مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل

کد موضوعی: ۲۳۰
شماره مسلسل: ۱۵۰۵۹
مهرماه ۱۳۹۵

معاونت پژوهش‌های اقتصادی
دفتر: مطالعات بخش عمومی

به‌نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ۱
مقدمه ۲
۱. بررسی قراردادهای بیع متقابل ۴
۱-۱. بررسی جایگاه قراردادهای خرید خدمت در قراردادهای بالادستی نفت و گاز ۴
۱-۲. بررسی کلی قراردادهای بیع متقابل ۱۰
۲. بررسی قراردادهای IPC ۱۶
۲-۱. رژیم مالی قرارداد ۱۶
۲-۲. ارزیابی شاخص‌های قراردادی ۲۱
جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ۲۸
پیوست ۳۵

مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل

چکیده

قراردادهای بیع متقابل تقریباً از نظر تئوری اکثر نگرانی‌های طرف ایرانی را به لحاظ حفظ مالکیت و حاکمیت دولت بر منابع طبیعی کشور، مرتفع می‌سازد. همچنین دولت ایران هیچ تعهدی برای بازپرداخت هزینه‌های انجام گرفته توسط شرکت پیمانکار نداشته و در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی ریسک سرمایه‌گذاری به‌عهده پیمانکار گذاشته شده است.

با وجود مزایای ذکر شده برای این قراردادها یکسری انتقادات و ضعف‌های جدی در این نوع از قرارداد وجود دارد، ازجمله احتمال عدم رعایت موازین تولید صیانتی، نادیده‌گرفتن ظرفیت‌های داخلی در پیمانکارهای فرعی، عدم انتقال تکنولوژی به مفهوم واقعی آن، کوتاه بودن طول دوره قرارداد و عدم مشارکت شرکت خارجی در دوره بهره‌برداری با شرکت‌های داخلی، عدم مشارکت شرکت ملی نفت در مدیریت پروژه، عدم پیوستگی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید، عدم ایجاد انگیزه کافی برای شرکت خارجی جهت انتقال تکنولوژی، عدم ارتباط میان دریافتی شرکت با نوع تکنولوژی به کار گرفته شده در توسعه میدان، عدم تناسب قراردادهای بیع متقابل در حوزه اکتشاف و عدم انعطاف‌پذیری قراردادهای بیع متقابل.

مهمترین وجه تمایز قراردادهای جدید (IPC) با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. همچنین دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت، عامل R، سطح تولید و نوع میدان شناور است.

از آنجا که دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان تعیین می‌گردد و نسبت به فاکتورهای مختلف شناور است، این مکانیسم باعث انعطاف‌پذیری کافی در قرارداد می‌گردد و با توجه به پذیرش ریسک کاهش تولید توسط پیمانکار، بهره‌گیری از دستمزد بیشتر یا کمتر در صورت افزایش یا کاهش قیمت نفت با لحاظ نمودن سقف و کف، تا حدودی این ریسک را جبران نموده و جذابیت قرارداد را نسبت به سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری پیمانکار، حفظ می‌کند.

نکته بسیار مهم آن است که پارامترهای قرارداد همچون نحوه تعدیل دستمزد در قبال تغییر عامل R، سطح قیمت و ... باید به‌صورت دقیق از طریق شبیه‌سازی مالی قرارداد تنظیم گردند به نحوی که مسائلی همچون بیش‌برآورد هزینه، انجام هزینه‌های اضافی، کاهش یا افزایش شدید نرخ بازدهی طرفین

و مسائلی از این دست در عمل اتفاق نیافتد.

هرچند براساس اظهار نظر برخی متخصصین حقوق نفت و گاز به‌نظر می‌رسد امکان ثبت ذخایر نفتی در دارایی شرکت‌های پیمانکار از لحاظ حقوقی در قراردادهای IPC فراهم آمده است، اما برخی از کارشناسان و مقامات مرتبط با موضوع چنین اظهارنظر می‌کنند که در این قرارداد، پرداخت دستمزد (فی) به‌صورت نقدی (دلاری) است ولی همانند بیع متقابل این پرداخت می‌تواند در قالب قرارداد «خرید و فروش» نفت که یکی از ضمایم قرارداد است انجام شود که یک معامله تجاری است و نقطه تحویل دارد. لذا حتی مالکیت بر تولید نیز در این قرارداد تفسیر نمی‌شود و به طریق اولی مالکیت بر ذخایر امکان ندارد. آنچه که امروزه به‌عنوان یک ضرورت قانونی در بورس‌های دنیا برای شرکت‌های نفتی مطرح است افشای قراردادها و برآوردها همراه با تراز مالی سالیانه است که باید انجام دهند و این به معنی ثبت ذخیره نیست.

مقدمه

قانون نفت ایران از سال ۱۳۳۶ عملاً رژیم حقوقی امتیاز را کنار گذارده و قراردادهای مشارکت در تولید را طرح‌ریزی نمود. قانون نفت سال ۱۳۵۳ یک گام به جلوتر رفته و قرارداد خدمت را جایگزین قرارداد مشارکتی نمود.

پس از پیروزی انقلاب اسلامی، محدودیت‌های قابل توجهی در قانون اساسی در مورد مشارکت بخش خصوصی به‌طور عام و سرمایه‌گذاران خارجی به‌طور خاص، در فعالیت‌های اقتصادی مقرر گردید. بسیاری از بخش‌های اقتصاد، ملی شدند. به علاوه امتیاز تشکیل شرکت‌ها و مؤسسات در امور تجارتی و صنعتی و کشاورزی و معادن و خدمات به خارجیان مطلقاً ممنوع، استخدام کارشناسان خارجی محدود و هر گونه قرارداد که موجب سلطه بیگانه بر منابع طبیعی و اقتصادی کشور گردد، ممنوع شد.[۱] در ماده (۶) قانون نفت مصوب ۱۳۶۶ بر ممنوعیت هر گونه سرمایه‌گذاری خارجی در بخش نفت و گاز کشور تأکید شد.

پس از پایان جنگ تحمیلی، اکتشاف و توسعه میادین نفت وگاز در ایران به‌عنوان یکی از اولویت‌های اولیه دولت جمهوری اسلامی ایران تعیین شد و قانونگذار با تصویب برنامه دوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مجوز انجام این کار با استفاده از منابع خارجی را صادر نمود، به‌نحوی که بازپرداخت هزینه‌های انجام شده برای هر طرحی از محل عواید حاصل از تولید همان طرح صورت پذیرد. بدین ترتیب، ماده (۶) قانون نفت سال ۱۳۶۶ که هرگونه سرمایه‌گذاری خارجی در پروژه‌های نفت و گاز را ممنوع می‌کند، به‌طور ضمنی و با تبدیل آن به تأمین منابع مالی و بدون حق مالکیت اصلاح گردید (شیروی و ابراهیمی،

۱. مواد (۸۱)، (۸۲) و (۱۵۳) قانون اساسی.

۱۳۸۸). اجازه انعقاد قرارداد بیع متقابل در برنامه‌های پنج‌ساله توسعه اقتصادی سوم و چهارم و پنجم نیز تصریح شده است.

قراردادهای بیع متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی خرید خدمت هستندکه پیمانکار طرف قرارداد، عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه را در قبال دریافت حق‌الزحمه‌ای معین انجام می‌دهد. این قراردادها از ابتدا تاکنون با توجه به تغییراتی‌که در آنها صورت گرفته است دارای سه نسل مختلف بوده‌اند.

