

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

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۶۱۲۸
آبان‌ماه ۱۳۹۷

به نام خدا

فهرست مطالب

۱	مقدمه
۲	۱- وضعیت IOCs در دو دهه اخیر
۲	۱-۱- دگرگونی فضای کسب و کار و از دست رفتن مزیت‌های IOCs
۳	۱-۲- رشد و ارتقای عملکرد NOCs
۴	۱-۳- اوضاع نابسامان بازار سهام
۴	۱-۴- مشکلات موجود در کشورهای میزبان و محدودیت دسترسی به ذخایر نفتی عظیم و کم‌هزینه
۵	۱-۵- تغییر رفتار قیمت
۵	۱-۶- توسعه فعالیت‌های شرکت‌های خدماتی
۶	۲- وضعیت سرمایه‌گذاری بخش بالادستی نفت و گاز در منطقه خلیج فارس
۶	۱-۲- محرک‌های عمده قراردادی در منطقه خلیج فارس
۷	۲-۲- استراتژی حضور IOCs در منطقه خلیج فارس
۸	۳- بررسی مدل‌های قراردادی بخش بالادستی نفت و گاز در منطقه خلیج فارس
۹	۳-۱- عراق
۱۳	۳-۲- عربستان سعودی
۱۵	۳-۳- کویت
۱۸	۳-۴- امارات متحده عربی
۲۰	۳-۵- قطر
۲۳	۴- تاریخچه و عملکرد بیع متقابل
۲۵	۵- عوامل زمینه‌ساز و اهداف طراحی IPC
۲۷	۶- ویژگی‌های IPC
۳۰	۷- مقایسه تطبیقی بیع متقابل و IPC
۳۵	۸- مقایسه IPC و مدل‌های قراردادی در کشورهای خلیج فارس
۳۹	نتایج
۴۰	پیشنهادها
۴۱	منابع و مأخذ



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

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 درصد) و بسیاری از کشورهای حوزه خاورمیانه با مدل‌های قراردادی مشارکت در تولید و خدماتی، سهم پایین‌تری (۱۲/۷ درصدی) 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 ۴ درصد است.^۲ علاوه بر آن، بررسی مدل‌های قراردادی جهان نشان می‌دهد که حدود ۴۵ درصد از کل قراردادهای شرکت‌های نفتی بین‌المللی^۳ (IOC) از نوع بهره مالکانه و مالیات^۴ (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) به‌دنبال جذب سرمایه رفته‌اند (ماوجی،^۵ ۲۰۱۷).

نکته حائز اهمیت آن است که صرف یک مدل قراردادی به‌تنهایی نمی‌تواند به جذب سرمایه در بخش بالادستی منجر شود. کشورهای صاحب منبع و IOCها هرکدام اهداف مشخصی از سرمایه‌گذاری دارند. رویکرد مبتنی بر سود IOCها، آنها را به سنجش دقیق توازن ریسک‌ها و بازدهی حاصل از آنها^۶ وامی‌دارد درحالی‌که برای کشورهای میزبان^۷ 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 منعقد شده 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.

1. IEA, World Energy Investment, 2016.
2. IEA, World Energy Investment, 2017.
3. International Oil Companies
4. Royalty-tax
5. Mawji
6. Risks and Rewards
7. Host Country

در این گزارش تلاش می‌شود تا ابتدا با بررسی مدل‌های قراردادی کشورهای منطقه خلیج فارس، مهم‌ترین دلایل انتخاب نوع مدل قراردادی آنها شناسایی شود. در این میان توجه به وضعیت عملکردی IOCها به خصوص در منطقه خلیج فارس می‌تواند به شفاف‌تر شدن موضوع کمک کند. در گام دوم مدل جدید قرارداد نفتی ایران^۱ (IPC) بررسی خواهد شد و ضمن بررسی علل طراحی، به مزایای آن نسبت به مدل قرارداد خدمت (بیع متقابل) پرداخته می‌شود. بنابراین هدف این گزارش از یک طرف مقایسه تطبیقی قرارداد جدید ایران با قراردادهای متعارف کشورهای منطقه خلیج فارس بوده و از طرف دیگر مقایسه تطبیقی آن نسبت به قرارداد بیع متقابل است.

۱. وضعیت IOCها در دو دهه اخیر

یکی از موضوعات مهمی که در طراحی قراردادهای توجه به آن لازم است؛ شناخت دقیق محیط و وضعیت عملکرد شرکت‌هایی است که بالقوه می‌توانند طرف دوم قرارداد باشند. اهمیت این شناخت از آن‌روست 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 رسید. محدودیت‌ها و مشکلات نوپدید IOCها مخصوصاً در دو دهه اخیر سبب شده تا آنها به ناچار استراتژی‌های خود را که به‌طور سنتی مبتنی بر حضور در میداين با منابع عظیم و در عین حال کم هزینه بوده را تغییر دهند. آثار و تبعات این تغییر استراتژی در ترازنامه‌های مالی، صورت‌های سود و زیان و وضعیت بازار سهام IOCها خود را به‌خوبی نشان داده است. در ادامه به مهم‌ترین چالش‌های فراروی IOCها اشاره می‌شود:

۱-۱. دگرگونی فضای کسب و کار و از دست رفتن مزیت‌های IOCها

در دهه ۱۹۹۰ میلادی IOCها بر این باور بودند که سه مزیت مهم و اساسی در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز وجود دارد. دسترسی به سرمایه ریسک‌پذیر در بخش اکتشاف و توسعه، دسترسی به فناوری برای عملیات در بخش بالادستی و توانایی مدیریت ریسک در پروژه‌های بزرگ. به‌نظر می‌رسد در دهه اخیر هر سه مزیت از دست رفته است. از زمان رشد قیمت‌های نفت در سال ۲۰۰۲ میلادی، با وجود آنکه همچنان در برخی کشورهای در حال توسعه، سرمایه حائز اهمیت است، اما موضوع دسترسی به سرمایه برای کشورهای بزرگ تولیدکننده، دیگر نوعی محدودیت به حساب نمی‌آید. از طرف دیگر شرکت‌های خدماتی^۲ (SCS) که در ۲۰ سال گذشته، ظرفیت‌های فناوری IOCها به آنها برون‌سپاری می‌شد

1. IRAN`s Petroleum Contract

2. Service Companies



هم‌اکنون می‌توانند بخش عمده فناوری‌های لازم شرکت‌های ملی نفت^۱ (NOCs) را به‌طور مستقیم تأمین کنند. همچنین اعتبار IOCها در مدیریت پروژه‌های بزرگ پس از رخدادهایی نظیر نشت نفت در خلیج مکزیک (نشت نفت در خلیج مکزیک در سال ۲۰۱۰ میلادی و با مدیریت شرکت BP) مورد تردید واقع شده است (استیونس، ۲۰۱۶).

۲-۱. رشد و ارتقای عملکرد NOCها

رشد و ارتقای عملکرد NOCها سبب شده تا سهم IOCها در زنجیره ارزش صنعت نفت در قیاس با NOCها به حداقل برسد؛ به‌نحوی که براساس گزارش‌ها^۲ در سال ۲۰۱۳ میلادی سهم IOCها از تولید روزانه نفت حدود ۱۰ درصد، سهم از تملک ذخایر کمتر از ۵ درصد، سهم در ظرفیت پالایش روزانه کمتر از ۲۰ درصد و سهم در فروش روزانه کمتر از ۳۰ درصد بوده و بقیه توسط NOCها اداره می‌شود. هم‌اکنون NOCها بسیاری از پروژه‌ها را در دست گرفته‌اند و در نهایت پروژه‌های با هزینه فزاینده و پرچالش از منظر فناوری در اختیار IOCها قرار می‌گیرند. در این باره IOCها استدلال می‌کنند که در بلندمدت به جهت افزایش تقاضا و به‌تبع آن افزایش قیمت نفت، هزینه‌های فزاینده تولید توجیه‌پذیر خواهد شد. همچنان که از آمار ارائه شده استنباط می‌شود؛ IOCها بیشتر تمرکز خود را بر بخش‌های پایین‌دستی معطوف کرده‌اند که از پایان جنگ جهانی دوم چنین وضعیتی بی‌سابقه است. این تغییر استراتژی در این سطح باقی‌نمانده و به‌دنبال کاهش دسترسی IOCها به ذخایر نفتی با هزینه پایین تولید، این شرکت‌ها به تولید گاز تمایل پیدا کرده‌اند. اما تولید گاز نیز با مشکلاتی همراه است. اول اینکه گاز رانت اقتصادی کمی نسبت به نفت دارد، زیرا اوپکی وجود ندارد تا در زمان کاهش قیمت، عرضه را محدود و قیمت بالا را تضمین کند. دوم اینکه نظامات حاکم بر شرکت‌های نفتی متفاوت از شرکت‌های گاز است. در یک شرکت نفتی استراتژی و فرهنگ حاکم از داده‌ها و دانش زمین‌شناختی به‌کار رفته در اکتشاف نفت خام (حجم تولید) و همچنین بازار عرضه نفت (قیمت‌های انتظاری) نشئت می‌گیرد؛ اما تولید گاز وابسته به بازاریابی و یافتن مشتری است درحالی‌که این موضوع خارج از تجربه بسیاری از مدیران IOC است. بنابراین سهم این شرکت‌ها در بخش گاز هنوز قابل توجه نیست؛ به‌نحوی که براساس گزارش بی‌پی و انرژی اینتلیجنس^۳ در سال ۲۰۱۳ میلادی سهم IOCها از تولید روزانه گاز کمی بیش از ۱۰ درصد و سهم از تملک ذخایر گازی نیز کمتر از ۵ درصد است (همان).

1. National Oil Companies
2. Stevens
3. BP, 2015 & Energy Intelligence, 2013.
4. Ibid.

۳-۱. اوضاع نابسامان بازار سهام

پس از بحران مالی سال‌های ۲۰۰۷ و ۲۰۰۸ میلادی، بازارهای مالی به‌طور بنیادین دچار دگرگونی شده‌اند و نسبت به پروژه‌های با ریسک بالا و بلندمدت محافظه‌کارانه رفتار می‌کنند. از آنجاکه این نوع پروژه‌ها از مشخصات پروژه‌های IOC هاست؛ جای تعجب نیست که سهام‌داران این شرکت‌ها به تدریج کاهش یابند. اولین نشانه این امر در اکتبر سال ۲۰۱۳ میلادی و هنگامی آشکار شد که ۵ شرکت IOC (بی پی، شورون، اکسون موبایل، شل و توتال) مخارج سرمایه‌ای طرح‌های خود برای سال ۲۰۱۴ میلادی را اعلام کردند؛ در میان آنها تنها شرکت توتال کاهش مخارج سرمایه‌ای را اعلام کرد در حالی که بقیه افزایش را نشان می‌دادند. در نتیجه قیمت سهام شرکت توتال افزایش و بقیه کاهش پیدا کرد؛ زیرا بازار نسبت به بازدهی این طرح‌ها نامطمئن بود.

در مجموع عملکرد IOCها در بازار سهام همزمان با افت قیمت نفت در سال ۲۰۱۴ میلادی وخیم‌تر شده است. قیمت سهام (اکسون موبایل، شورون، شل، کونوکو فیلیپس و بی پی) در هشت ماهه اول سال ۲۰۱۵ میلادی به میزان یک‌سوم کاهش داشته است (شاپیرو،^۱ ۲۰۱۵). از طرفی متوسط بازده به سرمایه IOCهای اروپایی و آمریکایی از ۲۱ درصد در سال ۲۰۰۰ میلادی به ۱۱ درصد در سال ۲۰۱۳ میلادی کاهش یافته این در حالی اتفاق افتاد که در این دوره زمانی قیمت نفت برنت از ۲۹ دلار به ۱۰۹ دلار افزایش داشته است (کروکس و آدامز،^۲ ۲۰۱۵).

۴-۱. مشکلات موجود در کشورهای میزبان و محدودیت دسترسی به ذخایر نفتی عظیم و کم‌هزینه

در پایان سال ۲۰۱۴ میلادی ۵۷/۳ درصد از ذخایر اثبات شده دنیا در ۵ کشور عربستان سعودی، عراق، ایران، کویت و ونزوئلا^۳ بوده است. عربستان برای IOCها در بخش بالادستی مجالی فراهم نمی‌کند. عراق با وجود استقبال از این شرکت‌ها، با توجه به مدل قراردادی، از منظر مالی جذابیتی برای این شرکت‌ها ندارد (در سال ۲۰۰۹ میلادی این کشور قراردادهایی با ماهیت خدماتی و جذابیت کم با IOCها منعقد کرد در حالی که طراحی مدل قراردادی جدیدی مبتنی بر مدل مشارکت در تولید را در آینده در دستور کار خود قرار دهد. اما در عمل این کار به فراموشی سپرده شد). ایران نیز در میانه تحریم‌ها قرار داشته و مدل بیع متقابل نیز جذابیت چندانی برای IOCها نداشته است. کویت اگرچه برای ورود IOCها منعی نداشته، اما سیاستمداران داخلی به‌ویژه نمایندگان پارلمان کویت درباره «پروژه کویت»^۴ (توسعه میدین نفتی این کشور با مشارکت شرکت‌های خارجی در یک دوره زمانی ۲۵ ساله) به شدت مخالفت کرده و خواهان اجرای

1. Shapiro
2. Crooks & Adams
3. BP (2015)
4. Project Kuwait



آن توسط شرکت‌های داخلی بودند. در مورد ونزوئلا نیز همواره عدم اعتماد به کشور میزبان وجود داشته است. این محدودیت دسترسی به ذخایر عظیم و کم‌هزینه نفتی، به کاهش قدرت IOCها منجر شده است. بنابراین هزینه‌های بالادستی در این بخش از سال ۲۰۰۰ میلادی سه برابر شده، اما بازده آنها فقط ۱۴ درصد رشد داشته است. این آسیب وارده به IOCها تاکنون پوشیده بوده همچنان که IOCها تسلط بر ذخایر ارزان را به تدریج از دست داده‌اند (ایوانس و پیچارد،^۱ ۲۰۱۴).

۵-۱. تغییر رفتار قیمت

کشورهای وابسته به درآمد نفتی، در قیمت‌های پایین نفت تلاش می‌کنند تا با افزایش تولید، کسری درآمد را جبران کنند. این به معنای افزایش بیشتر عرضه بوده و قیمت‌ها در دوره زمانی طولانی‌تری در سطوح پایین باقی می‌مانند. ایران پس از کاهش تحریم‌ها و عراق پس از سرنگونی داعش به‌طور بالقوه با چنین وضعیتی مواجه هستند. از طرفی تولید از ذخایر غیرمتعارف^۲ (عموماً آمریکا) نیز همزمان با افزایش قیمت‌ها افزایش می‌یابد؛ این بدان معناست که کشش مقداری عرضه نفت نسبت به قیمت دچار تغییر شده است. به‌طور سنتی IOCها انتظار رفتار ادواری قیمت و افزایش آن در آینده را داشتند و لذا در دوره‌های کاهش قیمت، با مدیریت هزینه سعی می‌کردند صرفاً بقای خود را تضمین کنند.^۳ اما در وضعیت جدید عرضه ذخایر غیرمتعارف، دیگر انتظار رفتار ادواری برای نفت وجود ندارد. از طرفی همواره رفتارهای کنترلی قیمت که اوپک آن را انجام می‌داد همواره به نفع IOCها بود درحالی‌که سیاست‌های اوپک اکنون کارایی سابق را ندارد (استیونس،^۴ ۲۰۱۶).

۶-۱. توسعه فعالیت‌های شرکت‌های خدماتی

شرکت‌های خدماتی نفت (SCS) طراحی و فراهم‌سازی تجهیزات فیزیکی مورد نیاز NOCها و IOCها را در بخش اکتشاف، توسعه و تولید نفت برعهده دارند. درواقع نقش NOCها و IOCها اکتشاف و توسعه میدانی نفتی است و وظیفه SCها فراهم‌سازی فناوری‌ها برای اکتشاف و توسعه است. با وجود این، SCها پیش‌بینی از خروجی‌های اکتشاف و توسعه را ارائه نمی‌کنند. درحالی‌که در طول زمان IOCها مالک تجهیزات اکتشاف و توسعه بودند، اما امروزه بخش عمده فناوری‌ها از بیرون SC- فراهم می‌آید؛ زیرا تملک این فناوری‌ها توسط IOCها دیگر برایشان مزیتی ایجاد نمی‌کند. هم‌اکنون رقابت بین IOCها و NOCها به حوزه مدیریت ریسک پروژه‌ها محدود شده است، درحالی‌که SCها با توسعه فناوری‌های اکتشاف و

1. Evans-pritchard

2. Unconventional Reserves

۳. افت قیمت نفت در سال‌های اخیر به بازبینی سیاست‌های مربوط به کارایی هزینه و سودآوری IOCها منجر شده است. برای مثال راهبرد شرکت شیل در فروش سهام خود در میدین بزرگ مجنون و غرب فُرنه به‌خاطر حاشیه سود پایین ناشی از مدل قراردادی عراق، مثالی از این تغییر راهبرد IOCهاست (بیسکاردینی، ۲۰۱۷).

توسعه، زمینه‌ساز کاهش هزینه‌ها و گسترش فعالیت به مناطق جدید می‌شوند.^۱ بی‌شک SCها از طریق ارائه آخرین فناوری‌ها نقش کلیدی در توسعه NOCها داشته‌اند (نولاند و تاربر، ۲۰۱۰).

۲. 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 زمینه‌ساز و محرک‌های اصلی انعقاد قرارداد با IOCها در بین کشورهای این منطقه نگاهی اجمالی خواهیم داشت. در ادامه به استراتژی‌های حضور IOCها به‌ویژه 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.

