صداوسیمای جمهوری اسلامی ایران

معاونت سیاسی

اداره پژوهش‌های سیاسی

تلخیص گزارش پژوهشی؛

"مقایسه تطبیقی IPC با قراردادهای بخش بالادستی نفت و گاز در کشورهای خلیج فارس "

به روایت مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

فرآورده‌های خبری و تولیدات پژوهشی در بخش های زیر قابل دسترس است:

ـ وب سایت خبرگزاری صداوسیما (سرویس پژوهش) http://www.iribnews.ir

پژوهشگر: دانشمندی

فـهرسـت مـطالـب

عنـــوان **صفحـــه**

نکات برجسته ۲

□ مقدمه ۲

وضعیت سرمایه گذاری بخش بالادستی نفت و گاز در منطقه خلیج فارس ۳

الف– محرک های عمده قراردادی در منطقه خلیج فارس ۳

ب– استراتژی حضورIOC ها در منطقه خلیج فارس ۳

مهمترین چالش های فراروی IOC ها ۴

بررسی مدل های قراردادی بخش بالادستی نفت و گاز در منطقه خلیج فارس ۴

عوامل زمینه ساز و اهداف طراحی IPC ۵

اهداف عمده موردنظر در طراحیIPC ۶

مقایسه تطبیقی بیع متقابل و IPC ۶

مقایسه IPC و مدل های قراردادی در کشورهای خلیج فارس ۷

کلام آخر ۱۰

باسمه تعالی

نکات برجسته

- مدل‌های قراردادی در بخش بالادستی نفت و گاز در واقع استراتژی‌هایی هستند که هر کشور به منظور کسب بیشترین دستاوردهای انتظاری و با لحاظ شرایط و وضعیت ویژه خود، طراحی می‌نماید.
- بررسی میزان سرمایه‌گذاری‌ها در بخش بالادستی نفت و گاز مناطق مختلف جهان در سال‌های اخیر نشان می‌دهد که کشورهای دارای مدل قراردادی امتیازی، بیشترین میزان سرمایه را جذب کرده‌اند.
- عمده قراردادهای رایج در این کشورها شامل قراردادهای امتیازی(امارات متحده عربی و عربستان) مشارکت در تولید(قطر و اقلیم کردستان عراق) و خدماتی (کویت و عراق) که البته برخی از این انواع کلی قراردادها، در کشورهای یاد شده با اسامی خاصی بومی سازی شده‌اند. مدل قراردادی کشور ایران نیز مبتنی بر قرارداد خرید خدمت طراحی و طبقه‌بندی شده است.

مقدمه

بررسی میزان سرمایه‌گذاری‌ها در بخش بالادستی نفت و گاز در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۵ نشان می‌دهد که کشورهای دارای مدل قراردادی امتیازی، بیشترین میزان سرمایه را جذب کرده‌اند. (عمدتاً بخش بالادستی ذخایر غیرمتعارف آمریکا و در حدود ۲۳,۶٪) و بسیاری از کشورهای حوزه خاورمیانه با مدل‌های قراردادی مشارکت در تولید و خدماتی، سهم پایین‌تری (۱۲,۷در صدی) از جذب سرمایه‌گذاری را تجربه کرده‌اند. همچنین پیش‌بینی‌های رشد سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی برای دو منطقه یاد شده در سال ۲۰۱۷ به ترتیب ۵۳ و ۴درصد است. علاوه بر آن، بررسی مدل‌های قراردادی جهان نشان می‌دهد که حدود ۴۵٪ از کل قراردادهای شرکت‌های نفتی بین المللی (IOC) از نوع بهره مالکانه و مالیات (امتیازی) است، همانند آنچه که در آمریکا اجرا می‌شود. در سال‌های اخیر برخی از کشورها نظیر ایران عمان و مکزیک برای جذب سرمایه و افزایش تولید، تغییراتی کلی در مدل قراردادهای خود به‌وجود آورده و برخی نظیر مصر با تغییراتی در بندهای قراردادی مدل خود (مشارکت در تولید) و یا کویت (خدماتی) به دنبال جذب سرمایه رفته‌اند.