از حدود دو سال پیش نسل جدیدی از قراردادهای ریسکی خرید خدمت در کشور تحت عنوان IPC مطرح شده است. این قراردادها که شباهت نسبی با قراردادهای خدماتی عراق دارند به‌عنوان جایگزین قراردادهای بیع‌متقابل به صنعت نفت معرفی شده است. برخی از مهمترین اهداف طراحی قرارداد جدید به‌شرح زیر است:

- اکتشاف میادین جدید (همراه با توسعه آن) در تمامی نقاط اعم از مناطق کم‌ریسک و پرریسک،
- توسعه میادین کشف شده با بهترین روش‌های جهانی و کمترین هزینه ممکن و حداکثر نرخ کارآیی و بالاترین نرخ بازیافت با دید بلندمدت و در نظرگرفتن کل سیکل عمر مخزن،
- حفظ ظرفیت تولید و افزایش نرخ بازیافت با سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری از میادین مکشوفه توسعه نیافته و یا میادین در حال تولید (گرین و براون)،
- در اولویت قرار دادن میادین مشترک با ایجاد انگیزه کافی برای شرکت‌های خارجی و در صورت امکان از طریق یکپارچه‌سازی عملیات بهره‌برداری و در دستور کار قراردادن احتمال استفاده از مدل قراردادی کشور همسایه (در صورت لزوم) توسط شرکت ملی نفت،
- رسیدن به حداکثر نرخ کارآیی در میادین در حال تولید با ایجاد ارتباط میان دستمزد (فی) و سطح تولید در قرارداد،
- رسیدن به سطح حداکثر تولید تعریف شده در طرح توسعه فاز به فاز و حفظ سطح تولید در آن سطح تعریف شده برای دوره ماندگاری مشخص،
- انتقال تکنولوژی و بومی‌سازی آن از طریق همکاری شرکت خارجی با شرکت‌های داخلی و به‌کارگیری نیروهای متخصص داخلی به‌منظور صرفه‌جویی در هزینه و ارتقای قابلیت نیروهای داخلی و کسب مهارت‌های لازم جهت همکاری با شرکت‌های خارجی در میادین داخلی و همچنین بازارهای بین‌المللی.

در این گزارش قراردادهای جدید نفتی ایران بررسی خواهد شد. ابتدا به‌طور مختصر سه نسل قراردادهای بیع متقابل را معرفی کرده، سپس چارچوب اصلی قراردادهای جدید تشریح شده و در پایان مهمترین مؤلفه‌های مالی و اقتصادی و حقوقی قراردادهای IPC را با قراردادهای بیع متقابل مقایسه می‌شود.

۱. بررسی قراردادهای بیع متقابل

در این قسمت به بررسی جایگاه قراردادهای خرید خدمت در قراردادهای بالادستی نفت و گاز پرداخته و ساختار قراردادهای بیع متقابل تشریح می‌گردد. سپس به بررسی کلی قراردادهای بیع متقابل و تبیین نقاط ضعف و قوت آن می‌پردازیم. در ادامه عملکرد قراردادهای بیع متقابل از جنبه‌های مختلف همچون میزان افزایش تولید محقق شده، صیانتی بودن فرآیند تولید، میزان استفاده از توان داخلی، انتقال تکنولوژی و ارتقای توانمندی داخلی و میزان سرمایه‌گذاری صورت گرفته و دریافتی طرفین مورد بررسی قرار می‌گیرد. در انتها به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری در مورد عمکرد قراردادهای بیع متقابل می‌پردازیم.

۱-۱. بررسی جایگاه قراردادهای خرید خدمت در قراردادهای بالادستی نفت و گاز

رژیم‌های مالی در دو گروه اصلی سیستم‌های حق امتیاز و سیستم‌های قراردادی طبقه‌بندی می‌شوند. انتخاب نوع رژیم مالی در کشورهای صاحب ذخایر، تابعی از حجم ذخایر اثبات شده، هزینه اکتشاف و تولید، خصوصیات زمین‌شناسی، ریسک‌های سیاسی و شرایط بازار نفت است. در این زمینه اغلب کشورهای صاحب ذخایر فراوان و هزینه‌های اکتشاف و تولید اندک و متوسط از سیستم‌های قراردادی بهره می‌گیرند و کشورهای با ذخیره اندک و هزینه‌های بالا و نیز کشورهای صنعتی که دارای ذخایر بزرگ می‌باشند از سیستم امتیازی استفاده می‌کنند (آیدورینگل،[1] ۲۰۱۰).

ـ سیستم‌های امتیازی

رژیم‌های مالی نفت در طول زمان به‌دلایلی از قبیل کسب تجربه کشورهای تولیدکننده و مصرف‌کننده، تغییر شرایط بازار نفت و گاز و یا تغییر باورها و نگرش کشورهای یک منطقه تغییر می‌کنند. سیستم حق امتیاز اولین رژیم مالی برداشت از میادین نفتی است که سابقه‌اش به یونان ۴۸۰ سال قبل از میلاد مسیح جهت بهره‌برداری از معادن نقره برمی‌گردد. قراردادهای امتیازی اولیه صرفاً بهره مالکانه داشتند، اما به تدریج مالیات به آن اضافه شد. در حال حاضر حدود نیمی از قراردادهای صنعت نفت به‌صورت امتیازی هستند (کیسر،[2] ۲۰۰۷).

هم‌اکنون این نوع رژیم مالی در کشورهای آمریکا، کانادا، نروژ، برزیل، عربستان سعودی (میادین گازی)، آفریقای جنوبی، پاکستان، استرالیا و تایلند وجود دارد (ون مروس،[3] ۲۰۰۸).

1. Idoringle
2. Kaiser
3. Van Merus

ـ قراردادهای مشارکت در تولید

از دهه ۱۹۶۰ میلادی به تدریج قراردادهای مشارکت در تولید در کشورهای تولیدکننده نفت رواج پیدا کرد. دلایل متعددی را می‌توان برای پذیرش مذاکرات مجدد ازسوی شرکت‌های بین‌المللی در دهه ۱۹۶۰ برای تغییر نوع رژیم‌های مالی از امتیازی به قراردادی بر شمرد:

اولاً شرکت‌های بین‌المللی می‌دانستند که قراردادهای موجود بسیار غیرمنطقی است و به هیچ‌وجه منافع دولت‌های صاحب ذخایر لحاظ نشده است. ازاین‌رو در خصوص عدم موافقت با مذاکرات مجدد با کشورهای میزبان موجب خواهد شد ملی‌سازی در این کشورها صورت گرفته و همه اموال این شرکت‌ها توسط دولت‌ها مصادره شود.

ثانیاً امتیازات بسیار سودآور بود و تغییر برخی از ترتیبات مالی نمی‌توانست تأثیر چندانی بر سودآوری تولید از میادین عظیم در آن دوره داشته باشد.

ثالثاً شرکت‌های نفتی به‌صورت عمودی ادغام شده بودند و کلیه زنجیره تولید تا توزیع نفت را در اختیار داشتند در چنین شرایطی دسترسی به ذخایر عظیم نفتی مهمتر از کاهش سودآوری است.

اولین قرارداد مشارکت در تولید در اوت ۱۹۶۶ میلادی با شرکت ملی نفت اندونزی منعقد شد و سپس به سایر کشورهای تولیدکننده نفت توسعه یافت. در واقع از این زمان به بعد، شرکت‌های نفتی برای نخستین بار نقش پیمانکاران را ایفا کردند. باید توجه داشت واژه پیمانکار فقط در مورد قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت مصداق دارد، زیرا پیمانکار موظف به اجرای عملیاتی است که در قرارداد تصریح شده است و همان‌طور که بیان شد اساساً نمی‌تواند مالکیت ذخایر نفتی را به دست آورد. در حال حاضر کشورهای اندونزی، مالزی، هند، مصر، سوریه، یمن و بسیاری کشورهای دیگر از این نوع قراردادها بهره می‌گیرند.