۲-۱. 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 با IOCها 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 IOCها قصد استثمار دارند. در عین حال IOCها برای تضمین سودآوری و تأمین منافع آتی، خواهان حضور بلندمدت در این کشورها هستند؛ ولی از این تقاضا عموم کشورهای منطقه استقبال نمی‌کنند (تجربه استعمار تاریخی همچنان بین مردم وجود دارد). نکته دیگر اینکه تأکید اصلی دولت‌های منطقه، کسب سریع درآمد (از محل خام‌فروشی) به‌جای رشد مهارت‌ها و تربیت افراد متخصص بوده که این امر به کندتر شدن درآمدزایی از جایگزین‌های نفت برای دولت‌ها منجر می‌شود. در مجموع اگرچه اولویت‌بندی عوامل زمینه‌ساز برای دولت‌های منطقه در زمینه انعقاد

۱. کشورهای منطقه خلیج فارس همواره بازاری کلیدی برای SCها بوده‌اند. مخصوصاً NOCهای این منطقه که در دو دهه اخیر وابستگی بیشتری به شرکت‌های خدماتی پیدا کرده‌اند. البته در این منطقه، فعالیت شرکت‌های خدماتی محلی نیز به تدریج افزایش یافته است. شرکت‌های خدماتی محلی به‌طور سنتی و در راستای استفاده از ظرفیت داخلی (Local Content) با SCهای بین‌المللی همکاری داشته‌اند. در طی زمان، شرکت‌های خدماتی در برخی از کشورها نظیر عمان، عربستان و کویت نقش بارزتری پیدا کرده‌اند، تا حدی که برخی از آنها فعالیت‌های فرامنطقه‌ای نیز دارند. برای مثال برنامه‌ریزی عربستان جهت دو برابر کردن سهم تولید کالاهای داخلی در بخش انرژی و رساندن سهم آن به حدود ۷۰ درصد تا سال ۲۰۲۱ میلادی و افزایش صادرات ۲۰ درصدی آن قابل ذکر است. در کشور ایران نیز فعالیت شرکت‌های خدماتی از میانه‌های دهه اول ۲۰۰۰ میلادی و متعاقب تحریم‌های بین‌المللی و عدم امکان ورود SCهای بین‌المللی به کشور، رونق گرفت. حدود ۲۰ تا ۳۰ عدد از این شرکت‌ها در بخش بالادستی دارای تخصص حفاری در خشکی و دریا بوده، اما این شرکت‌ها اغلب کوچکند، تجهیزات آنها تاریخ گذشته و دارای استاندارد ایمنی پایین می‌باشند. بنابراین حضور SCهای بزرگ بین‌المللی و با توانایی در برخی حوزه‌های تخصصی در ایران ضروری به نظر می‌رسد (KPMG, 2016).



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. در عین حال ایران تأمین سرمایه، شفافیت رابطه با دولت، فناوری، تجربیات مدیریتی، سرمایه‌گذاری در پالایشگاه، اکتشاف و توسعه و ایجاد اشتغال را دنبال می‌کند (مارسل، ۲۰۰۶).

۲-۲. استراتژی حضور IOCها در منطقه خلیج فارس

به‌طور تاریخی IOCها 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،^۲ نااطمینانی‌های سیاسی و ژئوپلیتیک،^۳ ظهور ذخایر نامتعارف در آمریکای شمالی،^۴ ورود رقبای آسیایی^۵ و مدل‌های غیرجذاب قراردادی مالی^۶ به نگاه IOCها به این منطقه منجر شده است. البته عکس‌العمل IOCها با توجه به مسائل داخلی و استراتژی‌هایشان نسبت به وضعیت این منطقه، یکسان نیست.^۷ با توجه به موارد یاد شده، سهم و حضور

1. Marcel

- کاهش قیمت نفت و استراتژی انضباط سرمایه، سرمایه‌گذاری کل را تحت تأثیر قرار داده است. همچنین ظهور ذخایر غیرمتعارف آمریکا فضای جدیدی در توسعه صنعت نفت ایجاد کرده و پویایی‌های سابق در جانب تقاضا و عرضه را متأثر ساخته است.
- تحریم ایران و نااطمینانی‌های ژئوپلیتیک در منطقه از این منظر قابل تأمل است. شرکت‌ها از ورود به ایران از نقض مقررات و ریسک جریمه‌های سنگین نگرانی دارند. ایران تاحدی در زمینه کشتیرانی بین‌المللی و بیمه موفقیت‌هایی داشته است، اما برخی از تحریم‌های آمریکا همچنان پابرجا بوده و دسترسی به بانک‌های بین‌المللی را برای این کشور محدود ساخته است. شرکت‌ها پیش از ایجاد هر نوع تعهد در برابر ایران، ابتدا سیاست شفاف آمریکا در قبال این کشور را دنبال می‌کنند که البته همواره با ایجاد شرایط متشنج و رفتار تهدیدآمیز، ایران و سایر کشورهای جهان را در یک نااطمینانی سیاسی قرار می‌دهد تا حدی که به دنبال آن است که هیچ‌گونه سرمایه‌گذاری خارجی به ایران راه نیابد. بنابراین، همچنان در معرض ریسک بازگشت مجدد تحریم‌هاست. شرکت‌هایی نظیر توتال که پیش از تحریم‌ها در ایران فعال بوده‌اند در این زمینه با احتیاط رفتار می‌کنند. باز شدن درهای ایران روی سرمایه‌گذاران اگرچه قابل توجه است، اما توأم با ریسک بوده و این فرصت‌ها را شرکت‌هایی که صورت باشند و توانمندی بیشتر در مدیریت این ریسک‌ها داشته باشند به‌دست می‌آورند (فتوح، ۲۰۱۷).
- بخش عمده‌ای از سرمایه‌گذاری‌های شرکت‌های بزرگ آمریکایی نظیر اکسون موبایل و شوروون در آمریکای شمالی متمرکز شده است؛ چرا که ارزش‌افزوده بالاتر و بازگشت سرمایه سریع‌تری در این مناطق به‌دست می‌آورند.
- از آنجاکه مهم‌ترین مقاصد صادراتی نفت منطقه خلیج فارس، جنوب شرق آسیاست؛ لذا بسیاری از شرکت‌های نفتی این کشورها تلاش دارند جای شرکت‌های بزرگ غربی را پر کنند. از طرفی کشورهای منطقه خلیج فارس نیز به دنبال ارتباط قوی‌تری با کشورهای آسیایی هستند؛ زیرا تقاضای نفت خام و گاز این کشورها در حال رشد است. شرکت‌هایی نظیر CNPC یا CNOOC از جمله شرکت‌های چینی هستند که در میان ۱۰ شرکت برتر نفتی از منظر توان فناوری و مالی قرار دارند.
- نوع قراردادها نیز در جذب IOCها در منطقه مؤثر است. کشورهای دارای ذخایر عظیم منطقه نظیر عربستان و کویت مجالی برای حضور IOCها فراهم نمی‌سازند و شرکت‌هایی نظیر شل، اکسون موبایل و توتال حضورشان در این کشورها محدود به خدمات فنی، مطالعات فنی و R&D بوده است. همچنین در عراق، سود در حد پایینی است و IOCها غالباً به‌صورت پیمانکاری حضور دارند.
- شرکت BP به فروش دارایی‌ها مبادرت ورزیده تا دعاوی مربوط به نشت نفت در خلیج مکزیک را سامان دهد. در این میان تنها شرکت توتال است که آشکارا به افزایش سهم خود در منطقه متعهد شده است. توتال برخلاف سایر IOCها تنها شرکتی است که به‌دنبال توسعه فعالیت خود در این منطقه است. این شرکت در حال حاضر دومین شرکت بزرگ از منظر حجم تولید در منطقه است. علت تمرکز توتال نیز هزینه پایین‌تر تولید این منطقه است. اگرچه حضور در این منطقه برای این شرکت ریسک ژئوپلیتیک به همراه دارد، اما مدیران آن معتقدند که حضور در سایر مناطق همچون ذخایر غیرمتعارف آمریکا به نوبه خود با ریسک بازار همراه است. توتال تمایل زیادی در توسعه مناطق نفت‌خیز کردستان عراق نیز دارد در حالی‌که برای سرمایه‌گذاری بیشتر در این کشور به‌دنبال شروط مالی بهتری در قرارداد است. همچنین شرکت توتال سرمایه‌گذاری جهت استخراج ۲۰۰ هزار بشکه از میدان فراساحل قطر با نام النشاهین داشته است. اگرچه شرکت BP منافع فراوانی در ایران داشته، اما ترجیح داده تا در موج اول انعقاد قرارداد با ایران حضور نداشته باشد. شل نیز به‌دنبال فروش دارایی نفتی خود در عراق بوده و تلاش‌هایی برای انعقاد قرارداد با ایران صورت داده است (APICORP, 2017).

IOCها در طول زمان در این منطقه در حال کاهش بوده است.^۱ در مجموع استراتژی IOCها در منطقه خلیج فارس، حضور در میادین بزرگ با هزینه تمام شده تولید پایین است.^۲

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

در بررسی مدل‌های قراردادی منطقه خلیج فارس، کشورهای تولیدکننده عمده و صاحب بالاترین ذخایر نفت و گاز متعارف دنیا (جدول ۱) و همچنین با تنوع مدل‌های قراردادی متعارف بین‌المللی در بخش بالادستی نفت و گاز انتخاب شده‌اند. از این رو در ادامه، مدل‌های قراردادی رایج در کشورهای عراق، عربستان سعودی، کویت، امارات متحده عربی و قطر بررسی می‌شود. 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) بوده که البته برخی از این انواع کلی قراردادهای در کشورهای یاد شده با اسامی خاصی بومی‌سازی شده‌اند که در ادامه به آنها اشاره خواهد شد. مدل قراردادی کشور ایران نیز مبتنی بر 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

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

Source: OPEC Annual Statistics, 2017.

۱. میزان تولید روزانه ۵ شرکت بزرگ شامل اکسون، بی پی، توتال، شل و شورون در سال ۲۰۱۶ میلادی در منطقه خاورمیانه فقط حدود ۱۲۰۰ هزار بشکه است.

2. Apicorp Energy Research, 2017.



۱-۳. عراق

عراق پس از عربستان دومین تولیدکننده بزرگ نفت اوپک بوده و دارنده پنجمین ذخایر نفت دنیا پس از ونزوئلا، عربستان، کانادا و ایران است. اکثر میادین بزرگ و شناخته شده عراق در حال تولید یا توسعه است. تمامی میادین نفتی شناخته شده عراق در خشکی است. عمده میادین این کشور هزینه‌های استخراج نسبتاً پایینی داشته و با ویژگی‌هایی نظیر ساختار زمین‌شناختی کمتر پیچیده، میادین فوق عظیم واقع شده در مناطق با جمعیت کم، زمین هموار و نزدیک به بنادر متمایز می‌شوند.^۱

بخش عمده منابع گاز و نفت این کشور در مناطق شیعه‌نشین جنوب و اقلیم کردستان در شمال قرار دارد و منابع کم‌تری در محدوده کنترل اهل سنت در مرکز و غرب این کشور قرار گرفته‌اند. عراق اهداف جاه‌طلبانه‌ای در توسعه میادین خود دارد. تا حدی که برای تولید ۱۲ میلیون بشکه در روز برای سال ۲۰۱۷ میلادی برنامه‌ریزی کرده بود. پس از دو دور انعقاد قرارداد در سال‌های ۲۰۰۸ و ۲۰۰۹ میلادی و در قالب قراردادهای خدمات فنی با شرکت‌های IOC، چندین میدان فوق عظیم خود را توسعه داده است. با افت قیمت نفت و ظهور داعش، این روند دچار اختلال شده و اهداف جاه‌طلبانه این کشور به‌مرور تعدیل شد. با توجه به موارد یاد شده، قراردادهای مذاکره مجدد و تعدیل اهداف منتهی شد و در نهایت تولید ۹ میلیون بشکه در افق ۲۰۲۰ میلادی جایگزین شد.^۲ با تداوم کاهش قیمت نفت انتظار تعدیل تا ۶ میلیون بشکه نیز وجود دارد.^۳

در عراق و اقلیم کردستان در مجموع سه مدل قراردادی متناسب در بخش بالادستی نفت و گاز وجود دارد. این قراردادها عبارتند از:

قرارداد خدمات فنی^۴ (TSC)، قرارداد خدمات توسعه و تولید^۵ (DPSC) و قرارداد مشارکت در تولید^۶ (PSC) استفاده می‌شود. دو مدل اول و دوم را دولت فدرال عراق و مدل سوم را اقلیم کردستان استفاده می‌کنند.

براساس TSC/DPSC

- IOCها به‌عنوان پیمانکار برای شرکت‌های منطقه‌ای (با مالکیت دولت عراق) فعالیت می‌کنند و تمامی هزینه‌ها و ریسک‌های مالی که شامل هزینه‌های نفتی، هزینه‌های مکمل و هزینه‌های مالیاتی می‌شود را تحمل می‌کنند و در عوض کارمزد ثابتی با عنوان پاداش (اجرت - دستمزد - سود) پیمانکار^۷ به‌ازای هر بشکه تولید، دریافت می‌کنند. مشروط به تأیید هزینه‌ها توسط دولت فدرال و کمیته مدیریت مشترک^۸ (JMC)، IOCها هزینه‌های خود را تا سقف ۵۰ درصد از درآمد نفتی در هر دوره مستهلک

1. IEA, 2012.

2. Energy Intelligence Group, 2013.

3. Middle East Economic Survey, 2015.

4. Technical Service Contract

5. Development and Production Service Contract

6. Production Sharing Contract

7. Remuneration Fee

8. Joint Management Committee

کرده و بازدریافت می‌کنند.

- مدل TSC/DPSC معمولاً برای یک دوره بیست‌ساله و حداکثر ۲۵ سال شامل فاز اول اکتشاف در یک دوره دوساله، فاز دوم اکتشاف در یک دوره دوساله (با قابلیت اضافه شدن دو سال دیگر)، دوره ارزیابی دوساله، دوره توسعه هفت‌ساله و نهایتاً دوره انتقال چهار ساله اجرایی می‌شوند. در پایان دوره انتقال، تمامی فعالیت‌های مربوط به برداشت از میدان نفتی به شرکت نفت منطقه‌ای (طرف اول قرارداد) واگذار می‌شود.

- هزینه‌های تکمیلی^۱ به‌عنوان هزینه‌های قابل بازیافت است و هزینه پاداش امضا، هزینه ترک میدان، هزینه‌های مربوط به تجهیزات اضافی و بازیابی شرایط محیطی را شامل می‌شود. این دسته از هزینه‌ها نباید از ۱۰ درصد درآمد نفتی بیش‌تر باشد.

- پیمانکار موظف است در صندوق آموزش، فناوری و بورسیه به میزان حداقل ۵ میلیون دلار مشارکت داشته باشد. این پرداخت، جزء هزینه‌های غیرقابل بازیافت است.

- تمام هزینه‌ها و مخارج انجام شده را پیمانکار در زمینه سازماندهی، راه‌اندازی و هدایت فعالیت‌های آموزشی برای پرسنل عراقی که مشغول فعالیت‌های نفتی یا تحت فعالیت‌های آموزشی (شامل برنامه‌ریزی، طراحی، ساخت، راه‌اندازی تجهیزات آموزشی و نرم‌افزارهای مرتبط) قابل بازیافت می‌کند.

- وزارت نفت عراق به نمایندگی از IOCها تجهیزات و مواد لازم را وارد کرده و هر هزینه تحمیل شده بر IOCها در این زمینه قابل بازیافت هستند.

- پاداش (اجرت - دستمزد - سود) پیمانکار مقدار ثابتی است که به‌ازای هر بشکه پرداخت می‌شود مشروط بر اینکه حجم تولید از حداقل معینی تجاوز کند. مقدار آن نیز بستگی به عامل R^2 دارد و براساس تعریف، نسبت کل عایدی پیمانکار به کل هزینه‌ای است که وی متحمل شده است. برای عامل R کمتر از ۱، کارمزد اجرت قابل پرداخت به پیمانکار ۱۰۰ درصد و برای عامل R بزرگ‌تر، مساوی ۲ این مقدار به ۳۰ درصد کاهش می‌یابد. برای عامل R های بین ۱ و ۲ نیز رقم بین ۸۰ درصد، ۶۰ درصد و ۵۰ درصد متغیر است. همچنین کارمزد اجرت وابسته به نسبت نرخ خالص تولید به هدف تعیین شده در سطح پلتو^۳ است. بدین معنا که اگر تولید از مقدار حداقل معین کمتر شد پیمانکار اجرت را از دست خواهد داد.

- پیمانکار موظف است نیروی انسانی عراقی صلاحیت‌دار و متخصص را تا حداکثر میزان استخدام کند.

- براساس قانون موضوعه در سال ۲۰۱۰ میلادی، تمامی شرکت‌های خارجی فعال در بخش بالادستی عراق موظف به پرداخت مالیات بر درآمد شرکت^۴ با نرخ ۳۵ درصد هستند. البته این قانون در اقلیم کردستان اعمال نمی‌شود.

1. Supplementary Cost

۲. R-Factor نسبت درآمدهای تجمعی به هزینه‌های تجمعی است که متناسب با دوره تعریفی جهت محاسبه، در قراردادهای مختلف تغییر می‌یابد.