نکته حائز اهمیت آن است که صرف یک مدل قراردادی به تنهایی نمی‌تواند به جذب سرمایه در بخش بالادستی منجر شود. کشورهای صاحب منبع و IOC ها هر کدام اهداف مشخصی از سرمایه‌گذاری دارند. رویکرد مبتنی بر سود IOCها، آنها را به سنجش دقیق توازن ریسک‌ها و بازدهی حاصل از آنها وامی‌دارد درحالی‌که برای کشورهای میزبان مجموعه‌ای از دستاوردها و ملاحظات مالی، سیاسی، زیست‌محیطی و غیره در دو سطح داخلی و بین‌المللی می‌تواند مدنظر باشد. نقطه تعادل طرفین به‌نحوی که منافع هرکدام از آنها در بهینه‌ترین حالت تأمین شود، منوط به قرارداد منعقده میان آنهاست. بنابراین ضروری است تا طرفین قرارداد، فارغ از اهداف خود، حداکثر آگاهی و شناخت از اهداف طرف دیگر داشته باشند و حتی‌المقدور هنگام تنظیم قرارداد در میز مذاکرات، مانع از افزایش قدرت چانه‌زنی طرف مقابل شوند. بنابراین در این گزارش[1] تلاش می‌شود تا با بررسی مدل‌های قراردادی کشورهای منطقه

۱- این گزارش در آبان ۹۷ از سوی مرکز پژوهش‌های مجلس انجام گرفته است.

خلیج فارس، مهم‌ترین دلایل انتخاب نوع مدل قراردادی آنها شناسایی شود و سپس مدل جدید قرارداد نفتی ایران IPC و مسایل آن بررسی خواهد شد.

وضعیت سرمایه‌گذاری بخش بالادستی نفت و گاز در منطقه خلیج فارس

مدل قراردادی بخش بالادستی در کشورهای منطقه خلیج فارس، یکی از موضوع‌های تأکید شده و قابل بررسی این گزارش است. بنابراین به عوامل زمینه ساز و محرکهای اصلی انعقاد قرارداد با IPC ها در بین کشورهای این منطقه، نگاهی اجمالی خواهیم داشت. در ادامه به استراتژی‌های حضورIOCها بویژه تغییرات آن در سال‌های اخیر در منطقه خلیج فارس اشاره خواهد شد تا در مجموع تصویری شفاف از بخش بالادستی نفت و گاز رقبای منطقه‌ای ایران ترسیم شود.

الف– محرک‌های عمده قراردادی در منطقه خلیج فارس

اولین اولویت قراردادی کشورهای دارنده منابع عمده نفت و گاز در خاورمیانه (منطقه خلیج فارس) طول عمر میادین این کشورهاست؛ زیرا غالب میادین از نیمه عمر خود عبور کرده‌اند. بنابراین افزایش ضریب برداشت و استفاده از فناوری‌های مرتبط از اهمیت زیادی برخوردار است. از طرفی این کشورها به‌مدت طولانی در قالب قراردادهای امتیازی باIPCها تعامل داشته‌اند و پس از ملی شدن منابع طبیعی در این کشورها موضوع کنترل بر عملیات فرایند توسعه و استخراج نیز اهمیت زیادی دارد. در این کشورها همچنان این تصور وجود دارد که IPCها قصد استثمار دارند. درعین حالIOC ها برای تضمین سودآوری و تأمین منافع آتی، خواهان حضور بلندمدت در این کشورها هستند؛ ولی از این تقاضا عموم کشورهای منطقه استقبال نمی‌کنند. نکته دیگر اینکه تأکید اصلی دولت‌های منطقه، کسب سریع درآمد (از محل خام فروشی) به‌جای رشد مهارت‌ها و تربیت افراد متخصص بوده که این امر به کندتر شدن درآمدزایی از جایگزین‌های نفت برای دولت‌ها منجر می‌شود. درمجموع اگرچه اولویت‌بندی عوامل زمینه‌ساز برای دولت‌های منطقه در زمینه انعقاد قراردادهای بالادستی تاحدی متفاوت است، اما این عوامل تقریباً یکسان هستند. برای مثال در عربستان، سرمایه‌گذاری جهت افزایش ظرفیت پالایشگاه و پتروشیمی، رشد اقتصاد ملی، مالکیت فناوری، توسعه پالایشگاه‌های بین‌المللی و توسعه زنجیره تأمین گاز دارای اهمیت بوده، اما در کویت موضوعاتی نظیر مدیریت فناوری، تجربیات مدیریتی، شفافیت رابطه با دولت و ایجاد اشتغال اهمیت دارد. درعین حال ایران تأمین سرمایه، شفافیت رابطه با دولت، فناوری، تجربیات مدیریتی، سرمایه‌گذاری در پالایشگاه، اکتشاف و توسعه و ایجاد اشتغال را دنبال می‌کند.