ـ قراردادهای خدماتی

قراردادهای خدماتی خالص اولین بار در سال ۱۹۵۰ توسط مکزیک مورد استفاده قرار گرفت و سپس ایران و عراق از این نوع قرارداد بهره گرفتند (بایندمن[1]، ۱۹۹۸). قراردادهای ریسکی خرید خدمت برای اولین بار در سال ۱۹۷۲ در برزیل و سپس در کشورهای آرژانتین و کلمبیا به کار گرفته شد. قراردادهای خدماتی در حال حاضر فقط در کشورهای محدودی ازجمله ایران، مکزیک و عراق در حال اجراست. قرارداد خدمات فنی نوع خاصی از قراردادهای خدماتی است که IOCs صرفاً به‌عنوان مشاور دولت عمل می‌کند و هیچ‌گونه دخالتی در عملیات و سرمایه‌گذاری ندارد. کویت به دنبال انعقاد چنین قراردادهایی است (ون مروس، ۲۰۰۸). در جدول زیر رژیم‌های مالی بزرگ‌ترین صاحبان ذخایر و تولیدکنندگان نفت

1. Bindemann

و گاز در سال ۲۰۱۱ ارائه شده است:

جدول ۱. نقشه قراردادهای بالادستی در کشورهای عمده تولیدکننده نفت و گاز[۱]

نوع قرارداد	آمریکای شمالی	آمریکای جنوبی و مرکزی	اروپا و اوراسیا	خاورمیانه	آفریقا	آسیا- اقیانوسیه
امتیازی	آمریکا- کانادا	آرژانتین- کلمبیا- برزیل- پرو	انگلیس- نروژ- دانمارک- ایتالیا- قزاقستان- نروژ- رومانی- روسیه ازبکستان	امارات- عربستان (میادین گازی)	آفریقای جنوبی کنگو- نیجریه الجزایر- چاد سودان- تونس	استرالیا- تایلند
مشارکت در تولید		برزیل- اکوادر ترینیداد و توباگو	آذربایجان- روسیه- قزاقستان ترکمنستان ازبکستان	قطر- یمن- سوریه عمان- عراق (کردستان)	یمن- اندونزی مصر- نیجریه آنگولا- لیبی گابن- الجزایر گینه	مالزی- برونئی چین- هند اندونزی- مالزی- تایلند ویتنام
خدماتی	مکزیک	پرو- ونزوئلا		عراق- کویت ایران-	آنگولا	

مآخذ: جمع‌اوری نگارنده بر اساس داده‌های شرکت ارنست و یانگ ۲۰۱۱، بلک من ۲۰۱۰، جانستون ۲۰۰۳.

ـ قراردادهای بیع متقابل

قانون نفت ایران از سال ۱۳۳۶ عملاً رژیم حقوقی امتیاز را کنار گذارده و قراردادهای مشارکت در تولید را طرح‌ریزی نمود. قانون نفت سال ۱۳۵۳ یک گام به جلوتر رفته و قرارداد خدمت را جایگزین قرارداد مشارکتی کرد. گروه دیگری از قراردادهای خدمت موسوم به «بیع متقابل» پس از انقلاب اسلامی به ابتکار شرکت ملی نفت ایران طراحی شد که هدف آن تأمین مالی پروژه‌ها و جذب تکنولوژی در صنعت نفت است.

قراردادهای بیع متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی خرید خدمت هستند که پیمانکار طرف قرارداد، عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه را در قبال دریافت حق‌الزحمه‌ای معین انجام می‌دهد. از ابتدا تاکنون با توجه به تغییراتی‌که در قراردادهای بیع متقابل صورت گرفته است می‌توان آنها را در سه نسل طبقه‌بندی کرد:[۲]

---

۱. لازم به ذکر است در سال‌های اخیر مکزیک با اصلاح قوانین بالادستی و قانون اساسی خود در حال جایگزینی قراردادهای مشارکتی به جای خدماتی است.

۲. خصوصیات و تفاوت‌های نسل‌های مختلف قراردادهای بیع متقابل در پیوست آمده است.

نسل اول: قراردادهای توسعه و یا اکتشاف است که مشخصه اصلی آنها تعیین مبلغ قرارداد به‌صورت ثابت بوده و برای کارهای اکتشافی و یا توسعه میادین به کار رفته است.

- در تمامی این قراردادها، مبلغ قرارداد از سقف مشخصی برخوردار بوده است و هزینه‌های پیمانکار باید حداکثر معادل سقف و یا کمتر از آن باشد. این مسئله باعث انعطاف‌پذیری پایین قرارداد از یکسو و کاهش تعامل پیوسته میان پیمانکار و کارفرما در جریان تعیین هزینه‌های سالیانه ازسوی دیگر می‌گردد و ارتقای توانمندی‌های مدیریتی را با اختلال مواجه می‌سازد.

- همچنین در این قراردادها طرح جامع توسعه میدان توسط شرکت پیمانکار تهیه می‌شد و شرکت ملی نفت این طرح‌ها را پس از بررسی، مذاکره و نهایی شدن تصویب می‌کرد.

نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه میادین است 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 میادین است که سقف مبلغ قرارداد از طریق برگزاری مناقصات در زمانی پس از تنفیذ قرارداد مشخص خواهد شد.

- هر چند در این نوع از قراردادها نسبت به نسل اول انعطاف بیشتری نسبت به تعیین مبلغ قرارداد وجود دارد و اصطلاحاً سقف باز (Open Capex) هستند، لکن بعد از مشخص شدن هزینه‌های سرمایه‌ای بعد از انجام مناقصات و صدور سفارش خرید تجهیزات، سقف تعیین شده ثابت بوده و طی اقساط مساوی در دوره مربوطه به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. به‌عبارت دیگر ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای تا حدود زیادی از عهده پیمانکار خارج گشته است، اما کماکان ریسک افزایش هزینه‌های عملیاتی وجود دارد.

در جدول زیر بندهای مربوط به سه محور اصلی (پروفایل تولید، انتقال تکنولوژی و حداکثر استفاده از توان داخلی) در هر یک از نسل‌های سه‌گانه قراردادهای بیع‌متقابل به‌طور خلاصه مورد اشاره و بررسی قرار گرفته است.

جدول ۲. مقایسه مفاد نسل‌های مختلف بیع متقابل

	نسل اول	نسل دوم	نسل سوم
انتقال فناوری و ارتقای توانمندی‌های فنی و مدیریتی	در این نسل از قراردادها، ماده یا ضمیمه‌ای به‌عنوان انتقال دانش فنی از طرف پیمانکار دیده نمی‌شود. فقط در بعضی از قراردادها در ماده مربوط به (تصدی و مسئولیت عملیات) پیش‌بینی شده است که جهت استفاده از دانش فنی پیمانکار پس از خاتمه عملیات توسعه قرارداد خدمات و کمک فنی بین طرفین منعقد گردد.		
حداکثر استفاده از توان داخلی	در قراردادهای نسل اول پیمانکاران ملزم به استفاده از حداکثر توان فنی و مهندسی موجود در کشور شده‌اند. بعضاً با استفاده از استثنائات موجود در قانون، میزان درصد استفاده از ساخت داخل توسط شورای اقتصاد کاهش یافته و در قرارداد درج شده است. در هیچ یک از دو مورد فوق، تشویق و یا جریمه‌ای برای پیمانکار در صورت رعایت بیشتر یا عدم رعایت حدنصاب وجود ندارد.	در قرارداد بیع متقابل نسل دوم، پیمانکار ملزم شده است در اجرای قوانین و مقررات ایران، در جهت حداکثر استفاده از نیروها و کالاهای ایرانی، حداکثر ۵۱ درصد از هزینه سرمایه‌ای قرارداد را به این کار اختصاص دهد. همچنین جرائمی برای قصور پیمانکار در اجرای این قوانین و عدم دستیابی به میزان مذکور در نظر گرفته شده است که در صورت لزوم، اعمال خواهدشد. لکن چنانچه در این رابطه جریمه‌ای طبق مقررات و قوانین ایران، شامل پیمانکار گردد، جریمه قراردادی فوق‌الذکر، قابل بازیافت نخواهد بود.	در این نسل از قراردادها نحوه استفاده از توان و ظرفیت‌های داخلی با جزئیات بیشتر ذکر شده است و پیمانکار مکلف به حداکثرسازی امکانات و توانمندی‌های داخل ایران در تمام فعالیت‌های مطالعاتی، مهندسی، پیمانکاری، ساختمانی، تأسیسات سطح‌الارضی و تحت‌الارضی، تأمین تجهیزات و کالاها و امور بازرگانی ذیربط براساس دستورالعمل پیوست قرار داده شده است. همچنین برای تضمین تحقق این هدف در قرارداد مکانیسم جریمه و دستمزد در نظر گرفته است که در صورت افزایش یا کاهش درصد استفاده از نیروها و کالاهای ایرانی از میزان ۵۱ درصد به پیمانکار دستمزد یا جریمه تعلق خواهد گرفت.
تولید صیانتی	در تمامی قراردادهای توسعه نسل اول طرح جامع توسعه توسط پیمانکاران تهیه شده و نهایتاً به		هم پیمانکار و هم شرکت در این نسل از قراردادها مکلف به رعایت ضوابط و رویه‌های مرتبط با حفظ صیانت مخزن