3. Platue

4. Corporate Income Tax



براساس مدل PSC در اقلیم کردستان عراق

- مالکیت نفت و گاز تولیدی بین IOC و اقلیم کردستان (با نمایندگی وزارت منابع طبیعی) تقسیم شده و IOC مجاز است تا پس از پرداخت بهره مالکانه^۱ به بازیافت هزینه مبادرت ورزد. هنگامی که هزینه‌ها بازیافت شود، سود نفت^۲ بین طرفین تقسیم می‌شود. بنابراین طبق این مدل، طرفین قرارداد، درآمدها و هزینه‌های عملیاتی را تقسیم می‌کنند. با توجه به موارد یادشده، IOC تمامی هزینه‌های سرمایه و ریسک‌های مالی را برعهده می‌گیرد.

- در دوره اکتشاف هفت‌ساله، فاز اول سه‌ساله است که تا دو دوره دوساله قابل تمدید خواهد بود. برای فعالیت‌های ارزیابی نیز دو دوره یک‌ساله به پیمانکار تعلق می‌گیرد. برای بازاریابی گاز نیز دو سال به دوره افزوده خواهد شد. در صورت اکتشاف تجاری، دوره توسعه و تولید بیست‌ساله تعریف می‌شود که قابلیت اضافه شدن ۵ سال دیگر به آن وجود دارد. با فرض تداوم دوره تولید پس از انقضای مدت یادشده، امکان تمدید مجدد پنج‌ساله آن وجود دارد، بنابراین در یک میدان نفتی حداکثر دوره قرارداد ۳۹ سال و برای میدان گازی ۴۱ سال است.

- نرخ بهره مالکانه ۱۰ درصد بوده و از محل تولید روزانه پرداخت شده و تنها برای نفت و گاز غیرهمراه تعریف می‌شود. پرداخت به‌صورت کالا^۳ یا نقدی^۴ به انتخاب دولت است. پرداخت به‌صورت نقد مبتنی بر قیمت در بازارهای بین‌المللی (برای نفت) و قیمت واقعی در منطقه (برای گاز غیرهمراه) معتبر است و باید به‌صورت فصلی به دولت پرداخت شود. پرداخت به‌صورت کالایی براساس محل تحویل مورد توافق نفت خام و گاز طبیعی غیرهمراه صورت می‌گیرد.

- قابل بازیافت بودن یا نبودن پاداش امضا نیز در قرارداد ذکر می‌شود. پاداش تولید نیز در اولین تولید و همچنین زمان رسیدن به سطح تولید تجاری، پرداخت شده و عموماً قابل بازیافت نیست، مگر آنکه در قرارداد ذکر شده باشد.

- پاداش ساخت ظرفیت^۵ باید ظرف ۳۰ روز از زمان قرارداد به دولت پرداخت شود.

- پرداخت‌های ساخت ظرفیت^۶ جهت ساخت و توسعه ظرفیت‌های زیرساختی نظیر راه، مدرسه، بیمارستان و... در محدوده قرارداد، تعریف می‌شود. این پرداخت عموماً قابل بازیافت نیست، مگر آنکه در قرارداد ذکر شود. میزان آن نیز ۲۰ درصد از نفت سود پیمانکار است و به‌صورت نقد و برحسب دلار آمریکا انجام می‌شود.

- وزارت منابع طبیعی اقلیم کردستان به نمایندگی از پیمانکار، تجهیزات و ملزومات را بدون پرداخت

عوارض گمرکی وارد می‌کند.

1. Royalty
2. Profit Oil
3. In-kind
4. In-cash
5. Capacity Building Bonus
6. Capacity Building Payments

- جبران یا بازیافت هزینه، محدود به حجمی از تولید است که بهره مالکانه از آن کسر شده و از حداکثر ۴۰ درصد نفت خام و ۶۰ درصد گاز طبیعی نباید تجاوز کند. هزینه‌های تولید، هزینه‌های اکتشاف و ارزیابی، هزینه‌های بازاریابی گاز، هزینه‌های توسعه، هزینه‌های راه‌اندازی، مشمول جبران بوده و در صورتی که هزینه از سقف پیش‌بینی شده در یک دوره تجاوز کند آن‌گاه هزینه‌های بازیافت نشده به دوره بعد منتقل شده تا نهایتاً کل آن جبران شود. غیرهزینه‌های ذکر شده فوق که بازیافت می‌شود سایر هزینه‌ها قابل جبران نیست.

- نسبت توزیع سود نفت نیز براساس عامل R تعیین شده و برای R کمتر و مساوی ۱ سهم پیمانکار ۳۵ درصد است، درحالی‌که برای R بزرگ‌تر از ۲ سهم پیمانکار به ۱۶ درصد کاهش می‌یابد. برای R محاسبه شده بین ۱ و ۲ سهم نفت سود پیمانکار نیز بین این دو مقدار حدی خواهد بود.

- تا پیش از پایان سال اول قرارداد، پیمانکار موظف است کمک‌های لجستیکی و تکنولوژیکی مورد توافق با وزارت منابع طبیعی کردستان را فراهم آورد. از زمان امضای قرارداد، پیمانکار موظف است تا در یک بازه زمانی معین به صندوق محیط زیست که دولت راه‌اندازی می‌کند سهم خود را بپردازد.

- پیمانکار باید افراد عراقی که دارای صلاحیت، تخصص لازم و تجربه هستند را به کار گیرد. البته در صورت فقدان می‌تواند افراد غیرعراقی را استخدام کند. پیمانکار موظف است جهت رساندن نیروهای عراقی به سطح مطلوب تخصص، برنامه آموزش مورد توافق را ارائه و هزینه آن را تأمین نماید همچنان که در قرارداد ذکر می‌شود.

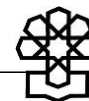
- اگرچه مالیات بر درآمد شرکت معادل ۱۵ درصد در اقلیم کردستان وضع شده، اما شرکت‌هایی که در بخش نفت و گاز قرارداد مشارکت در تولید را اجرا می‌کنند از پرداخت هر نوع مالیاتی معاف شده‌اند. با توجه به موارد یادشده در سال ۲۰۱۶ میلادی مقرر شد که این دسته از شرکت‌ها از مالیات بر درآمد اشخاص معاف نیستند و کارمندان فعال در این قراردادها باید مالیات مربوطه را بپردازند که اجرایی شدن آن هنوز محل تأمل است.

- یک پیمانکار که در دو محل، فعالیت مشارکت در تولید دارد هزینه‌های یک میدان را از محل قرارداد دیگر نمی‌تواند بازیافت کند.^۱

قندی و لاول^۲ (۲۰۱۷) با بررسی قرارداد منعقد در میدان رُمیله^۳ عراق، میزان اثربخشی اقتصادی این مدل قراردادی را مطالعه کرده و نتایج زیر را ارائه می‌دهند:

- در مقایسه روند تولید، مدل مشارکت در تولید، مدل TSC و مدل بیع متقابل^۴ به ترتیب دارای کارایی بیشتری هستند.

1. Global Oil and Gas Tax Guide, 2017.
2. Ghandi & Lawell
3. Rumaila
4. Buy-back



- قرار دادن شرط سقف هزینه و همچنین سقف تولید (مثلاً وجود سقف تولید اوپک) به افزایش منافع از دست‌رفته مدل TSC منجر می‌شود. برای کاهش این زیان در مدل TSC، باید در بُعد تولید پلتو و سقف هزینه بازبینی شده و با فرض وجود سقف تولید و سقف هزینه برخی از ویژگی‌های مدل قرارداد مشارکت در تولید مثل شرط درآمد ناخالص مبتنی بر قیمت ثابت را در آن اعمال کرد؛ یا اینکه با توجه به انعطاف قانون اساسی، مدل مشارکت در تولید جایگزین آن شود.

- انگیزه اکثر کشورهای که مدل قرارداد خدمات نظیر TSC یا بیع متقابل را به جای مشارکت در تولید انتخاب می‌کنند همانا به کارگیری IOCها و کارشناسان آنان در پروژه‌های اکتشافی و توسعه است؛ بدون اینکه کشور میزبان مجبور باشد کنترل ذخایر و منابع استخراجی خود را به IOCها واگذار کند. همچنین کشورهای میزبان در طراحی قراردادهایشان در کنار به کارگیری تجربیات IOCها نوعی اطمینان قیمتی را نیز از آنها انتظار دارند (استروبل و بنتهم، ۲۰۱۳^۱)، زیرا برای این کشورها درآمدهای نفتی بخش عمده درآمد دولت است. برای مثال در عراق که ۹۰ درصد درآمد دولت از نفت است افت قیمت نسبت به سال‌های اولیه (قبل افزایش تولید) با وجود تولید ۳/۶ میلیون بشکه در روز، درآمد دولت را در سال ۲۰۱۶ میلادی به اندازه ۸۵ درصد کاهش داده است (کِنیدی، ۲۰۱۶^۲). از این منظر قرارداد مشارکت در تولید در برابر نوسان قیمت تأثیر زیادی بر منافع نمی‌گذارد.

- مدل TSC با هدف ایجاد حداکثر درآمد از محل حداکثر تولید طراحی شده است (اولویت دولت عراق) در حالی که آنچه که بر منافع دولت و شرکت خارجی تأثیر می‌گذارد (ارزش فعلی تنزیل شده در کل دوره) همانا متغیر هزینه است که به آن توجه جدی نشده است.

براساس قراردادهای منعقد شده پس از سال ۲۰۰۳ میلادی که توسعه میادین عظیم جنوب را شامل می‌شد، پرداخت پاداش (دستمزد) ثابت در هر بشکه نفت تولیدی به IOCها الزامی شد. تا زمانی که قیمت‌های نفت در بازار بین‌المللی در سطح بالایی قرار داشت، این روش پرداخت پاداش، کارآمد بود، اما با کاهش قیمت‌ها و افت درآمد میدان، پرداخت میزان ثابت پاداش در هر بشکه تولیدی، باید همچنان به IOCها (شرکت‌های بی پی، اکسون، لوک اویل و شل) ادامه می‌یافت که این به معنای فشار به سهم درآمد دولت از میدان بود. اخیراً دولت عراق تلاش فراوانی کرده تا پرداخت ثابت پاداش را به قیمت هم وابسته کند تا از فشار وارده به درآمد خود بکاهد (قدار، ۲۰۱۶^۳).

۲-۳. عربستان سعودی

عربستان همانند سایر کشورهای منطقه خلیج فارس به‌طور سنتی از قراردادهای امتیازی در بخش بالادستی

1. Stroebe & Bentham
2. Kennedy
3. Ghaddar

نفت و گاز خود بهره‌برداری کرده است. اما حضور IOCها در بخش بالادستی نفت و گاز این کشور پس از دهه ۱۹۹۰ میلادی به تدریج کاهش یافت. به نظر می‌رسد نوع و ساختار حکومت در عربستان سعودی در این وضع بی‌تأثیر نبوده است. استراتژی توسعه عمده کشورهای صاحب منابع، حاکمیت حداکثری بر منابع طبیعی است. زیرا ادامه حکومتشان به درآمد حاصل از این منابع بستگی دارد (جونز و ونتهال،^۱ ۲۰۰۱). شرایط زمین‌شناختی مرغوب که به هزینه‌های پایین نفت در بخش استخراج و تولید منجر شده، همراه با تبدیل شرکت نفت عربستان سعودی (آرامکو)^۲ به عنوان ابزاری جهت تحقق اهداف سیاست داخلی و خارجی عربستان از دهه ۱۹۹۰ میلادی، به تسلط دولت بر بخش بالادستی عربستان منجر شده است.

از دهه ۱۹۷۰ میلادی دولت عربستان فقط در منطقه بی‌طرف^۳ بین عربستان و کویت کنترل بخش بالادستی نفت خود را به شرکت‌های خارجی داده است. به‌طور سنتی، شرکت نفت عرب - ژاپن^۴ در دو میدان فراساحل در منطقه یادشده فعال بوده، اما در سال ۲۰۰۰ میلادی قرارداد امتیازی را از دست داد و شرکت آرامکو جایگزین آن شده است. یک مورد خاص دیگر نیز شرکت شورون تکزاکو است که در سال ۲۰۰۸ میلادی امتیاز ۶۰ ساله سه میدان خشکی شامل ۲ میلیارد بشکه ذخایر اثبات شده نفت را در منطقه ذکر شده به دست آورد^۵. با وجود این به غیر از منطقه یادشده بخش بالادستی از دهه ۱۹۹۰ میلادی به‌طور کامل به وسیله شرکت آرامکو کنترل و مدیریت می‌شود. در واقع شرکت آرامکو پروژه‌ها را تجزیه و تحلیل کرده و آنها را براساس حداکثرسازی سود انتخاب و اجرا می‌کند؛ مگر آنکه در مواقع معین دولت تصمیم خاصی بگیرد که در این صورت محاسبات و برنامه‌ریزی‌های آرامکو نادیده انگاشته می‌شود (جف و ال‌اس،^۶ ۲۰۰۷: ۲۵). به‌مرور زمان برای عربستان دو عامل اصلی زمینه‌ساز افزایش هزینه‌های اکتشاف و تولید شده است: **اول اینکه** میادین نفتی به دوره بلوغ خود رسیده‌اند و ظرفیت‌های تولید این کشور به تدریج کاهش یافته و به تبع آن فناوری‌های جدید لازم است. دوم اینکه احتمال اکتشاف در خشکی کاهش یافته که به جستجو و اکتشافات در آب‌های عمیق فراساحل منجر شده است (العتار و المعیر،^۷ ۲۰۰۵).

در بخش گاز وضعیت تا حدی متفاوت است. بخش بالادستی گاز عربستان که در انحصار آرامکو بود به تدریج شاهد سرمایه‌گذاری شرکت‌های خصوصی در بخش توسعه و توزیع نیز بوده است. عمده این

1. Jones & Weinthal

2. Saudi Arabian Oil Company (ARAMCO)

۳. Saudi-Kuwaiti Neutral Zone؛ محدوده جغرافیایی به وسعت ۲۲۲۰ مایل مربع حداقل مرزهای کویت و عربستان که از سال ۱۹۲۲ میلادی بلاتکلیف مانده است. این محدوده حدود ۵ میلیارد بشکه ذخایر اثبات شده نفت دارد که نفت استخراجی از آن بین طرفین تقسیم می‌شود (EIA, 2009).

4. Japan's Arabian Oil Co

5. EIA(2009a)

6. Jeff & Ellass

7. Al-Attar & Al-Moair



بخش‌ها به صورت قراردادهای جوینت ونچر^۱ مابین آرامکو و IOCها و در زمینه اکتشاف گاز غیرهمراه از مناطق خشکی (ربع‌الخالی^۲: یک‌سوم جنوب عربستان) بوده است.^۳ این شرکت‌ها شامل رویال داچ شل، لوک اویل، سینوپک، انی و رپسول بوده‌اند.^۴ غیر از جوینت ونچر تشکیل شده با سینوپک بقیه شرکت‌ها پس از فعالیت و عدم دستیابی به نتایج موفقیت‌آمیز از منظر تجاری بودن، خارج شده‌اند. زیرا هزینه تمام‌شده استخراج، بسیار بالاتر از قیمت‌های رسمی گاز در داخل عربستان می‌شد.^۵ در حال حاضر و طی دسته‌بندی‌های متعارف مربوط به مدل قراردادی کشورها در بخش بالادستی نفت، عربستان را کشوری بسته^۶ می‌دانند (باچی،^۷ ۲۰۱۱)؛ زیرا آرامکو در تمامی بخش‌ها مسلط بوده و تأمین نیازهای فناوری خود در حوزه فراساحل و اکتشافات گازی را نیز با ایجاد جوینت ونچر انجام می‌دهد.

۳-۳. کویت

بررسی سیر تاریخی قراردادهای بالادستی کشور کویت نشان می‌دهد که این کشور در هر مقطعی از تاریخ، متناسب با وضعیت خاصی که کشور در آن قرار می‌گرفته مدل خاصی از قرارداد را طراحی و اجرایی کرده است. در واقع کویتی‌ها به مدل‌های قراردادی به‌عنوان یک استراتژی که بتوانند در هر مقطع زمانی، بیشترین دستاورد را برایشان به ارمغان آورد نگرسته‌اند. با ملی شدن گاز و نفت به ترتیب در سال‌های ۱۹۷۱ و ۱۹۷۵ میلادی، حضور IOCها در کشور کویت ممنوع شد. در این میان تنها شرکت شورون آمریکا مجاز بود تا در منطقه بی‌طرف بین کویت و عربستان (به نام المنطقة المحايدة) تولید نفت و گاز را انجام دهد و محصول به‌دست‌آمده نیز بین عربستان و کویت تقسیم می‌شد که تاکنون این وضع ادامه دارد.

شرکت نفت کویت^۸ KOC که همزمان با ملی شدن نفت، به شرکت ملی تبدیل شده بود در سطح بالایی از فناوری قرارداداشت و این در حالی است که تولید نفت کشور از مخازن با فشار بالا و در خشکی انجام می‌شد و استخراج نیز فقط به حفاری نیاز داشت. در سال ۱۹۹۰ میلادی، شرکت نفت کویت سومین شرکت ملی نفت بود که با برند خود توانایی فروش نفت داشت. ممنوعیت قرارداد با IOCها از زمان ملی شدن نفت این کشور حدود ۱۵ سال ادامه داشت تا اینکه پس از پایان جنگ اول خلیج فارس و ویرانی‌های به‌جامانده از تهاجم عراق به کویت، نوسازی در بخش بالادستی نفت و گاز ضروری شد. بنابراین به تدریج IOCها برای کمک‌های فنی و متعاقباً برای سرمایه‌گذاری در مخازن فعال و مخازن

۱. در این مدل با حضور IOC و آرامکو شرکتی مشترک تشکیل شده که سهم عمده سرمایه و به تبع آن کنترل مدیریتی به آرامکو تخصیص می‌یابد. در صورت اکتشاف تجاری قرارداد امتیازی در دستور کار قرار می‌گیرد.

