

## روابط میان عامل و اعضای غیر عامل در قراردادهای عملیات مشترک (تطبیق با الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران)

عباس کاظمی نجف آبادی\*

استادیار گروه حقوق خصوصی و اقتصادی دانشکده حقوق و علوم سیاسی

دانشگاه علامه طباطبائی

سید محمدمهدی هاشمی کروی

دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای نفت و گاز دانشکده حقوق و علوم سیاسی

دانشگاه علامه طباطبائی

(تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۶/۹ - تاریخ تصویب: ۱۳۹۸/۸/۲۹)

### چکیده

یکی از ویژگی‌های شاخص الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، لزوم شراکت شرکت‌های خارجی با شرکت‌های ایرانی و مشارکت در اجرای عملیات نفتی است. بستر اصلی این مشارکت، قرارداد عملیات مشترک (ق.ع.م) است که میان اعضای کنسرسیوم تشکیل شده از شرکت (های) خارجی و شرکت (های) ایرانی منعقد می‌گردد. اعضای حاضر در ق.ع.م، به دو گروه تقسیم می‌شوند: عامل و غیرعامل. وظیفه اصلی عامل، تصدی و مدیریت روزانه عملیات نفتی و وظیفه اصلی غیرعامل‌ها، مشارکت در تأمین مالی و تصمیم‌گیری‌هاست. معمولاً عامل خواستار آزادی عمل بیشتر در اتخاذ تصمیمات و انجام عملیات بوده و از غیرعامل‌ها انتظار دارد تنها در تأمین مالی مشارکت کنند. از سوی دیگر، غیرعامل‌ها به منظور حفظ منافع خود و نیز آگاهی از جزئیات عملیات، به نفوذ بیشتر در عملیات و دخالت مؤثرتر در تصمیمات گرایش دارند. در بیشتر ق.ع.م‌ها، مشارکت غیرعامل‌ها در تصمیمات عمدتاً از طریق کمیته عملیاتی و کمیته‌های فرعی آن است. در نسخه ایرانی ق.ع.م، غیرعامل‌ها می‌توانند از طریق این کمیته بر عملیات مشترک نظارت کنند. اصلی‌ترین وظیفه کمیته عملیاتی، نظارت بر عملیات انجام شده توسط عامل و تصویب برنامه‌های مالی - عملیاتی سالیانه عملیات نفتی است.

### واژگان کلیدی

عامل، غیرعامل، قرارداد عملیات مشترک، قراردادهای جدید نفتی ایران (آی.پی.سی)، کارگروه مشترک مدیریت قرارداد، کمیته عملیاتی.

### مقدمه

وزارت نفت در سال ۱۳۹۴، الگوی جدیدی از قراردادهای نفتی را به منظور جذب سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت کشور، در قالب تصویب‌نامه ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵-هـ هیأت وزیران (مصوب ۱۳۹۴/۸/۱۱) و تصویب‌نامه‌های اصلاحی ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷-هـ (مصوب ۱۳۹۵/۵/۱۳)، ۵۷۲۲۲/ت/۵۳۳۶۷-هـ (مصوب ۱۳۹۵/۵/۱۶)، ۶۹۹۷۵/ت/۵۳۴۲۱-هـ (مصوب ۱۳۹۵/۶/۱۰) و ۶۹۹۷۸/ت/۵۳۴۲۱-هـ (مصوب ۱۳۹۵/۶/۱۰) ارائه کرد. در این الگو، ترتیباتی برای مشارکت شرکت‌های ایرانی و خارجی در انجام عملیات نفتی پیش‌بینی شده که یکی از مهم‌ترین آن‌ها، قراردادهای عملیات مشترک (ق.ع.م) میان شرکت‌های حاضر در قرارداد است. در این نوشتار، ضمن معرفی مختصر الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران (از این پس آی.پی.سی)<sup>۱</sup> و ق.ع.م، رابطهٔ عامل<sup>۲</sup> و اعضای غیرعامل<sup>۳</sup> در اینگونه قراردادها تشریح و مقایسه‌ای بین مدل‌فرم‌های ق.ع.م و مدل قراردادی استفاده‌شده در آی.پی.سی انجام شده است. همچنین کوشیده‌ایم در پایان هر بخش، توصیه‌هایی برای بهبود مدل ایرانی ق.ع.م ارائه گردد.

### ۱. شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای نفتی جدید ایران

هیأت وزیران در تاریخ ۱۳۹۵/۵/۱۳، طی تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷-هـ «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» را به تصویب رساند. ساختار قراردادی جدیدی که در این مصوبه معرفی شده، دارای ویژگی‌های منحصر به فردی است که برخی از مهم‌ترین آن‌ها به شرح زیر است:

۱. مدت قرارداد و در نظر گرفتن بخشی از دوره بهره‌برداری به عنوان تعهد پیمانکار؛
  ۲. لزوم شراکت شرکت‌های خارجی با شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی؛
  ۳. توجه به فناوری‌های افزایش ضریب بازیافت؛
  ۴. تعریف قراردادهای افزایش ضریب بازیافت برای میادین و مخازن در حال بهره‌برداری؛
  ۵. سقف باز هزینه‌های سرمایه‌ای؛
  ۶. تحمل ریسک‌های عدم کشف میدان یا مخزن تجاری، عدم دستیابی به اهداف قراردادی و ناکافی بودن محصول میدان برای استهلاك تعهدات مالی ایجادشده توسط پیمانکار.
- در خصوص لزوم شراکت طرف دوم قرارداد با شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی موارد زیر قابل توجه است:

---

1. Iranian Petroleum Contracts  
2. Operator  
3. Non-Operator

الف) در تصویب‌نامه شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ هـ هیأت وزیران مصوب به تاریخ ۱۳۹۴/۸/۱۱ (نسخه اولیه تصویب‌نامه «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» که پس از نزدیک به یک سال توسط تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ هـ ملغی گردید)، تلویحاً (و نه صراحتاً) تنها شرکت‌های خارجی به عنوان طرف دوم قرارداد به رسمیت شناخته شده‌اند؛ اما در مصوبه جدید، شرکت ملی نفت می‌تواند نسبت به عقد قرارداد با شرکت‌های ایرانی به صورت مستقل یا همراه با شریک خارجی اقدام کند. هرچند در تصویب‌نامه اخیر، واگذاری قرارداد به شرکت‌های ایرانی به طور مستقل یا همراه با شرکای خارجی صراحتاً به رسمیت شناخته شده، با توجه به توانایی محدود شرکت‌های اکتشاف و تولید ایرانی در تأمین مالی و تحمل ریسک‌های پروژه‌های بالادستی، و همچنین دسترسی محدود این شرکت‌ها به فناوری‌های نوین اکتشاف و تولید (به‌ویژه فناوری‌های مربوط به ازدیاد برداشت مانند دانش فنی و فناوری تزریق آب به مخازن) و دانش مهندسی و مدیریت مخزن، طبیعتاً بخش چشمگیری از پروژه‌های بخش بالادستی صنعت نفت می‌بایست با حضور و مشارکت شرکت‌های معتبر خارجی اجرا گردد<sup>۱</sup>.