ب– استراتژی حضورIOC ها در منطقه خلیج فارس

به‌طور تاریخیIOC ها نقش غالب را در توسعه صنعت نفت در منطقه خلیج فارس داشته و ذخایر عظیم این منطقه را بخش جدانشدنی دارایی‌های خود فرض می‌کردند و همواره رقابت بین آنها در این منطقه بسیار شدید بوده است. اما تغییرات ساختاری در بازار نفت، نااطمینانی‌های سیاسی و ژئوپلیتیک، ظهور ذخایر نامتعارف در آمریکای شمالی، ورود رقبای آسیایی، و مدل‌های غیرجذاب قراردادی مالی به نگاه IOCها به این منطقه منجر شده است. البته عکس‌العملIOC ها با توجه به مسائل داخلی و استراتژی‌هایشان نسبت به وضعیت این منطقه، یکسان نیست. با

توجه به موارد یاد شـده، سـهم و حضـور IOCها در طول زمان در این منطقه در حال کاهش بوده اسـت. درمجموع استراتژیIOC ها در منطقه خلیج فارس، حضور در میادین بزرگ با هزینه تمام شده تولید پایین است.

مهم‌ترین چالش‌های فراروی IOC ها

بررسی مدل‌های قراردادی بخش بالادستی نفت و گاز در منطقه خلیج فارس

در برر سی مدل‌های قراردادی منطقه خلیج فارس، ک شورهای تولیدکننده عمده و صاحب بالاترین ذخایر نفت و گاز متعارف دنیا و همچنین با تنوع مدل‌های قراردادی متعارف بین‌المللی در بخش بالاد ستی نفت و گاز انتخاب شده‌اند. عمده قراردادهای رایج در این کشـورها شـامل قراردادهای امتیازی(امارات متحده عربی و عربسـتان) مشـارکت در تولید(قطر و اقلیم کردستان عراق) و خدماتی (کویت و عراق) که البته برخی از این انواع کلی قراردادها، در کشورهای یاد شده با اسامی خاصی بومی‌سازی شده‌اند. مدل قراردادی کشور ایران نیز مبتنی‌بر قرارداد خرید خدمت طراحی و طبقه‌بندی شده است.

جدول ۱ .حجم ذخایر، میزان تولید و صادرات نفت خام و گاز طبیعی در کشورهای منتخب خلیج فارس در سال ۲۰۱۶

وضعیت ذخایر	نفت			گاز طبیعی		
نام کشور	ذخایر اثبات شده (میلیارد بشکه)	میزان تولید (میلیون بشکه در روز)	میزان صادرات (میلیون بشکه در روز)	ذخایر اثبات شده حجم (تریلیون متر مکعب)	میزان بشکه (میلیارد مترمربع در سال)	میزان صادرات (میلیارد مترمکعب در سال)
عراق	۱۴۸,۷	۴,۸	۳,۸	۳,۸	۱۰,۴	-
عربستان سعودی	۲۶۶,۲	۱۰,۴	۷,۴	۸,۶	۱۱۰,۸	-
کویت	۱۰۱,۵	۲,۹	۲,۱	۱,۷	۱۷,۲	-
امارات متحده عربی	۹۷,۸	۳	۲,۴	۶	۶۱	۱۳,۲
قطر	۲۵,۲	۰,۶۵	۰,۵	۲۴	۱۸۲,۸	۱۳۰,۳
ایران	۱۵۷,۲	۳,۶	۱,۹	۳۳,۷	۲۲۶,۹	۸,۵