2. Rub-al khali

3. EIA 2009a.

4. Royal Dutch/Shell, Lukoil, Sinopec, Repsol and Eni

5. EIA 2014.

6. Closed

7. Bacci

8. Kuwait Oil Company

جدید وارد شدند که طرح افزایش تولید از ۴ میدان شمالی کویت از مصادیق آن به‌شمار می‌رود. در فضای به‌وجود آمده جدید، عمده منافع همکاری کویت با IOCها موارد زیر بود:

- کاهش هزینه‌ها برای افزایش کارایی،

- آموزش و ارتقای مهارت نیروهای کویتی و ایجاد اشتغال،

- ارتقا و به‌روزرسانی سطح فناوری صنعت نفت و گاز کویت و بازتعریف روابط کاری جدید با IOCها

برای منافع بلندمدت،

- تأمین پشتیبانی نظامی از خارج؛ بدین معنا که فعالیت‌های توسعه‌ای بالادستی در مرزهای مشترک

با عراق توأم با درخواست مشارکت فعال نظامی و امنیتی از کشورهای متبوع IOCها بود که کارکنان این شرکت‌ها در آن مناطق فعال بودند.

در سال ۱۹۹۴ میلادی قرارداد بین KOC و شورون برای توسعه میدان بورگان^۱ و در قالب ارائه خدمات فنی منعقد و در سال ۲۰۰۸ به پایان رسید. قرارداد خدمات فنی^۲ (TSA) نوعی از قرارداد خدمات بود که چارچوب اقدام آن بسیار محدود تعریف شده بود. براساس این مدل، طرف قرارداد موظف است تا اقدام معینی را در قبال دریافت پاداش ثابت به اجرا درآورد. تفاوت این مدل خدمات با سایر قراردادهای خدماتی آن است که IOC از میدان دریافت‌کننده خدمت فنی هیچ انتفاعی نمی‌برد. به‌عبارت‌دیگر IOC نقش مشاور فنی را داشته، هیچ سرمایه‌ای را به پروژه تزریق نمی‌کند. بنابراین دسترسی آن به میدان و منافع آن در حداقل ممکن قرار دارد.

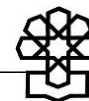
برای توسعه میادینی که استخراج از آنها بیش از توانمندی شرکت ملی کویت و زیرمجموعه‌های آن و با دشواری همراه بود، در سال ۲۰۰۱ میلادی قانون سرمایه‌گذاری مستقیم در مجلس شورای ملی تصویب و براساس آن مجدداً IOCها مجاز شدند تا در قالب قراردادهای خدمات عملیات^۳ (OSA) وارد بخش بالادستی شوند. در این قانون این اصول حاکم بود که قراردادهای یادشده باید با قانون اساسی منطبق بوده، مالکیت تمامی نفت و گاز تولیدی و درآمدهای حاصله برای دولت باشد و IOCها حق مالکیت بر نفت و گاز خام نداشته باشند. فرمت قراردادی OSA (که قراردادهایی ۲۵ ساله بود) در سال ۲۰۰۳ میلادی در پارلمان ارائه شد. این فرمت قراردادی نوعی قرارداد بیع متقابل جذاب شده بود که به‌منظور جذب سرمایه IOCها طراحی، اما در عین حال شباهتی به قرارداد مشارکت در تولید و یا امتیازی نداشت. پس، کنترل حاکمیت بر تولید و مدیریت استراتژیک پروژه به‌عهده شرکت ملی نفت بود و IOCها کنترل بر مدیریت عملیات برای ارائه خدمات و ساخت را منطبق با قرارداد برعهده داشتند. در عمل IOCها اجرت مبتنی بر بازه زمانی ماهیانه، تاسقف ۵۰ درصد از مخارج عملیاتی^۴ (OPEX) و

1. Burgan

2. Technical Service Arrangement

3. Operating Service Agreements

4. Operating Costs



تا سقف ۵۰ درصد از مخارج سرمایه‌ای (CAPEX) را در یک بازه زمانی ۱۰ ساله دریافت می‌کردند. جبران هزینه‌های IOCها مبتنی بر کارمزدهای متفاوتی تعریف شده بود تا ضمن جبران هزینه، عملکرد صحیح IOC و پاداش تحقق اهداف را برای وی تضمین کند. همچنین در این فرمت به IOCها اجازه داده شد تا با فرض اراده دولت بر در اختیار گرفتن پروژه در مواقع خاص، قراردادهای خدمات عملیات خود را به سایر سرمایه‌گذاران خارجی منتقل کرده یا اجازه انتقال اصل و سود سرمایه به کشور متبوع خود را داشته و مستحقق دریافت و جبران خسارت باشند. در جدول ۲ حقوق و وظایف طرفین، در مدل قراردادی OSA ذکر شده است.

جدول ۲. تحلیل OSA از منظر حقوق و وظایف طرفین

IOCها	دولت کویت	وظایف و حقوق
√		نرخ بازده به سرمایه‌گذاری
√		ریسکها
	√	ثبات ذخایر به‌عنوان دارایی
	√	تولید و کنترل بازار
√		کنترل مدیریت
	√	وضع بندهای مالی با ثبات در قرارداد
√	√	جریان نقدی قابل پیش‌بینی ثابت
	√	ارزش‌افزوده حداکثری
	√	ریسک قیمت نفت
√		ریسک عملیات
	√	بسترسازی توسعه اقتصادی از قرارداد
√		انتقال فناوری

مأخذ: باچی، ۲۰۱۱.

علی‌رغم سوءبرداشت‌ها بین دولت و پارلمان در تفسیر قانون و الزامات اجرای OSA، اما عدم جذابیت این مدل قراردادی سبب شده بود تا IOCها کمتر به ادامه کار و حضور در کویت تمایل پیدا کنند. بنابراین قراردادهای ارتقایافته خدمات فنی (ETSA)^۱ معرفی شد. اگرچه همچنان تسلط IOCها بر نفت و گاز کویت امکانپذیر نبود، اما این قرارداد در واقع ترکیبی از PSA و TSA سنتی بود که به IOCها افزایش محدوده عمل و حاکمیت بیشتر را می‌داد و از این منظر نسبت به OSA یک گام به جلو بود و به دولت کویت برای استخدام بلندمدت مهندسين IOCها به‌عنوان مشاورین اجازه داده می‌شد. این مدل قراردادی نیز همچنان محل مناقشه جدی پارلمان در زمینه‌های کارمزدهای پرداختی و حجم کار تعریف شده برای IOCها است.

در مجموع، قراردادهای کویت به چهار مقطع زمانی تقسیم می‌شوند:

- دوره حاکمیت بخش خصوصی (۱۹۳۵-۱۹۳۳): حضور IOCها با مدل امتیازی. از دهه ۱۹۶۰ میلادی، نقش کویت در مشارکت با این شرکت‌ها افزایش یافت.
 - دوره ملی شدن (۱۹۹۱-۱۹۷۵): ممنوعیت قرارداد با IOCها به غیر از فعالیت شرکت شورون در منطقه بی‌طرف با عربستان (المنطقه المحایده)
 - دوره TSA (۲۰۰۸-۱۹۹۱): امکانپذیری انعقاد قراردادها با IOCها، اجازه داده شد تا کمک‌های فنی این شرکت‌ها در قالب قراردادهای خدمات فنی ساده دریافت شود.
 - دوره ETSA (۲۰۰۸- تاکنون): همچنان جذابیت این مدل برای IOCها پایین بوده و آینده روشنی برای حضور آنها متصور نیست، مگر آنکه تغییراتی تدریجی در قرارداد ایجاد شود. با توجه به موارد یادشده، از سال ۲۰۱۰ میلادی برخی قراردادهای محدود با این مدل امضا شده است؛ نظیر قرارداد با شل در توسعه میدین شمال کویت (باچی، ۲۰۱۱).
- مسئله‌ای که کویت به تدریج با آن مواجه شده است، آن است که حفظ سطح تولید چاه‌های موجود به‌طور فزاینده‌ای دشوارتر می‌شود؛ زیرا موضوع‌های زمین‌شناختی و رفتار مخزن پیچیده‌تر و مدیریت تزریق به آن تخصصی‌تر می‌شود. این موضوعات زمانی رخ می‌دهد که دیگر شرکت ملی نفت کویت توانمندی و شرایط لازم را برای مدیریت این مخازن در اختیار ندارد. از طرفی مسائل سیاسی موجود بین پارلمان و دولت^۱ نیز مانع از حضور شرکت‌های خارجی می‌شود. به نظر می‌رسد تا زمانی که مسئله ملی بودن منابع طبیعی (عدم تسلط خارجی‌ها بر منابع کویت) همچنان در فضای سیاسی این کشور دارای پشتیبانی قوی باشد، موضوع کمک‌های فنی از طریق قراردادها احتمالاً وضعیت دشواری داشته باشد (استیونس، ۲۰۰۸).

۴-۳. امارات متحده عربی

در حدود ۹۴ درصد ذخایر اثبات شده نفت امارات متحده عربی در منطقه ابوظبی (یکی از ۷ امیرنشین این کشور) قرار دارد و نفت تولیدی و صادراتی این منطقه تقریباً برابر کل نفت تولیدی این کشور است.^۲ این کشور می‌کوشد تا سال ۲۰۱۸ میلادی تولید خود را از ۲/۹۸ به ۳/۵ میلیون بشکه در روز برساند. مدل قراردادی این کشور در بخش بالادستی از ابتدا از نوع امتیازی^۳ بوده و این مدل همچنان پابرجاست. جذابیت قرارداد امتیازی در صنعت بالادستی نفت نیز به‌خاطر شهرت و اعتبار بالای منطقه ابوظبی از منظر ثبات سیاسی و اقتصادی تقویت شده است.

۱. براساس قانون، انتخاب وزیر نفت برعهده امیر کویت بوده و پارلمان نقشی در این انتخاب ندارد. این موضوع ریشه اختلافات دائمی بین پارلمان با نقش نظارت و کنترل و هیئت حاکمه بوده است و مسائل حوزه انرژی این کشور نیز همواره در فضای اختلافات موجود بین پارلمان و وزارت انرژی تفسیر می‌شود.

۲. سهم از ذخایر: ابوظبی ۹۴ درصد، دوبی ۴ درصد، شارجه ۱/۵ درصد، رأس الخیمه ۰/۵ درصد (پانچال، ۲۰۱۶).

3. Concession



ماده (۲۳) قانون اساسی امارات متحده عربی بیان می‌دارد که منابع طبیعی و ثروت هر امیرنشین، دارایی عمومی همان امیرنشین بوده و جامعه باید از آن حفاظت کرده و آن ثروت را در برای مصالح عمومی و منافع اقتصاد ملی به کار گیرد. لذا براساس قانون امارات متحده عربی، قوانین منطقه ابوظبی مبنای عمل در بخش نفت و گاز در کل کشور است.

شورای عالی نفت (SPC)^۱ بالاترین مرجع مسئول در منطقه ابوظبی است که در عمل نقش هیئت مدیره شرکت ملی نفت ابوظبی (ADNOC)^۲ را دارد. مهم‌ترین وظایف SPC نیز شامل سیاستگذاری نفت، نظارت بر تحقق اهداف و چارچوب‌بندی نظام مالی قرارداد و مؤلفه‌هایی نظیر بهره مالکانه و مالیات است. قرارداد امتیاز، در منطقه ابوظبی را SPC و به نمایندگی از حکومت این منطقه واگذار می‌کند. مهم‌ترین ویژگی‌های مربوط به مدل قرارداد امتیازی موارد زیر است:

- واگذارکننده امتیاز SPC بوده و IOCs و NOCs می‌توانند طرف قرارداد باشند مشروط بر آنکه سهم مشارکت آنها از ۴۰ درصد بیش تر نشود. بقیه سهام نیز در اختیار ADNOC است.^۳
- بر این اساس، شرکت‌های مشارکت‌کننده متناسب با سهم مشارکت خود در منافع حاصله در دوره قرارداد امتیازی ذی‌نفع بوده و حق صادرات آن از امارات را دارند.
- در مقام اجرا، ADNOC و شرکت‌های ورودکننده به قرارداد ملزم به انعقاد قرارداد همکاری مشترک بوده و متعهد می‌شوند تا براساس قرارداد امتیاز، به‌طور مشترک به استخراج مبادرت ورزند. بدین منظور طرفین شرکت غیرانتفاعی عملیاتی تأسیس می‌کنند.
- IOCs ملزم می‌شوند طبق قراردادهای فناوری، انتقال فناوری را در حداکثر میزان ممکن به ADNOC و شرکت عملیاتی انجام دهند و طبق قرارداد تأمین نیروی کار، نیروی لازم را فراهم کنند. همچنین IOCs متعهد می‌شوند تا با شرکت‌های مدنظر ابوظبی که در زمینه تربیت و آموزش نیروی انسانی در صنعت نفت فعالند همکاری کنند.
- رژیم مالی قابل اعمال در هر قرارداد امتیازی را SPC تعیین می‌کند. جزئیات این رژیم مالی در دسترس عموم نیست، اما این رژیم ترکیبی از بهره مالکانه و درآمد بر مالیات است.^۴
- پاداش امضای قرارداد،^۵ بهره مالکانه مبتنی بر درآمد ناخالص، مالیات بر سود مبتنی بر درآمد،

1. Supreme Petroleum Council

2. Abu Dhabi National Oil Company

۳. دو قرارداد امتیاز عمده واگذار شده توسط ابوظبی شامل قراردادهای امتیازی در دهه ۱۹۳۰ و ۱۹۵۰ میلادی (امتیاز اکتشاف و استخراج مناطق خشکی و سواحل کم‌عمق معروف به قرارداد ADCO و قرارداد اکتشاف فراساحل معروف به قرارداد ADMA-OPCO) به مرور زمان شاهد تغییرات مالی به نفع ADNOC شد. در قرارداد امتیاز اول ترکیب سهامداران آن شامل ۹ ExxonMobil (9.5%), Total (9.5%), Royal Dutch Shell (9.5%), BP (9.5%) and Partex (2%) بوده و سهم ADNOC نیز ۶۰ درصد است. در قرارداد دوم نیز ترکیب به‌صورت Total (13/33%), BP (14/67%) بوده و سهم ADNOC نیز ۶۰ درصد است (وب، ۲۰۱۲).

4 The Oil and Gas Law Review (2016)

5. Signature Bonuse

خالص منافع دولت از قرارداد امتیازی است (پانچال، ۲۰۱۶).

- شرکت‌های فعال در بخش اکتشاف و تولید نفت موظف به پرداخت مالیات بر درآمد (از محل بازده سرمایه) بوده و با فرض آنکه درآمد مشمول مالیات از ۵ میلیون درهم امارات بیشتر شود نرخ مالیات ۵۵ درصد اعمال می‌شود (پانچال، ۲۰۱۶). البته در عمل با توجه به قرارداد و نوع محصول تولیدی، SPC می‌تواند حتی در حدود ۸۵ درصد را نیز اعمال کند (وب، ۲۰۱۲).
- دوره قراردادهای امتیازی اخیراً منعقد شده ابوظبی، ۴۰ سال است.

۳-۵. قطر

نفت و گاز طبیعی و سایر منابع طبیعی قطر در تملک دولت است. وزارت انرژی و صنعت، تحت اشراف و نظارت کامل امیر قطر در بخش نفت و گاز قانونگذاری می‌کند. شرکت نفت قطر (QP)^۳ نیز توسعه و مدیریت تمامی منابع گاز و نفت این کشور را برعهده دارد. حق اکتشاف، توسعه و تولید نفت و گاز نیز نوعاً از طریق قراردادهای مشارکت در توسعه و تولید^۴ (DPSAs) و قراردادهای مشارکت در اکتشاف و تولید^۵ (EPSAs) با QP منعقد شده و این شرکت اصولی را تعیین می‌کند که براساس آن شرکت‌های خارجی می‌توانند در بخش بالادستی نفت و گاز قطر و همچنین بخش گاز طبیعی مایع شده^۶ (LNG) حضور یابند. در قطر پروژه‌های LNG عموماً با توسعه بخش بالادستی خود یکپارچه هستند.^۷ برای شرکت‌های فعال در LNG مدل قراردادهای موسوم به توسعه و مالی^۸ (DFAs) انتخاب می‌شود.^۹ از یک منظر، قراردادهای بالادستی قطر به دو گروه شامل قراردادهایی با ویژگی عدم مشارکت دولت و قراردادهایی با مشارکت دولت تقسیم می‌شود. قراردادهای با ویژگی عدم مشارکت دولت دو مدل DPSA و EPSA هستند.

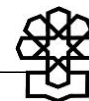
مهم‌ترین شرایط حاکم بر قراردادهای DPSAs و EPSAs موارد زیر هستند:

- پیمانکار به‌طور انحصاری حق اکتشاف، ارزیابی، توسعه و تولید نفت خام و گاز غیرهمراه را در محدوده قرارداد به‌دست می‌آورد.

