قراردادهای بهره مالکانه درصدی از تولید یا درآمد ناخالص میدان است که در ازای دریافت امتیاز یا اجازه بهره‌برداری از منابع هیدروکربن به صورت محصول یا وجه به مالک این منابع یعنی دولت میزبان پرداخت می‌شود. در قراردادهای مختلف، شروط متنوعی برای تعیین میزان بهره مالکانه تعیین می‌شود که از جمله آن می‌توان به پرداخت بر مبنای درصد ثابت، پرداخت تصاعدی مطابق تولید واقعی میدان بر مبنای: ۱. میزان تولید روزانه؛<sup>۷</sup> ۲. موقعیت میدان از لحاظ ساحلی<sup>۸</sup> یا خشکی<sup>۹</sup>

1. Bonus

2. Signature Bonus

3. Discovery Bonus

4. Production Bonus

5. First Oil Sale Bonus

6. Rouzaut, Favennec and Pierre, *op. cit.*, 194-195.

۷. پرداخت بهره مالکانه یکی از ارکان اساسی قراردادهای امتیازی مدرن محسوب می‌شود. در عین حال در قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی نیز این‌گونه پرداخت مشاهده می‌شود. برخی از قراردادها به طور کلی فاقد شرط پرداخت رویالتی هستند و برخی دیگر مانند نمونه مشارکت در تولید اندونزی به جای پرداخت رویالتی، دولت میزبان مستحق دریافت ده درصد تولیدات ناخالص با عنوان سهم اولیه نفت خواهند بود (پاداش تولید).

8. Daily Production Level

9. Offshore

10. Onshore

برای مثال، قانون نفت لیبیا درصدهایی را برای پرداخت بهره مالکانه از تولید ناخالص میدان مشخص نموده است؛ به طوری که شرکت خارجی موظف به پرداخت ۱۵-۱۸ درصد تولیدات خشکی و ۱۲-۱۵ درصد محصولات میدانی ساحلی و ۱۲-۱۵ درصد تولیدات گازی اعم از میدانی خشکی و دریا به دولت لیبیا است.

(The Liberian Petroleum Law, Section 3.7).

و عمق آب؛<sup>۳۱</sup> کیفیت نفت اکتشافی و <sup>۴</sup> قیمت نفت در بازار اشاره نمود. پرداخت بهره مالکانه برای شرکت نفتی مطلوب نیست؛ زیرا اولاً از تولید ناخالص و پیش از استهلاک هزینه‌های نفتی او پرداخت می‌شود و ثانیاً صرفنظر از سوددهی یا زیان‌دهی عملیات نفتی درصدی از تولیدات به دولت میزبان تخصیص می‌یابد. از این‌رو در برخی از قراردادها مانند نمونه قرارداد پاکستان مدل ۲۰۰۹ مبالغ پرداختی به عنوان بهره مالکانه در حساب هزینه‌های نفتی منظور و قابل بازیافت خواهند بود.

#### ۴-۳. مالیات‌ها

یکی از هزینه‌های اجتناب‌ناپذیر شرکت نفتی، پرداخت مالیات به دولت کشور میزبان است. معمولاً مالیات در آخرین مرحله و از درآمد خالص پیمانکار (خواه با عنوان سود یا نفت منفعت یا حق الزحمه) دریافت می‌شود.

در برخی از قراردادهای پیمانکار یا اعضای کنسرسیوم طرف قرارداد با دولت میزبان به طور مستقیم مالیات بر درآمد خود را به مراجع مالیاتی پرداخت نمی‌کند، بلکه سهم دولت میزبان یا شرکت ملی نفت او از نفت منفعتی (در قرارداد مشارکت در تولید) به نحوی تعدیل می‌شود که مالیات بر درآمد پیمانکار یا هر یک از اعضای کنسرسیوم از سهم آنها از نفت منفعتی در آن منظور خواهد شد. در این صورت شرکت ملی نفت دولت میزبان از سوی اعضای کنسرسیوم مالیات بر درآمد آنها را به مرجع مالیاتی پرداخت خواهد کرد.<sup>۲</sup>

در اکثر موارد مالیات پرداختی شرکت نفتی به دولت میزبان قابل بازیافت نیست. با این وجود، در قراردادهای بیع متقابل ایران، مالیات بر درآمد پیمانکار پس از عملیات توسعه هر فاز و تحویل به شرکت ملی نفت، با ارائه اسناد مثبت به صورت جاری بازیافت می‌شود<sup>۳</sup> و در واقع بحث مالیات بر درآمد پیمانکار در این گونه قراردادهای امری صوری است.

۱. در قرارداد بلوک ۱۳ دریایی لیبیا، میزان بهره مالکانه در مخازن موجود از عمق ۱۵۰۰-۱۰۰۰ متر دهم درصد تولیدات و از عمق ۱۵۰۰ بیشتر همدصد تولیدات تعیین شده است. همین امر باعث می‌شود تا انگیزه کشف و به کارگیری فناوری جدید و مدرن در مناطق عمیق‌تر رشد یابد. در واقع تعیین بهره مالکانه متغیر براساس عمق آب، نوعی نوآوری در قراردادهای لیبیا محسوب می‌شود؛ زیرا در سایر قراردادها یا میزان بهره مالکانه ثابت است یا براساس میزان تولید متغیر است. Richard Temple, Isabelle Desgranges, "Liberian production sharing contracts: a new model for West Africa?" *Journal of World Energy Law and Business* 7(2) (2014), 114.

۲. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۹۹۶.

۳. همان، ۹۷۵.

#### ۴-۴. مشارکت دولت میزبان<sup>۱</sup>

در قراردادهای مشارکت در تولید و خدمات و گاهی قراردادهای امتیازی، دولت میزبان این اختیار را دارد که پس از کشف تجاری میدان، در عملیات نفتی و مرحله توسعه، با شرکت نفتی به میزان سهم تعیین شده مشارکت نماید. به طور معمول در قراردادهای نفتی، پیمانکار به تنهایی تمام هزینه‌ها و ریسک مرحله اکتشاف را تقبل می‌کند و پس از کشف تجاری، دولت میزبان از طریق شرکت ملی نفت خود می‌تواند از اختیار مشارکت در مرحله توسعه استفاده نماید. در صورت پذیرش مشارکت، شرکت ملی نفت دولت میزبان به میزان سهم خود موظف به سرمایه‌گذاری و پرداخت هزینه‌های عملیاتی است. آثار مالی مشارکت کشور میزبان همانند مشارکت سایر شرکا در قرارداد است با این تفاوت که اولاً شرکت میزبان در هزینه‌ها و ریسک‌های مرحله اکتشاف مشارکت نمی‌نماید و پس از کشف تجاری، ممکن است متناسب با سهم خود در هزینه‌های مرحله اکتشاف مشارکت کند؛ ثانیاً سهم دولت میزبان از سرمایه و هزینه‌های عملیاتی، از عایدات و تولیدات میدان پرداخت خواهد شد.<sup>۲</sup> در واقع، هزینه‌های سهم مشارکتی دولت میزبان در ابتدا از طرف شرکت نفتی پرداخت و پس از تولید از محصول یا عایدات میدان به وی بازپرداخت می‌شود.

#### ۵. هزینه‌های مستتر<sup>۳</sup>

با وجود اینکه هزینه‌های مستتر به دولت میزبان پرداخت می‌شوند، این هزینه‌ها تحت شمول عناوین پاداش، بهره مالکانه، مالیات قرار نمی‌گیرند. در تعریف این نوع هزینه‌ها آمده است: «هزینه‌های مستتر آن دسته از هزینه‌ها و تعهداتی است که پیمانکار موظف به تحمل آن است و در محاسبات به سهولت قابل ارزیابی نیست. از جمله این هزینه‌ها می‌توان به هزینه خرید داده‌ها، ملزومات دفتر محلی، اجاره بهای تأسیسات سطح الارضی، هزینه‌های تربیت و آموزش نیروی داخلی و اعطای بورس‌های تحصیلی، عوارض گمرکی، ملزومات دریافت ویزا، هزینه‌های توسعه اجتماعی، فروش مقداری از سهم در داخل کشور میزبان،<sup>۴</sup>

##### 1. State Participation

نحوه مشارکت کشورها بسته به قرارداد یا قانون لازم‌الاجرای کشور میزبان متفاوت است. برای مثال در کشور لیبیا، شرکت نفتی موظف است که ۲۰ درصد از سهام پروژه را بدون دریافت مبلغی به دولت میزبان واگذار نماید و ۵ درصد از سهام خویش را نیز در معرض فروش برای اتباع لیبیایی قرار دهد. Section 3.4.

##### 2. Johnson, *International Exploration*, 70.

##### 3. Crypto Tax

##### 4. Domestic Market Oil

گاهی اوقات شرکت نفتی در قراردادهای امتیاز و مشارکت موظف است مقداری از سهم خود از محصول را در داخل کشور میزبان به فروش برساند. البته در قراردادهای خدماتی نیز که پرداخت حق الزحمه به صورت محصول انجام می‌گیرد، می‌توان چنین شرطی را درج

تسعیر اجباری ارز، شروط استخدامی، بازیافت هزینه دولت، تعرفه گزاف بر خطوط لوله انتقال (متعلق به دولت)، تعهد به استفاده از توان فنی و مهندسی داخل، تضمین حسن انجام کار، مالیات بر ارزش افزوده کالا یا خدمات، تعهدات سرمایه‌گذاری مجدد و غیره اشاره کرد.<sup>۱</sup> معمولاً این هزینه‌ها قابل بازیافت نیستند؛ اما بسته به قرارداد منعقد و توافق طرفین، ممکن است برخی از مصادیق هزینه‌های مستتر قابل بازیافت باشد.