ب) در تصویب‌نامه شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵ هـ هیأت وزیران، اجرای قرارداد از طریق تشکیل شرکت عملیاتی مشترک<sup>۲</sup> یا موافقت‌نامه عملیاتی مشترک<sup>۳</sup> و با مسئولیت این نهاد حقوقی پیش‌بینی شده است. در این تصویب‌نامه، مرحله بهره‌برداری از میدان در کلیه طرح‌ها (اعم از طرح‌های جدید یا طرح‌های افزایش بازیافت) به عهده «شرکت ایرانی عملیاتی مشترک یا شرکت ایرانی دیگری که توسط این شرکت تشکیل می‌شود»، می‌باشد. همچنین برای میدان‌ها یا مخزن‌های در حال تولید و بهره‌برداری، امضای یک موافقت‌نامه عملیات مشترک بین طرف دوم قرارداد و یکی از شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران (بنا به تشخیص ضرورت موضوع توسط شرکت ملی نفت ایران و با تأیید وزارت) جهت انجام عملیات بهره‌برداری در نظر گرفته شده است؛ در حالی که در تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷ هـ بندهای مربوط به تشکیل شرکت عملیاتی مشترک یا موافقت‌نامه عملیاتی مشترک بین طرف دوم قرارداد و شرکت/شرکت‌های صلاحیت‌دار ایرانی حذف شده و در مقابل: اولاً، عملیات تولید می‌بایست توسط «شرکتی ایرانی (که صلاحیت حرفه‌ای آن توسط شرکت ملی نفت به تأیید می‌رسد)» انجام گردد؛ ثانیاً، برای میادین در حال بهره‌برداری امضای موافقت‌نامه عملیاتی

۱. در این زمینه، رک:

<http://www.nioc.ir/Portal/Home/ShowPage.aspx?Object=NEWS&ID=ea48b6c5-5047-4011-a067>

2. Joint Operating Company

3. Joint Operating Agreement

مشترک بین طرف دوم قرارداد و یکی از شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران، همانند ترتیبات مندرج تصویب‌نامه اولیه، پیش‌بینی شده است.

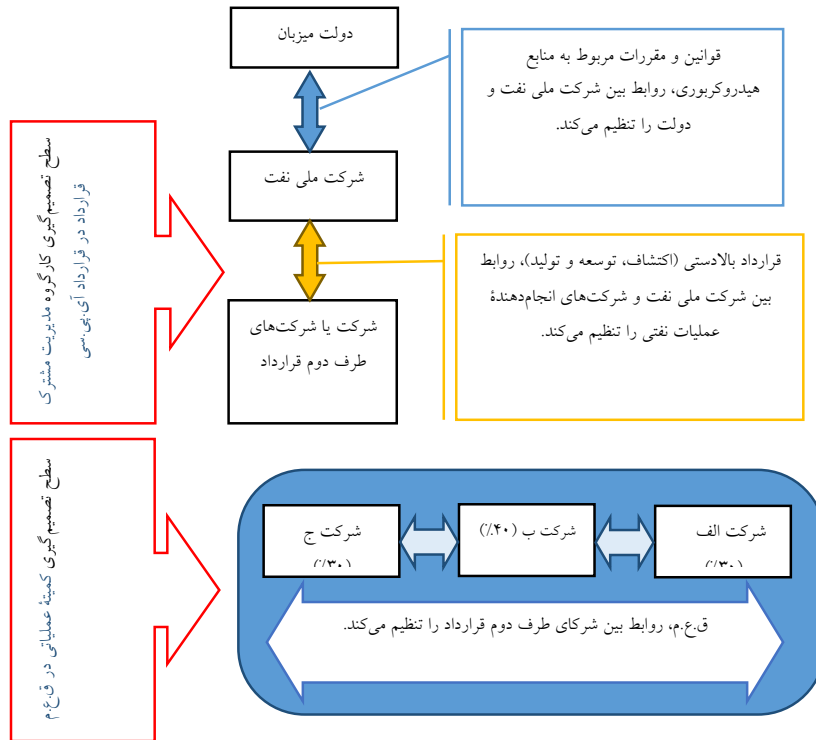
ج) در الگوی جدید، مسئولیت نظارت بر عملیات طرح، اتخاذ تصمیمات فنی، مالی و حقوقی، واگذاری پیمان‌های دست دوم و برنامه عملیاتی مالی سالیانه، به عهده کارگروه مشترک مدیریت (متشکل از تعداد مساوی نمایندگان طرفین قرارداد با حق رأی مساوی) قرارداد بوده و تصمیمات این کارگروه به اتفاق آراء به رسمیت شناخته شده است.

د) قراردادهای اصلی (یعنی قراردادی که بین شرکت ملی نفت یا هر نهاد دیگر کشور میزبان به نمایندگی از آن دولت و شرکت یا گروهی از شرکت‌ها) اصطلاحاً روابط عمودی بین اطراف قرارداد را تنظیم و تعریف می‌کند؛ در حالی که ق.ع.م، توافقی است که روابط افقی بین چند شرکت را (که مشترکاً صاحب امتیاز یا پروانه بهره‌برداری یا پیمانکار توسعه و تولید یک میدان هیدروکربوری هستند)، مشخص می‌کند (شکل ۱). بنابراین، کارکرد و سطح قراردادهای جدید نفتی و ق.ع.م متفاوت از هم است (اولی به عنوان قرارداد اصلی و دیگری ذیل قرارداد اصلی)، اما هر دو از این منظر که بستر اصلی اتخاذ تصمیمات در خصوص عملیات نفتی موضوع قرارداد اصلی و نظارت بر آن هستند، در برخی از ابعاد قابل مقایسه هستند.

با توجه به آنچه گذشت، در مقاله پیش رو، سازوکارهای تصمیم‌گیری و نظارت بر عملیات مشترک در مدل‌فرم‌های ق.ع.م<sup>۱</sup> بررسی و با آی.پی.سی مقایسه شده و توصیه‌هایی برای بهبود شرایط و مفاد قرارداد ارائه خواهد شد. همچنین با توجه به اینکه سطوح تصمیم‌گیری در قرارداد متفاوت بوده و از یکدیگر متأثرند، در پاره‌ای از مباحث، ساختار تصمیم‌گیری در قرارداد اصلی (موسوم به «کارگروه مشترک مدیریت قرارداد») نیز مورد بحث و بررسی قرار خواهد گرفت.

۱. مدل‌فرم‌های ق.ع.م، پیش‌نویس‌های استاندارد از این قراردادها هستند که در نقاط مختلف دنیا توسط مؤسسات معتبر حقوقی منتشر شده و در اختیار صنعتگران قرار می‌گیرد. مدل‌فرم‌های مورد استفاده در این تحقیق عبارت‌اند از: فرم‌های ۶۱۰ و ۸۱۰ (منتشر شده توسط انجمن آمریکایی کارگزاران نفتی برای میادین خشکی و فراساحل آمریکا)، مدل‌فرم کانادا (منتشر شده توسط انجمن کانادایی کارگزاران نفتی برای میادین کانادا)، مدل‌فرم انگلستان (منتشر شده توسط مؤسسه نفت و گاز پادشاهی متحد برای میادین فلات قاره انگلیس)، مدل‌فرم بین‌المللی (منتشر شده توسط انجمن بین‌المللی مذاکره‌کنندگان نفتی برای نقاط مختلف دنیا)، مدل‌فرم استرالیا (منتشر شده توسط انجمن استرالیایی حقوق معدن و نفت برای میادین استرالیا).

## ۲. قراردادهای عملیات مشترک



شکل ۱. روابط افقی و عمودی در قراردادهای نفتی بالادستی (Roberts, 2010)

پروژه‌های صنعت نفت (به‌ویژه در بخش بالادستی) با وصف زمان طولانی (گاهی بیش از دو دهه)، هزینه‌های بسیار هنگفت (چندین میلیارد دلار) و ریسک شناخته می‌شوند. از این رو، شرکت‌های نفتی معمولاً می‌کوشند تا در بیشتر پروژه‌های نفتی، مشترکاً با یک یا چند شریک دیگر فعالیت کنند تا ضمن تقسیم و تسهیم ریسک‌ها، هزینه‌ها و منافع پروژه، از فرصت همکاری جهت ارتقای خود استفاده نموده و بتوانند در نقاط مختلف دنیا به سرمایه‌گذاری در جریان تولید نفت و فرآورده‌های آن اقدام کنند.

افزون بر این، ممکن است از راه‌های دیگری (همچون تجمیع پروانه‌های بهره‌برداری در مناطق مجاور، به‌ویژه در آمریکای شمالی)، مالکیت مشترک در پروانه‌های اکتشاف و بهره‌برداری از منابع نفت و گاز حاصل شود. صرف‌نظر از نحوه دستیابی به مالکیت مشترک پروانه اکتشاف و بهره‌برداری از منابع نفتی و گازی، شرکا می‌بایست در زمینه‌های مختلف و متنوعی که در جریان عملیات اکتشاف و تولید از یک منبع هیدروکربوری موضوعیت دارند،

همچون حفاری اولیه (اکتشافی)، نحوه پرداخت هزینه‌ها، تقسیم محصولات تولیدی، نحوه توسعه میدان و ده‌ها موضوع دیگر به توافق برسند.