	نسل اول	نسل دوم	نسل سوم
	تصویب شرکت ملی نفت ایران رسیده است.* موضوع تولید صیانتی و لزوم پیش‌بینی این موضوع در قراردادها از دغدغه‌های اصلی مسئولین بوده و می‌تواند یکی از دلایل بازبینی قراردادهای نسل اول باشد.		می‌باشند. این ضوابط و رویه‌ها قبل از انعقاد قرارداد مذاکره شده و تحت عنوان مدیریت جامع مخزن همه موارد مربوط بهینه سازی و صیانت مخزن (**MER**) مورد توافق طرفین قرار خواهد گرفت. به‌منظور صیانت از مخزن، جلوگیری از کاهش زودرس فشار مخزن و یا هرگونه عملی از بازدهی مخزن را در مدت عمر مخزن کوتاه یا با ضریب پایین مواجه سازد، پیمانکار مکلف است در صورت ضرورت و با تأیید شرکت ملی نفت ایران، طرح‌های ازدیاد برداشت یا بهینه‌سازی ضریب برداشت (طرح‌های بهبود ضریب بازیافت (**IOR**) و تقویت ضریب بازیافت (**EOR**)) را اجرا کرده و سرمایه‌گذاری لازم را انجام دهد.

* امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۸۹.

۲-۱. بررسی کلی قراردادهای بیع متقابل

قراردادهای بیع متقابل تقریباً از نظر تئوری اکثر نگرانی‌های طرف ایرانی را به لحاظ حفظ مالکیت و حاکمیت دولت بر منابع طبیعی کشور، مرتفع می‌سازد. همچنین دولت ایران هیچ تعهدی برای بازپرداخت هزینه‌های انجام گرفته توسط شرکت پیمانکار نداشته و در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی ریسک سرمایه‌گذاری به‌عهده پیمانکار گذاشته شده است. نکته قابل توجه دیگر این است که پیمانکار در عموم قراردادها به استفاده حداقل ۵۰ درصدی از توان فنی داخلی اجبار شده است. مبنای داوری حقوقی در صورت بروز مشکل دادگاه ایران معرفی شده است و بهره‌برداری در اختیار شرکت ملی نفت ایران است. پیمانکار هیچ حقی از تأسیسات ندارد و در صورتی‌که نظارت جامع و دقیقی بر تعهدات فنی پیمانکار اعمال شود این قرارداد می‌تواند تأمین حداکثری منافع ملی را در پی داشته باشد.

با وجود مزایای فوق‌الذکر این قراردادها یکسری انتقادات و ضعف‌های جدی در این نوع از قرارداد وجود دارد که به‌شرح زیر است:

۱. **احتمال عدم رعایت موازین تولید صیانتی:** طول دوره قراردادهای بیع متقابل بسیار کوتاه‌تر از عمر میدان است و این امر تطابق لازم برای منافع پیمانکار و کارفرما را تضمین نمی‌کند. زیرا پیمانکار در دوره بهره‌برداری حضور ندارد و طرح‌ها از فناوری‌ها، دانش و سرمایه‌گذاری‌های دوران بهره‌برداری توسط پیمانکار محروم است. لذا این مسئله منجر به بالا رفتن احتمال تولید غیرصیانتی می‌شود. به‌عبارت دیگر در قراردادهای بیع متقابل تمرکز اصلی بر چگونگی رسیدن به سطح تولید میدان در کوتاه‌مدت و باقی‌ماندن آن در سطح تعیین شده (تنها در یک بازه ۲۱ روزه) است.

۲. **نادیده‌گرفتن ظرفیت‌های داخلی در پیمانکارهای فرعی:** در قراردادهای بیع متقابل سهم مشخصی (۳۰ الی ۵۰ درصدی) برای استفاده از امکانات داخلی پیش‌بینی شده است. اما از یکسو دستورالعمل روشنی برای اجرا و نظارت بر آن وجود ندارد و ازسوی دیگر کیفیت به کارگیری توانمندی‌های داخلی مشخص نیست. به‌عبارت دیگر نوع ظرفیت‌های داخلی (اعم از خرید کالاها، اجاره ماشین‌آلات، استخدام کارگر ساده، به‌کارگیری متخصصان و ...) که قرار است به کار گرفته شود مشخص نیست. لذا برای مثال ممکن است حتی سهم تعیین شده در قرارداد به لحاظ کمی کاملاً رعایت شود، ولی تماماً در خرید کالاهای ساده و استخدام کارگران ساده خلاصه گردد. در این صورت توسعه صنایع وابسته به نفت و ارتقای توانمندی نیروهای متخصص داخلی که هدف اصلی درج این بند در قرارداد بوده است تأمین نخواهد شد.

البته به‌نظر می‌رسد تنها با استفاده از سازوکارهای حقوقی نمی‌توان به‌صورت بخشنامه‌ای طرف مقابل را ملزم به استفاده مناسب از ظرفیت‌های داخلی نمود. چه اینکه در قراردادهای نسل سوم توسعه همچون قرارداد توسعه میدان نفتی یادآوران پیوست مفصلی در خصوص نحوه انتقال فناوری تهیه گردید

که در آن سازوکارهای انتقال فناوری در برگیرنده شرط استفاده از توان فنی داخلی، آموزش کارکنان و متخصصان ایرانی، تسلیم اسناد، اطلاعات و نرم‌افزارهای مورد استفاده در پروژه و همکاری‌های پژوهشی مطرح شده است (ابراهیمی، درخشان و طالبیان مقدم، ۱۳۸۷: ۱۷).[۱] اما همان‌طور که بیان شد به‌نظر می‌رسد تدابیر حقوقی نمی‌تواند در این زمینه به‌تنهایی راهگشا باشد. بلکه باید ساختار کلی قرارداد به گونه‌ای طراحی گردد که انگیزه کافی در طرف مقابل ایجاد گردد تا از ظرفیت‌های داخلی نهایت استفاده ممکن را نموده و از این طریق منافع خود را نیز تأمین نماید. برای مثال از آنجا که در قراردادهای بیع متقابل تمامی ریسک مربوط به عدم دستیابی به سطح تولید قراردادی، افزایش هزینه‌ها بیش از سقف مجاز و تأخیر در اجرای عملیات و ساخت تجهیزات، بر عهده شرکت خارجی است و شرکت ملی نفت هیچ‌گونه تعهد و ریسکی را در این زمینه متقبل نمی‌شود، طبیعتاً طرف مقابل جهت حداقل نمودن ریسک خود, نیروی انسانی ماهر و کالاها و تجهیزات مورد نیاز خود را از شرکت‌های معتبر خارجی تأمین می‌نماید. لذا در صورتی‌که شرکت ملی نفت ملزم گردد تا بخشی از ریسک مربوطه را تقبل نماید و با بررسی کارشناسی شرکت‌ها و ظرفیت‌های داخلی, کیفیت و توانمندی آنها را تضمین نماید، از یک‌سو شرکت ملی نفت بیش از پیش درگیر فعالیت‌ها و اقدامات بالادستی می‌گردد و ازسوی دیگر حداکثر استفاده از ظرفیت‌های داخلی تأمین می‌گردد.

۳. عدم انتقال تکنولوژی به مفهوم واقعی آن: اکتشاف و توسعه نفت، صنعتی مبتنی‌بر علوم و مهندسی است. لذا انتقال تکنولوژی مربوط به آنها، برخلاف خرید و فروش لوازم و تجهیزات، کار آسانی نیست. زیرا، ماهیت و طبیعت تکنولوژی مستفاد در آنها انتقال آن را مشکل می‌کند. مالکین تکنولوژی این خدمات به‌منظور حفظ وضعیت انحصاری خود در بازار رقابت به سختی حاضر به انتقال و یا به عبارتی بهتر فروش تکنولوژی خود خواهند شد. بنابراین، برای اینکه کشوری بتواند به سطح خود اتکایی برسد باید مبادرت به طرح و اجرای برنامه‌های آموزشی و تحقیق و توسعه نماید تا شاید بتواند آن ساختار فنی و صنعتی لازم را برای دریافت و جذب تکنولوژی لازم داشته باشد (فیصل عامری، ۱۳۸۶).