1. Panchal
2. Webb
3. Qatar Petroleum
4. Development and Production Sharing Agreements
5. Exploration and Production Sharing Agreements
6. Liquefied Natural Gas

۷. تولید گاز به‌صورت LNG و برای صادرات به بازارهای دوردست صورت می‌گیرد. بدین‌منظور سایت مایع‌سازی (در مبدأ) و سایت تبدیل مجدد مایع به گاز (در مقصد) نیاز است. این موضوع نیاز به فناوری بالا دارد. پس مسئله امنیت بازار تقاضا و فناوری در بخش بالادستی (فراساحل) و پایین‌دستی برای قطر بسیار مهم است. مجموعه این عوامل سبب شده تا بخش پایین‌دستی LNG با بخش بالادستی آن یکپارچه باشد. در این زمینه شرکت اکسون موبایل آمریکا با داشتن ظرفیت بالا در ترمینال‌های مقصد و همچنین تأمین امنیت کشور با دخیل کردن منافع آمریکا (با واسطه این شرکت آمریکایی) مدنظر قطر بوده و این شرکت مهم‌ترین شریک صنعت LNG قطر است.

8. Development and Fiscal Agreements
9. Practical Law 2014.



- این قراردادها ۲۵ ساله بوده و می‌توانند بین ۱ تا ۵ سال تمدید شوند.
- دوره اکتشاف بین ۵ تا ۸ سال بوده که به دو فاز تقسیم می‌شود. حداقل فعالیت‌های مورد انتظار از پیمانکار در این دوره و حداقل هزینه لازم، در قرارداد ذکر می‌شود. با فرض دومرحله‌ای بودن فاز اکتشاف، در صورت تحقق تکالیف در فاز اول، پیمانکار می‌تواند وارد فاز دوم شود.
- در صورت کشف گاز غیرهمراه یا نفت، پیمانکار موظف است در طی حداکثر ۶ ماه برنامه مربوط به ارزیابی را ارائه کرده و دولت نیز حداکثر طی ۶ ماه آن را تأیید کند. پس از آن، پیمانکار طی ۶ ماه باید اعلام کند که آیا اکتشاف تجاری است یا خیر. در صورت تجاری بودن طرح توسعه توسط پیمانکار ارائه می‌شود.
- به غیر از هزینه‌های خاص نظیر مالیات‌ها، اجاره‌بها و پاداش‌های پرداختی، سایر هزینه‌های پیمانکار برای جبران و بازیافت به رسمیت شناخته می‌شود. براساس قرارداد، حداکثر تا ۴۰ درصد از تولید خالص نفت خام یا گاز غیرهمراه، سقف پرداخت هزینه در هر دوره خواهد بود که در صورت عدم تکافو به دوره بعد منتقل می‌شود. پس از آن مازاد تولید یادشده به نسبت ۹۰ و ۱۰ درصد (نفت سود) بین دولت و پیمانکار توزیع می‌شود.
- در فاز تولید، پیمانکار موظف است برنامه و بودجه سال بعد را ارائه و تصویب کند. پس از انعقاد قرارداد، کمیته‌ای مشترک به نمایندگی از شرکت نفت قطر و پیمانکار و با تعداد افراد برابر تشکیل شده و این کمیته وظایفی نظیر تصویب برنامه و بودجه سالانه، برنامه اکتشاف، برنامه ارزیابی، برنامه و بودجه توسعه، برنامه برداشت و راه‌اندازی سایر کمیته‌ها و برنامه‌های مرتبط را برعهده دارد.

برخی الزامات قراردادی:

- اطلاع‌دهی به دولت در زمینه هر نوع ساخت، نصب تجهیزات خطوط لوله پلنفرم در داخل یا خارج محدوده قرارداد،
- اطلاع‌دهی به دولت در زمینه میزان پیشرفت فعالیت‌ها و مطالعات نظیر داده‌ها و اجازه دسترسی به نمایندگان دولت برای بررسی داده‌ها،
- برداشت صیانتی نفت و گاز غیرهمراه با به‌کارگیری تجارب صنعت،
- پیمانکار باید گاز همراه را در بهترین وجه و حداکثر میزان حفظ کرده یا براساس استاندارد و به اندازه معین سوزانده (فلر) شود. اگر گاز همراه را پیمانکار استفاده نکند، واگذار می‌شود تا در محل جداسازی از نفت خام به‌طور کامل در تملک دولت قرار گیرد،
- پاداش‌های امضا و تولید (رسیدن به سطح معین تولید) و همچنین اجاره‌بهای مربوط به محدوده قرارداد نیز در این دو مدل می‌تواند مطرح شود،
- با وجود آنکه مالیات بر درآمد الزامی بوده و نرخ آن در قطر ۵۵ درصد است، ولی دولت معمولاً سهم پیمانکار از مالیات بر درآمد ناشی از تولید را می‌پردازد (معافیت مالیاتی) با وجود این، پیمانکار

موظف به پرداخت حقوق گمرکی است،

• تمامی اقلام دارایی اعم از منقول و غیرمنقول در روزی که تمامی هزینه‌ها توسط پیمانکار بازیافت شود به دولت منتقل می‌شود. با وجود این، پیمانکار تا پایان قرارداد به‌طور انحصاری حق استفاده از آنها را در فرایند تولید خواهد داشت.

قراردادهایی با ویژگی مشارکت دولت:

برای پروژه‌هایی که به‌شدت سرمایه‌بر هستند؛ نظیر توسعه گاز غیرهمراه در میدان شمالی، دو مدل قرارداد مالی و توسعه (DFA)^۱ و همچنین قرارداد خدمات فنی (TSA)^۲ طراحی شده است:

مهم‌ترین شرایط حاکم بر قراردادهای DFA:

- طرفین قرارداد شرکت نفت قطر به‌عنوان مشارکت‌کننده و نماینده دولت و طرف دیگر IOC.
- دولت به شرکت نفت قطر و طرفین خارجی اجازه تأسیس شرکت مشترک برای تولید سطح معینی از LNG و صادرات را می‌دهد. حق انحصاری اکتشاف، ارزیابی، توسعه و تولید گاز غیرهمراه در محدوده خاص به شرکت یادشده داده می‌شود.
- اگر در محدوده جغرافیایی یادشده در قرارداد غیر از گاز چیز دیگری یافت شد شرکت حق توسعه آن را ندارد.

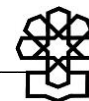
- دوره قرارداد متناسب با وضعیت صنعت LNG، ۲۰ ساله بوده و قابلیت تمدید مجدد دارد.
- در هر یک میلیون بی تی یو (Btu)^۳ واگذارشده به سایت LNG، باید بهره مالکانه‌ای را شرکت به دولت پرداخت کند. همچنین متناسب با کندانسه فروش‌رفته نیز بهره مالکانه به دولت پرداخته می‌شود.
- شرکت موظف به پیروی از قانون مالیات بر درآمد بوده و اظهارنامه مالیاتی، ارزیابی مالیاتی و حفظ اسناد آن ضروری است. دوره استهلاك اقلام دارایی ۱۰ ساله بوده، اما دولت یک دوره حداکثر ۱۰ ساله کاهش یا معافیت مالیاتی را برای شرکت در نظر می‌گیرد.
- مالک تمامی دارایی‌ها شرکت یادشده است.

تمامی الزامات ذکرشده برای دو مدل DPSA و EPSA در این مدل نیز تعریف می‌شود.

مهم‌ترین شرایط حاکم بر قراردادهای TSA:

- طرفین قرارداد از یک طرف شرکت سرمایه‌گذار مخاطره‌پذیر (در مدل DFA) و از طرف دیگر هر شرکت ارائه‌کننده خدمت هستند.
- هدف این قرارداد تسهیل تأمین خدمات معین توسط شرکت ارائه‌کننده خدمت که شامل تأمین نیروی انسانی پروژه، خدمات آموزشی و سایر خدمات با ماهیت فنی نظیر مشاوره فنی، داده‌های مهندسی،

1. Development and Fiscal Agreement
2. Technical Services Agreement
3. British Thermal Unit



برنامه‌های شبیه‌ساز و سایر الزامات مربوط به طراحی، مهندسی، ساخت عملیات و حفظ پروژه است.

- به ارائه‌کنندگان خدمت، اجرت^۱ پرداخت می‌شود.
- مالیات بر درآمد شرکت‌ها ۱۰ درصد است، اما در بخش نفت و گاز ۳۵ درصد تعریف شده است (سلطان، ۲۰۰۷).

۴. تاریخچه و عملکرد بیع متقابل

در سال ۱۳۶۶ خورشیدی مجلس شورای اسلامی به شرکت ملی نفت اجازه داد تا قراردادهایی برای توسعه میدین گازی پارس و پارس جنوبی با شرکت‌های توانمند خارجی منعقد کند به شرط آنکه تمامی هزینه‌ها از طریق تولیدات این میدین بازپرداخت شود، اما بازپرداخت این هزینه‌ها را بانک مرکزی تضمین می‌کرد. در قانون بودجه سال ۱۳۷۲، مجلس شورای اسلامی به شرکت ملی نفت اجازه انعقاد قراردادهای نفتی را داد به شرط اینکه هزینه‌های آن منحصراً از مجرای تولیدات حاصل از پروژه پرداخت شود و بنابراین هیچ‌گونه ضمانتی برای هرگونه کاهش تولید داده نمی‌شود. در قانون بودجه سال ۱۳۷۳، برای اولین بار از این نوع قرارداد با عنوان «بیع متقابل» نام برده شد. اجازه انعقاد این قراردادها در برنامه‌های توسعه پنج‌ساله نیز داده شد تا اینکه قانونگذار در قانون بودجه سال ۱۳۸۲ به شرکت ملی نفت اجازه داد که هم برای اکتشاف و هم برای توسعه میدین نفت و گاز به انعقاد قراردادهای بیع متقابل مبادرت ورزد (کاظمی، ۱۳۹۳: ۲۰۳-۲۰۲). با توجه به تغییراتی که در قراردادهای بیع متقابل تاکنون صورت گرفته است می‌توان آنها را در سه نسل طبقه‌بندی کرد:

- نسل اول: قراردادهای توسعه و یا اکتشاف، که مشخصه اصلی آنها تعیین مبلغ قرارداد به صورت ثابت بوده و برای کارهای اکتشافی و یا توسعه میدین به کار رفته است.
- نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میدین که طبق آن، پیمانکار اکتشافی حق دارد در صورت اکتشاف میدان هیدروکربوری و تجاری بودن آن، مستقیماً و بدون قرارداد جدید با سقف مشخص و ثابت، عملیات توسعه را به‌عهده گیرد.
- نسل سوم: قراردادهای توسعه و قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میدین است که سقف مبلغ قرارداد از طریق برگزاری مناقصات در زمانی پس از تنفیذ قرارداد مشخص خواهد شد. طبق آمار موجود، قراردادهای بیع متقابل در طول ۱۱ سال ۲۳ میلیارد دلار سرمایه جذب کرد که تمامی آنها مربوط به نسل اول این نوع قراردادها بوده است. این در حالی است که حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز صنعت نفت و گاز کشور بسیار بالاتر است. بررسی اجمالی اهداف برنامه‌های توسعه چهارم و پنجم با ارقام محقق شده در زمینه میزان ظرفیت تولید نفت و گاز کشور نشان از این دارد که نه تنها

اهداف موردنظر محقق نشده است، بلکه در سال‌های اخیر و به‌خصوص پس از تشدید تحریم‌های بین‌المللی، میزان ظرفیت تولید کاهش یافته است. برای مثال طبق اهداف برنامه چهارم توسعه باید ظرفیت تولید نفت خام در سال ۱۳۸۸ به ۵ میلیون بشکه در روز می‌رسید. اما به‌دلیل عدم تحقق این هدف طی برنامه مذکور، همین هدفگذاری برای برنامه پنجم تکرار شده است. براساس برنامه چهارم توسعه، طی پنج سال برنامه باید به ظرفیت تولید نفت خام ۷۷۰ هزار بشکه در روز اضافه می‌شد، ولی عملکرد طی برنامه چهارم نشان‌دهنده افزایش ۱۲۰ هزار بشکه در روز بوده است که بیانگر میزان تحقق ۱۵/۶ درصدی هدف برنامه است. بررسی عملکرد قراردادهای بیع متقابل حاکی از آن است که تنها نسل اول قراردادهای توسعه به مرحله اجرا درآمده است و از میان نسل سوم قراردادهای بیع متقابل نیز تنها میدان یادآوران به پیمانکار خارجی واگذار شده است. به‌طور کلی در نسل اول قراردادهای توسعه بیع متقابل، ۱۶ پروژه بالادستی به پیمانکاران مختلف همچون توتال، شل، انی و سایر شرکت‌های خارجی و داخلی واگذار شد که هدف آن دستیابی به افزایش تولید یک‌میلیون بشکه در روز بود، اما دوره بررسی شده نتایج نشان می‌دهد که متأسفانه در خوشبینانه‌ترین حالت، فقط ۵۸ درصد از سطح تولید مذکور محقق شده است و فقط تولید میدان دارخوین و بلال به سطح برنامه رسیده‌اند. در مابقی پروژه‌ها، تولید تحقق یافته یا به سطح برنامه تعیین شده نرسیده است و یا پس از دوره آزمایشی ۲۱ روزه، تولید به‌سرعت کاهش یافته است. بررسی‌ها نشان از عدم رعایت موازین تولید حیانتی در قراردادهای بیع متقابل دارد. به‌نظر می‌رسد به‌دلیل مشکلات ساختاری در قراردادهای بیع متقابل انگیزه کافی برای تولید حیانتی و حداکثری توسط پیمانکار خارجی وجود نداشت و در بسیاری از موارد پیمانکار به‌دنبال رساندن هرچه سریع‌تر میدان به سطح تولید برنامه قراردادی در دوره زمانی ۲۱ روزه بوده است تا بدین وسیله بازپرداخت هزینه سرمایه‌ای و پاداش خود را محقق کند.

مهم‌ترین نواقص ساختاری قراردادهای بیع متقابل را می‌توان به‌طور خلاصه به‌صورت زیر برشمرد:

(الف) کوتاه بودن طول دوره قرارداد و طول دوره آزمایشی جهت تحویل پروژه،

(ب) عدم توزیع مناسب ریسک‌های مختلف بین طرفین،

(ج) عدم ایجاد انگیزه مستقیم و غیرمستقیم برای استفاده و انتقال تکنولوژی پیشرفته،

(د) عدم تعامل مناسب بین کارفرما و پیمانکار در طول دوره اجرای قرارداد،

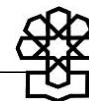
(ه) عدم حضور مستقیم و مشارکت شرکت ملی نفت در مدیریت، فاینانس و ریسک پروژه،

(و) عدم انعطاف‌پذیری قرارداد نسبت به قیمت نفت و هزینه‌های مربوطه،

(ز) مشخص نبودن امکانات و ظرفیت‌های داخلی موجود برای استفاده در پروژه،

(ح) نبود انگیزه کافی برای صرفه‌جویی در هزینه‌های سرمایه‌ای و استفاده از ظرفیت‌های داخلی و

در مقابل وجود ارتباط مستقیم میان پاداش پیمانکار و هزینه‌های سرمایه‌ای،



ط) عدم نظارت کافی کارفرما بر پروژه و تصویب طرح جامع توسعه میدان پیشنهادی از سوی پیمانکار بدون بررسی وسیع میدان (مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۴).

تجارب به دست آمده از اجرای قراردادهای بیع متقابل، حاکی از ضعف ساختاری در این قراردادهاست به گونه‌ای که درآمد حاصل از اجرای این قراردادها در مجموع فقط ۷۲ میلیارد دلار بوده است که معادل متوسط سالیانه ۴/۸ میلیارد دلار است و در صورت عدم افزایش قیمت نفت بعد از معرفی و انعقاد این قراردادها، درآمد مذکور از ۲۶ الی ۳۸ میلیارد دلار فراتر نمی‌رفت و شرکت ملی نفت در بازپرداخت مطالبات پیمانکاران با محدودیت جدی مواجه می‌شد. در پایان سال ۱۳۹۳ حدود ۶/۸ میلیارد دلار از تعهدات کشور به پیمانکاران بیع متقابل نفتی تسویه نشده که بیش از ۷۲ درصد این مبلغ مربوط به دو پروژه آزادگان و فاز (۱) یادآوران است. همچنین، ۷/۸ میلیارد دلار نیز مانده تعهدات مربوط به طرح‌های گازی بیع متقابل بوده که ۹۴ درصد آن مربوط به فاز (۱۲) پارس جنوبی است (مرکز پژوهش‌های مجلس، ۱۳۹۵).

۵. عوامل زمینه‌ساز و اهداف طراحی IPC

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. هر استراتژی، محدود به زمان و موقعیت معینی است و متأثر از شرایط داخلی و پیرامونی دائماً نو شونده، استراتژی‌ها نیز ضرورتاً بازبینی شده و حتی در این راه ممکن است چارچوب‌ها و ضوابط قانونی کلان نیز دستخوش تغییر شوند.^۱ قرارداد بیع متقابل نیز در واقع یک استراتژی برآمده از شرایط ویژه‌ای بود که کشور در آن قرار داشت و در عین حال با لحاظ چارچوب‌های قانونی آن مقطع، طراحی و در حدود ۲۰ سال در بخش بالادستی نفت و گاز کشور به کار برده شد و در این دو دهه دستاوردها و نتایجی را برای بخش بالادستی نفت و گاز کشور به دنبال داشت. با تغییر شرایط قانونی،^۲ آشکار شدن نواقص و نقاط بهبودپذیر بیع متقابل،^۳ عقب‌ماندگی کشور از تحقق اهداف سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت و گاز^۴ و ناتوانی کشور در تأمین سرمایه لازم این بخش

۱. برای مثال مقامات کشور مکزیک برای جایگزینی مدل مشارکت در تولید به جای قرارداد خدمت، قانون اساسی کشور را تغییر دادند.
۲. به موجب جزء «۳» بند «ت» ماده (۲) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت - مصوب ۱۳۹۱ - از جمله وظایف و اختیارات آن وزارتخانه در امور سرمایه‌گذاری و تأمین منابع مالی عبارت است از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی برای توسعه میدانی هیدروکربوری با اولویت میدانی مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه‌گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده. همچنان‌که در این بند قانونی ذکر شده، طراحی الگوی جدید با امکان مشارکت با سرمایه‌گذاران مورد تأیید واقع شده است.
۳. عدم تولید صیانتی، عدم جذابیت برای سرمایه‌گذاران خارجی به خاطر وجود سقف هزینه و عدم بازیافت هزینه‌های پیش‌بینی نشده از جمله ایرادهای موجود در قرارداد بیع متقابل است که آثار مالی برای طرفین قرارداد دارد.
۴. به نقل از علی ماجدی معاون امور بین‌الملل وزیر نفت: صنعت نفت و گاز ایران به ۲۳۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز دارد و حدود ۱۵۰ میلیارد دلار آن باید به بخش بالادستی نفت اختصاص داده شود. به گفته وی ۵۵ درصد از این سرمایه‌گذاری باید صرف توسعه و بهبود تولید در میدان‌های نفتی و گازی ایران شود. منبع: خبرگزاری ایرنا تاریخ ۱۳۹۲/۱۱/۲۷.