متداول‌ترین روش جهت دستیابی به توافقی که ضمن تسهیم و تقسیم هزینه‌ها و منافع و تجمیع توانمندی‌ها، در زمینه و نظام‌های مختلف عملیات اکتشاف و تولید از منابع هیدروکربوری مسئولیت‌ها، وظایف و اختیارات هر یک از شرکا را مشخص می‌سازد، استفاده از ق.ع.م است.

در واقع ق.ع.م، زیرساخت و چهارچوب حقوقی و قراردادی مناسب برای جوینت‌ونچرهای (ج.و) هستند که در جریان اخذ پروانه بهره‌برداری نفت و گاز بین گروهی از شرکت‌ها تشکیل می‌شود. بنابراین، طبیعی است که ق.ع.م پس از اخذ پروانه اکتشاف و بهره‌برداری و مشخص شدن تعهدات عملیاتی و مالی ج.و نسبت به دولت میزبان، مذاکره و نهایی می‌گردد (Bukari, 2013). از سوی دیگر، قاعدتاً این قراردادها می‌بایست پیش از آغاز عملیات اکتشاف یا توسعه، نهایی و توسط شرکا امضا شود (Anderson, Bishop, & Bowman, 2009).

معمولاً در نظام‌های حقوقی گوناگون نفت و گاز در کشورهای مختلف، هنگامی که پروانه اکتشاف و بهره‌برداری از منابع نفت و گاز در هر شکلی از قرارداد (امتیازی، مشارکت در تولید، خدماتی یا هیبرید (ترکیبی))، به گروهی از شرکت‌ها در قالب ج.و (یا هر نوع دیگری از مشارکت) واگذار می‌گردد، دولت میزبان تمامی اعضای ج.و را دارای مسئولیت تضامنی دانسته، اما در برخی از نظام‌های حقوقی، تمامی اعضای ج.و در برابر دولت، هم منفرداً و هم متضامناً مسئولیت دارند. از سوی دیگر، ق.ع.م، روابط خصوصی چند شرکت خصوصی<sup>۱</sup> را تنظیم کرده و می‌تواند مسئولیت‌های متفاوتی را برای هر یک از شرکا در نظر بگیرد (Periera, 2013).

به طور کلی، می‌توان کارکرد یک ق.ع.م را در موارد زیر خلاصه کرد: (Taylor & O'Regan, 1984).

- مشخص کردن سهم هر یک از اعضای ق.ع.م از هزینه‌های عملیات مشترک؛
- مالکیت دارایی‌ها و سرمایه‌های ج.و، اعم از تجهیزات، تأسیسات احداث شده یا هیدروکربور یا داده‌های تولیدشده در جریان عملیات مشترک (با رعایت سهم هر یک از شرکا)؛
- تعیین عامل برای اجرای عملیات مشترک موضوع قرارداد اصلی؛

۱. البته در حالتی که شرکت ملی نفت (یا یکی از شرکت‌های دولتی) کشور میزبان، یکی از اعضای ق.ع.م باشد، این جمله اطلاقی نخواهد داشت.

- تعیین حقوق و مسئولیت‌های هر یک از شرکا با توجه به قرارداد اصلی (با پروانه اکتشاف و بهره‌برداری) و میزان سهم مشارکت<sup>۱</sup> هر یک از شرکا؛
- تشکیل «کمیته عملیاتی»<sup>۲</sup> برای بررسی عملکرد عامل و تفویض اختیارات به عامل و تعیین بودجه برای عملیات آتی<sup>۳</sup>؛
- تعیین قواعدی در خصوص عدم پرداخت<sup>۴</sup> هر یک از اعضای ق.ع.م، واگذاری سهم مشارکت هر یک از شرکا، کناره‌گیری، برکناری و جایگزینی عامل و ... .
- در تقسیم‌بندی کلی، شرکت‌های حاضر در یک ق.ع.م، به دو گروه عامل و غیرعامل تقسیم می‌شوند. عامل عمدتاً مسئول تهیه برنامه‌های مالی عملیاتی سالیانه، مدیریت، انجام و کنترل عملیات روزانه بوده و در برابر این خدمات، مستحق دریافت سود یا پاداش<sup>۵</sup> یا تحمل خسارت و زیان نیست (Roberts, 2010). معمولاً (و نه همواره) شریکی که بیشترین سهم مشارکت را دارد، به عنوان عامل میدان انتخاب می‌شود. در بسیاری از مواقع، عامل از نظر دسترسی به فناوری، منابع مالی، گستردگی سازمان و تجارب عملیاتی، موقعیت بهتری از سایر شرکا داشته و عمدتاً به همین دلیل به عنوان عامل انتخاب می‌گردد.
- اعضای غیرعامل به عنوان صاحبان سهم مشارکت در قرارداد اصلی، حق دریافت، انتقال و فروش هیدروکربور تولیدشده از میدان هیدروکربوری یا ارزش دلاری آن را به نسبت میزان سهم مشارکتشان در قرارداد اصلی داشته و در مقابل، متعهد به پرداخت هزینه‌های عملیات به نسبت سهم مشارکت خود هستند. افزون بر این، غیرعامل‌ها می‌توانند از طریق کمیته عملیاتی (در صورت پیش‌بینی سازوکارهای مربوطه در ق.ع.م) در عملیات هیدروکربوری موضوع قرارداد، مشارکت کنند.
- در ق.ع.م، غیرعامل‌ها معمولاً از سه طریق در اجرای عملیات موضوع قرارداد اصلی مشارکت و فعالیت دارند:
۱. مشارکت مالی: تمامی اعضای ق.ع.م (اعم از غیرعامل‌ها و عامل) موظف‌اند نسبت به پرداخت سهم خود از هزینه‌های عملیات مشترک طی مهلت تعیین‌شده در قرارداد و وفق صورت‌حساب یا درخواست منابع مالی<sup>۶</sup> ارسالی توسط عامل اقدام کنند.
  ۲. مشارکت در تصمیم‌گیری: این مشارکت از طریق حضور و ایفای نقش در کمیته عملیاتی و کمیته‌های فرعی زیرمجموعه آن انجام می‌شود. کمیته عملیاتی، کمیته‌ای متشکل از

1. Participation Interest
2. Operating Committee

۳. هرچند در برخی از مدل‌فرم‌های ق.ع.م، وجود چنین کمیته‌ای پیش‌بینی نشده است.

4. Default
5. Remuneration
6. Cash Call

نمایندگان شرکاست که وظیفه نظارت بر عملیات مشترک و تصمیم‌گیری در خصوص مسائل مختلف مربوط به عملیات میدان، از جمله برنامه مالی عملیاتی سالیانه و قراردادهای فرعی را برعهده دارد.

**۳. انجام عملیات به صورت خودمسئولیتی<sup>۱</sup>:** در بسیاری از مدل‌فرم‌های ق.ع.م.ها، شرایطی پیش‌بینی شده است که یک یا چند غیرعامل بتوانند عملیاتی را به صورت جداگانه و با هزینه و ریسک خود در منطقه عملیاتی قرارداد اصلی اجرا کنند و در صورت حصول نتیجه، از منافع آن استفاده نمایند.

کمیتة عملیاتی، بالاترین مقام تعریف‌شده در ق.ع.م جهت کنترل و نظارت بر عملیات و سیاست‌گذاری‌های مربوطه در یک قرارداد نفتی (مانند تعیین راهبردهای قراردادهای فرعی و نحوه تعامل با دولت میزبان) بوده و در بیشتر ق.ع.م.ها، تصمیم نهایی در خصوص کنترل عملیات به عهده این کمیته است. بنابراین، طبیعی است که شرکای قرارداد (به‌ویژه غیرعامل‌ها) به دنبال تحکیم و تقویت موقعیت خود در این نهاد نظارت و تصمیم‌گیری باشند.