علاوه بر الزامات حقوقی، ساختار مالی، اقتصادی و مدیریتی قراردادها نیز باید به‌گونه‌ای باشد که انتقال تکنولوژی و ارتقای ظرفیت‌های فنی و مدیریتی داخلی در راستای اهداف و منافع طرف مقابل قرار گیرد. مهمترین موانع انتقال تکنولوژی که در ساختار قراردادهای بیع متقابل وجود داشته است به‌شرح زیر است:

---

۱. همچنین بندهای قراردادی در خصوص استفاده از نیروی انسانی ماهر داخلی در صورت وجود حتی در قراردادهای امتیازی قبل از انقلاب نیز وجود داشته است و شرکت‌های خارجی بدون هیچ‌گونه نگرانی به راحتی این موارد را متقبل می‌شدند. زیرا در زمان فعالیت به راحتی با ادعای عدم وجود نیروی داخلی متخصص به استخدام نیروی خارجی پرداخته و از اجرای این تعهد سر باز می‌زدند. همچنین از سال ۱۳۷۵ قانون استفاده از توان فنی داخلی مصوب شده است که به موجب آن ارجاع کارهای خدمات مهندسی مشاور و پیمانکاری ساختمانی، تأسیساتی، تجهیزاتی و خدماتی صرفاً به شرکت‌های داخلی مجاز خواهد بود و در صورتی‌که تهیه خدمات مذکور در داخل کشور ممکن نباشد، از طریق مشارکت شرکت‌های ایرانی-خارجی (با حداقل ۵۱ درصد سهم ایرانی) انجام می‌شود.

الف) کوتاه بودن طول دوره قرارداد و عدم مشارکت شرکت خارجی در دوره بهره‌برداری با شرکت‌های داخلی

در قراردادهای بیع متقابل شرکت‌های خارجی با در نظر گرفتن این مسئله که قرار است بعد از تحویل طرح به بهره‌بردار ایرانی، میدان را ترک کنند و هیچ منفعتی از عواید آتی میدان نخواهند داشت، لذا دلیلی برای استفاده از تکنولوژی پیشرفته (که معمولاً در پروژه‌های ازدیاد برداشت به کار می‌روند و نتایج استفاده از آنها در بلندمدت نمایان می‌گردد) و آموزش و انتقال آن به نیروهای متخصص داخلی نمی‌یافتند. لذا هرچند ممکن است در این قراردادها تکنولوژی سخت‌افزاری (آن هم از نوع دست دوم) منتقل شود، اما به‌دلیل کوتاه بودن دوره قراردادها، انگیزه برای انتقال تکنولوژی نرم افزاری و مهارت‌های مدیریتی نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید کمتر است.

ب) عدم مشارکت شرکت ملی نفت در مدیریت پروژه

رشد و تعالی شرکت ملی نفت در گرو تقبل ریسک و حضور مستقیم در تمامی مراحل مدیریت پروژه از مدیریت مالی و جذب فاینانس تا تأمین کالا و فروش و بازاریابی است. بدیهی است هرگونه شکاف و گسل در مدیریت پروژه باعث اختلال در این فرآیند می‌شود. در قراردادهای مشارکتی قبل از انقلاب، مدیریت پروژه از ابتدا تا انتها بر عهده اداره کامیشنینگ (تحویل‌گیری) بود و این اداره تمامی واحدها همچون عملیات، تعمیرات، آتش‌نشانی، مهندسی، کالا و ... را در ساختار خود داشت و قبل از بهره‌برداری نیروی کار مربوطه را استخدام می‌کرد و نیروی کار از ابتدا همراه با توسعه میدان آموزش‌های لازم را می‌دید و مدیریت پروژه به‌صورت یکپارچه صورت می‌گرفت. اما در قراردادهای بیع متقابل گسل‌های مدیریتی قابل توجهی به وجود آمده و مدیریت‌های مربوطه از هم جدا شده است[۱].

ج) عدم پیوستگی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید

در قراردادهای بیع متقابل عملیات اکتشاف و توسعه از عملیات تولید کاملاً مجزا بوده است و بعد از تحویل پروژه به شرکت ملی نفت، ارتباط میان پیمانکار و کارفرما تنها در حد بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه و سود حفظ می‌شود و پیمانکار هیچ انگیزه‌ای برای نظارت و مشارکت در روند تولید از میدان ندارد. البته به لحاظ حقوقی طبق قراردادهای نسل اول و دوم شرکت ملی نفت می‌تواند از مشاوره و راهنمایی پیمانکار در مرحله تولید در قالب توافقنامه ارائه خدمات فنی (TSA) استفاده نماید و شرکت مذکور بر عملیات تولید در طول مدت بازپرداخت هزینه‌ها و از طریق کمیته مدیریت مشترک (JMC)

---

۱. به‌گونه‌ای که هم‌اکنون شرکت‌های بهره‌بردار همچون شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و فلات قاره از شرکت‌های توسعه‌ای همچون شرکت متن، پتروپارس و پترو ایران، جدا شده است و توسعه میدان که باید توسط شرکت بهره‌بردار که شناخت کامل از رفتار مخزن و نحوه تولید از آن دارد صورت گیرد، توسط شرکت‌های مجزایی انجام می‌شود که تمام اطلاعاتشان به‌صورت تئوری و دور از واقعیت‌های عملیاتی است (مصاحبه مهندس عاصمی‌پور، مدیرعامل اسبق نیکو. رجوع شود به :http://www.donya-e-eqtesad.com/news/849868/). براي مثال می‌توان پیشنهاد داد شرکت‌های توسعه‌ای پتروپارس و پترو ایران با بهره‌برداران فعلی به‌صورت مشترک امر توسعه و بهره‌برداری را انجام دهند و برای میدان‌های گرین در تربیت و آموزش نیروهای بهره‌بردار مشارکت نمایند.

نظارت داشته باشد. در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل حضور پیمانکار در مرحله تولید کمی پررنگ‌تر شده و وی موظف شده است با التزام به اصول تولید صیانتی در شرایطی که میدان با افت فشار مواجه شود اقدامات لازم را با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت به‌منظور حفظ و یا ارتقای سطح تولید از میدان اتخاذ نماید (ابراهیمی و شیرجیان، ۱۳۹۳). اما همان‌طور که بیان گردید از آنجا که پیمانکار هیچ منفعتی در مرحله تولید بجز بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد وی از محل ۶۰ درصد ارزش نفت تولیدی نداشته است و قیمت نفت نیز به اندازه کافی بالا بوده است تا بازپرداخت مذکور را پوشش دهد، به لحاظ اقتصادی هیچ انگیزه‌ای برای وی جهت حضور و مشاوره جدی به طرف ایرانی وجود نداشته است.

د) عدم ایجاد انگیزه کافی برای شرکت خارجی جهت انتقال تکنولوژی

به‌نظر می‌رسد مکانیسم انگیزشی به‌صورت تشویقی یا تنبیهی، چه به‌صورت مستقیم و چه به‌صورت غیرمستقیم در مورد انتقال فناوری در بخش‌های مهندسی، ساخت و ساز و خدمات وجود داشته، ولی به‌دلیل عدم حضور در دوره بهره‌برداری امکان ارتقای توانمندی‌های فنی و مدیریتی در قراردادهای بیع متقابل وجود نداشته است. لذا حضور پیمانکار در این دوره و مشارکت طرف ایرانی، مکانیسمی خودکار و مستقیم جهت درگیر نمودن منافع بلندمدت طرف مقابل جهت انتقال تکنولوژی پیشرفته و ارتقای توانمندی‌های داخلی محسوب می‌شود و با این اقدام سایر مکانیسم‌های انگیزشی و غیرمستقیم نظیر کاهش هزینه‌های طرح‌ها ناشی از به‌کارگیری حداکثری نیرو و توان داخلی در مقایسه با خارجی نیز حاصل می‌گردد.