از منابع داخلی^۱ 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.^۲

اهداف عمده موردنظر در طراحی IPC به قرار زیر است:^۳

- 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 سیانت هرچه بیشتر از مخازن نفت و گاز طبیعی با تأکید بر افزایش ضریب

بازیافت مخازن با به‌کارگیری، 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 سیانت‌شده، 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 سیانتی) و همچنین توانمندسازی شرکت‌های داخلی و دسترسی آنها به فناوری و دانش روز

قابل تفکیک و نقد است. بنابراین سطح اول ارزیابی IPC به بررسی قابلیت آن در تحقق اهداف مطرح

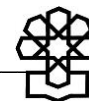
در زمان طراحی معطوف شود. در سطح دوم ارزیابی، باید تفاوت‌ها و بهبودهای صورت گرفته IPC در

قیاس با بیع متقابل را بررسی کرد تا اطمینان حاصل شود که آیا این تغییر زمینه‌ساز تأمین بیشتر منافع

۱. عده‌ای بر این اعتقادند که نقدینگی موجود در کشور به‌راحتی کفاف نیاز بخش بالادستی را می‌دهد. واقعیت این است که نرخ پازده سرمایه‌گذاری در بخش نفت در عرف سرمایه‌گذاران بین‌المللی پایین‌تر از نرخ‌های جذاب داخلی جهت جذب نقدینگی (مثلاً نرخ سود سپرده‌های بانکی) و دوره بازگشت آن نیز بسیار طولانی‌تر و درعین‌حال توأم با ریسک است. بنابراین انتشار اوراق سرمایه‌گذاری که قاعدتاً از محل سپرده‌های بانکی تأمین می‌شود در صورت تبیین شرایط خاص نفت و گاز برای سرمایه‌گذاران ولو در صورت استقبال آنها نهایتاً به هزینه تمام شده بالاتر پروژه‌ها منجر خواهد شد. از طرفی صندوق توسعه ملی با فرض توانایی تأمین سرمایه مکفی، دارای الزاماتی است که متناسب با شرایط سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی نفت و گاز نیست. نرخ سود تسهیلات ۱۵ درصد، میزان آورده طرف تسهیلات گیرنده معادل ۲۵ تا ۳۵ درصد کل سرمایه مورد نیاز و همچنین دوره بازپرداخت تسهیلات حداکثر پنج‌ساله شرایط خاصی است که کمتر شرکت توانمند داخلی قادر به کنار آمدن با آن است.

۲. رقابت‌پذیرتر بودن مدل‌های قراردادی در کشورهای منطقه خلیج فارس برای جذب IOCها و عقب‌ماندگی از توسعه میادین مشترک کشور درحالی‌که همسایگان سرمایه‌گذاری گسترده‌ای در آنها صورت داده‌اند (میادین نفتی مشترک با عراق و میدان گازی مشترک پارس جنوبی با قطر) از مهم‌ترین محرک‌های پیرامونی جهت طراحی قرارداد جدید است.

۳. کلیات الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران مصوب هیئت دولت در تاریخ ۱۳۹۴/۷/۹.



ملی است یا خیر. در سطح سوم ارزیابی نیز می‌توان مقایسه‌ای تطبیقی با قراردادهای بخش بالادستی در کشورهای منطقه خلیج فارس (به‌عنوان رقبای منطقه‌ای) را به‌منظور بررسی رقابت‌پذیر بودن با آنها در دستور کار قرارداد^۱.

۶. ویژگی‌های IPC

ویژگی‌های کلی قرارداد IPC شامل موارد زیر است:

- این قرارداد از نوع خدماتی با ریسک است و برای: ۱. اکتشاف و در صورت کشف میدان - مخزن تجاری، توسعه میدان - مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آن به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد، ۲. توسعه میدان‌ها - مخزن‌های کشف شده^۲ و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد، ۳. انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت^۳ (EOR/IOR) در میدان‌ها - مخزن‌های در حال بهره‌برداری^۴ بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد طراحی شده است.^۵
- 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 اسلامی امکان حضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری فراهم شده است؛ 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

۱. ارزیابی چارچوب کلی قرارداد IPC با آنچه که به‌عنوان متن یک قرارداد مبتنی بر IPC و برای یک پروژه خاص تنظیم می‌شود تا حدی متفاوت است. در تنظیم متن قرارداد و در زمان مذاکره، چانه‌زنی‌هایی توسط طرفین صورت می‌گیرد که ممکن است نتایج آن تاحدی خارج از چارچوب کلی IPC نیز باشد. همچنین تجربه نشان داده است که قرارداد منعقد شده برای یک پروژه خاص نهایتاً در مقام اجرا مواجه با مسائل و موضوعاتی می‌شود که حتی پایبندی مطلق به آن توسط طرفین مخدوش می‌شود.

2. Green Fields

۲. عملیات بهبود ضریب بازیافت (IOR) Improved Oil Recovery عبارت است از مجموعه‌ای از عملیات که منجر به نگهداشت تولید یا بهبود ضریب بازیافت و یا سرعت در بهره‌برداری منجر می‌شود که می‌تواند در همه مراحل تولید در طول عمر میدان/مخزن حسب مورد انجام شود. (از قبیل انجام مطالعات تکمیلی زمین‌شناسی، مهندسی نفت و مخازن، اجرای طرح‌های ژئوفیزیک و لرزه‌نگاری‌های سه و یا چهار بعدی حسب نیاز، طراحی و اجرای پروژه‌هایی نظیر حفاری‌های جدید (Infill Drilling)، به‌کارگیری فناوری‌های پیشرفته حفاری نظیر استفاده از حفاری‌های چندجانبه و هوشمند، (Gas Lift) تزریق‌های گاز و آب به میدان‌ها - مخزن‌ها، ایجاد شکاف در مخزن (Fracturing)، استفاده از پمپ‌های درون‌چاهی، بهبود روش‌های حفاری و استفاده حداکثر از حفاری‌های افقی و نظایر آن). عملیات افزایش ضریب بازیافت (Enhanced Oil Recovery): عبارت است از به‌کارگیری انواع فناوری‌های پیشرفته روز دنیا شامل مطالعات و طراحی روش‌های بهینه مهندسی مخازن و بهره‌برداری، به‌کارگیری انواع تزریق‌ها حسب نیاز میدان - مخزن مانند تزریق بخار، مواد شیمیایی همچون پلیمرها، تزریق CO₂ و نظایر آن، کاربرد فناوری‌های تکمیلی در هر مرحله حسب ضرورت و نظایر آن که به افزایش ضریب بازیافت نفت، گاز و یا میعانات گازی در طول عمر میدان - مخزن منجر می‌شود (کلیات الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران مصوب هیئت دولت در تاریخ ۱۳۹۴/۷/۹).

4. Brown Fields

۵. در تبصره الحاقی به ماده (۲) شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز (اصلاحیه ابلاغی توسط معاون اول رئیس‌جمهور در تاریخ ۱۳۹۵/۶/۱۰) آمده است: قراردادهای نفتی موضوع این تصویبنامه در محدوده‌های زیر اجرایی می‌شوند: الف) قراردادهای توسعه مخازن مشترک، ب) قراردادهای اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری از میادین و مخازنی که اکتشاف نشده است، پ) قراردادهای بهره‌برداری از مخازن با ضریب بازیافت زیر ۲۰ درصد، ت) میادین و مخازن دریای خزر، دریای عمان و مناطق شرق و شمال کشور.

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 موضوع قرارداد کلاً متعلق به جمهوری اسلامی ایران بوده و اعمال 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 در کنار پیمانکار خارجی قرار خواهد گرفت.

• در رژیم مالی IPC سهم‌بری شرکت پیمانکار محدود به دو جزء نفت هزینه و دستمزد است. براساس تنظیمات پیش‌بینی شده در چارچوب کلی قرارداد، نفت هزینه به چهار جزء شامل هزینه سرمایه‌ای مستقیم، هزینه غیرمستقیم، هزینه پول و هزینه عملیاتی تقسیم‌بندی می‌شود. همچنین در IPC پرداخت دستمزد (پاداش - فی) براساس میزان تولید محقق شده از میدان و به‌صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌شود.

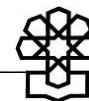
• سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز بوده (OPEN CAPEX) و دستمزد پیمانکار براساس فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت خام، عامل R، سطح تولید و نوع میدان تعدیل می‌شود.^۱

• مدل جدید قرارداد در تحقق هدف اول یعنی افزایش تولید، ظرفیت و قابلیت بالایی دارد. در این مدل با ایجاد جذابیت‌های مالی، زمینه حضور IOCها در کشور بیش از پیش فراهم می‌شود. همچنان‌که پیش‌تر ذکر شد محیط کسب‌وکار IOCها نسبت به گذشته دچار تحول اساسی شده و قدرت سودآوری آنها کاهش چشمگیری داشته است. جذابیت‌های ایجاد شده در مدل قراردادی کشور ایران - که با ویژگی مالکیت میادین با هزینه برداشت کم شناخته می‌شود - انگیزه مضاعفی برای حضور و سرمایه‌گذاری IOCها ایجاد خواهد کرد.^۲ از طرف دیگر تنوع میادین قابل سرمایه‌گذاری (اعم از در حال تولید، اکتشاف شده، ولی به مرحله تولید نرسیده و قابل اکتشاف و تولید یکپارچه) نیز نشان می‌دهد که برای افزایش تولید نفت و گاز از تمامی میادین فعال و غیرفعال کشور از طریق به‌کارگیری مدل IPC ظرفیت‌سازی شده است. از این‌رو می‌توان نتیجه گرفت که IPC ظرفیت تحقق هدف اول را به‌خوبی دارد.

در بررسی امکان تحقق هدف دوم یعنی انتقال فناوری و دانش روز^۳ توجه به چهار موضوع شامل میدان موضوع قرارداد، سازوکار انتقال، ظرفیت و ضمانت به‌کارگیری و روش جایگزین ضروری است. در

۱. کلیات الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران مصوب هیئت دولت در تاریخ ۱۳۹۴/۷/۹ و اصلاحیه ابلاغی توسط معاون اول رئیس‌جمهور در تاریخ ۱۳۹۵/۶/۱۰ و طاهری فرد و دیباوند، ۱۳۹۵.

۲. مهم‌ترین جذابیت‌های مالی ایجاد شده، برداشته شدن سقف هزینه و امکان حضور IOC در فاز بهره‌برداری است. دسترسی به فناوری و دانش بیش از آنکه «انتقالی» باشد «اکتسابی» است. اینکه انتظار داشته باشیم از طریق انعقاد قرارداد با IOC آخرین دستاوردهای علمی و فناوری که نتیجه حرکت در مرزهای دانش در SC است به کشور منتقل شود ساده‌اندیشی است؛ زیرا جریان درآمدزایی آنها از محل دانش و فناوری تولید شده دچار اختلال خواهد شد. از محل انعقاد قرارداد و همکاری با IOC می‌توان مهارت‌های مدیریتی در زمینه اجرا و کنترل ریسک‌های مرتبط با پروژه‌های کلان را اکتساب کرد. بنابراین به‌نظر می‌رسد به‌کار بردن لفظ انتقال (Transfer) با آنچه که در واقعیت رخ می‌دهد تطابق چندانی ندارد.



جدول ۳ محورهای چهارگانه و توضیحات مرتبط با آن ارائه شده است. نتیجه بررسی موضوعات مرتبط با انتقال فناوری و دانش روز مورد نیاز این است که سند کلیات IPC در زمینه انتقال فناوری و دانش روز مبهم بوده و اطمینان بخش نیست.

جدول ۳. بررسی امکان انتقال فناوری و دانش از طریق IPC

هدف	موضوعات مرتبط	توضیحات
انتقال فناوری و دانش	میدان موضوع قرارداد	انتقال فناوری و دانش وابسته به میدان موضوع قرارداد است. هر میدان دارای ویژگی‌های فنی و زمین‌شناختی منحصر به فرد و خاصی است. از این رو باید بررسی کرد آیا کشور، برخوردار از دانش و فناوری مورد نیاز برای به‌کارگیری در میدان موضوع قرارداد است یا خیر. بنابراین سطح فناوری و دانش قابل انتقال در هر قرارداد متفاوت از قرارداد دیگر خواهد بود. شایان ذکر اینکه در برخی از قراردادهای ممکن است موضوع انتقال فناوری در سطح حداقلی و یا غیرضروری باشد، ولی برای برخی از میادین دیگر مثلاً میادین فراساحل کشور (آب‌های عمیق دریای خزر) به دانش و فناوری روزآمدتری نیاز باشد.
	سازوکار انتقال فناوری	چگونگی سازوکار انتقال فناوری و آموزش نیروی انسانی - با فرض در اختیار نبودن فناوری و دانش در داخل کشور - به‌طور مبسوط در بندهای پیوست قرارداد منعقد شده برای هر میدان تبیین می‌شود. بنابراین صرف تأکید قانونگذار بر ضرورت انتقال فناوری در سند کلیات مربوط به IPC، متضمن انتقال فناوری و دانش نبوده و ضروری است سطح بررسی به قرارداد منعقد شده و پیوست‌های آن تنزل یابد.
	ظرفیت و ضمانت به‌کارگیری	شرکت ایرانی که با احراز صلاحیت توسط شرکت ملی نفت ایران (NIOC) ^۱ به‌عنوان شریک IOC معرفی می‌شود باید پتانسیل لازم جهت انتقال و نهایتاً ارتقای دانش و تجربه را داشته باشد. همچنین ضمانت و تعهد به‌کارگیری آن توسط این شرکت در آینده نیز باید احراز شود. در سند کلیات IPC به این موارد اشاره‌ای نشده است.
	روش جایگزین	به‌طور تاریخی دانش و فناوری بخش بالادستی در اختیار IOCها بوده است، اما در دو دهه اخیر SCها در این حوزه ورود کرده و IOCها و NOCها تبدیل به مشتریان آنها شده‌اند. در هر قرارداد منعقد براساس IPC، IOC سراغ SC خواهد رفت. بنابراین انتقال فناوری و دانش منحصراً از طریق انعقاد قرارداد با IOC نخواهد بود و این امکان برای شرکت‌های داخلی وجود دارد که حسب نیاز خود به‌طور مستقیم سراغ SCهای معتبر بین‌المللی بروند.

مأخذ: یافته‌های پژوهش.

۷. 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^۱ طراحی شده است. این استراتژی‌ها عبارتند از:

۱. مهم‌ترین ایرادهای موجود در مدل بیع متقابل برطرف شده؛ به نحوی که ریسک‌های غیرمتعارف IOC کاهش یابد.^۲

۲. جذابیت‌های جدیدی برای IOC ایجاد شود؛ مشروط بر آنکه منافع بیشتری هم عاید کشور شود.^۳

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 (۱) دارای ضرورت و اولویت بوده و دو استراتژی دیگر به دلایلی که در ادامه ذکر می‌شود قابلیت تأمین منافع ملی را ندارد یا با آن مغایر است.

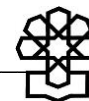
• با امضای قرارداد بیع متقابل، اهداف عملیاتی بلندمدت و از پیش تعیین شده بدون لحاظ شرایط جاری بازار، طرح‌های حفاری جدید، تخمین‌های مخزن، هزینه‌های تأمین مالی و... مورد توافق واقع می‌شد و صرفاً بازیافت آنها تضمین می‌شد. بنابراین ریسک هزینه‌های بیشتر جهت ایفای تعهدات از پیش تعیین شده IOC، برعهده خودش بود. در IPC سازوکاری برای به رسمیت شناختن و جبران کامل این هزینه‌ها دیده شده است. تأیید سالیانه برنامه و بودجه توسط کمیته مشترک، نهایتاً به سودآورتر شدن IPC نسبت به بیع متقابل برای IOC منجر می‌شود. بنابراین کاهش ریسک هزینه‌ها برای IOC از جذابیت‌های منطقی و قابل قبول ایجاد شده در IPC است.