با توجه به مدت طولانی ق.ع.م (به تبعیت از مدت طولانی قرارداد اصلی) و تغییر منافع و علائق شرکت‌های نفتی در طول زمان، موضوعات مهم و حساسی که ممکن است بین شرکا به بروز دعوا بینجامد (همچون تعریف عملیات مشترک و نحوه اجرای آن، کنترل عملیات و سازوکارهای تصمیم‌گیری، موارد مربوط به قصور عامل یا سایر شرکا) می‌بایست مورد شناسایی، تدقیق و شفاف‌سازی واقع شوند.

### ۳. تعارض منافع و توازن قوا بین عامل و غیرعامل‌ها

با توجه به اینکه معمولاً عامل از سهم مشارکت بیشتر، و غیرعامل‌ها از سهم مشارکت کمتری در ج.و. و قرارداد اصلی برخوردارند<sup>۲</sup>، عامل به دنبال حداکثر اختیارات و قدرت جهت اجرای موفقیت‌آمیز عملیات موضوع قرارداد اصلی بوده و انتظار دارد فعالیت سایر شرکا محدود به پرداخت سهم خود از هزینه‌های انجام‌شده و تأمین به‌موقع منابع مالی، دریافت اطلاعات عملیاتی نفتی (به انتخاب عامل) و دریافت سهم خود از هیدروکربور تولیدی (یا ارزش دلاری آن) به نسبت سهم مشارکتشان باشد.

با توجه به مشارکت شرکای غیرعامل در قرارداد اصلی، توجه به دیدگاه‌ها و خواسته‌های ایشان، هم در مرحله تنظیم ق.ع.م و هم در طول مدت اجرای قرارداد، از اهمیت چشمگیری برخوردار بوده و در صورت رد تمامی یا اغلب دیدگاه‌ها، این گروه از شرکا توسط عامل،

1. Sole Risk Operation

۲. البته ممکن است مجموع سهم‌های مشارکت غیرعامل، بیشتر از عامل باشد.



توازن قرارداد به هم خورده و چالش‌های جدی در مسیر اجرای آن به وجود خواهد آمد که ممکن است ادامه حیات قرارداد اصلی را به مخاطره بیندازد.

با در نظر گرفتن مدت طولانی قراردادهای نفتی (و به تبع آن ق.ع.م که تا پایان دوره عمر قرارداد اصلی و گاهی مدتی پس از آن نافذ هستند)، توازن قوا از اهمیت بیشتری برخوردار می‌شود؛ چه اینکه یک شرکت در طول مدت حیات یک قرارداد نفتی، تغییراتی را در سازمان، دسترسی به منابع مالی، دسترسی به فناوری و علاقه‌مندی‌های صنعتی و سرمایه‌گذاری خود، تجربه خواهد کرد و این تغییرات ممکن است مواضع وی را در ق.ع.م دستخوش تغییرات قابل توجهی کند. بنابراین، با توجه به اینکه اغلب شرکت‌های حاضر در قرارداد، چنین تغییراتی را در سطوح مختلف و با شدت متفاوتی پشت سر می‌گذارند، وجود توازن بین عامل و شرکای غیرعامل، لازمه حفظ موجودیت ج.و و اجرای کارای ق.ع.م است، در قراردادهایی که تمامی شرکا (اعم از عامل و غیرعامل) در یک سطح از سازمان و دسترسی به منابع مالی و فناوری قرار دارند (مانند میادین هیدروکربوری کوچک، میادین فوق عظیم و میادین فراساحلی)، وجود توازن قوا از اهمیت بسیار بیشتری برخوردار است؛ زیرا از یک‌سو، غیرعامل‌ها انتظارات بیشتری جهت نظارت بر کار عامل (یا حتی دخالت در کار عامل یا دخالت در اجرای عملیات به صورت خودمستوفیتی) دارند و از سوی دیگر، عامل با توجه به ملاحظات مختلفی، از جمله مسئولیت‌های مربوط به مدیریت و اجرای عملیات مشترک به صورت روزانه و دغدغه تأمین اهداف قرارداد اصلی، حداکثر تلاش خود را برای عدم دخالت غیرعامل‌ها به کار می‌بندد. همچنین در مواقعی که عامل از بین شرکای قرارداد انتخاب نمی‌شود، وجود توازن قوا بین شرکا دارای اهمیت خاصی است؛ زیرا: اولاً، عامل سهمی از قرارداد اصلی ندارد؛ ثانیاً، در منافع و خسارت‌های عملیات موضوع قرارداد اصلی سهم نیست؛ ثالثاً، در برابر دولت میزبان مسئولیت قراردادی ندارد.

در دیگر سو، چنانچه طرف دوم قرارداد در آی.پی.سی مشارکتی از چند شرکت باشند، افزون بر بروز تعارض بین منافع عامل و سایر شرکا، امکان به وجود آمدن تعارض بین منافع طرفین قرارداد اصلی در خصوص نظارت بر عملیات و تصمیم‌گیری دوچندان خواهد شد. در این باره، آنچه قراردادهای نفتی ایران را از بسیاری از نقاط دیگر دنیا متمایز می‌سازد، نوع قرارداد اصلی و نوع نگاه به طرف دوم قرارداد است. تمامی قراردادهای نفتی پس از انقلاب در قالب قراردادهای خدماتی منعقد شده (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸) و در آن‌ها طرف دوم قرارداد به عنوان «پیمانکار» شرکت ملی نفت ایران فعالیت می‌کند.<sup>۱</sup> افزون بر این، طبیعت «خدماتی» بودن

۱. بند «ر» تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت ۵۳۳۶۷-هـ.

قراردادها همراه با قوانین مربوط به حاکمیت و مالکیت نفت ایران<sup>۱</sup>، موجب می‌شود تا وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران، در قراردادهای بخش بالادستی، حداکثر تمهیدات را برای نظارت بر عملیات و تأثیرگذاری بر تصمیمات مربوطه ببیند<sup>۲</sup>. بر این اساس، در حالتی که در آی.پی.سی، مشارکتی از دو یا چند شرکت، طرف دوم قرارداد را تشکیل دهد، آنگاه دو گروه از شرکت‌ها با اهداف و نیاتی که عمدتاً متفاوت است، سعی در نظارت حداکثری بر عملیات روزانه عامل میدان و دخالت حداکثری در تصمیمات خواهند داشت:

– شرکت ملی نفت ایران (یا شرکت تابعه‌ای که اجرای قرارداد از طرف شرکت ملی نفت به آن واگذار خواهد شد) به عنوان طرف اول قرارداد و جهت اعمال حق حاکمیت دولت بر منابع هیدروکربوری کشور در راستای منافع و سیاست‌های ملی؛  
– شرکای غیرعامل برای اعمال دیدگاه‌های فنی، به چالش کشیدن بودجه‌های پیشنهادی یا هزینه‌های انجام‌شده توسط عامل (و در نتیجه، کاهش سهم خود از هزینه‌های عملیاتی).

همچنین در صورتی که به صلاح دید وزارت نفت، طرف دوم قرارداد ملزم به انعقاد ق.ع.م با یکی از شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت باشد<sup>۳</sup>، آنگاه این تعارض منافع به صورت پیچیده‌تری خود را نشان می‌دهد؛ زیرا یکی از زیرمجموعه‌های طرف اول قرارداد به عنوان عامل در ق.ع.م با طرف دوم عمل می‌کند. در این مورد خاص، عامل، عاملی مجزا<sup>۴</sup> است که طبیعتاً در صورت تعارض منافع بین کارفرما و پیمانکار، حافظ منافع کارفرماست.

افزون بر این، تا پیش از تصویب‌نامه‌های مربوط به آی.پی.سی، تقریباً تمامی قراردادهای مربوط به بخش بالادستی صنعت نفت ایران، شامل مرحله اکتشاف یا توسعه (یا اکتشاف و توسعه) بوده و پیمانکار پس از اثبات دستیابی به اهداف تولیدی<sup>۵</sup> به کار خود در میدان موضوع قرارداد، خاتمه می‌داد. در این قراردادها در صورت بروز اختلاف در سازوکارهای تصمیم‌گیری (کارگروه مشترک مدیریت قرارداد در قراردادهای بیع متقابل) با توجه به آثار مالی محدود اختلافات مطروحه، بخش چشمگیری از این اختلافات در سطح مدیران ارشد طرفین

۱. برای مثال، در ماده «۲» قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰، کلیه منابع نفتی جزء انفال و ثروت‌های عمومی شناخته شده و اعمال حق مالکیت و حاکمیت عمومی بر منابع نفتی به عهده وزارت نفت است.