هـ) عدم ارتباط میان دریافتی شرکت با نوع تکنولوژی به کار گرفته شده در توسعه میدان

یکی از مکانیسم‌های انگیزشی جهت استفاده و انتقال تکنولوژی‌های نوین صنعت نفت ایجاد ارتباط مستقیم میان میزان دریافتی شرکت و نوع تکنولوژی به کار گرفته شده است. برای مثال تکنولوژی‌های پیشرفته مربوط به حفاری افقی یا شکست هیدرولیکی که نرخ بازیافت نهایی را به میزان قابل توجهی افزایش می‌دهد هزینه‌های پیمانکار را به شدت افزایش می‌دهد و به‌کارگیری آن مستلزم وجود انگیزه کافی در این زمینه است.

و) عدم تناسب قراردادهای بیع متقابل در حوزه اکتشاف

ریسک اکتشاف در صنعت نفت بسیار بالا است و قراردادهای بیع متقابل به گونه‌ای طراحی شده‌اند که این ریسک را تماماً به شرکت‌های طرف قرارداد منتقل می‌نمایند. حتی در نسل اول این قراردادها انعقاد قرارداد با شرکت مزبور در صورت رسیدن به تولید تجاری از میدان اکتشاف شده منوط به تمایل شرکت ملی نفت بوده است که ریسک مذکور را دو چندان می‌کند. همچنین دستمزدی که برای پیمانکار در نظر گرفته می‌شود تناسبی با ریسک مربوطه ندارد و برابر با دستمزدی است که در قراردادهای توسعه تعیین می‌گردد.

۴. **عدم انعطاف‌پذیری قراردادهای بیع متقابل:** در کلیه قراردادهای بیع‌متقابل توسعه نسل اول و

قراردادهای اکتشاف و توسعه نسل دوم قیمت قرارداد دارای سقف معینی است و هزینه‌های پیمانکار باید حداکثر معادل سقف و یا کمتر از آن باشد. این مسئله از دو جنبه با انعطاف‌پذیری (فزایندگی) قرارداد در تعارض است. اولاً در ابتدای توسعه میدان اطلاعات در خصوص ویژگی‌های میادین نفتی و گازی ناقص است و در خلال زمان با شناخت بیشتر از رفتار مخزن، روش‌های مناسب بهره‌برداری مشخص می‌شود. اگر طی عملیات توسعه میدان روشن شد برای دستیابی به هدف تولیدی قرارداد نیازمند حفاری چاه‌های بیشتر و در نتیجه سرمایه‌گذاری بالاتر هستیم این نوع قراردادها از انعطاف‌پذیری لازم برای تعدیل سود سرمایه‌گذار برخوردار نخواهد بود در نتیجه دریافتی آن به شدت کاهش خواهد یافت. ثانیاً بازار تجهیزات نفت بسیار نوسانی و غیر قابل پیش‌بینی است. برای مثال نرخ اجاره یک دکل حفاری در دریای شمال از ۱۰۰۰۰۰ دلار در روز در سال ۲۰۰۲ به ۴۰۰۰۰۰ دلار در روز در سال ۲۰۰۸ افزایش یافته است (اسماندسن، ۲۰۰۸، ۳۱۳۹). در چنین شرایطی هزینه پیمانکاران برای تحقق اهداف تولیدی قرارداد افزایش و سود دریافتی آنها کاهش خواهد یافت و با توجه به انعطاف‌ناپذیری قراردادهای بیع متقابل امکان تعدیل سود وجود نخواهد داشت (عثمان ، ۲۰۰۷). البته در قراردادهای نسل سوم که قیمت قرارداد ۱۴ تا ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد نهایی می‌شود و در این دوره سرمایه‌گذار مهندسی پایه و تفصیلی پروژه را انجام داده و تا حدود زیادی هزینه‌های توسعه میدان مشخص شده است، به حل مشکل کمک کرده، ولی نااطمینانی‌های بعدی ناشی از رفتار میدان این مشکل را با مکانیسم مربوطه مرتفع نکرده است. علاوه بر این، در این قراردادها ملاک اصلی تعیین برنده و انتخاب پیمانکار حداقل نرخ بازگشت سرمایه (ROR) است و حداقل سقف هزینه در مرحله بعدی قرار گرفته است. گرچه در محاسبه ROR هم هزینه فاکتور اصلی می‌باشد.[۱]

یکی دیگر از معیارهای انعطاف‌پذیری قرارداد سهیم بودن شرکت طرف قرارداد در افزایش و یا کاهش سود ناشی از نوسانات قیمت است. در هر سه نسل قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار سهمی در سود ناشی از افزایش قیمت نفت ندارد، اما از آنجاکه بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل، حداکثر از محل ۶۰ درصد درآمد میدان است اگر قیمت نفت از سطح مشخصی (که برای هر قرارداد متفاوت است) بیشتر کاهش پیدا کند دریافتی پیمانکار کاهش خواهد یافت و یا متوقف خواهد شد (محمد ، ۲۰۰۹). هر چند از لحاظ نظری این استدلال صحیح است، اما از لحاظ کاربردی شرایط بازار نفت به‌گونه‌ای بود که عملاً شرکت طرف قرارداد با ریسک کاهش قیمت مواجه نشد.

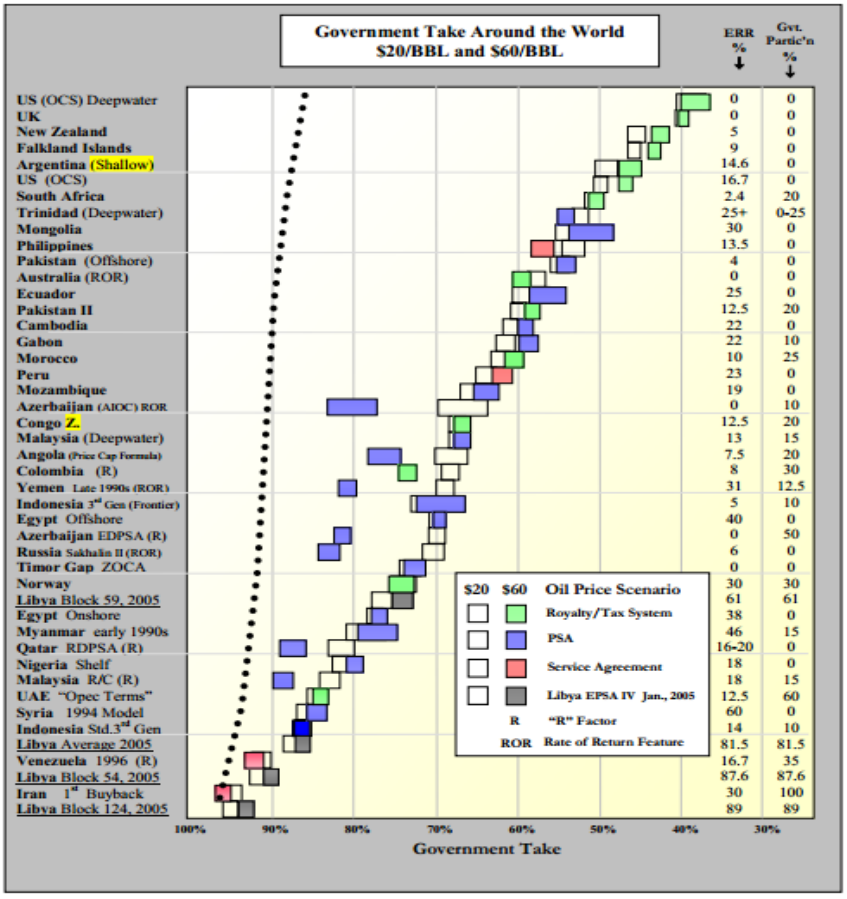
در نمودار زیر به روشنی می‌توان عدم انعطاف‌پذیری قراردادهای نسل اول بیع متقابل ایران (همانند بسیاری از کشورها) را مشاهده نمود. این نمودار ارتباط میان دریافتی دولت و قیمت نفت را با استفاده از قراردادهای موجود در اواخر دهه ۱۹۹۰ میلادی نشان می‌دهد. ستون‌های سفید رنگ بیانگر میزان دریافتی دولت در حالتی است که قیمت نفت برابر با ۲۰ دلار تعیین گردد و ستون‌های رنگی بیانگر حالتی است که

---

۱. در محاسبه نرخ بازگشت سرمایه هم هزینه‌ها و هم درآمد (مجموع بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد شرکت طرف قرارداد) منظور می‌شود که نشان از انعطاف‌پذیری قرارداد برای تعدیل سود با افزایش و یا کاهش درآمدها و هزینه‌ها دارد.