Source: OPEC Annual Statistics, ۲۰۱۷

ویژگی‌های قرارداد IPC

* این قرارداد از نوع خدماتی با ریسک است و برای ۱-اکتشاف، و در صورت کشف میدان ـــ مخزن تجاری، توسعه میدان ـ مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آن به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد، ۲- توسعه میدان‌ها – مخزن‌ها کشف شـــده و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد ۳- انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضـــریب بازیافتدر میدان‌ها- مخزن‌های در حال بهره‌برداری بر پایه مطالعات مهندســـی مخزن و در ادامه، بهرهبرداری از آنها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد طراحی شده است.

* طول دوره قرارداد حداکثر ۲۰ سال از زمان شروع عملیات توسعه است. در مورد طرحهای پیوسته اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری، دوره اکتشاف حسب مورد به دوره یادشده قرارداد اضافه می‌شود.

* در این قراردادها برای اولین بار بعد از انقلاب ا سلامی امکان ح ضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری فراهم شده ا ست؛ به‌گونه‌ای که در صورت کشف میدان تجاری توسط پیمانکار، پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود.

* در مرحله توسعه برای اجرای عملیات، شرکت عملیات توسعهای تشکیل شده و تمامی هزینه‌ها در مرحله توسعه برای اجرای عملیات، شرکت عملیات توسعه‌ای تشکیل شده و تمامی و ریسک‌های عملیات توسعه در این مرحله، برعهده شرکت نفتی خارجی بوده و تحت هدایت و راهبری او اجرایی می‌شوند.

* نفت، گاز یا میعانات گازی و دیگر موارد موجود در مخازن موضـــوع قرارداد کلاً متعلق به جمهوری اســـلامی ایران بوده و اِعمال حقوق مالکانه درخصوص نفت، گاز یا میعانات گازی و نیز هرگونه فرآورده جانبی حاصله از تولید برعهده کارفرماست.

*برای انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی با تأیید شرکت ملی نفت ایران، بهعنوان شریک فنی درکنار پیمانکار خارجی قرار خواهد گرفت.

* در IPC پرداخت د ستمزد (پاداش- فی) برا ساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر ب شکه دوره تعیین می‌شود.

* سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز بوده (OPEN capex) و دستمزد پیمانکار بر اساس فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت خام، عامل R سطح تولید و نوع میدان تعدیل می‌شود.

عوامل زمینه ساز و اهداف طراحی IPC

مدل‌های قراردادی در بخش بالادســـتی نفت و گاز در واقع اســـتراتژی‌هایی هســـتند که هر کشـــور به منظور کســـب بیشترین دستاوردهای انتظاری و با لحاظ شرایط و وضعیت ویژه خود، طراحی می‌نماید. هراستراتژی، محدود به زمان و موقعیت معینی ا ست و متأثر از شرایط داخلی و پیرامونی دائماً نو شونده، ا ستراتژی‌ها نیز ضرورتاً بازبینی شده و حتی در این راه ممکن است چارچوب‌ها و ضوابط قانونی کلان نیز دستخوش تغییر شوند.