۲. برای مثال، ماده ۸ متن اصلی قرارداد آی.پی.سی، تصمیمات کارگروه مشترک قرارداد را بدون تأیید کارفرما، دارای اثر الزام‌آور نمی‌داند.

۳. تبصره بند «الف» ماده ۱۱ تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷-هـ.

#### 4. Split Operator

۵. در قراردادهای بیع متقابل این امر از طریق عملیاتی به نام تست «۲۱ از ۲۸» انجام می‌شد (برای مثال، رک: قرارداد بیع متقابل میدان دارخوین بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت انی ایتالیا).

حل و فصل می‌شد؛ در حالی که در آی.پی.سی، پیمانکار پس از عملیات توسعه، می‌بایست عملیات بهره‌برداری از میدان را آغاز کند؛ به گونه‌ای که مدت عملیات توسعه و تولید می‌تواند در مجموع بیست سال به طول انجامد. بنابراین، با احتساب برآورد زمان چهار تا هفت سال برای توسعه یک میدان و با فرض مدت بیست ساله برای قرارداد، پیمانکار در طول مدت سیزده تا شانزده سال از زمان قرارداد (معادل ۶۵ تا ۸۰ درصد مدت قرارداد) مشغول بهره‌برداری از میدان است. بنابراین، در صورت به وجود آمدن اختلاف در فرایندهای تصمیم‌گیری با توجه به تأثیر تصمیمات در میزان تولید میدان و هنگفت بودن پیامدهای مالی آن، احتمال حل و فصل اختلافات فرایند تصمیم‌گیری در سطح مدیران ارشد طرفین، به میزان قابل توجهی نسبت به حالت قبل کاهش یافته و به همان میزان، احتمال ارجاع پرونده‌های اختلاف به داوری افزایش خواهد یافت.

بنابراین، با توجه به مباحث مطرح‌شده در این بخش:

- وجود کمیته عملیاتی یا هر نهاد مشابه برای پیش‌بینی سازوکار تصمیم‌گیری، نظارت و کنترل مناسب در قرارداد برای حفظ توازن قوا در طول مدت قرارداد در ق.ع.م. امری حیاتی به نظر می‌رسد. هرچند در برخی از مدل‌فرم‌های ق.ع.م (مانند فرم ۶۱۰ و مدل‌فرم کانادا) وجود چنین نهادی مورد توجه نبوده است. این بدان معناست که این قراردادها بیشتر سعی در حفظ استقلال رأی عامل و جلوگیری از مداخله غیرعامل‌ها در عملیات هیدروکربوری موضوع قرارداد داشته‌اند.

- در خصوص قراردادهایی که دولت میزبان (یا کارفرما) بخش قابل توجهی از فرایند تصمیم‌گیری عملیات را در اختیار دارد، با توجه به بلندمدت بودن زمان قرارداد و نیز با عنایت به قابل توجه بودن تأثیرات تصمیمات در دوره بهره‌برداری از میدان، فرایندهای تصمیم‌گیری می‌بایست به گونه‌ای طراحی گردد که تا حد ممکن به بن‌بست یا اختلاف نینجامد. آنچه در این خصوص به صورت چشمگیری دارای اهمیت است، هماهنگی ساختار تصمیم‌گیری و نظارت پیش‌بینی شده در ق.ع.م با نهاد مشابه در قرارداد اصلی است؛ بدین معنا که فرایندهای تصمیم‌گیری در ق.ع.م می‌بایست به گونه‌ای تنظیم و پیش‌بینی شوند که ریسک عدم تأیید تصمیمات اتخاذشده در سطح ق.ع.م توسط کارفرما در سطح قرارداد اصلی به حداقل برسد.

#### ۴. کنترل و نظارت بر عملیات

با توجه به اینکه در ق.ع.م، مسئولیت عملیات روزانه اکتشاف، توسعه و تولید میدان به عهده عامل است، برای شرکای غیرعامل وجود سازوکارها و ترتیباتی جهت کنترل عامل، امری

ضروری است؛ زیرا عامل توسط همه شرکا در این جایگاه قرار گرفته و تمامی شرکا نسبت به عملیات مشترکی که توسط عامل انجام می‌شود، در برابر دولت میزبان مسئول‌اند. از این رو، برخی از نویسندگان، نظارت و کنترل عملیات عامل توسط غیرعامل‌ها را جدی‌ترین مسئله پس از انتخاب عامل دانسته‌اند (Shaw, 1996). به سخن دیگر، غیرعامل‌ها می‌بایست با نظارت و کنترل عملیات انجام‌شده توسط عامل از رفتار محتاطانه<sup>۱</sup>، سخت‌کوشانه<sup>۲</sup> و عقلایی<sup>۳</sup> عامل اطمینان یابند (Periera, 2013). ابزارهای مختلفی که غیرعامل‌ها برای کنترل عملیات و نظارت بر کار عامل در اختیار دارند، عمدتاً عبارت‌اند از: الزام عامل در خصوص جلب رضایت غیرعامل‌ها هنگام ارائه پیشنهاد برنامه عملیات مالی سالیانه، کنترل و مجوز هزینه‌کرد<sup>۴</sup>، کنترل نحوه واگذاری قراردادهای فرعی، فرایندهای تصمیم‌گیری و میزان تأثیر غیرعامل‌ها در تصمیمات مربوط به عملیات مشترک (Roberts, 2010). بنابراین، می‌توان گفت فلسفه وجودی کمیته عملیاتی در ق.ع.م و ابزارها و فرایندهای مختلفی که ذیل این کمیته پیش‌بینی و تعریف می‌شوند، نظارت و کنترل غیرعامل‌ها بر اجرای عملیات مشترک توسط عامل است. از دیگر سو، عامل همواره به دنبال نظارت کمتر، سطوح کنترل پایین‌تر و آزادی عمل بیشتری در اجرای عملیات مشترک موضوع قرارداد است. بنابراین، تقابل دیدگاه عامل و غیرعامل‌ها در بحث نظارت و کنترل عملیات، به بروز تعارض منافع در مقاطع مختلف ق.ع.م می‌انجامد که بخش چشمگیری از آن در سطح کمیته عملیاتی آشکار می‌شود. در این خصوص، مدل فرم‌های ق.ع.م نیز به دو دسته تقسیم می‌شوند:

۱. مدل فرم‌هایی که آزادی عمل بیشتری برای عامل در نظر گرفته و کمترین سطوح نظارت و کنترل را بر عملیات مشترک قائل شده‌اند، مانند مدل فرم کانادا. این قراردادها یا اصولاً نهادی مانند کمیته عملیاتی را به عنوان نهاد بالادستی و ناظر و کنترل‌کننده عامل به رسمیت نمی‌شناسند، مانند مدل فرم کانادا و فرم ۶۱۰ یا در صورت به رسمیت شناختن، بخش زیادی از اختیارات مربوط به کمیته عملیاتی را به عامل تفویض می‌کنند، مانند مدل فرم بین‌المللی.

۲. مدل فرم‌هایی که نظارت حداکثری بر عامل و میزان بیشتر اعمال نفوذ توسط غیرعامل‌ها در تصمیمات مربوط به عملیات مشترک را تدارک دیده‌اند. این مدل فرم‌ها یا کمیته عملیاتی را به عنوان عالی‌ترین نهاد تعریف‌شده در قرارداد جهت نظارت بر عامل و کنترل عملیات مشترک و اتخاذ تصمیمات مقتضی به رسمیت می‌شناسند، مانند مدل فرم

- 
1. prudent
  2. diligent
  3. reasonable
  4. Authority For Expenditures

انگلستان یا بدون به رسمیت شناختن کمیته عملیاتی، سازوکارهای تصمیم‌گیری‌های عملیاتی و نظارت بر عامل را تعریف کرده‌اند، مانند فرم ۸۱۰.