### ۶. هزینه‌های بالاسری

در رویه حسابداری برخی از قراردادها، از هزینه‌هایی با عناوین «هزینه‌های بالاسری یا حاشیه‌ای»،<sup>۲</sup> «هزینه عمومی»،<sup>۳</sup> «هزینه و مخارج فعالیت‌ها»،<sup>۴</sup> «هزینه‌های بالاسری اجرایی»<sup>۵</sup> و<sup>۶</sup> نام برده می‌شود. منظور از هزینه‌های بالاسری، مخارجی است که برای اجرای عملیات نفتی ضروری است، ولی به طور مستقیم به این عملیات مرتبط نیستند. در واقع، ماهیت این هزینه‌ها به گونه‌ای است که به طور مستقیم برای تولید از چاه مشخصی صرف و هزینه نمی‌شوند؛ ولی هزینه‌کرد آنها برای به تولید رساندن چاه ضروری است. این هزینه‌ها طیف گسترده‌ای از مخارج را در بر می‌گیرند که ضرورتاً در یک طبقه هزینه‌ای قرار نداشته و به صورت عینی و ملموس قابل پی‌گیری، حسابرسی و تأیید نیستند. هزینه‌کرد این مخارج به صورت واقعی است و به منظور پشتیبانی و مدیریت عملیات نفتی شامل هزینه‌های دفاتر اصلی، دفاتر میدانی و هزینه‌های عمومی اداری و مدیریت اولیه عملیات نفتی و در حوزه‌های خدماتی نظارتی، مالی، حقوقی، حسابداری، استخدامی و غیره پرداخت می‌شود. هزینه‌های مزبور را اعم از اینکه یک شرکت وابسته یا شرکت مادر پیمانکار پرداخت کنند، برحسب مراحل اجرای عملیات نفتی از قبیل اکتشاف، توسعه، تولید و برچیدن تأسیسات به طور جداگانه طبقه‌بندی و منظور خواهند شد.<sup>۷</sup>

نمود. در این صورت چنانچه پیمانکار موظف به فروش محصول به قیمتی کمتر از قیمت بازار باشد، به طور غیرمستقیم هزینه‌ای را به دولت میزبان پرداخته است بدون آنکه این هزینه به وی بازپرداخت شود.

1. Johnson, International Exploration, 105.

2. Overhead Costs

3. General Costs

4. Cost and Expenses of the Activities

5. Administrative Overhead

6. Gulzhan Nurakhmet, "What is the Role of Overhead Cost Recovery in Production Sharing Contracts?" <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/?news=28099>, 1. (Last accessed 1/9/2014).

۷. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۹۸۵.

### ج - طبقه‌بندی هزینه‌ها براساس قابلیت بازیافت

طبقه‌بندی هزینه‌های نفتی براساس قابلیت بازیافت، یکی دیگر از شیوه‌های موجود در برخی از قراردادهای نفتی است. به طور کلی بحث هزینه‌های قابل بازیافت یا غیرقابل بازیافت رابطه مستقیمی با توافق‌های طرفین قرارداد دارد و ممکن است نوعی از هزینه‌ها در قراردادی قابل بازیافت و در قراردادی مشابه غیرقابل بازیافت باشد. از این رو محتوای قرارداد و توافق طرفین در این طبقه‌بندی اهمیت بسیاری دارد.

در مورد نحوه تعیین قابلیت بازیافت هزینه‌ها، دو رویکرد در قراردادها وجود دارد. در رویکرد نخست، معمولاً در ضمیمه رویه حسابداری قرارداد، به صراحت هزینه‌های غیرقابل بازیافت احصاء می‌گردد.<sup>۱</sup> در رویکرد دوم، در متن قرارداد ذیل توضیح هر یک از تعهدات کاری پیمانکار، در خصوص امکان یا عدم امکان بازیافت هزینه‌ها، به طور خاص تعیین تکلیف می‌شود و گاهی طرفین این امر را به سکوت برگزار می‌کنند که رویکرد دوم در اغلب موارد باعث بروز اختلافاتی بین پیمانکار و کارفرما می‌شود.

از جمله هزینه‌های غیرقابل بازیافت عبارت است از: مالیات بر درآمد، پاداش پرداختی از طرف پیمانکار به دولت میزبان و مراجع قانونی، هزینه‌های مربوط به تأمین مالی یا هزینه‌های بانکی، هزینه‌های مربوط به بازاریابی سهم پیمانکار و حمل و نقل آن در خارج از منطقه تحویل، هزینه‌های رسیدگی دآوری یا کارشناسی و حق الزحمه وکیل و هزینه‌های مربوط به تحصیل ضمانت‌نامه بانکی، هزینه‌های ناشی از تقصیر عمده پیمانکار، جریمه‌ها و مجازات‌ها و ...

### بخش دوم - بازیافت هزینه در قراردادهای نفتی

در قراردادهای نفتی، اصل بر بازیافت هزینه‌هایی است که از طرف پیمانکار در ارتباط با عملیات نفتی انجام گرفته است؛ مشروط بر آنکه پیمانکار به اهداف مورد نظر پروژه دست یافته باشد. در واقع، در اکثر قراردادها، شرکت بین‌المللی نفتی متعهد به اکتشاف میدان و پس از کشف تجاری موظف به توسعه و تولید از میدان به هزینه خود است. چنانچه تجاری‌سازی میدان موفقیت‌آمیز باشد، هزینه‌های شرکت نفتی جبران خواهد شد.<sup>۳</sup> این امر از اصل بدیهی

۱. به عنوان مثال می‌توان به بخش II3 ضمیمه حسابداری قرارداد مشارکت در تولید لیبریا بلوک ۱۳ اشاره نمود که در ابتدا با ارائه تعریف کوتاهی از هزینه‌های غیرقابل بازیافت، به احصاء مصادیق هزینه‌های نفتی غیرقابل بازیافت در ۸ بند اشاره می‌کند.

۲. این بیان موارد استثنا از جمله قراردادهای بیع متقابل را به دلیل عدم حضور وی در مرحله تولید، شامل نمی‌شود.

۳. یکی از نگرانی‌های دولت میزبان این است که شرکت نفتی در هزینه‌کرد زیاده‌روی کند یا به طور اساسی با حساب سازی دولت میزبان را در خصوص میزان هزینه‌ها فریب دهد. از این رو دولت میزبان برای جلوگیری از چنین امری ترتیباتی را پیش‌بینی می‌نماید از جمله: تعیین ضوابط راجع به روند بودجه و مجوز برای مخارج، فرایند تهیه تجهیزات، حسابرسی، قوانین و مجازات‌ها برای عدم مطابقت و تقلب.

«عدم تبرع» نشأت می‌گیرد که در قانون مدنی ایران (ماده ۲۶۵) نیز به آن اشاره شده است. در بحث بازیافت هزینه از موضوع‌های مختلفی از قبیل نوع هزینه‌های قابل بازیافت، نحوه بازیافت، زمان بازیافت و آیین شکلی تأیید و حسابرسی هزینه‌ها و غیره سخن به میان می‌آید که اغلب ماهیت مالی - حسابداری دارند و باید در قراردادها یا ضمایم آن به روشنی پیش‌بینی شوند و گرنه هر گونه ابهام در این خصوص زمینه بروز اختلاف‌های اساسی را فراهم می‌کند و گاهی اقتصاد پروژه را نیز به چالش می‌کشد. بررسی آثار حقوقی تمامی موضوع‌های متنوع مرتبط به بحث بازیافت هزینه‌ها فراتر از موضوع بحث این مقاله است؛ بنابراین در این قسمت از مقاله، ابتدا بحث جایگاه بازیافت هزینه در نظام مالی سه قرارداد اصلی طرح خواهد شد و سپس روش‌های معمول در بازیافت هزینه‌ها فارغ از یک قرارداد مشخص تبیین خواهد شد.