قرارداد بیع متقابل نیز درواقع یک استراتژی برآمده از شرایط ویژه‌ای بود که کشور در آن قرار داشت و درعین‌حال با لحاظ چارچوب‌های قانونی آن مقطع، طراحی و در حدود ۲۰سال در بخش بالادستی نفت و گاز کشور به‌کار برده شد

و در این دو دهه دستاوردها و نتایجی را برای بخش بالادستی نفت و گاز کشور به‌دنبال داشت. با تغییر شرایط قانونی آشکار شدن نواقص و نقاط بهبودپذیر بیع متقابل، عقب ماندگی کشور از تحقق اهداف سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت و گاز و ناتوانی کشور در تأمین سرمایه لازم این بخش از منابع داخلی زمینه برای طراحی قرارداد جدیدی که نواقص مدل بیع متقابل را رفع و ظرفیت بالایی در جذب سرمایه از منابع خارجی داشته باشد؛ فراهم شد. البته در ضرورت طراحی قرارداد جدید، علاوه بر شرایط داخلی، مؤلفه‌های پیرامونی نیز تأثیرگذار بوده‌اند.

اهداف عمده موردنظر در طراحی IPC به قرار زیر است:

- افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز طبیعی کشور و حفظ و ارتقای جایگاه ایران در اوپک و بازار جهانی نفت و گاز طبیعی
  - افزایش بهینه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز طبیعی به‌ویژه در میدان مشترک
  - اجرای طرح‌های اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری
- اطمینان از حفظ و صیانت هرچه بیشتر از مخازن نفت و گاز طبیعی با تأکید بر افزایش ضریب بازیافت مخازن با به کارگیری، انتقال و ارتقای فناوری ملی و توانمندسازی ظرفیت‌های داخلی
  - استفاده از شیوه‌های نوین در اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان‌های نفتی و گازی
- تشویق و حمایت از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به‌منظور توسعه میدان‌های هیدروکربوری کشور با درجات مختلف خطرپذیری
- انعقاد قراردادهای اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان‌ها، با شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی که می‌توانند تأمین‌کننده دانش فنی روز، منابع مالی و خدمات مربوط حسب شرایط هر میدان باشند، بدون انتقال حق حاکمیت و مالکیت بر منابع نفت و گاز و با رعایت موازین تولید صیانت‌شده، با ارزیابی روش‌هایی که تاکنون در کشور مورد عمل قرار گرفته و نیز با بهره‌گیری از تجارب منطقه‌ای و بین‌المللی.

این اهداف در دو محور اصلی یعنی افزایش تولید به‌منظور بازیابی جایگاه ایران در اوپک و بازار گاز (از طریق جذب سرمایه خارجی، توسعه میادین مشترک، به‌کارگیری فناوری‌های نو در افزایش برداشت و تولید صیانتی) و همچنین توانمندسازی شرکت‌های داخلی و دسترسی آنها به فناوری و دانش روز قابل تفکیک و نقد است.

مقایسه تطبیقی بیع متقابل و IPC

مدل جدید قراردادهای بالادستی ایران مبتنی بر چارچوب کلی قرارداد بیع متقابل (حفظ مالکیت میدان- مخزن برای کشور و جبران هزینه‌ها از محل تولیدات میدان) و با پیروی از سه استراتژی کلی طراحی شده است. این استراتژی‌ها عبارتند از:

۱- مهم‌ترین ایرادهای موجود در مدل بیع متقابل برطرف‌شده؛ به‌نحوی که ریسک‌های غیرمتعارف[۱] IOC کاهش یابد.

۲- جذابیت‌های جدیدی برای IOC ایجاد شود؛ مشروط بر آنکه منافع بیشتری هم عاید کشور شود

[۱]- ریسک‌های نامتعارف نظیر وجود سقف هزینه

۳- برای شرکتهای داخلی جهت فعالیت در کنار IOC نقش بارزتری دیده شود.

با بررسی و تحلیل استراتژی‌های کلی در طراحی IPC می‌توان به این نتیجه رسید که تنها استراتژی دارای ضرورت و اولویت بوده و دو ا ستراتژی دیگر به‌دلایلی که در ادامه ذکر می شود قابلیت تأمین منافع ملی را ندارد یا با آن مغایر است.