### ۵. محدوده اختیارات کمیته عملیاتی

در قراردادهایی که تشکیل کمیته عملیاتی به رسمیت شناخته نشده (مانند فرم ۸۱۰)، به صورت طبیعی، اختیارات کمیته عملیاتی نیز مورد بحث قرار نمی‌گیرد. اما در آن دسته از ق.ع.م‌ها که آن را به رسمیت شناخته‌اند، می‌توان تفاوت‌هایی را در اختیارات این کمیته برشمرد. در مدل فرم بین‌المللی، وظیفه کمیته عملیاتی اعطای مجوز عملیات مشترک مورد نیاز جهت دستیابی به اهداف قرارداد اصلی و اکتشاف و استخراج بهینه هیدروکربور از منطقه قرارداد و نظارت بر این عملیات برای تطابق آن با شرایط و مفاد قرارداد اصلی، ق.ع.م، قوانین حاکم، و رویه‌ها و معیارهای رایج در صنعت نفت و گاز بین‌المللی است. با وجود این، قرارداد یادشده تصریح می‌کند که کمیته عملیاتی نمی‌تواند هیچ یک از شرکا را به اتخاذ یا اعراض از حقوق یا تصمیمات مرتبط با قرارداد مجبور کند و اتخاذ تصمیمات و حقوق قراردادی کاملاً در اختیار هر یک از شرکاست.

مدل فرم استرالیا، محدوده اختیارات و حق تصمیم‌گیری کمیته عملیاتی تقریباً تمامی موضوعات مرتبط با اجرای عملیات مشترک، همچون سیاست‌گذاری کلی در خصوص عملیات مشترک، تصمیم‌گیری در مورد مناقصات مربوط و نحوه تأمین خدمات و کالاهای مورد نیاز در عملیات مشترک، سیاست‌ها و راهبردهای مربوط به انعقاد قراردادهای فرعی، قیمت‌گذاری و تعیین فرمول‌های قیمتی برای تأمین خدمات و کالاهای، تأیید هزینه‌کردهای اضافی عامل در جریان اجرای عملیات مشترک و تعیین حسابرسان برای بررسی دفاتر حساب مشترک و هزینه‌کردهای عامل را دربر می‌گیرد.

اما در مدل فرم انگلستان، محدوده اختیارات کمیته عملیاتی بسیار گسترده‌تر از سایر مدل‌فرم‌هاست. در این مدل، افزون بر نظارت کلی و کنترل تمامی موارد مربوط به عملیات مشترک، برخی از موارد برجسته از اختیارات کمیته عملیاتی، شامل بررسی و تعیین کلیه سیاست‌ها، رویه‌ها و روش‌های عملیاتی، بررسی و تعیین راهبردهای اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید از میدان، راهبرد انعقاد قراردادهای فرعی، تصمیمات مربوط به توقف تولید و متروکه‌سازی تأسیسات و دارایی‌های مشترک در قالب قرارداد، تأیید برنامه و بودجه‌های سالیانه، اصلاح محدودیت‌های پولی اشاره‌شده در قرارداد در خصوص انجام عملیات خاص توسط عامل یا اعمال نرخ‌های تورم سالیانه، مورد اشاره قرار گرفته‌اند.

در مدل ق.ع.م مربوط به قراردادهای آی.پی.سی، وظیفه کمیته عملیاتی، نظارت، بررسی و تصمیم‌گیری در خصوص عملیات مشترک مورد نیاز جهت دستیابی به اهداف قرارداد اصلی و استخراج بهینه هیدروکربور از منطقه قراردادی و تطابق این عملیات با شرایط و مفاد قرارداد اصلی، ق.ع.م، قوانین حاکم، رویه‌ها و معیارهای رایج در صنعت نفت و گاز بین‌المللی است. همچنین بررسی، تأیید یا رد و اصلاح یا تکمیل برنامه جامع توسعه و تولید میدان و برنامه‌های مالی عملیاتی سالیانه نیز وظیفه دیگر این کمیته است.

با توجه به اینکه از یک‌سو، حدود وظایف و اختیارات کمیته عملیاتی در ق.ع.م ذیل آی.پی.سی، به صورت کلی مطرح شده و از سوی دیگر، شرح وظایف کارگروه مشترک مدیریت قرارداد در قرارداد اصلی با جزئیات چشمگیری بیان شده، بهتر است جزئیات بیشتری از مهم‌ترین فعالیت‌ها مطابق با شرایط ذکر شده در قرارداد اصلی، مورد اشاره قرار گیرد.

### ۶. سازوکار تصمیم‌گیری

منظور از سازوکارهای تصمیم‌گیری، روش‌هایی است که تصمیمات مربوط به عملیات مشترک در بستر کمیته عملیاتی یا خارج از آن حاصل می‌شود. از میان موضوعات مختلفی که در خصوص کنترل و نظارت بر عامل مطرح شد، رویه‌های تصمیم‌گیری و آرای مورد نیاز برای هر تصمیم، مهم‌ترین و چالش‌برانگیزترین موضوع (به‌ویژه برای غیرعامل‌ها) است (Periera, 2013). همچنان که در بخش‌های پیش‌گذشت، معمولاً تمامی شرکا در کمیته عملیاتی ق.ع.م (در صورت به رسمیت شناخته شدن) یک نماینده دارند و ارزش رأی هر نماینده هنگام رأی‌گیری، معادل سهم مشارکت شرکت متبوع آن نماینده است؛ برای مثال، اگر شرکت «الف» در قرارداد ج.و، دارای هفتاد درصد سهم مشارکت باشد، رأی نماینده وی در تصمیم‌گیری‌ها، معادل هفتاد درصد از آرای کل، محاسبه می‌شود. حد نصاب قابل قبول جهت تصویب موضوع یا اتخاذ تصمیم در قراردادهای مختلف، به گونه‌ای متفاوت تعریف می‌شوند. در برخی از قراردادها، حد نصاب عبارت از تعیین حداقلی از مجموع سهام مشارکت اعضای موافق است؛ برای مثال، ممکن است در قراردادی، حد نصاب لازم برای تأیید موضوعی، هشتاد درصد باشد؛ بنابراین مجموع آرای اعضای موافق این موضوع می‌بایست دست‌کم هشتاد درصد باشد. اما در برخی دیگر از قراردادها، نصاب تأیید یا تصمیم‌گیری به صورت ترکیبی تعریف می‌شود؛ به این معنا که حداقل تعداد مشخصی از اعضا می‌بایست با موضوع موافق بوده و مجموع سهام اعضای موافق نیز از نصاب تعیین‌شده، بالاتر باشد؛ برای مثال، اگر فرض شود شرکت «الف» با سهم مشارکت ۷۵ درصد، شرکت «ب» با سهم مشارکت ۱۵ درصد و شرکت «ج» با سهم مشارکت ۱۰ درصد، ق.ع.م‌ای را برای توسعه یک میدان نفتی منعقد کرده باشند و حد نصاب

تصمیمات، رأی دست‌کم دو شرکت با مجموع آرای ۷۵ درصد باشد، آنگاه در تصمیمات مختلف، رأی شرکت «الف» به تنهایی کافی نبوده و دست‌کم یکی از شرکت‌های «ب» و «ج» نیز باید موافق آن تصمیم باشند تا تصویب شود؛ در صورتی که در حالت قبل، رأی شرکت «الف» به تنهایی برای تأیید یک موضوع کافی بود.