• در قرارداد بیع متقابل، با توجه به کوتاهی دوره بازیافت هزینه‌ها و دستمزد برای IOC این‌گونه استدلال می‌شد که مدل توسعه میدان توسط IOC به برداشت غیرصیانتی از مخازن منجر خواهد بود؛ زیرا تلاش می‌شود تا در دوره بازیافت هزینه و دستمزد (سال‌های اولیه برداشت از مخزن) حداکثر تولید میسر شود، ولی در بلندمدت به چاه آسیب وارد شود. در مدل IPC با ایجاد ارتباط بین دستمزد و امکان حضور IOC در دوره بهره‌برداری این‌گونه استدلال می‌شود که IOC انگیزه بیشتری جهت توسعه میدان مبتنی بر الگوی تولید صیانتی خواهد داشت، زیرا در بلندمدت منافع بیشتری نصیب وی خواهد شد. در این زمینه توجه به چند نکته ضروری است. اول اینکه توسعه میدان مبتنی بر الگوی برداشت صیانتی

۱. پیش‌تر ذکر شد که اهداف طراحی IPC به دو گروه عمده قابل تقسیم است. استراتژی‌های سه‌گانه در واقع راه تحقق این اهداف است که از بررسی کلی IPC به ذهن متبادر می‌شود.

۲. ریسک‌های نامتعارف نظیر وجود سقف هزینه.

۳. نظیر حضور IOC در دوره بهره‌برداری به منظور برداشت صیانتی و همچنین جبران دریافتی‌های از دست‌رفته IOC در صورتی که تولید به دلایل غیرفنی از طرف کارفرما قطع شود.



همواره از وظایف IOC در مدل‌های مختلف قراردادی در دنیا است و انعقاد هر قراردادی منوط به تصریح IOC به ایفای تعهدات کامل خود در این زمینه است. ناتوانی در کنترل و نظارت بر عملیات و ایفای تعهدات IOC توسط طرف ایرانی می‌تواند به برداشت غیرصیانتی منجر شود و راه‌حل آن نیز طراحی سازوکارهای نظارتی و کنترلی مناسب‌تر است. دوم اینکه باید هزینه و فایده اقتصادی حضور IOC در مرحله بهره‌برداری و ارتباط آن با برداشت صیانتی محاسبه شود. فرض کنیم از محل حضور IOC در دوره بهره‌برداری به میزان A دلار ناشی از تولید صیانتی، منافع ملی در بلندمدت حفظ شود. این حفظ منافع توأم با B دلار هزینه‌ای است که IOC همزمان در دوره حضور در مرحله بهره‌برداری به منافع ملی تحمیل می‌کند (دستمزد جذاب‌تر شده^۱). بنابراین حضور IOC در دوره بهره‌برداری در صورتی که منافع احصا شده بیش از هزینه‌های تحمیلی باشد ($A-B > 0$) قابل قبول خواهد بود. نکته سوم اینکه در سازوکار پیشنهادی، حضور IOC تا پایان دوره برداشت تجاری (عمر مفید مخزن) نیست. در IPC مدت حضور IOC در فاز بهره‌برداری ۲۰ سال است. بنابراین هنوز این ایراد وارد است که مدل توسعه و برداشت از میدان توسط IOC به گونه‌ای باشد که منافع خود در دوره قرارداد را، حداکثر کرده و در دوره پس از انقضای قرارداد (دوره‌ای که برداشت منحصراً توسط طرف ایرانی انجام می‌شود) به خاطر برداشت غیرصیانتی، مواجه با مخزنی آسیب‌دیده باشیم^۲. بنابراین مرتبط کردن دستمزد IOC به حضور وی در دوره بهره‌برداری، نسبت به موضوع برداشت صیانتی از میادین، اطمینان‌خاطری ایجاد نمی‌کند.

• اینکه با وجود تصمیم کشور، تولید از یک میدان طرف قرارداد با IOC کاهش یا قطع شود و همزمان منافع از دست‌رفته IOC توسط دولت جبران شود^۳؛ جذابیتی است که بیشتر به خاطر ریسک‌های سیاسی و غیرفنی - امکان بازگشت مجدد تحریم - در IPC گنجانده شده است. مدیریت ریسک‌های این‌چنینی و نظایر آن در همه قراردادهای مرسوم در دنیا مورد توجه طرفین قرارداد بوده و بازتاب آن در بندهای قراردادی قابل رصد خواهد بود. به‌طور متعارف، مدیریت چنین ریسک‌هایی در زمان مذاکره و انجام چانه‌زنی‌های گسترده طرفین درباره بندهای مالی قرارداد، نسبت‌های توزیع منافع

۱. منافع ملی اقتضا می‌کند که قیمت محصول تولیدی در طول زمان افزایش یابد، زیرا درآمد بیشتری نصیب کشور خواهد شد. اما افزایش قیمت‌ها منافع افزون‌تری هم برای IOC در قالب دستمزد مرتبط شده با هر واحد تولید به ارمغان می‌آورد. تا زمانی که تولید ادامه دارد جریان دریافت دستمزد هم ادامه داشته و در دوره‌های افزایش قیمت میزان آن هم متناسب با سازوکار دیده شده افزایش خواهد داشت. مقایسه این وضعیت با دستمزد معین و از پیش مصوب در بیع متقابل نشان می‌دهد که ۱. در بیع متقابل در صورت افزایش قیمت دوره تسویه دستمزد کوتاه‌تر می‌شود، اما در IPC با افزایش قیمت سهم دستمزد IOC بیشتر می‌شود. ۲. در هر دو حالت افزایش قیمت یا کاهش قیمت، انگیزه افزایش تولید برای IOC بیشتر می‌شود. با فرض افزایش قیمت، تولید بیشتر به معنای دریافت دستمزد بیشتر بوده و با فرض کاهش قیمت افزایش تولید به‌منظور از دست ندادن دستمزد انتظاری صورت خواهد پذیرفت. این‌گونه رفتارها می‌تواند تهدیدی برای برداشت صیانتی از مخزن باشد.

۲. کشور میزبان به دنبال آن است که عایدی حاصل از بهره‌برداری را در طول عمر تجاری میدان حداکثر کند در حالی که IOC هدف حداکثرسازی عایدی خود را در طول دوره قرارداد دنبال می‌کند. بنابراین انتظار می‌رود هرچه این دو بازه زمانی به هم نزدیک‌تر شوند رفتار IOC بسمت تولید صیانتی بیشتر گرایش داشته باشد و برعکس. مقایسه بیع متقابل و IPC نشان می‌دهد که انتظار عملکرد منجر به برداشت صیانتی در IPC بیشتر است، اما امکان عدم تحقق برداشت صیانتی در کل عمر تجاری مخزن و از دست رفتن منافع ملی همچنان وجود دارد.

۳. در ماده (۲) مصوبه هیئت دولت مورخ ۷ مهرماه ۱۳۹۴ در مورد قراردادهای جدید نفتی آمده است که اگر وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و یا توقف آن به هر دلیلی بجز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن داشته باشد، اولویت اعمال چنین کاهش‌هایی از سطح تولید یا میدان یا مخزن‌هایی که متعهد به بازپرداخت نیستند، خواهد بود و در صورتی که این تصمیم در مورد میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود، نباید در بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر بگذارد.

طرفین، نرخ هزینه‌های تأمین مالی و یا وضعیت قوه قهریه (فورس ماژور) صورت می‌گیرد. با قرار دادن چنین شرطی در مدل IPC، چنین ریسک‌هایی به‌طور کامل متوجه کشور بوده و از این منظر، در صورت وقوع رخداد - مثلاً تحریم - IOC منافع باآورده‌ای را تحصیل خواهد کرد.^۱

• حضور و فعالیت شرکت‌های داخلی در کنار IOCها حاوی نکات مبهمی است که پس از انعقاد اولین قرارداد مبتنی بر مدل جدید^۲ بر این ابهام‌ها نیز افزوده شد. اول اینکه فرایند احراز صلاحیت و انتخاب شرکت از بین شرکت‌های توانمند و متقاضی داخلی، توسط NIOC چگونه است و آیا امکان وقوع فساد در این زمینه وجود ندارد؟ ابهام دیگر اینکه در کنسرسیوم تشکیل شده آیا طرف‌های دیگر (IOC) تمایل به همکاری با شرکت یادشده را دارند و اصولاً در این انتخاب نقشی دارند یا خیر؟ آیا ممکن است در این زمینه فسادی رخ دهد؟ در صورت تحریم شدن شرکت یادشده، تعامل IOCها با آن و همچنین ادامه حیات کنسرسیوم چگونه است؟ در کنسرسیوم یادشده قرار است شرکت ایرانی سرمایه (متناسب با سهم خود) و فناوری تعهدی را چگونه تأمین نماید؟^۳

جدول ۴. جمع‌بندی در زمینه استراتژی‌های به‌کار رفته در طراحی IPC

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

مأخذ: همان.

۱. فرض کنید با رسیدن میدان به مرحله تولید، به‌خاطر وضع تحریم بین‌المللی، صادرات و تولید نفت خام کشور به‌طور محسوسه کاهش یافته و دولت مجبور به کاهش برداشت از میدان موضوع قرارداد با IOC شود. در این صورت دوره مورد انتظار بازیافت هزینه و دستمزد IOC از تولیدات میدان تا زمان نامعلومی به تعویق می‌افتد. اما دولت موظف است هزینه‌ها و دستمزد انتظاری را به IOC بپردازد. با وجود چنین شرطی در IPC به نفع IOC است که پس از فعالیت و رساندن میدان به مرحله تولید، کشور تحریم‌شده و تبعات آن به میدان موضوع قرارداد نیز سرایت کند.

۲. قرارداد توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی در قالب کنسرسیوم مشترک به رهبری توتال.

۳. برای مثال کاردر مدیرعامل شرکت ملی نفت درباره شرکت ایرانی حاضر در قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی می‌گوید: ما ۱۲ شرکت صاحب صلاحیت را به شرکت توتال معرفی کردیم. توتال بررسی‌های فنی کرد و براساس سطح توانمندی شرکت‌های معرفی شده پتروپارس را به‌عنوان شریک ایرانی برگزید! وی همچنین ادامه می‌دهد: شرکت پتروپارس یک شرکت دولتی است و نه تنها توان تأمین مالی بیش از ۱۹/۹ درصد را ندارد، بلکه درخصوص تأمین همین وجه هم با مشکل روبه‌رو هستیم! منبع: خبرگزاری ایسنا؛ ۱۳۹۶/۴/۱۵.



مهم‌ترین ابعاد و موضوعات قراردادی در دو مدل بیع متقابل و IPC در جدول زیر شناسایی می‌شوند.

جدول ۵. مهم‌ترین وجوه تمایز و تشابه مدل بیع متقابل و IPC

موضوع	مدل IPC	مدل بیع متقابل
نوع قرارداد	قرارداد خدمت ریسکی	قرارداد خدمت ریسکی
روابط قراردادی	در این مدل IOC به همراه NIOC یا شرکت‌های تابعه آن شرکت مشترک تشکیل می‌دهند. این شرکت مشترک نقش پیمانکار را دارد.	در این مدل IOC پیمانکار بوده و خدمات را برای NIOC یا شرکت‌های تابعه آن فراهم می‌آورد.
حقوق پیمانکار	در این مدل IOC عملیات مربوط به دوره توسعه میدان را برعهده دارد اما عاملیت در دوره تولید برعهده شرکت مشترک می‌باشد (IOC مدیریت می‌نماید و نسبت به هدایت شرکت مشترک مسئول است)	در این مدل IOC در دوره توسعه میدان، عامل بوده، اما در دوره تولید هیچ مشارکتی نداشته و NIOC عامل می‌شود.
دوره زمانی	۲۰ سال از زمان شروع عملیات توسعه و تمدید متناسب برای IOR/EOR	حداکثر ۷ سال بدون تمدید
ماهیت مشارکت IOC	عدم مالکیت نسبت به دارایی پروژه	عدم مالکیت نسبت به دارایی‌های پروژه
	هیچ حقی نسبت به گاز و نفت مخزن ندارد.	هیچ حقی نسبت به گاز و نفت مخزن ندارد.
بودجه و برنامه کاری	IOC می‌تواند نفت و گاز دریافتی (در قالب قرارداد خرید مجزا و جهت جبران هزینه و دستمزد) را برای خود به‌عنوان دارایی ثبت کند.	IOC نمی‌تواند نفت و گاز مخزن را برای خود به‌عنوان دارایی ثبت کند.
	بودجه و برنامه کاری توسط IOC تهیه و تأیید توسط کمیته مشترک انجام می‌شود و NIOC تأیید نهایی را انجام می‌دهد.	بودجه و برنامه کاری توسط NIOC در زمان قرارداد مورد تأیید قرار می‌گیرد.
جبران هزینه و پاداش	تغییرات سالیانه بودجه و برنامه کاری براساس تأیید NIOC و با انحراف ۵ درصد در دوره تولید مجاز است. افزایش بیش از بودجه مورد تأیید، به جریمه قراردادی منجر می‌شود.	بودجه طبق برنامه کاری مصوب تهیه شده و IOC ریسک هزینه‌های اضافه‌تر در دوره اکتشاف، توسعه و تولید را لحاظ می‌نماید.
	هزینه‌های اکتشاف و توسعه بین ۵ تا ۷ سال مستهلک می‌شود (اما در صورتی که هزینه‌ها جبران نشود امکان تمدید وجود دارد). هزینه‌های تولید نیز باز یافت می‌شود.	هزینه‌های اکتشاف و توسعه بین ۵ تا ۷ سال (بدون تمدید) باز یافت می‌شود.
جبران هزینه و پاداش	پاداش به صورت نقدی یا کالا است. اگر IOC دریافت پاداش را به صورت کالا انتخاب کند در حالی که الزامات مصرف در داخل کشور به وجود آید؛ پرداخت به صورت نقدی تبدیل می‌شود. در صورتی که محصولات میدان‌های گاز طبیعی در بازار داخل مصرف شوند، یا امکان صادرات آن	پاداش تنها به صورت نقدی است.

موضوع	مدل IPC	مدل بیع متقابل
	وجود نداشته باشد از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و نیز پرداخت دستمزد اقدام می‌شود.	
	هزینه و جبران پاداش تا سقف ۵۰ درصد از تولید سالیانه محدود است.	هزینه و جبران پاداش تا سقف ۵۰ درصد از تولید سالیانه محدود است.
	کل میزان قابل بازیافت هزینه سرمایه‌ای از ابتدا معین نیست بلکه مبتنی بر بودجه سالیانه تعیین می‌شود.	کل میزان قابل بازیافت هزینه سرمایه‌ای از ابتدای قرارداد معین است.
ساختار دستمزد	دستمزد مرتبط با حجم تولید بوده (در هر بشکه یا حجم گاز تولیدی) و برحسب قیمت بازار سقف آن تعیین می‌شود.	دستمزد مبتنی بر درصد ثابت از درآمد تولید است.
	دستمزد پایه براساس عامل R (نسبت درآمدها به هزینه‌ها) و نرخ تولید تعدیل‌پذیر است. نرخ آن براساس عوامل پنج‌گانه (قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل R و سطح تولید) شناور است.	دستمزد تعدیل‌پذیر نیست اگرچه NIOC می‌تواند یک‌طرفه آن را کاهش دهد.
مکانیسم‌های (پرداخت‌های) انگیزشی	پرداخت‌های انگیزاننده در پروژه‌های خاص (ریسک بالا، میادین در حال تولید و میادین کوچک) وجود دارد. پرداخت‌های انگیزاننده برای پروژه‌های EOR و IOR وجود دارد.	فقدان مکانیسم‌های (پرداخت‌های) انگیزشی
استفاده از توان داخلی	ضرورت به‌کارگیری حداکثر ظرفیت‌ها و توان داخلی در قراردادهای	ضرورت به‌کارگیری حداکثر ظرفیت‌ها و توان داخلی در قراردادهای
آثار تصمیمات محدودکننده توسط NIOC	IOC همچنان حق بازیافت هزینه‌ها و دستمزد را خواهد داشت.	درآمد کمتری برای بازیافت هزینه IOC وجود خواهد داشت.
قصور در تحقق حداقل تولید	شرکت مشترک کنترل تولید را برعهده دارد. تبعات مربوط به کاهش تولید نسبت به اهداف شفاف نیست. تبعات تولید ناکافی شامل عدم جبران هزینه و دستمزد می‌شود.	NIOC کنترل تولید را برعهده دارد. تبعات قصور شامل عدم جبران هزینه و دستمزد می‌شود.
بازاریابی	اگر دستمزد از نوع کالا باشد IOC حق بازاریابی دارد.	ارتباطی به IOC ندارد.
بازگشت تحریم‌ها	تحریم جزء قوه قهریه نیست و جبران هزینه و دستمزد IOC توسط کشور تعهد شده است.	به‌طور ضمنی هیچ حفاظتی در برابر تحریم‌های بین‌المللی وجود ندارد.
حل اختلاف	از طریق داوری	از طریق داوری

مأخذ: کلیات الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران مصوب هیئت دولت (۱۳۹۴/۷/۹)، اصلاحیه ابلاغی معاون اول رئیس‌جمهور (۱۳۹۵/۶/۱۰)، طاهری فرد و دیباوند (۱۳۹۵)، مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۵)، لاونسن و برادستریت^۱ (۲۰۱۶).



۸. مقایسه IPC و مدل‌های قراردادی در کشورهای خلیج فارس

از مورد کاوی مدل‌های قراردادی کشورهای منطقه خلیج فارس و IPC و همچنین ارزیابی فضای کسب و کار IOCها در دو دهه اخیر به‌ویژه فضای کسب و کار 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. از این رو 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 در عین حال 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. از این رو مدل‌های قراردادی این کشورها مبتنی بر حضور حداکثری (سرمایه‌ای و به تبع آن مدیریتی) NOC و یا شرکت‌های تابعه آن طراحی شده است.