### الف - جایگاه بازیافت هزینه‌ها در قراردادهای نفتی

محققان حوزه نفت و گاز، با در نظر گرفتن ترتیبات مالی<sup>۱</sup>، توافق‌های طرفین را تحت دو سیستم امتیازی<sup>۲</sup> و قراردادی<sup>۳</sup> طبقه‌بندی می‌کنند که بحث «مالکیت» مهم‌ترین وجه تمایز این دو سیستم از یکدیگرند. به موجب سیستم امتیازی، شرکت نفتی، مالک نفت تولیدی است و در مقابل این مالکیت، به دولت میزبان بهره مالکانه<sup>۴</sup> و مالیات<sup>۵</sup> می‌پردازد؛ درحالی‌که در سیستم قراردادی، دولت میزبان، مالکیت منابع را برای خود حفظ می‌کند.<sup>۶</sup> سیستم قراردادی نیز خود به دو گروه قراردادهای خدماتی و مشارکت در تولید تقسیم می‌شود که وجه تمایز آنها با یکدیگر در نحوه جبران هزینه‌های نفتی به صورت وجه<sup>۷</sup> یا محصول<sup>۸</sup> است.<sup>۹</sup>

1. Fiscal Regime/arrangement

2. Concessionary System

3. Contractual System

4. Royalty

5. Tax

۶ البته این نوع تقسیم‌بندی همیشه شفاف و روشن نیست. برخی از قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر وجود دارند که دارای خصیصه‌های بارز سیستم رویالتی/ بهره مالکانه هستند، مثل قراردادهای ونزوتلا که در آنها رویالتی و مالیات از ویژگی‌های اصلی قراردادی محسوب می‌شود و برخی دیگر بسیار به قراردادهای مشارکت در تولید شباهت دارند، مثل قراردادهای فیلیپین که هم بازیافت هزینه در آنها دارای سقف است و هم نفت منفعتی بین طرفین تقسیم می‌شود.

Johnston, *International Exploration*, 10-11.

7. In Cash

8. In kind

9. Johnston, *International Exploration*, 12.

## ۱. قراردادهای امتیاز

### ۱-۱. مختصری از قراردادهای امتیاز

امروزه، واژه «امتیاز»<sup>۱</sup> دارای بار معنایی منفی است؛ از این رو افراد محافظه کار و سیاستمدار ترجیح می‌دهند از این نوع سیستم با عنوان نظام «بهره مالکانه / مالیات»<sup>۲</sup> یاد کنند.<sup>۳</sup> پیرو همین سیاست، به جای به کار بردن کلمه «امتیازگیرنده»،<sup>۴</sup> عنوان «پیمانکار»<sup>۵</sup> به شرکت‌های نفتی اطلاق می‌گردد.<sup>۶</sup> این قراردادهای امتیازی مدرن،<sup>۷</sup> رژیم مالی فراتر از ترکیب دو عامل بهره مالکانه و مالیات ندارند. در این سیستم، کشور میزبان حق انحصاری استخراج را به شرکت خارجی اعطا می‌نماید و این شرکت ریسک تمامی مراحل اکتشاف و توسعه و تولید را به عهده دارد. البته دولت میزبان بر عملکرد این شرکت نظارت و کنترل می‌نماید و گاهی شاهد مشارکت دولت میزبان در این قرارداد نیز هستیم.<sup>۸</sup>

شرکت نفتی موظف است به تعهدات خود در ارتباط با عملیات اکتشافی مطابق برنامه کاری عمل نماید و در صورت کشف تجاری، طرح توسعه را به دولت میزبان ارائه دهد. نفت تولیدی به محض استخراج بر سر چاه به مالکیت<sup>۹</sup> شرکت نفتی درمی‌آید و این شرکت موظف است براساس قیمت و میزان تولید، بهره مالکانه و مالیات‌های متعلقه را به کشور میزبان بپردازد.<sup>۱۰</sup> بنابراین در یک سیستم بهره مالکانه / مالیات معمول، پیمانکار موظف است در ابتدا درصدی از نفت تولیدی را به عنوان بهره مالکانه به کشور میزبان پرداخت نماید. پس از کسر بهره مالکانه، شرکت نفتی هزینه‌های نفتی خود را از تولید ناخالص میدان بازیافت می‌کند. پس از بازیافت هزینه‌ها، مقدار باقی مانده به عنوان درآمد خالص شرکت نفتی در یک یا چند مرحله مشمول مالیات قرار می‌گیرد و به کشور میزبان پرداخت می‌شود.

1. Concession

2. Royalty and Tax System

3. Johnston, *International Exploration*, 18

4. Concessionaire

5. Contractor

6. Johnston, *International Exploration*, 12.

۷. این نوع قرارداد در کشورهایی مانند انگلستان، نروژ، دانمارک، کشورهای اروپای شمالی، هلند، استرالیا، نیوزیلند، برزیل و پاکستان مورد استفاده قرار می‌گیرد.

8. Kristin, Bindemann, *Production sharing Agreements: An Economic Analysis* (Oxford Institute for Energy Studies, 1999), 10.

9. At wellhead

۱۰. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۷۲۴-۷۲۵.



## ۱-۲. جایگاه بازیافت هزینه‌های نفتی در قرارداد امتیاز

یکی از بحث‌های مهم در قرارداد امتیاز این است که آیا بازیافت هزینه در این نوع قراردادها اساساً قابل طرح است یا خیر؟

برخی پژوهشگران در تحلیل خود از قراردادهای نفتی معتقدند که قراردادهای امتیازی مدرن بسیار به قراردادهای مشارکت در تولید شباهت دارد و فقط تفاوت این دو را - از نقطه نظر فنی - در نحوه بازیافت هزینه‌ها می‌دانند. از نظر آنها، بازیافت هزینه‌های نفتی در سیستم بهره مالکانه / مالیات دارای سقف نیست؛ درحالی که بازپرداخت این هزینه‌ها در قراردادهای مشارکت با محدودیت و یک سقف از پیش تعیین شده روبه‌روست.<sup>۱</sup>

در مقابل این نظر، برخی معتقدند که به طور کلی بازیافت هزینه‌ها آن گونه که در قراردادهای مشارکت در تولید مطرح است، در قراردادهای امتیاز جایگاهی ندارد؛ چراکه شرکت نفتی مالک تمام منابع تولیدی سر چاه است و دولت میزبان سهمی در منابع مزبور ندارد تا در مقابل اجرای عملیات نفتی از جانب او (آن گونه که در قراردادهای مشارکت در تولید مطرح است) شرکت نفتی مستحق بازیافت هزینه‌ها باشد. درواقع در این گونه قراردادهای ساختار مالکیت به گونه‌ای است که پیمانکار هزینه‌های نفتی را برای خود انجام می‌دهد نه دولت میزبان.<sup>۲</sup> به نظر برداشت اخیر صحیح نیست، زیرا نخست اینکه در قراردادهای امتیازی مدرن برای تشخیص درآمد مشمول مالیات، باید هزینه‌های قابل بازیافت از درآمد ناخالص کسر شود؛<sup>۳</sup> دوم آنکه در قراردادهای مشارکت در تولید نیز شرکت نفتی (همانند قراردادهای امتیازی مدرن) مالک بخشی از نفت تولیدی می‌گردد (تنها تفاوت این دو در مالکیت کل و جزء محصول تولیدی است و تمام هزینه‌های خود را از طریق تخصیص نفت هزینه بازیافت می‌نماید؛ در حالی که اگر قائل به نظر عدم وجود بازیافت هزینه در قراردادهای امتیازی به دلیل مالکیت کامل پیمانکار باشیم؛ نتیجه این خواهد بود که در قراردادهای مشارکت در تولید نیز پیمانکار به سبب مالکیت بخشی از تولیدات، محق به بازیافت هزینه‌های خود در آن قسمت نخواهد بود و این امر با واقعیت قراردادهای مشارکت در تولید همخوانی ندارد؛ سوم اینکه در برخی از انواع قراردادهای امتیاز، منافع کشور میزبان با موضوع بازیافت هزینه‌ها گره خورده است و از این رو مدیریت هزینه برای کشور میزبان بسیار حائز اهمیت خواهد بود برای مثال در قراردادهایی که بهره مالکانه پس از کسر هزینه‌های نفتی تعیین می‌گردد و نیز

1. Johnston, *International Exploration*, 32.

۲. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۸۸۲.

۳. مخالفان بحث بازیافت هزینه در قراردادهای امتیازی نیز خود به کارکرد مالیاتی آن اذعان دارند. همان.

در قراردادهایی که شرکت ملی نفت دولت میزبان با شرکت نفتی مشارکت می‌نماید، موضوع بازیافت هزینه‌ها در تعیین منافع کشور میزبان بسیار حائز اهمیت خواهد بود.<sup>۱</sup> قدر متیقن بحث فوق این است که به دلیل موضوع تعیین مالیات، بازیافت هزینه در قراردادهای امتیازی نیز قابل طرح است. در این قراردادها معمولاً به جای واژه بازیافت هزینه،<sup>۲</sup> از واژه «کسورات»<sup>۳</sup> استفاده می‌شود. براساس سازوکار کسورات، شرکت خارجی می‌تواند به طور مستقیم هزینه‌های انجام شده را در صورت کسب درآمد کافی، جبران نماید.<sup>۴</sup> از آنجایی که این قراردادها سقف بازیافت برای هزینه ندارند، پیمانکار پس از پرداخت بهره مالکانه می‌تواند باقی‌مانده محصول را برای کسورات لحاظ نماید. بنابراین چون محصولی باقی نمی‌ماند، درآمدی حاصل نشده و مشمول مالیات نخواهد بود.<sup>۵</sup>