در برخی از ق.ع.م‌ها که کمیته عملیاتی در آن‌ها به رسمیت شناخته نشده، تمامی اختیارات به عامل واگذار شده و سایر شرکا نقش مشورتی در برابر عامل و عملیات مشترک خواهند داشت (مانند فرم ۶۱۰ و مدل فرم کانادا). اما گروهی دیگر از همین ق.ع.م‌ها (مانند فرم ۸۱۰) سازوکارهایی برای اتخاذ تصمیمات مهم پیش‌بینی کرده‌اند. در این مدل فرم، موارد و اقداماتی که نیازمند تصمیم هستند، در چهار اولویت متفاوت مشخص شده و هر یک از موارد، حسب اولویت، با اتفاق آرای شرکا، رأی اکثریت شرکا، انتخاب شرکا و تصمیم عامل، قابل تصمیم‌گیری و اقدام است. در این مدل فرم، رأی‌گیری به صورت کتبی انجام شده و اقدام نکردن هر یک از شرکا، نسبت به اعلام به موقع رأی خود در موارد تصمیم‌گیری یا پرداخت به موقع سهم هزینه خود به منزله رأی منفی آن‌ها تلقی خواهد شد. همچنین در خصوص مواردی که مورد توافق تمامی شرکا نبوده، اما حد نصاب آرای لازم برای تصویب را کسب کرده است، شرکایی که رأی منفی داده‌اند، ۴۸ ساعت فرصت دارند تا در صورت تغییر رأی، رأی مثبت خود را اعلام کنند. همچنین در این مدل فرم، شرکا می‌توانند برای فعالیت‌های مختلف، همچون پیشنهاد چاه اکتشافی و تغییر مسیر چاه، حد نصاب‌های متفاوتی تعیین کنند. از سوی دیگر، در قراردادهایی که کمیته عملیاتی در آن‌ها تعریف شده، سازوکارهای تصمیم‌گیری ذیل بندهای مربوط به این کمیته تنظیم می‌شوند.

مدل فرم بین‌المللی، دو سازوکار را برای اتخاذ تصمیمات لازم در کمیته عملیاتی پیشنهاد کرده است که شرکا هنگام مذاکره و انعقاد قرارداد می‌توانند یکی از این دو گزینه را انتخاب کنند. در گزینه اول، تمامی مسائل و پیشنهادهایی که کمیته عملیاتی باید در مورد آن‌ها اقداماتی انجام دهد، می‌بایست رأی مثبت تعداد حداقلی از شرکای غیروابسته (مثلاً رأی حداقل سه عضو ج.و) را که جمع سهام مشارکت ایشان بیشتر از مقدار مشخصی (مثلاً هفتاد درصد) است، کسب کند. البته در این گزینه، وجود استثنائاتی را که ممکن است در سایر بندهای قرارداد وجود داشته باشد، پیش‌بینی کرده است. اما در گزینه دوم، نخست سه حد نصاب، مانند گزینه یک تعیین می‌کنند؛ برای مثال، فرض کنید تعداد اعضای ج.و، چهار عضو است. حد نصاب اول، رأی دست‌کم سه عضو با سهام مشارکت حداقل ۸۵ درصد، حد نصاب دوم، رأی دست‌کم دو شریک با سهام مشارکت حداقل ۷۵ درصد و حد نصاب سوم، رأی دست‌کم دو شریک با سهام مشارکت حداقل ۶۵ درصد است. آنگاه برای هر یک از موضوعات

مختلفی که ممکن است در جلسات کمیته عملیاتی مطرح شود (مانند برنامه مالی عملیاتی اکتشاف و توصیف، برنامه ایمنی و حفظ محیط زیست و برنامه متروکه سازی تأسیسات)، یکی از این حد نصابها را تعیین می کنند. بدین ترتیب، در سازوکار دوم، موضوعات مختلف به ترتیب اهمیت، دارای حد نصابهای مختلفی از آرا جهت تصویب بوده و دستیابی به بسیاری از تصمیمات تسریع و تسهیل خواهد شد.

در مدل فرم انگلستان، سازوکار تصمیم گیری عبارت است از تأیید تعداد حداقلی از شرکا (چنانچه بیش از دو شریک در قرارداد حضور داشته باشد) که مجموع سهم مشارکت این تعداد باید از میزان حداقل تعیین شده در قرارداد (هنگام انعقاد قرارداد این حداقل تعیین می شود، مثلاً ۷۵ درصد) بیشتر باشد. همچنین برخی از موارد، مانند اختیار عامل برای پیگرد قضایی یا دفاع در دعوی قضایی خارج از انگلستان، تغییر شرح کار قرارداد اصلی، توقف عملیات مشترک و متروکه سازی چاه یا تأسیسات، انجام عملیات با ریسک منفرد توسط عامل و جابه جایی سهم شرکت هر یک از شرکا، نیازمند اتفاق آرا می باشد.

در مدل فرم استرالیا، نماینده عامل حق رأی نداشته و رأی رئیس جلسه نیز همانند رأی سایر اعضاست؛ جز مواردی که نیازمند اتفاق آراء است (مانند انعقاد قراردادهای با ارزش بالای ۳۰۰,۰۰۰ دلار بین عامل و یکی از شرکت های وابسته<sup>۱</sup>، تغییرات در حق الزحمه عامل و تعلیق یا خاتمه بخش های اساسی از عملیات مشترک به هر دلیلی)، سایر موارد با رأی حداکثری اعضا، به تصویب خواهد رسید. این مدل، همچنین امکان اعلام آرای هر یک از شرکا توسط دورنگار و پست الکترونیکی را نیز پیش بینی کرده است.

در ق.ع.م مربوط به آی.پی.سی، اتخاذ هر تصمیم یا تصویب هر موضوع در کمیته عملیاتی، نیازمند آرای موافق دست کم دو شریک (غیروابسته) با سهم مشارکت حداقل معادل ۶۵ درصد است. در صورتی که قرارداد ج.و، تنها متشکل از دو شریک باشد، رأی یک شریک با سهم مشارکت حداقل ۶۵ درصد برای اتخاذ تصمیمات یا تصویب موضوعات مورد نیاز است. اما برای برخی از موضوعات، مانند هرگونه تغییر در قرارداد اصلی و برنامه جامع توسعه میدان، برنامه مالی عملیاتی سالیانه یا هرگونه تغییر در آن، خاتمه داوطلبانه قرارداد اصلی، تغییر عامل، انعقاد قرارداد با شرکت ایرانی بهره بردار از تأسیسات<sup>۲</sup>، تصمیمات می بایست به اتفاق آرا باشد. همچنین در سازوکارهای تصمیم گیری تدوین شده در این قراردادها، چنانچه برای پاره ای از موضوعات، مهلت خاصی در قرارداد اصلی پیش بینی شده باشد (مانند تأیید برنامه مالی عملیاتی سالیانه) شرکا نباید عامدانه در فرایند تأیید یا اتخاذ تصمیم مربوطه تأخیر کنند. در

---

1. Affiliate  
2. Iranian Facility Operator



حالتی که کمیته عملیاتی در خصوص چنین موضوعاتی به تصمیمی نرسد، موضوع می‌بایست توسط مدیران ارشد شرکا حل و فصل گردد.

نکته‌ای که ذکر آن در پایان این بحث ضروری به نظر می‌رسد، ناهماهنگی سازوکارهای تصمیم‌گیری در ق.ع.م مربوط به آی.پی.سی و سازوکار تصمیم‌گیری در متن اصلی این قراردادهاست. در متن قرارداد اصلی، تمامی تصمیماتی که در کارگروه مشترک مدیریت قرارداد<sup>۱</sup> اتخاذ می‌شود، نیازمند اتفاق آراست. همچنین تمامی تصمیمات پیش از ارائه به کارگروه مشترک مدیریت قرارداد، باید در کمیته عملیاتی ق.ع.م به تصویب برسد. از سوی دیگر، نمایندگان کلیه شرکا در کارگروه مشترک حضور دارند و دارای حق رأی مستقل از رأی سایر شرکا هستند. بنابراین، ممکن است موضوعی با نصاب رأی دو شرکت با مجموع ۶۵ درصد سهام مشارکت در کمیته عملیاتی به تصویب برسد و رأی عضوی که مخالف وی در کمیته عملیاتی، تأثیری در تأیید موضوع نداشت، تصویب آن در کارگروه مشترک مدیریت قرارداد (با فرض تأیید سایر اعضا، از جمله نمایندگان شرکت ملی نفت ایران) را با بن‌بست روبه‌رو سازد.