قیمت نفت برابر ۶۰ دلار تعیین گردد. در برخی از کشورها ستون‌های رنگی در سمت راست ستون‌های سفید رنگ قرار دارد که بیانگر کاهش دریافتی دولت هنگام افزایش قیمت نفت و کاهنده بودن رژیم مالی قرارداد است و در برخی دیگر همچون ایران ستون رنگی در سمت چپ ستون سفید رنگ قرار گرفته است که بیانگر فزاینده بودن رژیم مالی قرارداد است. پهن‌تر بودن ستون‌های مذکور و فاصله بیشتر میان ستون‌های رنگی و سفید رنگ برای هر کشور بیانگر منعطف‌تر بودن رژیم مالی قراردادهای آن کشور در شرایط مختلف[۱] و با قیمت‌های مختلف نفت است. برای مثال کشور آذربایجان از این نظر دارای منعطف‌ترین قراردادها بوده است. اما قراردادهای بیع متقابل ایران هرچند بیشترین دریافتی را از آن دولت کرده، ولی انعطاف آن بسیار کم بوده است. نکته قابل توجه آن است که در بسیاری از کشورها تغییر قیمت نفت تأثیر ناچیزی (۲ الی ۳ درصدی) بر روی دریافتی طرفین داشته است.

نمودار ۱. دریافتی دولت در کشورهای مختلف[۲]



۱. به‌عبارت دیگر ستون‌های باریک‌تر بیانگر وجود قیود ثابت در قرارداد و عدم انعطاف‌پذیری آن در میادین و شرایط مختلف فنی و غیرفنی است در حالی که ستون‌های پهن‌تر نشان از وجود سازوکارهای منعطف‌تر برای تعیین دریافتی طرفین همچون مذاکره یا مناقصه می‌باشد.

2. Oil & Gas Journal 18 April, 2005 / Daniel Johnson and Co. Inc

۲. بررسی قراردادهای IPC

نسل جدید قراردادهای بالادستی که از آن تحت عنوان قراردادهای نفتی ایران (IPC) یاد می‌شود به تازگی طراحی و در دستور کار وزارت نفت قرار گرفته است. در این گزارش به ارزیابی این قراداد از جنبه‌های مختلف حقوقی، مالی، اقتصادی و فنی پرداخته و سعی شده است نقاط ضعف و قوت آن نسبت به قراردادهای بیع متقابل تبیین گردد.

مهمترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. همچنین دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت، عامل R، سطح تولید و نوع میدان شناور است.

۲-۱. رژیم مالی قرارداد

همان‌طور که بیان شد بر خلاف قراردادهای بیع متقابل که پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری حضور نداشت، در قراردادهای IPC شرکت خارجی در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد. به‌طور کلی از محل بخشی از عواید حاصل از نفت تولیدی در این قراردادها، هزینه و دستمزد پیمانکار (شرکت‌های خارجی-ایرانی) پرداخت می‌شود. در ادامه به بررسی مؤلفه‌ها و ساختار این دو مقوله پرداخته شده است.

ـ نفت هزینه

هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی‌بر قرارداد نفتی ایران صورت می‌گیرد به سه دسته ذیل تقسیم‌بندی می‌شود:

الف) هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم(DCC[1]): هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف برنامه توسعه و دیگر اهداف عملیات(توسعه) ضروری‌اند؛ این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شود:

– هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به هدف تولید اولیه: میزان این هزینه‌ها برآورد شده و در قرارداد به‌عنوان تعهد متصدی عملیات نفتی برای هزینه‌کرد چنین مخارجی و دستیابی به اهداف تولید اولیه درج خواهد شد؛

– هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی: بر اساس نتایج حاصل از عملیات ارزیابی و تولید اولیه و با در نظر گرفتن رفتار مخزن و طرح توسعه جامع میدان هزینه‌های لازم

1. Direct Capital Cost(DCC)

برای دستیابی به اهداف فاز بعدی توسط طرفین هر ساله مورد بازنگری و تصویب قرار می‌گیرد. برنامه و بودجه سالیانه که باید توسط کمیته مدیریت مشترک (**JMC**) و شرکت ملی نفت تأیید گردد معیار تأیید و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای خواهد بود و انحراف از بودجه سالیانه نباید بیشتر از ۵ درصد باشد.

ب) هزینه‌های غیرمستقیم(**IDC**[1]): هزینه‌های غیرمستقیم شامل تمامی هزینه‌هایی هستند که به‌وسیله متصدی تعهد و پرداخت شده‌اند و به‌صورت غیرمستقیم و مربوط به عملیات توسعه هستند؛ این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق سازوکار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهند شد، صرفاً شامل «هزینه‌های قانونی ایران» می‌باشند.

ج) هزینه‌های پول(**COM**[2]): در قرارداد بیع متقابل این ردیف هزینه‌ای تحت عنوان «هزینه‌های بانکی» و به‌منظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش‌بینی شده است؛ مطابق این قرارداد، به پرداخت‌های نقدی و تعهد شده توسط پیمانکار، هزینه‌های بانکی با روش مرابحه مرکب تعلق می‌گیرد. (زهدی، ۱۳۸۷: ۳۷) این هزینه‌ها به‌صورت ماهیانه محاسبه و تاریخ احتساب آنها روز نخست اولین ماه پس از ماهی است که به هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های بهره‌برداری و هر گونه تأخیر در پرداخت اقساط هزینه‌ها تعلق می‌گیرد. نرخ محاسبه این هزینه‌ها از جمع نرخ بهره لایبور به‌علاوه یک درصد حاصل می‌شود.[3]

اما درخصوص نحوه بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش‌بینی شده است که این مطالبات از محل عایدات میدان و در قالب «نفت هزینه‌ای[4]» مستهلک خواهند شد. منظور از نفت هزینه‌ای عبارت است از؛ «بخشی از تولیدات تخصیص یافته به‌منظور بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های تعهد و پرداخت شده اکتشاف، توسعه، تولید، هزینه‌های پول و حق‌الزحمه توسعه و بهره‌برداری (از میدان) به‌وسیله متصدی اکتشاف، توسعه و تولید میدان، برحسب مورد است.» شایان ذکر است که میزان نفت هزینه از ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان تجاوز نخواهد کرد(حداکثر معادل ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان خواهد بود) (Conference IPC, 2014: 51).

بدین ترتیب هزینه‌های سرمایه‌ای که تا هنگام شروع تولید اولیه (یا نهایی از میدان) صورت گرفته حداکثر ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان شروع بازپرداخت باید پرداخت شود، آغاز بازپرداخت این هزینه‌ها بعد از شروع تولید اولیه و از محل تولیدات میدان خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ای که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده است؛ نیز ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه‌کرد تسویه می‌گردند.[5] هزینه‌های

---

1. Indirect Capital Cost(IDC)
2. Cost of Money(COM)
۳. در اظهارات اخیر جناب دکتر ابراهیمی از اعضای کمیته مذکور در همایش از دارسی تا IPC در دانشگاه امام صادق (ع) هزینه بانکی تنها بر هزینه‌های غیر مستقیم و تأخیر در بازپرداخت مطالبات تعلق می‌گیرد.
4. Cost Petroleum
۵. شایان ذکر است، برای مخارج سرمایه‌ای مستقیمی که در سال‌های پایانی قرارداد توسط شرکت خارجی انجام پذیرد، در صورتی که نفت هزینه به اندازه کافی نباشد که بتواند بازیافت این هزینه‌ها را پوشش دهد، شرکت ملی نفت ایران متعهد

پول یا بانکی نیز برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (در صورت تأخیر در بازپرداخت اقساط) منظور شده و در دوره بازیافت مستهلک می‌گردند. همچنین هزینه‌های غیرمستقیم قبل از شروع تولید اولیه ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان هزینه‌کرد و شروع پرداخت آن از تاریخ تولید اولیه خواهد بود. هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه مشابه هزینه‌های بهره‌برداری به‌صورت جاری (Current Basis) تسویه خواهند شد.