### ۳-۱. نمونه‌ای از قراردادهای امتیازی

شرکت نفتی مالتیکو<sup>۶</sup> به موجب یک قرارداد امتیازی، مجوز عملیات اکتشاف و تولید را در دریای شمال از دولت انگلستان دریافت نمود. مطابق این قرارداد، شرکت مالتیکو مکلف بود تا هشت درصد بهره مالکانه و پنج درصد مالیات بر ارزش افزوده از درآمد ناخالص میدان به دولت انگلیس بپردازد و کلیه هزینه‌های مربوط به مراحل اکتشاف، توسعه و تولید را پرداخت نماید. در فاصله سال‌های ۲۰۰۲-۲۰۰۴، شرکت مالتیکو در حدود ده میلیون دلار در مراحل اکتشاف و توسعه هزینه نمود و میدان در سال ۲۰۰۴ به تولید رسید. قرارداد به شرکت مالتیکو این اجازه را می‌داد تا کلیه هزینه‌های عملیاتی پرداخت شده در طول یک سال اخیر (حدود یک میلیون دلار) و نیز یک پنجم تمام هزینه‌های سابق در مرحله اکتشاف و توسعه را کسر نماید. پس از کسر مبالغ فوق، درآمد خالص مشمول نرخ ۴۰ درصدی مالیات بر درآمد قرار می‌گرفت. در نمودار زیر، سازوکار مالی این قرارداد نشان داده شده است:<sup>۷</sup>

۱. گاهی کشور میزبان از طریق شرکت ملی نفت خود در قراردادها با سرمایه گذار خارجی پس از کشف تجاری میدان در هزینه‌های مرحله توسعه مشارکت می‌کند. پرداخت این هزینه‌ها به دو روش انجام می‌گیرد: ۱. هزینه‌ها متناسب با سهم دولت میزبان به صورت نقدی به شرکت نفتی پرداخت می‌شود؛ ۲. هزینه‌ها را شرکت خارجی پرداخت می‌کند و معادل آن از سهم شرکت ملی نفت دولت میزبان کاسته می‌شود تا زمانی که کلیه هزینه‌ها بازیافت شود. البته مشارکت دولت میزبان در قرارداد، به سایر حقوق وی از جمله حق دریافت بهره مالکانه و مالیات خللی وارد نمی‌کند.

2. Cost Recovery or Reimbursement

3. Deduction

4. Johnston, *International Exploration*, 141.

5. Ibid, 68.

6. Multico.

7. Dennis R. Jennings, Joseph B. Feiten, Horace R. Brock, *Petroleum Accounting Principles, Procedures & Issues* (United States: PricewaterhouseCoopers LLP, 2000) 611-612.

درآمدها	دولت انگلیس	شرکت نفتی مالتیکو
درآمد ناخالص		\$۵۰۰۰۰۰۰
۸ درصد بهره مالکانه	\$۴۰۰۰۰۰	\$(۴۰۰۰۰۰)
۵ درصد مالیات بر ارزش افزوده	\$۲۵۰۰۰۰	\$(۲۵۰۰۰۰)
درآمد خالص		\$۴۳۵۰۰۰۰
هزینه‌های عملیاتی		\$(۱۰۰۰۰۰۰)
۱/۵ درصد هزینه‌های اکتشاف و توسعه		\$(۲۰۰۰۰۰۰)
درآمد مشمول مالیات		\$۱۳۵۰۰۰۰
۴۰ درصد مالیات بر درآمد	\$۵۴۰۰۰۰	\$(۵۴۰۰۰۰)
درآمد خالص طرفین قرارداد	\$۱۱۹۰۰۰۰	\$۸۱۰۰۰۰

## ۲. قراردادهای مشارکت در تولید<sup>۱</sup>

### ۲-۱. مختصری از قراردادهای مشارکت در تولید

برعکس واژه امتیاز، اصطلاح مشارکت و قراردادهای مشارکت در تولید بار معنایی مثبتی را به ذهن متبادر می‌کند و این امر به ریشه تاریخی این نوع قراردادها بازمی‌گردد که در امور کشاورزی بسیار رایج بوده است.<sup>۲</sup> امروزه نیز این قراردادها به یکی از مهم‌ترین قراردادهای صنعت بین‌المللی نفت تبدیل شده‌اند؛ زیرا که این نوع قرارداد با استفاده از مفهوم «مشارکت» تا حدی بین دو نفع متضاد، تعادل ایجاد نموده است.<sup>۳</sup> قراردادهای مشارکت در تولید، توافقی<sup>۴</sup> بین دولت میزبان و شرکت نفتی است که به موجب آن، شرکت خارجی سرمایه‌گذاری لازم برای اکتشاف، توسعه و تولید را انجام می‌دهد. در بیشتر این قراردادها، به محض تولید میدان، شرکت خارجی در ابتدا موظف به پرداخت مبلغی با عنوان بهره مالکانه به دولت میزبان براساس تولید ناخالص میدان است. پس از این پرداخت،

1. Production Sharing Contracts (PSCs).

استفاده از مفاهیمی چون Agreements sharing-Production Exploration، Agreements sharing-Production development and Exploration به جای یکدیگر، موجب ایجاد ابهام‌هایی در صنعت شده است.

2. Johnston, *International Exploration*, 28.

3. N. Pongsiri, "Partnerships in Oil and Gas Production-Sharing Contracts," *The International Journal of Public Sector Management* 17(5) (2004), 431-432.

۴. در برخی از کشورهای آفریقای مانند لیبیا، قراردادهای مشارکت در تولید، علاوه بر توافق طرفین، باید به تصویب مجلس این کشور نیز برسد و به شکل قانون درآمد تا قابلیت اجرایی داشته باشد. البته در کنار قرارداد، قانون نفت لیبیا نیز به عنوان یک قانون عام برای پُر کردن خلأهای قراردادی قابل استناد است.

شرکت خارجی می‌تواند براساس میزان توافق شده از تولیدات ناخالص<sup>۱</sup> میدان که به این امر اختصاص یافته، هزینه‌های نفتی خود را باز یافت نماید. محصول باقی‌مانده نیز براساس معیار از پیش توافق شده بین کشور میزبان و شرکت خارجی با عنوان سود تقسیم می‌گردد.<sup>۲</sup> شرکت خارجی موظف است مالیات این سود را که در واقع درآمد خالص اوست، به دولت میزبان پرداخت نماید.<sup>۳</sup>

- به طور معمول، رژیم مالی یک قرارداد مشارکت در تولید در چهار مرحله خلاصه می‌شود:
۱. پرداخت بهره مالکانه به دولت میزبان از تولید ناخالص؛
  ۲. دریافت میزانی از نفت تولیدی با عنوان نفت هزینه<sup>۴</sup> از طرف پیمانکار برای باز یافت هزینه‌ها؛
  ۳. تقسیم تولیدات باقی‌مانده با عنوان نفت منفعت براساس معیار توافق شده بین دولت میزبان و پیمانکار؛
  ۴. پرداخت مالیات بر درآمد از میزان نفت منفعتی شرکت پیمانکار به دولت میزبان.<sup>۵</sup>

## ۲-۲. باز یافت هزینه‌های نفتی در قراردادهای مشارکت در تولید

برخلاف اختلاف نظر در نفس وجود باز یافت هزینه‌ها در قراردادهای امتیازی مدرن، این موضوع در خصوص قراردادهای مشارکت در تولید مورد موافقت است. در واقع، بحث باز یافت هزینه‌ها در این نوع قرارداد یکی از ارکان اساسی رژیم مالی قراردادی را تشکیل می‌دهد؛ به طوری که اساساً میزانی از محصول با عنوان نفت هزینه، برای این هدف به پیمانکار تخصیص می‌یابد.

۱. در برخی از قراردادهای پیمانکار هزینه‌های خود را از محصول خالص (Production Net) یا درآمد خالص (Revenue Net) باز یافت می‌کند. در عین حال در برخی از قراردادهای از جمله در یکی از قراردادهای مشارکت در تولید پرو، میزان باز یافت هزینه‌ها صفر درصد یعنی عدم باز یافت هزینه‌ها پیش‌بینی شده است؛ چون ذخایر اثبات شده این کشور در طول سال‌های متمادی برای شرکت‌های بین‌المللی نفت جذاب بوده است.

۲. در قراردادهای مشارکت در تولید آنچه که طرفین در آن سهیم می‌شوند یا تولید ناخالص است (نمونه قراردادهای مشارکت در تولید پرو) یا نفت منفعتی به عنوان سود خالص پس از کسر هزینه‌ها (نمونه قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی).

۳. برای تنظیم یک قرارداد مشارکت مناسب باید شاخص‌های متفاوتی چون سیاست‌ها و خط‌مشی‌های کشور میزبان را در نظر داشت. چنانچه کشور میزبان تمایل به کسب مبلغ تضمین شده‌ای از انعقاد قرارداد داشته باشد، در این صورت صرف نظر از سودآوری پروژه، باید مبلغ بهره مالکانه و پاداش امضا را در اولویت قرار دهد. برعکس چنانچه دولت میزبان به دنبال افزایش سودآوری بالقوه باشد، در این صورت باید بر سهم خود از سود و مالیات بیفزاید. بنابراین در یک قرارداد مشارکت، شاخص‌های مختلفی می‌تواند ساختار مالی قرارداد را تنظیم نماید.

Ali Yassine, Bacel Maddah and Najat Younes, "On structuring offshore hydrocarbon production sharing contracts: Lebanon's case", *Journal of World Energy Law and Business* 6 (2) (2013), 86.