استراتژی‌های به‌کار رفته در طراحی IPC

استراتژی	تغییر رخ داده	ضرورت	پیامد
برطرف شدن مهم‌ترین ایرادهای موجود در مدل بیع متقابل	برداشته شدن سقف هزینه	معقول و متعارف سازی ریسک برداشته شدن سقف هزینه IOC	انگیزه حضور و سرمایه‌گذاری IOC افزایش می‌یابد
ایجاد جذابیت‌های جدید برای IOC	پرداخت د ستمزد از طریق ح ضور IOC در دوره بهره‌برداری و در ازای واحد تولید	برداشت صیانتی از مخازن	امکان عدم تحقق برداشت صیانتی و از دست رفتن منافع ملی همچنان وجود دارد.
	تعهد دولت به جبران منافع از دست‌رفته IOCدر الزامات کاهش یا قطع تولید غیرفنی	مدیریت ریسک بازگشت تحریم	ریسک آسیب دیدن منافع ملی به جای توزیع ریسک با IOC
نقش بارزتر شرکت‌های داخلی با فعالیت در کنارIOC	م شارکت شرکت منتخب داخلی در ت شکیل کنسرسیوم باIOC	توانمندسازی شرکت‌های داخلی	ریسک وقوع فساد و تبانی

مقایسه IPC و مدل‌های قراردادی در کشورهای خلیج فارس

از موردکاوی مدل‌های قراردادی کشورهای منطقه خلیج فارس و IPC و همچنین ارزیابی فضای کسب‌وکار IOCها در دو دهه اخیر به‌ویژه فضای کسب‌وکار منطقه خلیج فارس، نتایج کلی زیر حاصل می‌شود:

- با توجه به قدمت طولانی اکتشاف و تولید در منطقه خلیج فارس، عموم چاه‌های نفت کشورهای این منطقه از نیمه عمر گذشته و برای افزایش ضریب بازیافت و عمر آنها، به‌کارگیری فناوری‌های جدید ضروری است. ازاین‌رو یکی از مهم‌ترین محرک‌های اصلی قراردادی این کشورها دسترسی به فناوری و دانش روز است.
- غیر از کشورهای ایران و عراق، اکتشاف و توسعه در مناطق جدید خشکی تقریباً به پایان رسیده و کشورها ناگزیر سراغ اکتشاف و توسعه در مناطق فراساحل با هزینه بالاتر و درعین‌حال دانش و فناوری جدیدتر رفته‌اند. برای ایران و عراق در حوزه اکتشافات خشکی هنوز فرصت‌هایی وجود دارد. بنابراین در اکتشاف و توسعه فراساحل نیز دسترسی به فناوری و دانش روز همچنان محرک اصلی قراردادی است.
- غیر از کشورهای ایران و عراق، موضوع تأمین سرمایه برای سایر کشورها اولویت و اهمیت چندانی ندارد. ازاین‌رو مدل‌های قراردادی این کشورها مبتنی‌بر حضور حداکثری (سرمایه‌ای و به‌تبع آن مدیریتی) NOC و یا شرکت‌های تابعه آن طراحی شده است.
- مهم‌ترین ریسکی کهIOC ها ممکن است در کشورهای ایران و عراق با آن مواجه شوند، از نوع ژئوپلیتیک و تحریم بوده، اما ریسک بقیه کشورها از نوع موضوعات فنی و احتمال عدم اکتشاف تجاری جدید است.

ازاین‌رو کشـورهای ایران و عراق تلاش می‌کنند تا مدل‌های قراردادی خود را جذاب‌تر کنند در صـورتی که بقیه کشورها در این زمینه انگیزه چندانی ندارند.