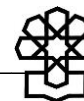
• مهم‌ترین ریسکی که IOCها ممکن است در کشورهای ایران و عراق با آن مواجه شوند، از نوع ژئوپلیتیک و تحریم بوده، اما ریسک بقیه کشورها از نوع موضوعات فنی و احتمال عدم اکتشاف تجاری جدید است. از این رو کشورهای ایران و عراق تلاش می‌کنند تا مدل‌های قراردادی خود را جذاب‌تر کنند در صورتی که بقیه کشورها در این زمینه انگیزه چندانی ندارند.

• موضوع حاکمیتی (تسلط و تملک مطلق دولت بر منابع) در انتخاب نوع قرارداد برای همه کشورهای منطقه مهم و برای کشورهای دارای کمترین آزادی سیاسی (جهت حفظ و تداوم حکومت خودکامه) اهمیت افزون‌تری دارد.

• فضای کسب و کار برای IOCها دچار تحول اساسی 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 شرایطی اگر بازبینی و طراحی قراردادهای جدید بالادستی در کشورهای منطقه خلیج فارس (کشورهای دارای مرغوبیت زمین‌شناختی و هزینه تولید پایین) با ایجاد جذابیت‌های غیرمتعارف و نادیده انگاشتن پتانسیل‌ها و ظرفیت‌های داخلی که در تعامل مستقیم با SCها قابلیت ارتقا دارد؛ در دستور کار قرار گیرد؛ به‌نظر نوعی بی‌دقتی و قصور خواهد بود.

• در فضای دگرگون شده کسب و کار برای IOCها، کشورهای منطقه خلیج فارس (غیر از ایران و عراق) تلاش دارند تا از همکاری با آنها مهارت‌های مربوط به مدیریت مگا پروژه و آموزش و تربیت نیروهای

متخصص در این زمینه را فراگیرند. بدین منظور الزامات و تکالیف مصرحی در قراردادهای خود جای داده‌اند. با اولویت‌دار بودن تأمین سرمایه برای کشور میزبان (کشورهای عراق و ایران) و به تبع آن افزایش نقش مدیریتی و راهبردی IOCها، نمی‌توان انتظار داشت که انتقال مهارت‌های مربوط به مدیریت مگا پروژه‌ها به درستی انجام شود.

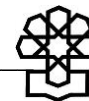


جدول ۶. مقایسه مدل قراردادی کشورهای مورد بررسی و IPC

نام کشور	مدل مسلط قرارداد	حوزه مسلط در قرارداد	طول دوره قرارداد	مهم ترین محرک انعقاد قرارداد	مهم ترین ریسک های شناسایی شده برای IOC	نقش NOC یا شرکت های 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	۲۵-۲۰ سال	تأمین سرمایه	ژئوپلیتیک - امنیتی	عضویت در کمیته مشترک مدیریت - تصویب برنامه و بودجه سالیانه	عدم امکان	از محل تولید تا سقف ۵۰ درصد سالیانه تا انقضای کامل	جبران هزینه / دستمزد	عایدات پس از جبران هزینه ها/پاداش امضا/مالیات بر شرکت
عراق - اقلیم کردستان	مشارکت در تولید PSC	نفت - گاز	۲۵-۲۰ سال از آغاز توسعه	تأمین سرمایه	امنیتی - اختلافات منطقه و دولت فدرال	عضویت در کمیته مشترک مدیریت - تصویب برنامه و بودجه سالیانه	امکان ثبت	از محل تولید تا سقف ۴۰ درصد سالیانه برای نفت و ۶۰ درصد گاز	جبران هزینه - نفت منفعتی	بهره مالکانه - پاداش های امضاء - نفت منفعتی - مالیات بر درآمد اشخاص
عربستان سعودی	امتیازی Royalty-Tax	نفت	۶۰ سال	فناوری جهت افزایش بهره‌وری 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	مالیات - سهم بری متناسب با آورده در شرکت مشترک به نمایندگی NOC	بهره مالکانه - مالیات - سهم بری متناسب با آورده در شرکت مشترک
کویت	خدمت ETSA	نفت - گاز	۲۵ سال	فناوری جهت افزایش بهره‌وری چاه‌ها	تنش سیاسی بین دولت و مجلس شورای ملی در حوزه نفت	عضویت در کمیته مشترک مدیریت - تصویب برنامه و بودجه سالیانه	عدم امکان	از محل تولید تا سقف ۵۰ درصد سالیانه طی ۱۰ سال	جبران هزینه - دستمزد	عایدات پس از کسر جبران هزینه‌ها

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 به‌عنوان دارایی برای IOC	نحوه جبران هزینه‌های IOC	دریافتی‌های IOC	دریافتی دولت
امارات متحده عربی	امتیازی Roylty-Tax	نفت - گاز	۴۰ سال	فناوری جهت افزایش بهره‌وری چاه‌ها	--	تسلط مدیریتی و سهم سرمایه (۶۰ درصدی) در شرکت مشترک با IOC	امکان ثبت	پس از پرداخت بهره مالکانه و مالیات، سهم‌بری از تولید متناسب با آورده در شرکت مشترک	دریافتی‌های IOC	بهره مالکانه - مالیات - سهم‌بری متناسب با آورده در شرکت مشترک به نمایندگی NOC
قطر	مشارکت در تولید DPSA /EPSA	گاز	۲۵ سال	انتقال فناوری - به‌کارگیری ظرفیت IOC در مدیریت یکپارچه بخش بالا و پایین‌دستی LNG	-	عضویت در کمیته مشترک مدیریت - تصویب برنامه و بودجه سالیانه	امکان ثبت	از محل تولید تا سقف ۴۰ درصد سالیانه	جبران هزینه - گاز منفعتی	گاز منفعتی (۹۰ درصد بهره مالکانه - پاداش امضا و تولید - مالیات بر درآمد
ایران	خدمت IPC	نفت - گاز	۲۰ سال از آغاز توسعه	تأمین سرمایه	بازگشت تحریم	عضویت در کمیته مشترک مدیریت - تصویب برنامه و بودجه سالیانه - آورده سهم سرمایه در شرکت مشترک	عدم امکان	از محل تولید تا سقف ۵۰ درصد سالیانه تا انقضا کامل	جبران هزینه دستمزد	عایدات پس از کسر جبران هزینه‌ها

مأخذ: همان.



نتایج

- دگرگونی فضای کسب و کار و از دست رفتن مزیت‌ها، رشد و ارتقای عملکرد NOC‌ها، اوضاع نابسامان بازار سهام، محدودیت دسترسی به ذخایر عظیم و کم‌هزینه و تغییر رفتار قیمت مهم‌ترین چالش‌های فراروی IOC‌ها در دو دهه اخیر بوده که به تغییر استراتژی و کاهش قدرت آنها منجر شده است. این شرایط باید توسط کشورهایی که به دنبال جذب IOC در بخش بالادستی نفت و گاز خود هستند مورد توجه قرار گیرد.
- تغییرات ساختاری در بازار نفت، نااطمینانی‌های سیاسی و ژئوپلیتیک، ظهور ذخایر نامتعارف در آمریکای شمالی، ورود رقبای آسیایی و مدل‌های قراردادی با جذابیت مالی کم به تغییر نگاه IOC‌ها به منطقه خلیج فارس منجر شده است. از این رو سهم و حضور IOC‌ها در طول زمان در این منطقه در حال کاهش بوده است.
- غیر از کشورهای ایران و عراق، موضوع تأمین سرمایه برای سایر کشورهای منطقه خلیج فارس اولویت و اهمیت چندانی ندارد. این کشورها تلاش دارند تا از همکاری با IOC‌ها مهارت‌های مربوط به مدیریت مگا پروژه و آموزش و تربیت نیروهای متخصص در این زمینه را فراگیرند.
- اهداف طراحی مدل IPC در دو بخش اصلی یعنی افزایش تولید به منظور بازیابی جایگاه ایران در اوپک و بازار گاز (از طریق جذب سرمایه خارجی، توسعه میادین مشترک، به کارگیری فناوری‌های نو در افزایش برداشت و تولید صیانتی) و همچنین توانمندسازی شرکت‌های داخلی و دسترسی آنها به فناوری و دانش روز قابل دسته‌بندی است.
- مدل جدید قراردادهای بالادستی ایران مبتنی بر چارچوب کلی بیع متقابل (حفظ مالکیت میدان - مخزن برای کشور و پرداخت هزینه‌ها از محل تولیدات میدان) و با پیروی از سه استراتژی شامل برطرف کردن مهم‌ترین ایرادهای موجود در مدل بیع متقابل، ایجاد جذابیت‌های جدید برای IOC و نقش بارزتر شرکت‌های داخلی با فعالیت در کنار IOC طراحی شده است.
- اگرچه با برطرف شدن مهم‌ترین ایرادهای موجود در مدل بیع متقابل، انگیزه حضور و سرمایه‌گذاری IOC افزایش می‌یابد، اما ایجاد جذابیت‌های جدید برای IOC و نقش بارزتر شرکت‌های داخلی با فعالیت در کنار IOC با امکان عدم تحقق برداشت صیانتی، ریسک آسیب دیدن منافع ملی و همچنین ریسک وقوع فساد و تبانی همراه است.

پیشنهادها

۱. در این مقطع زمانی و با لحاظ جمیع شرایط داخلی و پیرامونی، طراحی مدل جدید قراردادی باید با محوریت رفع ایرادهای بیع متقابل (استراتژی ۱) انجام می‌شود و از ایجاد جذابیت‌های جدید برای IOCها اجتناب می‌شود. انتظار می‌رود برخلاف شرکت‌های غربی، شرکت‌های شرق آسیا و چین که تمایل زیادی به حضور در منطقه خلیج فارس داشته و از نقدینگی کافی نیز برخوردار هستند از حضور در طرح‌های بالادستی نفت و گاز ایران استقبال بیشتری می‌کنند.

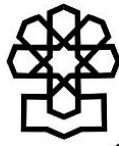
۲. با توجه به اینکه مدل IPC وارد فاز اجرا شده است، پیشنهاد می‌شود به‌کارگیری آن منحصراً به میادین دارای شرایط اضطراری و خاص محدود شود. شرایط اضطراری در میادین مشترک (به جهت عقب‌ماندگی از رقبا) و شرایط خاص در میادین واقع‌شده در آب‌های عمیق (برای مثال دریای خزر که نیاز به سرمایه و فناوری خاص دارد) تعریف می‌شود. برای سایر میادین (در حال تولید و میادین اکتشاف شده، اما به مرحله تولید نرسیده) مدل بیع متقابل بهبودیافته طراحی و به‌کار رود. وجود چندین مدل قراردادی در یک کشور صاحب منبع و طراحی به‌کارگیری آنها متناسب با شرایط خاص هر میدان، در بخش بالادستی کشورهای مختلف کاملاً متعارف و مرسوم است.

۳. تنها راه تحول شرکت‌های داخلی این است که در گام اول قابلیت آنها در تأمین نقدینگی و سرمایه ارتقا یابد. در گام دوم می‌توان انتظار داشت که همانند ADNOC امارات متحده عربی و ARAMCO عربستان و شرکت‌های تابعه آنها، ایجاد کنسرسیوم یا IOCها 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.



۱. طاهری فرد، علی و هادی، دیباوند. بررسی قراردادهای نفتی ایران (IPC) در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی، آفاق امنیت، سال نهم ش ۳۱، ۱۳۹۵.
۲. کاظمی نجف آبادی، عباس. آشنایی با قراردادهای نفتی، مؤسسه مطالعات و پژوهش‌های حقوقی تهران، چاپ اول، ۱۳۹۳.
۳. آثار قراردادهای نفتی بر درآمدهای نفتی کشور، مرکز پژوهش‌های مجلس، آبان ۱۳۹۵.
۴. بررسی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران فاز اول: عملکرد قراردادهای بیع متقابل ویرایش دوم، مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۴.
www.sobhanenergy.com
۵. بررسی جامع قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) ویرایش دوم، مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، مهر ۱۳۹۵
www.sobhanenergy.com.
6. Bassam Fattouh (2017). Upstream Investment in the Middle East: Challenges and Opportunities in Lower Price Environment Presented At Chatham House, London, 23 January Oxford Institute for Energy Studies.
7. Mawji Omar (2017). What Petro States Can Learn From The U.S. Shale Boom. oilprice.com Energy-General.
8. Stevens Paul (2016) International Oil Companies the Death of the Old Business Model Energy, Environment and Resources.
9. Shapiro, M. (2015). 'It's Getting Harder for Oil Companies to Make Money, Here's Why', Mother Jones, <http://www.motherjones.com/environment/2015/09/shell-arctic-oil-chevronexxon-bp> (accessed 3 Oct. 2015).
10. Crooks, E. and Adams, C. (2015) 'Oil companies seek lasting cost cuts after Crude Price Plunge.
11. Financial Times, 27 April 2015, <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/1e4570d0-ea5d-11e4-96ec-00144feab7de.html#axzz41hKoBgz3> (accessed 29 Apr. 2015).
12. Evans-Pritchard, A. (2014) 'Fossil industry is the subprime danger of this cycle', Daily Telegraph, 9 July 2014, http://www.telegraph.co.uk/finance/comment/ambroseevans_pritchard/10957292/
13. Nolan Peter A Thurber Mark (2010). C. Risk Management and the Frontier of the petroleum Industry on the States choice of Oil Company. www.fsi.stanford.edu
14. Marcel Valérie (2006) Investment in Middle East oil: who needs whom. February 2006\ Energy, Environment and Development Programme Chatham House
15. EIA (2009a), U.S. Energy Information Administration: Saudi Arabia – Country Analysis Briefs
16. IEA (2012) International Energy Agency, World Energy Outlook Special Report: Iraq Energy Outlook.
17. EIA (2014) Country analysis briefs: Saudi Arabia
18. EIA (2016) Country Analysis Brief: Iraq
19. Arab Oil & Gas Directory (2013), www.stratener.com, Iraqpage .
20. Energy Intelligence Group (2013) "Iraq: Constraints to Production Growth," (June 28, 2013).
21. Middle East Economic Survey, "Iraq Slashes Investment Threatening Oil Output Gains," Volume 58, issue 38.

22. Ghandi Abbas and Lawell C.-Y. Cynthia Lin (2017) an Analysis of the Economic Efficiency of Oil Contracts: A Dynamic Model of the Rumaila Oil Field in Iraq. clinlawell.dyson.cornell.edu/Iraq_TSC_.
23. Stroebel, J., and van Bentham, A. (2013) Resource extraction contracts under threat of expropriation: Theory and evidence. *Review of Economics and Statistics*, 95 (5).
24. Kennedy, C. (2016) Iraq on the Brink of Chaos as Oil Revenues Fall. *OilPrice.com*. Retrieved July 1, 2016, from <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/Iraq-On-The-Brink-Of-Chaos-As-Oil-Revenues-Fall.html>
25. Myers Jaffe, A. and J. Elass (2007) Saudi Aramco: National Flagship with Global Responsibilities, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, Houston.
26. Bacci Alessandro (2011) Kuwait's O&G Contractual Framework and the Development of a Modern Natural Gas Industry. www.daonline.info
27. Stevens Paul (2008) Kuwait Petroleum Corporation: Searching for Strategy in a Fragmented Oil Sector .PESD .Stanford. Program on Energy and Sustainable Development
28. Panchal Rekhah (2016) Oil and Gas Regulation in the United Arab Emirates: overview <https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/2-528-1046>
29. Webb Michael (2012) the Legal Framework Concerning ABU DHABI oil Concession Opportunities and Challenges. www.hadefpartners.com
30. Sultan M. Al-Abdulla (2007) Encyclopedia of Hydrocarbons of volume IV Economics, Policies and Legislation Istituto Della Encyclopedia ITALIANA
31. Michael Lawson and Ben Bradstreet (2016) The Iranian Petroleum Contract: Foreign Investment Reforms in Iran's oil and Gas Sector. <http://www.kwm.com/en/knowledge/insights/the-iranian-petroleum-contract>
32. Biscardini Giorgio (2017) Oil and Gas Trends Adjusting Business Models to a Period of Recover, <https://www.strategyand.pwc.com/media/file/2017-Oil-and-Gas-Trends.pdf>
33. Global Oil and Gas Tax Guide (2017) www.ey.com/oilandgas
34. Apicorp Energy Research (2017) Vol. 02 No. 04 | January 2017.
35. KPMG (2016). *Unsung Workhorses of the Oil Industry*, Oilfield Services Companies, KPMG Global Energy Institute, kpmg.com/energy
36. Ghaddar Ahmad (2016) (Iraq Offers Oil Fields Under New Contract Terms <http://www.reuters.com/article/us-iraq-oil-contract>
37. *The Oil and Gas Law Review* (2016) Edition 4 .Abu Dhabi. thelawreviews.co.uk/edition/the-oil-and-gas-law-review-edition-4/1140321/abu-dhabi
38. *Practical Law* (2014) *Oil and Gas Regulation in Qatar: overview* <https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/5-525-5499>



مرکز پژوهش‌ها
مجلس شورای اسلامی

شماره مسلسل: ۱۶۱۲۸

شناسنامه گزارش

عنوان گزارش: مقایسه تطبیقی IPC با قراردادهای بخش بالادستی نفت و گاز در کشورهای حوزه خلیج فارس

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین: هادی دیباوند

مدیر مطالعه: فریدون اسعدی

ناظر علمی: حسین افشین

ویراستار تخصصی: _____

ویراستار ادبی: پرند فیاضی

واژه‌های کلیدی:

۱. IPC

۲. قراردادهای نفتی

۳. بخش بالادستی

۴. گاز

۵. خلیج فارس

۶. کشورهای همسایه

۷. مقایسه تطبیقی



تاریخ انتشار: ۱۳۹۷/۸/۱