۴. این هزینه‌ها در قراردادهای نفتی «نفت هزینه»؛ "Oil Cost" در قراردادهای گاز «گاز هزینه»؛ "Gas Cost" و در قراردادهای نفتی و گازی به «پترولیوم هزینه»؛ "Petroleum Cost" یاد می‌شود. از آنجا که کلمه پترولیوم در ترجمه زبان فارسی به معنای نفت است؛ در این مقاله، هزینه‌های نفتی در معنای پترولیوم هزینه به کار گرفته می‌شود.

5. Bindemann, *op. cit.*, 1.

در قراردادهای مشارکت در تولید نیز همانند سایر قراردادهای پیمانکار زمانی مستحق بازیافت هزینه‌ها و دریافت نفت هزینه است که به اهداف مقرر در قرارداد مبنی بر اکتشاف، استخراج و سطح تولید مقرر رسیده باشد و نیز این هزینه‌های نفتی مورد تأیید دولت میزبان یا یک حسابرس مستقل قرار گرفته باشد.<sup>۱</sup> در مواردی که کشور میزبان به عنوان یک شریک تجاری در سرمایه‌گذاری با شرکت خارجی مشارکت می‌نماید، براساس میزان مشارکت خویش، مستقیماً درصدی از هزینه‌های بازیافتی و سود را نیز دریافت می‌کند.<sup>۲</sup>

در بحث قراردادهای امتیازی مدرن گفته شد که برخی معتقدند تفاوت اصلی قراردادهای امتیازی مدرن و مشارکت در تولید در سقف بازیافت هزینه‌هاست. در واقع، بازیافت هزینه‌های نفتی در سیستم بهره‌مالکانه / مالیات دارای سقف نیست؛ در حالی که بازپرداخت این هزینه‌ها در قراردادهای مشارکت با محدودیت و یک سقف از پیش تعیین شده روبه‌روست.

منظور از سقف<sup>۳</sup> بازیافت هزینه این است که پیمانکار نمی‌تواند بیشتر از میزان مقرر، هزینه‌های خود را مستهلک نماید. وجود سقف برای تخصیص نفت هزینه‌ای به پیمانکار به منظور جلوگیری از افزایش هزینه از سوی پیمانکار بوده که این افزایش هزینه می‌تواند به نوعی موجب کاهش عایدات دولت میزبان از نفت منفعتی و مالیات بر درآمد پیمانکار شود. در بیشتر قراردادهای دارای سقف بازیافت هزینه از جمله قراردادهای مشارکت در تولید، دو شرط دیگر نیز که در واقع به نوعی تکمیل‌کننده آن‌اند، در قرارداد درج می‌شود:

۱. شرط انتقال به دوره بعد؛<sup>۴</sup>

۲. شرط حلقه محصوره.<sup>۵</sup>

منظور از شرط انتقال به دوره بعد آن است که اگر به واسطه وجود سقف و رسیدن هزینه به حد نصاب، هزینه‌هایی به سبب فوق در هر سال بازیافت نشوند به سال بعد منتقل شده و در سال بعد بازیافت می‌شوند.

منظور از شرط حلقه محصوره این است که پیمانکار، هزینه‌های خود را صرفاً از عواید و محصولات همان میدانی مستهلک نماید که در آن به فعالیت پرداخته است. فلسفه وجودی چنین شرطی به این دلیل است که در برخی از پروژه‌ها، پیمانکار واحد در چند بلوک فعالیت

1. Kim Talus, *Research Handbook on International Energy Law* (United Kingdom: Edward Elgar Publishing, 2014), 174-175.

2. Yassine, Maddah and Younes, *op. cit.*, 85.

3. Cost Stop

4. Cross Subsidization

5. Ring fencing or Cross Fence Transfer

می‌کند و ممکن است برای بازیافت سریع‌تر هزینه‌های خود، هزینه‌های یک بلوک را در حساب بلوک دیگر محاسبه و از این طریق هزینه‌های خود را بازیافت نماید.<sup>۱</sup> با دقت بیشتر در این شرط تحدیدکننده پیمانکار در خصوص بازیافت هزینه از عواید سایر بلوک، به طور ضمنی متوجه یک سقف دوم برای بازیافت هزینه‌ها هستیم. پس، در صورت عدم کفایت محصول یک میدان، ریسک عدم بازیافت هزینه‌ها بر عهده پیمانکار خواهد بود.<sup>۲</sup>

در برخی از قراردادهای مشارکت در تولید، به ظاهر سقفی برای بازیافت هزینه‌های پیمانکار وجود ندارد، اما استفاده از سازوکارهایی نظیر تعیین بهره مالکانه، پاداش یا حداقل درصد عایدی دولت میزبان از قرارداد، عملاً بازیافت هزینه‌ها را با سقف مواجه می‌کند. برای مثال در قراردادهای مشارکت در تولید ۱۹۹۰ اندونزی، با وجود عدم وجود سقف معین، ۲۰ درصد از تولید میدان با عنوان «سهم اولیه نفت»<sup>۳</sup> به دولت میزبان تعلق داشت و عملاً مابقی تولیدات برای بازیافت هزینه‌ها مورد استفاده قرار گرفت.<sup>۴</sup> مثال دیگر در خصوص تعیین سقف به صورت غیرمستقیم، در نسل دوم قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی است که در این قراردادها نیز پیش‌بینی شده بود که سهم «پرتأمینا» از نفت منفعتی و مالیات بر درآمد پیمانکار باید به نحوی تعیین شود که حداقل ۴۹ درصد تولیدات میدان به وی تخصیص یابد. البته باید اشاره کرد که در قراردادهای مشارکت در تولید، برخلاف قراردادهای بیع متقابل ایران، سقفی برای طبقه خاصی از هزینه‌ها از پیش در قرارداد تعیین نمی‌شود. در نتیجه، در قراردادهای مشارکت، طبقه‌های مختلف هزینه دارای سقف نیست و صرفاً بازیافت آنهاست که دارای محدودیت و سقف است؛ در حالی که در قرارداد بیع متقابل این سقف یا محدودیت در بازیافت هزینه‌ها در دو سطح:

۱. سقف مجاز برای هزینه‌کرد و؛

۲. تعیین سقف برای بازیافت هزینه‌ها مطرح می‌شود.

۱. از جمله استثنای شرط حلقه محصوره مربوط به سرمایه احتیاطی لازم برای برچیدن تأسیسات نفتی در پایان قرارداد است که کفاف مخارج لازم برای برچیدن تأسیسات مذکور را از منطقه قراردادی ندهد. در این صورت، پیمانکار کسری سرمایه احتیاطی را جبران کرده و بازیافت هزینه‌های جبرانی به سبب آنکه چاه‌ها مسدود و دفترهای حسابرسی آنها بسته شده‌اند؛ به ناچار از تولیدات دیگر میدان‌ها محقق خواهد شد. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۹۹۳.

۲. در قرارداد برخی از کشورها از جمله هند، برای ایجاد انگیزه و جذابیت برای سرمایه‌گذاران خارجی، امکان بازیافت هزینه از سایر میادین وجود دارد.

Johnson, *International Exploration*, 71

3. First Trench Production

4. Carole Nakhle, *Petroleum Taxation sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow* (New York: Routledge, 2008), 43.

در حالی که در قراردادهای مشارکت صرفاً محدودیت دوم وجود دارد و بنابراین ممکن است پیمانکار با توسل به شیوه‌هایی درصدد افزایش این هزینه‌ها و به تبع آن بازیافت آنها برآید.<sup>۱</sup>

### ۳-۲. نمونه‌ای از قراردادهای مشارکت در تولید

شرکت نفتی جونز<sup>۲</sup> به موجب یک قرارداد مشارکت در تولید اجازه فعالیت در دریای چین جنوبی را کسب نمود و عملیات نفتی را دو شرکت جونز و شرکت دولتی چینی سین های<sup>۳</sup> به ترتیب به نسبت سهم ۴۹ درصد و ۵۱ درصد اجرا نمودند. مطابق توافق قراردادی، تولید ناخالص میدان به ترتیب زیر تقسیم شد:

– مالیات بر ارزش افزوده معادل هفت درصد از تولید ناخالص سالانه؛

– بهره مالکانه معادل ۱۳ درصد از تولید ناخالص سالانه؛

نفت هزینه محدود به ۶۲ درصد از تولید ناخالص سالانه که به ترتیب مقرر بازیافت می‌شوند:

الف – هزینه‌های عملیاتی؛

ب – هزینه‌های اکتشافی (که شرکت جونز موظف به پرداخت صد درصدی آن است)؛

ج – هزینه‌های توسعه (شرکت نفتی جونز ۴۹ درصد و شرکت نفتی سین های ۵۱ درصد).

تولید باقی مانده پس از بازیافت هزینه به عنوان نفت منفعت به ترتیب مقرر تقسیم می‌شود:

الف – ۱۵ درصد از نفت منفعت متعلق به دولت میزبان؛

ب – ۸۵ درصد باقی مانده بین شرکت جونز و سین های براساس میزان سهم ۴۹ به ۵۱

تقسیم می‌گردد که دولت بر این سود نرخ‌های مالیاتی خود را اعمال می‌کند.