- موضوع حاکمیتی (تسلط و تملک مطلق دولت بر منابع) در انتخاب نوع قرارداد برای همه کشورهای منطقه مهم و برای کشـورهای دارای کمترین آزادی سـیاسـی (جهت حفظ و تداوم حکومت خودکامه) اهمیت افزون‌تری دارد.
- فضای کسب وکار برایIOC ها دچار تحول ا ساسی شده و این شرکت‌ها دیگر توانمندی و قدرت سابق را نداشته و در محیطی فعالیت می‌کنند که در آن مشتریان سابق NOCها تبدیل به رقیبی جدی شده‌اند. در چنین شـرایطی اگر بازبینی و طراحی قراردادهای جدید بالادسـتی در کشـورهای منطقه خلیج فارس (کشـورهای دارای مرغوبیت زمین شـناختی و هزینه تولید پایین) با ایجاد جذابیت‌های غیرمتعارف و نادیده انگا شتن پتان سیل‌ها و ظرفیت‌های داخلی که در تعامل م ستقیم باSC ها قابلیت ارتقا دارد؛ در د ستور کار قرار گیرد؛ به‌نظر نوعی بی‌دقتی و قصور خواهد بود.
- در فضای دگرگون شده کسب‌وکار برای IOCها، کشورهای منطقه خلیج فارس (غیر از ایران و عراق) تلاش دارند تا از همکاری با آنها مهارت‌های مربوط به مدیریت مگاپروژه و آموزش و تربیت نیروهای متخصـص در این زمینه را فراگیرند. بدین منظور الزامات و تکالیف مصرحی در قراردادهای خود جای داده‌اند. با اولویت‌دار بودن تأمین سـرمایه برای کشـور میزبان (کشـورهای عراق و ایران) و به‌تبع آن افزایش نقش مدیریتی و راهبردیIOC ها، نمی‌توان انتظار داشـت که انتقال مهارت‌های مربوط به مدیریت مگاپروژه‌ها به‌درسـتی انجام شود.

نام کشور	مدل مسلط قرارداد	حوزه مسلط در قرارداد	طول دوره قرارداد	مهمترین محرک انعقاد قرارداد	مهمترین ریسک‌های شناسایی شده برای IOC	نقش NOC یا شرکتهای تابعه آن	امکان ثبت میدان/مخزن به عنوان دارایی برای IOC	نحوه جبران هزینه های IOC	دریافتی های IOC	دریافتی دولت
عراق- دولت فدرال	خدمت TSC/ DPSC	نفت	۲۰-۲۵ سال	تأمین سرمایه	ژئوپلیتیک ـ امنیتی	عضویت در کمیته مشترک مدیریت ـ تصویب برنامه و بودجه سالیانه	عدم امکان	از محل تولید تا سقف ۵۰٪ سالیانه تا انقضای کامل	جبران هزینه / دستمزد	عایدات پس از جبران هزینه ها/ پاداش امضا/مالیات بر شرکت
عراق- اقلیم کردستان	مشارکت PSC	نفت- گاز	۲۰-۲۵ سال ازآغاز توسعه	تأمین سرمایه	امنیتی ـ اختلافات منطقه و دولت فدرال	عضویت در کمیته مشترک مدیریت ـ تصویب برنامه و بودجه سالیانه	امکان ثبت	از محل تولید تا سقف ۴۰٪ سالیانه برای نفت و۶۰٪ گاز	جبران هزینه ـ نفت منفعتی	بهره مالکانه ـ پاداشهای امضاء ـ نفت منفعتی ـ مالیات بر درآمد اشخاص
عربستان سعودی	امتیازی Royalty-Tax	نفت	۶۰ سال	فناوری جهت افزایش بهره-وری چاهها	احتمال زیاد عدم اکتشاف جدید	تسلط مدیریتی و سهم سرمایه در شرکت مشترک با IOC	امکان ثبت	پس از پرداخت بهره مالکانه و مالیات، سهم بری از تولید متناسب با آورده در شرکت مشترک		هره مالکانه ـ مالیات ـ سهم بری متناسب با آورده در شرکت مشترک به نمایندگی NOC
کویت	خدمت کویت ETSA	نفت- گاز	۲۵ سال	فناوری جهت افزایش بهره-وری چاهها	تنش سیاسی بین دولت و مجلس شورای ملی در حوزه نفت	عضویت در کمیته مشترک مدیریت ـ تصویب برنامه و بودجه سالیانه	عدم امکان	از محل تولید تا سقف ۵۰٪ سالیانه طی ۱۰ سال	جبران هزینه ـ دستمزد	عایدات پس ازکسر جبران هزینه ها
امارات متحده عربی	امتیازی Royalty-Tax	نفت- گاز	۴۰سال	فناوری جهت افزایش بهره-وری چاهها	-	سلط مدیریتی و سهم سرمایه (۶۰درصدی) در شرکت مشترک با IOC	امکان ثبت	پس از پرداخت بهره مالکانه و مالیات، سهمبری از تولید متناسب با آورده در شرکت مشترک		بهره مالکانه ـ مالیات ـ سهمبری متناسب با آورده در شرکت مشترک به نمایندگی NOC
قطر	مشارکت در تولید DPSA /EPSA	گاز	۲۵ سال	انتقال فناوری- بکارگیری ظرفیت IOC در مدیریت یکپارچه بخش بالا و پایین دستیLNG	-	عضویت در کمیته مشترک مدیریت ـ تصویب برنامه و بودجه سالیانه	امکان ثبت	از محل تولید تا سقف ۴۰٪ سالیانه	جبران هزینه ـ گاز منفعتی	گاز منفعتی (۹۰٪) بهره مالکانه ـ پاداش امضا و تولید ـ مالیات بر درآمد
ایران	خدمت ایران IPC	نفت- گاز	۲۰سال از آغاز توسعه	تأمین سرمایه	بازگشت تحریم	عضویت در کمیته مشترک مدیریت ـ تصویب برنامه و بودجه سالیانه ـ آورده سهم سرمایه در شرکت مشترک	عدم امکان	از محل تولید تا سقف ۵۰٪ سالیانه تا انقضا کامل	جبران هزینه دستمزد	عایدات پس از کسر جبران هزینه ها