## نتیجه

الگوی قراردادهای جدید نفت و گاز دارای ویژگی‌های منحصر به فردی، از جمله مدت بیشتر قرارداد، لزوم شراکت شرکت خارجی طرف قرارداد با شرکت‌های ایرانی، توجه به فناوری‌های افزایش بازیافت، سقف باز هزینه‌های سرمایه‌ای و تحمل ریسک‌های زیرزمینی میدان توسط پیمانکار است. در خصوص لزوم شراکت شرکت خارجی با شرکت‌های ایرانی ترتیبات متنوعی در این الگو پیش‌بینی شده که از مهم‌ترین آن‌ها، ق.ع.م است. ق.ع.م متداول‌ترین روش برای دستیابی به توافقی است که نحوه تقسیم هزینه‌ها و منافع، تجمیع توانمندی‌ها و نیز مسئولیت‌ها، وظایف و اختیارات هر یک از شرکا را مشخص می‌سازد.

با توجه به لزوم توازن قوا میان عامل و اعضای غیرعامل در ق.ع.م، ضرورت نظارت بر کار عامل، مباحث مربوط به انتقال دانش فنی و فناوری به شرکت‌های داخلی و مدت طولانی قراردادهای نفتی (از جمله قراردادهای آی.پی.سی)، وجود کمیته عملیاتی جهت حفظ توازن قوا و پیش‌بینی سازوکار مناسب نظارت بر عملیات و اتخاذ تصمیمات عملیاتی ضروری است.

۱. در قراردادهای جدید ایران، کارگروه مشترک مدیریت قرارداد، نهادی است که (ظرف مدت ۲۱ روز) پس از نافذ شدن قرارداد تشکیل می‌گردد. این کارگروه از ده عضو تشکیل می‌شود که هر یک از طرفین قرارداد، پنج نماینده در آن خواهند داشت. هر یک از اعضا در تصمیمات قابل اتخاذ توسط این کارگروه، یک رأی مساوی دارند. در صورت غیبت یک نماینده اصلی، نفر جایگزین همانند وی حق رأی دارد.

سازوکارهای در نظر گرفته شده در این کمیته عملیاتی می‌بایست تا حد ممکن با سازوکارهای کمیته مدیریت مشترک در قرارداد اصلی هماهنگ باشند و به گونه‌ای تنظیم شوند که امکان به بن‌بست رسیدن تصمیمات و ارجاع مسائل به رویه‌های حل اختلاف در قرارداد اصلی، به کمترین میزان برسد.

در ق.ع.م همواره دو دیدگاه در خصوص نظارت بر عملیات مشترک و فعالیت‌های عامل مطرح است: ۱. اعطای اختیارات حداکثری به عامل و نظارت حداقلی بر فعالیت‌های او؛ ۲. محدود بودن اختیارات عامل و نظارت مؤثر بر وی. در هر یک از مدل‌فرم‌ها، بسته به مقتضیات صنعت و چهارچوب‌های حقوقی و قانونی کشور میزبان، یکی از این دیدگاه‌ها مدنظر قرار گرفته و بندهای قراردادی بر این اساس تنظیم شده‌اند. برای ق.ع.م‌های ذیل آی.پی.سی، به دلیل الزامات مربوط به انتقال فناوری و دانش فنی از طرف خارجی به شریک ایرانی و نیز با توجه به توانایی کمتر شرکت‌های داخلی در تأمین مالی پروژه‌های بخش بالادستی صنعت نفت، نظارت هرچه بیشتر بر عملیات عامل و تأثیرگذاری بیشتر در اتخاذ تصمیمات عملیاتی می‌بایست لحاظ گردد.

در خصوص محدوده اختیارات کمیته عملیاتی، طیف وسیعی از فعالیت‌ها (مانند تصمیم‌گیری و نظارت بر فرایند مناقصات و واگذاری قراردادهای فرعی، تأیید برنامه و بودجه‌های سالیانه عملیات مشترک و نظارت بر عملیات مشترک) به عنوان وظایف و اختیارات این کمیته در مدل‌فرم‌های ق.ع.م مطرح شده است. در ق.ع.م پیوست به آی.پی.سی نیز، این وظایف در قالب موارد کلی، همچون نظارت، بررسی و تصمیم‌گیری در خصوص عملیات مشترک، تطابق این عملیات با شرایط و مفاد قرارداد اصلی، ق.ع.م، قوانین و مقررات، همچنین بررسی، تأیید، اصلاح یا تکمیل برنامه جامع توسعه و تولید میدان و برنامه‌های مالی عملیاتی سالیانه بیان شده است. با توجه به شرح وظایف مفصلی که برای کارگروه مشترک مدیریت قرارداد در قرارداد اصلی در نظر گرفته شده، به نظر می‌رسد بیان مفصل وظایف کمیته عملیاتی در ق.ع.م ایرانی می‌تواند راهگشا تر باشد.

تعیین حد نصاب تصمیمات، یکی از موارد مهم در سازوکارهای مربوط به کمیته عملیاتی بوده و می‌تواند به میزان چشمگیری از بروز اختلافات و بن‌بست‌های تصمیم‌گیری بکاهد. در مدل‌فرم‌های ق.ع.م، راهکارهای مختلفی برای این موضوع پیش‌بینی شده است که عمدتاً عبارت‌اند از: دسته‌بندی موضوعات با درجه‌بندی از لحاظ اهمیت و تعیین نصاب‌های مختلف برای هر یک از درجات اهمیت، تعیین نصاب تعداد رأی‌دهندگان، تعیین نصاب وزن آرا با احتساب سهم مشارکت هر یک از شرکا، تعیین مواردی که نیاز به رأی‌گیری نداشته و تصمیم‌گیری در اختیار عامل است، تعیین شرایطی برای انجام عملیات به صورت مشترک و با

تحمل ریسک و هزینه توسط اعضای غیرعامل یا ترکیبی از تمام موارد یادشده. بهتر است سازوکارهای تصمیم‌گیری در ق.ع.م و سازوکار تصمیم‌گیری در متن قرارداد اصلی سازگار و هماهنگ باشد؛ زیرا در متن قرارداد اصلی، تمامی تصمیماتی که در کارگروه مشترک مدیریت قرارداد اتخاذ می‌شود، نیاز به اتفاق آرا دارد؛ در حالی که تصویب تصمیمات در کمیته عملیاتی بدون اتفاق آرا نیز ممکن است که در این صورت احتمال بروز اختلاف بالا خواهد بود.

## منابع

### الف) فارسی

۱. تصویب‌نامه شماره ۱۰۴۰۸۹/ت/۵۲۴۴۵-هـ هیأت وزیران، مصوب ۱۳۹۴/۸/۱۱.
۲. تصویب‌نامه شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷-هـ هیأت وزیران، مصوب ۱۳۹۵/۵/۱۳.
۳. شیروی، عبدالحسین؛ ابراهیمی، سید نصرالله؛ اصغریان، مجتبی (۱۳۸۸). «اکتشاف و توسعه میدان نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل». *مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری*، شماره ۴۱، ص ۲۶۲-۲۴۳.

### ب) خارجی

4. Anderson, O. L., Bishop, R. D & Bowman, J. P (2009). *International Petroleum Exploration And Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*. New York: Barrows Company Inc.
5. Bukari, P. A (2013). "Joint Operating Agreements: How Can The Most Sensitive Issues That Arise Between Parties Be Addressed". Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee.
6. Periera, E. G (2013). *Oil and Gas Joint Operating Agreements - Risk Control for Non-Operators*. London: Globe Law And Business.
7. Peters, M. S & Kumar, M (2012). "Why International Oil Companies Choose to Enter into Joint Operating Agreement". *Acta Juridica Hungarica*.
8. Roberts, P (2010). *Joint Operating Agreements, A Practical Guide*. London: Globe Law and Business.
9. Taylor, T. W & O'Regan, P. W (1984). "Joint Ventures and Operating Agreements". *Petroleum Law*.
10. Rigas, A (2016). "An overview of joint bidding and joint operating agreements in Oil & Gas Sector". University of Derby – Online Programm LLM - Transnational Oil, Gas and Energy Law.
11. David M. R. (1996). *Upstream Oil and Gas Agreements*. London: Sweet and Maxwell.
12. Penman, C (1993). "Sole Risk Operations In Petroleum Joint Ventures". *AMPLA Bulletin*, Vol 12.
13. Waqas, M (2016). "Joint Operating Agreements: History and Development of JOAs in the Oil and Gas Industry". *Oil and Gas Financial Journal*.