در طول سال ۲۰۰۲:

– هزینه‌های عملیاتی قابل بازیافت معادل ۴ میلیون دلار؛

– هزینه‌های اکتشافی بازیافت نشده معادل ۵۰ میلیون دلار؛

– هزینه‌های توسعه‌ای بازیافت نشده معادل ۱۰۰ میلیون دلار؛

۱. از جمله روش‌های افزایش هزینه‌ها، تعیین بودجه‌ای مازاد بر هزینه‌های تخمینی در هر سال است. با این روش، نفت هزینه‌ای تخصیصی به پیمانکار با رعایت سقف تعیین شده در قرارداد افزایش یافته و به تبع آن سهم او از تولیدات افزایش و مالیات بر درآمد او از نفت منفعتی کاهش می‌یابد. به عنوان مثال شرکت ائی در قرارداد مشارکت در میدان قزاقستان، هزینه‌های نفتی را بالاتر از هزینه‌های واقعی هر سال اعلام کرد، به نحوی که سهم این شرکت از نفت هزینه‌ای معادل ۲۰ میلیارد دلار تخمین زده شده است. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۹۸۸-۹۸۹.

2. Jones Oil Company.

3. Sinhai Oil Company.

- تولید ناخالص سالانه ۲ میلیون بشکه نفت و؛  
 قیمت توافقی برای هر بشکه نفت معادل ۲۵ دلار تعیین شد که نحوه تسهیم تولید در  
 نمودار زیر مشخص شده است:<sup>۱</sup>

شرکت جونز درصد (در بشکه bbl)	شرکت سین های درصد (در بشکه bbl)	دولت چین (در بشکه bbl)	تخصیص بشکه نفت	هزینه‌ها
		۱۴۰۰۰۰	۱۴۰۰۰۰	مالیات بر ارزش افزوده (۷ درصد از ۲۰۰۰۰۰۰ بشکه تولیدی)
		۲۶۰۰۰۰	۲۶۰۰۰۰	بهره مالکانه (۱۳ درصد از ۲۰۰۰۰۰۰ bbl)
			۱۲۴۰۰۰۰	نفت هزینه (۶۲ درصد از ۲۰۰۰۰۰۰ bbl)
				تخصیص نفت هزینه:
				هزینه‌های عملیاتی
۷۸۴۰۰	۸۱۶۰۰			$\$4,000,000 / \$25 = \text{bbl} 160,000$
				هزینه‌های اکتشافی
				$\$5,000,000 / \$25 = \text{bbl} 200,000$
۱۰۸۰۰۰۰				محدود به سقف ۱۶۰۰۰۰-۱۲۴۰۰۰۰
.	.			هزینه‌های توسعه‌ای
.	.			باقی مانده
			۳۶۰۰۰۰	نفت منفعت: ۲۰۰۰۰۰۰
			۳۶۰۰۰۰	(۶۲ درصد، ۱۳ درصد، ۷ درصد، صد درصد)
۱۴۹۹۴۰	۱۵۶۰۶۰	۵۴۰۰۰		تخصیص ۱۵ درصد به دولت و تسهیم محصول باقی مانده به نسبت درصد ۴۹ به ۵۱ درصد
۱۳۰۸۳۴۰	۲۳۷۶۶۰	۴۵۴۰۰۰	۲۰۰۰۰۰۰	کل

1. Jennings, Feiten and Brock, *op. cit.*, 616-617.



### ۳. قراردادهای خدمات ریسک‌پذیر

#### ۳-۱. مختصری از قراردادهای خدمات ریسک‌پذیر

یکی دیگر از انواع ترتیبات قراردادی، قراردادهای خدماتی است.<sup>۱</sup> مدل قراردادهای خدماتی، مدل مناسب برای صنایع ملی شده است؛ یعنی جایی که دولت هم خود به تنهایی تصمیمات لازم را اتخاذ می‌نماید و هم تمامی درآمدها را به تنهایی مالک می‌شود.<sup>۲</sup> قراردادهای خدماتی به دو دسته قراردادهای خدماتی ساده<sup>۳</sup> و ریسک‌پذیر<sup>۴</sup> طبقه‌بندی می‌شوند. در قراردادهای خدماتی ساده، پیمانکار در برابر خدمات مربوط به عملیات اکتشاف، توسعه و تولید، هزینه‌ها و حق‌الزحمه خود را از کشور میزبان دریافت می‌نماید و در واقع ریسک تمام این عملیات با کشور میزبان است.<sup>۵</sup> در عمل، این قراردادها نسبت به قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر رواج کمتری دارند.

در قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر، شرکت بین‌المللی نفتی کلیه ریسک‌ها و هزینه‌های مربوط به عملیات اکتشاف، توسعه و تولید را متحمل می‌شود. در صورت تحقق اهداف قراردادی و تولید میدان به میزان مورد نظر، شرکت نفتی مستحق دریافت حق‌الزحمه‌ای برای بازیافت هزینه‌ها و سود تحمل ریسک است.<sup>۶</sup>

#### ۳-۲. بازیافت هزینه‌های نفتی در قراردادهای خدماتی خطرپذیر

مفهوم قرارداد خدماتی بر یک فرمول ساده استوار است: پیمانکار در برابر ارائه خدمات خود مبلغی پول دریافت می‌کند و تمام محصول تولیدی در مالکیت کارفرما قرار خواهد گرفت. مطابق این قرارداد، پیمانکار موظف است تمام هزینه‌ها و سرمایه لازم برای اکتشاف

۱. ونزوئلا، کویت، ایران به ترتیب در سال‌های ۱۹۹۱، ۱۹۹۲ و ۱۹۹۵ نخستین قراردادهای خدماتی خود را امضا نمودند. اخیراً کشورهای عراق، مکزیک، بولیوی، اکوادور و ترکمنستان قراردادهای جدید خدماتی منعقد نموده‌اند. این کشورها در طول زمان قراردادهای خدماتی خود را جرح و تعدیل نموده که نمونه بارز آن قراردادهای سه‌گانه بیع متقابل و نیز قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به آی‌پی‌سی (Contract Petroleum Iranian) است.

2. Johnston, *International Exploration*, 41-42.

3. Pure or Non-Risk Service Contract.

4. Risk Service Contract.

۵. قراردادهای خدماتی بدون ریسک بیشتر در کشورهایی به کار می‌رود که سرمایه لازم برای انجام هزینه‌های مربوط به عملیات نفتی را دارا هستند؛ اما به متخصصان و فناوری مربوطه دسترسی ندارند. برای مثال می‌توان به قراردادهای ۱۹۵۰ آرژانتین اشاره کرد که به قراردادهای Contracts Frondizi (فروندوزی رییس‌جمهور وقت آرژانتین) شهرت دارند. این قراردادها در حوزه‌های مختلف خدماتی اکتشافی با شرکت‌هایی از جمله Kerr McGee, Marathon, Shell, Esso, Tennessee Gas Transmission, Cities Services, Amoco, Union Oil منعقد شد.

6. Abbas Ghandi, C.Y. Cynthia Lin, "Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review," March 14, (2014), 2.

و توسعه میدان را فراهم نماید و در صورت موفقیت عملیات، هزینه‌های خود را از طریق فروش نفت و گاز تولید شده، بازیافت نماید. در عین حال وی مستحق دریافت حق الزحمه‌ای براساس درآمدهای باقی مانده است و این حق الزحمه مشمول مالیات قرار می‌گیرد. بنابراین همان‌گونه که مشاهده می‌شود مراحل مالی این قرارداد بسیار مشابه قرارداد مشارکت در تولید (گاهی امتیازی مدرن) است با این تفاوت که پرداختی‌ها به صورت وجه پرداخت می‌شود نه محصول و مالکیت در محصول محقق نمی‌شود.<sup>۱</sup> با وجود این در قراردادهای بیع متقابل که از مصادیق بارز قراردادهای خدماتی‌اند، هزینه‌های پیمانکار و حق الزحمه او با فروش تولیدات میدان از طریق یک قرارداد بلندمدت فروش نفت خام<sup>۲</sup> به وی بازیافت می‌شود. بنابراین هر چند به ظاهر، در قراردادهای بیع متقابل نیز پرداختی‌ها به صورت محصول انجام می‌شود، اما این امر هیچ تغییری در ماهیت خدماتی بودن قرارداد به وجود نمی‌آورد. در واقع، نحوه بازیافت هزینه‌ها در قرارداد مشارکت در تولید که از تجویز مالکیت بر بخشی از منابع تولیدی در این قراردادها متأثر است، فصل ممیز قرارداد مزبور از قرارداد بیع متقابل است که به جای مشارکت پیمانکار در تولیدات میدان، هزینه‌های نفتی و حق الزحمه با فروش تولیدات میدان به پیمانکار براساس سازوکار مقرر در قرارداد انجام می‌گیرد.