کلام آخر

یکی از موضـوعات مهمی که در طراحی قراردادها توجه به آن لازم اسـت؛ شـناخت دقیق محیط و وضـعیت عملکرد شرکت‌هایی ا ست که بالقوه می‌توانند طرف دوم قرارداد با شند. اهمیت این شناخت ازآن‌رو ست که در تنظیم مفاد قرارداد، قدرت چانه‌زنی طرف اول (کشور میزبان) با افزایش شناخت و آگاهی از وضعیت طرف مقابل، افزایش یافته و نهایتاً تنظیم بندهای انعطاف‌پذیر و درعین‌حال جذاب غیرمتعارف در قرارداد به حداقل ممکن خواهد رسـید. محدودیت‌ها و مشکلات نوپدید IOC ها مخصوصاً در دو دهه اخیر سبب شده تا آنها به ناچار استراتژی‌های خود را که به‌طور سنتی مبتنی‌بر حضور در میادین با منابع عظیم و در عین حال کم‌هزینه بوده را تغییر دهند. آثار و تبعات این تغییر ا ستراتژی در ترازنامه‌های مالی، صورت‌های سود و زیان و وضعیت بازار سهام IOC ها خود را به خوبی نشان داده است.

از این رو با توجه به اینکه مدل IPC وارد فاز اجرا شده ا ست، پیشنهاد می شود به‌کارگیری آن منحصراً به میادین دارای شرایط اضطراری و خاص محدود شود و شرایط اضطراری در میادین مشترک (به جهت عقب ماندگی از رقبا) و شرایط خاص در میادین واقع شده در آب‌های عمیق (برای مثال دریای خزر که نیاز به سرمایه و فناوری خاص دارد) تعریف می‌شود.

پس می‌توان بیان داشت که تنها راه تحول شرکت‌های داخلی این است که در گام اول قابلیت آنها در تأمین نقدینگی و سرمایه ارتقا یابد و در گام دوم می‌توان انتظار داشت که همانند ADNOC امارات متحده عربی و ARAMCO عربستان و شرکت‌های تابعه آنها، ایجاد کنسرسیوم یا IOC ها با سهام حداکثری طرف ایرانی و در نتیجه تسلط مدیریتی و راهبردی داخلی به توانمندی شرکت ایرانی و حفظ بیشتر منافع ملی در دوره بهره‌برداری همراه شود.