بحث سقف بازیافت هزینه و شروط آن (شرط انتقال به دوره بعد و شرط حلقه محصوره) نیز در قراردادهای خدماتی بسته به توافق‌های قراردادی، مشابه قراردادهای مشارکت در تولید است؛ اما در خصوص قراردادهای بیع متقابل باید قائل به تفصیل شد. در قراردادهای بیع متقابل، سقف هزینه‌ای در دو سطح تعیین می‌شود:

۱. سقف مجاز برای هزینه کرد؛

۲. تعیین سقف برای بازیافت هزینه‌ها بر همین مبنا.<sup>۳</sup>

در نتیجه، هزینه‌های سرمایه‌ای و حق الزحمه پیمانکار در این قرارداد به صورت ثابت تعیین می‌شود و چنانچه هزینه‌ها از سقف ابتدایی تعیین شده فراتر رود، به طور کلی قابل بازیافت نیست.

### ۳-۳. نمونه‌ای از قرارداد خدماتی ریسک‌پذیر

قراردادی فیمابین شرکت نفتی تایلر<sup>۴</sup> و دولت کلمبیا منعقد می‌شود و به موجب این قرارداد خدماتی ریسک‌پذیر، شرکت تایلر، ضمن پذیرش تمام ریسک‌ها و هزینه‌های مربوط به

1. Nakhle Karole, *op.cit.*, 36.

2. Long Term Crude Oil Sale Agreement.

۳. حاتمی و کریمیان، پیشین، ۹۸۸.

4. Tyler Company.

عملیات اکتشاف، توسعه و تولید، تعهد می‌کند که به دولت میزبان مبلغ یک میلیون دلار به عنوان پذیره امضای قرارداد پرداخت نماید. در مقابل، دولت میزبان نیز موافقت می‌کند تا مبالغی را به صورت سالانه<sup>۱</sup> شامل موارد زیر را به وی پرداخت نماید:

- کلیه هزینه‌های عملیاتی در سال جاری هزینه‌کرد؛
- یک دهم (۱/۱۰) کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای بازیافت نشده؛
- ۶۰ درصد دلار در هر بشکه تولیدی از ۰-۳۰۰۰ بشکه در روز؛
- ۸۰ درصد دلار در هر بشکه تولیدی از ۳۰۰۱-۱۰۰۰۰ بشکه در روز؛
- ۱ دلار در هر بشکه تولیدی بالاتر از ۱۰۰۰۰.

در این قرارداد برای پرداخت حق الزحمه مورد نظر، سقف ۱/۲۵ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده بود و چنانچه میزان هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای بالغ بر این مقدار می‌شد، مقدار اضافه، قابلیت بازیافت نداشته و به سال‌های بعد منتقل و بازیافت آن به سال‌های بعد موکول می‌گردید. در سال ۲۰۰۲، عملیات نفتی در منطقه وردی<sup>۲</sup> به تولید رسید که هزینه‌های مربوط به عملیات اکتشاف، حفاری و توسعه، ۵ میلیون دلار و هزینه‌های عملیاتی برای آن سال ۱ میلیون و ۵۰۰ هزار دلار تعیین شد. تولید میدان در سال ۲۰۰۰، به میزانی بالغ بر ۳ میلیون و ۶۵۰ هزار بشکه با متوسط تولید ۱۰۰۰۰ بشکه در روز رسید. حق الزحمه شرکت «تایلر» برای سال ۲۰۰۰ به این ترتیب تعیین شد:

مبلغ	هزینه‌ها
\$۱۵۰۰۰۰۰	بازپرداخت هزینه‌های عملیاتی
\$۵۰۰۰۰۰	بازیافت هزینه‌های سرمایه‌ای
\$۶۵۷۰۰۰	حق الزحمه تولید (۳۰۰۰ بشکه * ۳۶۵ روز * ۶۰ درصد دلار)
\$۲۰۴۴۰۰۰	حق الزحمه تولید (۷۰۰۰ بشکه * ۳۶۵ روز * ۸۰ درصد دلار)
\$۴۷۰۱۰۰۰	مجموع مبالغ

با توجه به مجموع مبالغ فوق (۴۷۰۱۰۰۰) و نسبت آن به سطح تولید در سال (۳۶۵۰۰۰۰) مبلغ پرداختی در هر بشکه به شرکت تایلر معادل ۱/۲۸ دلار است که این مبلغ بیشتر از سقف تعیینی ۱/۲۵ دلار در قرارداد است، از این رو با لحاظ سقف مقرر، حق الزحمه واقعی پرداختی به شرکت تایلر به صورت زیر محاسبه می‌شود:  $۱/۲۵ * ۳۶۵۰۰۰۰ = ۴۵۶۲۵۰۰$

1. Annual Fee

2. Verde Field

تفاوت بین مبالغ محاسبه شده (۴۷۰۱۰۰۰ - ۴۵۶۲۵۰۰ = ۱۳۸۵۰۰ دلار) به عنوان هزینه‌های سرمایه‌ای باز یافت نشده به سال بعد منتقل می‌شود.<sup>۱</sup>

### ب - روش‌های متداول تعیین و باز یافت هزینه‌ها

طبق توافق طرفین قرارداد و بسته به ماهیت و طبقه‌بندی هزینه‌های مربوطه در یک قرارداد نفتی، شیوه تعیین هزینه‌ها به یک یا ترکیبی از روش‌های زیر تعیین می‌شود:

۱. تعیین قیمت مقطوع؛

۲. تعیین درصد ثابت؛

۳. نرخ پلکانی؛

۴. تعیین سقف؛

۵. بدون محدودیت و براساس هزینه‌های استهلاک؛

۶. تعیین براساس ساعت کار.

البته جنبه حسابداری - مالی این معیارها بر جنبه حقوقی و قراردادی آن غلبه دارند؛ با این وجود درج چنین شیوه‌هایی در قراردادها یا ضمایم به دلیل منافع متضاد طرفین همواره محل بحث و چانه‌زنی بوده و عدم دقت در نگارش صحیح این شروط، زمینه بروز اختلافات جدی در این خصوص را فراهم می‌نماید.

شرح و بسط این روش‌ها فراتر از چارچوب این مقاله است؛ پس در ادامه به شرح مختصری از این معیارها بسنده می‌شود.

**تعیین قیمت مقطوع:**<sup>۲</sup> در قرارداد، طرفین توافق می‌کنند که مبلغ مشخصی به صورت مقطوع در خصوص یک طبقه هزینه‌های خاص پرداخته شود. تعیین هزینه به این صورت طرفین را ملزم به مبلغ تعیین شده می‌نماید؛ بنابراین چنانچه پیمانکار هزینه‌ای کمتر یا بیشتر از این مبلغ متحمل شود؛ در هر حال مستحق دریافت قیمت قراردادی است.

**تعیین درصدی ثابت:**<sup>۳</sup> پرداخت مطابق معیار درصد ثابت می‌تواند بر حسب میزان تولید باشد یا میزان درآمد یا حتی درصدی از هزینه‌های یک طبقه. برای مثال در قراردادهای بیع متقابل ایران، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به میزان ده درصد هزینه‌های سرمایه‌ای مقرر می‌شود.

1. Jennings, Feiten and Brock, *op. cit.*, 622-623.

2. Lump Sum

3. Fixed rate

**نرخ پلکانی<sup>۱</sup> یا درصد متغیر:** یکی از راه‌های ایجاد انعطاف در رژیم مالی قراردادهاست که انواع مختلفی دارد و براساس آن هر چه میزان تولید افزایش یابد، سهم منافع شرکت نفتی به همان تناسب کاهش خواهد یافت.<sup>۲</sup> نرخ پلکانی براساس متغیرهایی از جمله تولید تجمیعی، عمق آب، قیمت نفت و فاکتور  $R^3$  تعیین می‌شود.<sup>۴</sup> اگرچه این معیار هم در تعیین بهره مالکانه و هم در تسهیم منافع قابل اعمال است، اما دولت‌ها به منظور جذب سرمایه‌گذاران، معمولاً بهره مالکانه را برحسب درصد ثابتی از تولید یا عایدات میدان تعیین می‌کنند و بازیافت هزینه و تسهیم منافع را براساس معیار درصد متغیری از تولید یا فاکتور  $R$  قرار می‌دهند. استفاده از معیار پلکانی بر مبنای تولید باعث می‌شود تا دولت میزبان در زمان افزایش تولید، سهم بیشتری را مالک شود، اما این معیار به هنگام نوسانات قیمت نفتی، پاسخگو نیست، از این رو برخی معتقدند که استفاده از فاکتور  $R$  کارآمدتر و منعطف‌تر از متغیر تولید است.<sup>۵</sup>

**تعیین سقف:**<sup>۶</sup> در این روش کشور میزبان برای کنترل هزینه‌های پیمانکار و تضمین حداقل درآمد خود، سقفی برای هزینه‌های مربوطه در طبقه خاص قرار می‌دهد. در این صورت چنانچه پیمانکار کمتر از سقف مقرر هزینه نماید، به همان میزان هزینه انجام شده مستحق بازیافت هزینه است. در فرضی که هزینه‌های انجام شده از سقف مقرر فراتر رود؛ کشور میزبان تعهدی به پرداخت بیش از میزان سقف تعیینی نخواهد داشت.

**بدون محدودیت<sup>۷</sup> و براساس هزینه‌های استهلاک:** در این روش کشور میزبان موظف است کلیه هزینه‌هایی را پرداخت کند که عملاً و واقعاً از سوی پیمانکار انجام و حسابرس آن را تأیید کرده باشد.

**تعیین براساس ساعت کار:**<sup>۸</sup> در این روش که بیشتر به طبقه هزینه‌های خدماتی و مشاوره‌ای تعلق می‌گیرد، پرداخت هزینه‌ها براساس ساعت‌هایی پرداخت می‌شود<sup>۹</sup> که متخصصان مربوطه در خصوص آن مورد وقت صرف نموده‌اند.

1. Sliding Scales

2. Johnson, *International Petroleum Fiscal Systems*, 14.

۳. فاکتور  $R$  از تقسیم درآمد انباشته شده بر کل هزینه‌های انباشته شده به دست می‌آید که می‌تواند در مراحل مختلف پروژه مقادیر مختلفی را اختیار نماید؛ بنابراین براساس مقدار  $R$  نرخ مشخص خواهد شد. نک: مهراں امیرمعینی، «کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز: الگویی برای ایران»، مجله مطالعات اقتصاد انرژی ۸ (۱۳۸۵)، ۱۰۱.

R-factors (ie ratio of revenues to expenditures)

4. Yassine, Maddah and Younes, *op. cit.*, 89.

۵. امیرمعینی، پیشین، ۱۰۱.

6. Ceiling or Stop

7. Non-limited

8. Time Sheet or Man Hour Rate.

9. Nurakhmet, "What is the Role of Overhead Cost Recovery," 12.

البته مبالغ توافق شده یا به صورت جاری<sup>۱</sup> پس از ایجاد و یا در طول زمان و در اقساط<sup>۲</sup> به پیمانکار پرداخت می‌شوند. در صنعت نفت و گاز معمولاً برخی از طبقات هزینه‌ای براساس توافق طرفین در ظرف حداکثر ۹۰ روز از تاریخ ایجاد آن هزینه به پیمانکار بازپرداخت می‌شود و سودی به این مبالغ تعلق نمی‌گیرد. از جمله این هزینه‌ها می‌توان به هزینه‌های عملیاتی در قرارداد بیع متقابل اشاره نمود. در مقابل، برخی هزینه‌ها به واسطه حجم وسیع سرمایه‌گذاری و لزوم جبران آن از تولیدات میدان که در طول عمر میدان در طی سال‌های متممادی حاصل می‌شود، به صورت اقساط به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد و در نتیجه سود ناشی از خواب سرمایه به این هزینه‌ها تعلق می‌گیرد که می‌توان به هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای بیع متقابل اشاره کرد.

### نتیجه‌گیری

اجرای یک قرارداد در حوزه بالادستی نفت و گاز، مستلزم صرف هزینه‌های هنگفت و متنوعی است که در اغلب موارد از طرف شرکت نفتی پیمانکار پرداخت و پس از تحقق اهداف مقرر قراردادی، از سوی کشور میزبان به وی بازپرداخت می‌شود. بازپرداخت چنین هزینه‌هایی در گرو شناخت ماهیت آنهاست؛ بنابراین در این مقاله سعی شده با بررسی قراردادهای متنوع و اصول حسابرسی موجود در صنعت نفت و گاز معیارهایی برای تعیین طبقات هزینه‌ای ارائه شود که از آن جمله می‌توان به معیار مراحل عملیات نفتی، موضوع و محل هزینه‌کرد و قابلیت بازیافت هزینه اشاره نمود؛ البته شکست هزینه به طبقات جزئی‌تر با لحاظ این معیارها، محقق می‌شود. پس از تعیین طبقات هزینه‌ای، از جایگاه بازپرداخت یا بازیافت هزینه‌ها در سه قرارداد اصلی صنعت بالادستی نفت و گاز یعنی؛ قراردادهای امتیازی مدرن، مشارکت در تولید و خدماتی ریسک‌پذیر، صحبت شد و مشخص شد که بازیافت هزینه یکی از مراحل اساسی در رژیم مالی این قراردادها محسوب می‌شود که تسهیم نهایی سود و منافع ناشی از یک قرارداد نفتی یا به عبارتی، اقتصادی بودن پروژه تا حدود زیادی در گرو میزان بازپرداخت این هزینه‌ها خواهد بود. در قراردادهای امتیازی مدرن برخلاف قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی ریسک‌پذیر، سقفی برای بازیافت هزینه‌ها وجود ندارد؛ در حالی که در سیستم قراردادی، معمولاً بازیافت هزینه‌ها دارای سقف معینی است. وجه‌میزه قراردادهای مشارکت در تولید از قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر در خصوص بازیافت هزینه‌های آن است که در قرارداد نوع اول، هزینه‌ها با تخصیص نفت تولیدی و به

1. Current Base/Basis.

2. Installment Base/Basis.

صورت محصول به پیمانکار بازیافت می‌شود؛ در حالی که در قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر، بازیافت هزینه‌ها اغلب با پرداخت وجه (نه محصول) جبران می‌گردد. فروش محصول به پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل به منظور بازیافت هزینه‌ها، در ماهیت خدماتی بودن آن خللی وارد نمی‌کند و آن را به قراردادهای مشارکت در تولید ملحق نمی‌نماید. نتیجه آنکه بحث طبقه‌بندی هزینه‌ها و بازیافت آن در قراردادهای مختلف نفتی به شروط و مفاد قرارداد و توافق طرفین بستگی تام دارد و از یک کشور به کشور دیگر، از یک قرارداد به قرارداد دیگر و از یک میدان به میدان دیگر متفاوت خواهد بود.

### منابع فارسی

۱. امیرمعینی، مهران. «کاربرد ابزارهای مالی در قراردادهای نفت و گاز؛ الگویی برای ایران». مجله مطالعات اقتصاد انرژی ۸ (۱۳۸۵): ۹۱-۱۲۹.
۲. حاتمی، علی، اسماعیل کریمیان. حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری. تهران: تیس، ۱۳۹۳.

### منابع خارجی

1. Bindemann, Kristine. *Production sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies, 1999.
2. Ghandi, Abbas, C.Y. Cynthia Lin. "Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review." Working Paper. University of California at Davis, March 14, 2014.
3. Jennings, Dennis R., Joseph B. Feiten and Horace R. Brock, *Petroleum Accounting Principles, Procedures & Issues* United States: PricewaterhouseCoopers LLP, 2000.
4. Johnston, Daniel. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa: PennWell Books, 1994.
5. Johnston, Daniel. *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*. Tulsa: PennWell Books, 2003.
6. Kasriel, Ken, David Wood. *Upstream Petroleum Fiscal and Valuation modeling in Excel* United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2013.

7. Nurakhmet, Gulzhan. What is the Role of Overhead Cost Recovery in Production Sharing Contracts? <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/?news=28099>, 1. Last accessed 20/9/2014.
8. Pongsiri, Nutavoot. "Partnerships in Oil and Gas Production-Sharing Contracts." *The International Journal of Public Sector Management* 17(5) (2004): 431-42
9. Rouzaut, Bret, Nadine Favennec and Jean-Pierre. *Oil and Gas Exploration and Production: Reserves, Costs, Contracts*. Paris: Technip, 2011.
10. Nakhle, Carole. *Petroleum Taxation sharing the oil wealth: a study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow* New York: Routledge, 2008.
11. National Oil Company of Liberia. "Restated and Amended Production Sharing Contract." Accessed August 20, 2014. <http://www.nocal.com.lr/pdf/operations/LB-13%20PSC.pdf>.
12. Talus, Kim. *Research Handbook on International Energy Law* United Kingdom: Edward Elgar Publishing, 2014.
13. Temple, Richard, and Isabelle Desgranges. "Liberian production sharing contracts: a new model for West Africa?." *Journal of World Energy Law and Business* 7(2) (2014): 112-119.
14. The Liberian Petroleum Law, Section 3.7
15. Wright, Charlotte J., Rebecca A. Gallun. *International Petroleum Accounting* Tulsa: Pennwell Corporation, 2005.
16. Yassine, Ali, Bacel Maddah and Najat Younes. "On structuring offshore hydrocarbon production sharing contracts: Lebanon's case." *Journal of World Energy Law and Business*, 6(2) (2013): 83-106.



## Cost Classification and the Status of Cost Recovery in Concession, Production Sharing Contracts and Risk Service Contracts

**S. Nasrollah Ebrahimi**

Assistant Professor Of Tehran University

**Saeideh Ghasemi Moghaddam**

Ph.D Candidate

### **Abstract:**

Without a doubt, the industry of oil and gas especially in the upstream section, is one of the most expensive industry of all. It's so important to understand the nature of petroleum costs and cost recovery in major oil and gas contracts. The multiplicity and diversity in the nature of petroleum costs at one hand and the differences in points of view and contractual agreement regarding to these costs on the other hand cause the classification and nature of petroleum costs and their recovery to be uncertain and consequently, this uncertainty will facilitate the underlying contractual conflicts between oil company as the contractor and host government. This article tries to present a certain classification of petroleum cost with considering the similarities of petroleum operations and to clarify the cost recovery status in three major petroleum contracts with reference to some contractual samples.

### **Key Words:**

Petroleum Contracts, Petroleum Costs, Cost Recovery, Cost Ceiling.