ـ دستمزد (فی)

پرداخت دستمزد (فی) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به‌صورت فی در هر بشکه پیش‌بینی شده است. به‌طور مشخص میزان دستمزد در توسعه میادین (DF) به‌صورت زیر تعیین می‌گردد[۱] :

DF(Payable) = (A) or (B) (Full Figure) × P (Plateau Percentage) × D (Plateau Duration Percentages)

به گونه‌ای که DF بیانگر دستمزد مربوط به توسعه میدان، A نرخ دستمزد پایه برای میادین نفتی و B نرخ دستمزد برای میادین گازی، در حالت تحقق کامل اهداف قرارداد (Full Figure) است.

P درصد تحقق تولید نسبت به سطح پلتو قراردادی و D درصد پایداری تولیدی در سطح پلتو نسب به میزان مندرج در قرارداد است. نرخ دستمزد براساس پنج فاکتور اصلی به‌شرح جدول زیر تعدیل می‌شود:

خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه انجام شده را در فرآیند قابل قبول طرفین مسترد نماید. بنابراین می‌توان گفت عملاً سقفی برای انجام هزینه سرمایه‌ای مستقیم وجود ندارد.

۱. برای میادینی که علاوه بر توسعه، اکتشاف آن نیز توسط شرکت طرف قرارداد صورت گرفته باشد در پرداخت فی، یک دلار اضافه تر در نظر گرفته شده است ((A+1) or (B+1)).

جدول ۳. عوامل تأثیرگذار بر نرخ پایه دستمزد

ردیف	عوامل تأثیرگذار	مؤلفه‌ها	نحوه تعدیل
۱	نوع میدان	میزان ریسک – خشکی و دریایی – مستقل یا مشترک	به میادین دریایی و با ریسک بالاتر و همچنین میادین مشترک فی بالاتری تعلق می‌گیرد (جدول ۴ را ببینید)
۲	R-factor	نسبت مجموع درآمد پیمانکار به هزینه در دوره مورد بررسی	با افزایش R به‌صورت پلکانی میزان فی کاهش می‌یابد
۳	سطح تولید هر میدان		با افزایش سطح تولید هر میدان به‌صورت پلکانی فی کاهش می‌یابد (تشویق توسعه میدان‌های کوچک‌تر)
۴	قیمت نفت		با افزایش یا کاهش قیمت به‌صورت پلکانی فی افزایش یا کاهش می‌یابد (با رعایت سقف و کف)
۵	قلمرو خدمات	اکتشاف – توسعه و تولید	در صورت حضور پیمانکار در فاز اکتشاف، ۱ دلار در هر بشکه/هزار فوت مکعب به فی پایه افزوده می‌شود

همان‌طور که اشاره شد نوع میدان که برحسب ریسک‌های اجرای عملیات نفتی و منطقه قراردادی، تأثیر قابل توجهی بر نرخ پایه دستمزد دارد. دسته‌بندی صورت گرفته در این خصوص به‌صورت زیر است.

جدول ۴.دسته‌بندی میادین

ردیف	نوع منطقه عملیاتی	فاکتور ریسک	دستمزد اکتشاف + توسعه
۱	مناطق خشکی با ریسک کم	۱	[(A+1) or (B+1)]×1
۲	مناطق خشکی با ریسک متوسط و مناطق دریایی با ریسک کم	1+ 0.M*	[(A+1) or (B+1)]×1.M
۳	مناطق خشکی با ریسک بالا و مناطق دریایی با ریسک متوسط	1+0.N*	[(A+1) or (B+1)]×1.N
۴	مناطق خشکی با ریسک بسیار بالا و مناطق دریای با ریسک بالا و میادین مشترک	1+0.P*	[(A+1) or (B+1)]×1.P

* M, N و P توسط شرکت ملی نفت ایران به روش‌های علمی برای هر بلوک محاسبه و در جدول منظور می‌گردد.

به‌طور کلی نرخ دستمزد در مناطق خشکی و میادین غیر مشترک پایین‌تر و در مناطق دریایی به‌خصوص عمیق و میادین مشترک بالاتر می‌باشد. همچنین نحوه تعدیل میزان دستمزد بر اساس RI و سطح تولید از میدان نیز به‌صورت زیر انجام خواهد گرفت:

جدول ۵. تعدیل دستمزد بر اساس عامل R و سطح تولید از میدان

Production Rates: (Kbd) For crude oil field:	RI				
	Less Than 1	1<RI<2	2<RI<3	3<RI<4	RI>4
	Fee ($/b)	Fee ($/b)	Fee ($/b)	Fee ($/b)	Fee ($/b)
Upto 50	A1	B1	C1	D1	E1
50 to 100	A2	B2	C2	D2	E2
100-200	A3	B3	C3	D3	E3
More Than 200	A4	B4	C4	D4	E4
Remarks:	A1>A2>A3>A4 A1>B1>C1>D1>E1	B1>B2>B3>B4 B1>C1>D1>E1	C1>C2>C3>C4 C1>D1>E1	D1>D2>D3>D4 D1>E1	E1>E2>E3>E4

عامل R به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$RI = \frac{\text{کل دریافتی انباشتی بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی}}{\text{کل هزینه‌های انباشتی صورت گرفته و پرداخت شده توسط بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی}}$$

همان‌طور که قبلاً اشاره شد با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده (عامل **R**) در طول دوره انجام پروژه، نرخ دستمزد کاهش می‌یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد بادآورده به پیمانکار می‌باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد. طبق جدول فوق در صورتی که عامل **R** کمتر از ۱ باشد و تولید از میدان مورد بررسی کمتر از ۵۰ هزار بشکه در روز باشد، دستمزد (فی) برابر با **A1** خواهد بود. در صورت افزایش عامل **R** به نحوی که میزان آن بین ۱ و ۲ قرار گیرد و با فرض عدم افزایش تولید میدان از سطح ۵۰ هزار بشکه در روز دستمزد به **B1** کاهش خواهد یافت. همچنین در این قراردادها (احتمالاً) به منظور توجه بیشتر به میادین کوچک‌تر با افزایش سطح تولید از میدان نیز ضریب تعدیل کننده دستمزد کاهش می‌یابد.

جهت محاسبه میزان ضرایب مذکور می‌توان با در نظر گرفتن مقدار مشخصی برای کوچک‌ترین نرخ (**E4**) و افزودن ۱۰ درصد در هر سطر/ستون سایر ضرایب را نیز محاسبه کرد. به گونه‌ای که اگر **E4** برابر با ۲ دلار بر بشکه در نظر گرفته شود، در آن صورت **A1** به‌صورت زیر محاسبه خواهد شد:

A1=2 × 1.4 (Horizontal) × 1.3 (Vertical) = 3.64 $/b

به‌دلیل شباهت نحوه توزیع منافع قرارداد نفتی ایران (IPC) با قرارداد خدمات فنی عراق (TSC[1]) برخی معتقدند که قرارداد نفتی ایران از این منظر همچون قرارداد مذکور و مانند قراردادهای نفتی خدماتی (بیع متقابل) است، زیرا در این قرارداد نیز همانند قرارداد خدماتی بیع متقابل پرداخت مطالبات

1. Technical Service Contract(TSC)

پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد و تا حدودی شبیه قرارداد مشارکت در تولید (گرچه مالکیتی منتقل نمی‌شود) است و جدا از بازیافت تمام هزینه‌های عملیاتی پیمانکار اعم از هزینه‌های عملیاتی دوره اولیه توسعه و هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای دوره بهره‌برداری و برای حفظ و بهبود ضریب بازیافت و ی از بخشی از عایدات میدان تا پایان مدت زمان قرارداد به‌عنوان دستمزد منتفع می‌گردد.

۲-۲. ارزیابی شاخص‌های قراردادی

در این قسمت از زوایای مختلف حقوقی، مالی و اقتصادی به ارزیابی ساختار قراردادهای نفتی ایران پرداخته و محاسن و معایب آن را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

ـ حقوقی

مهمترین مسئله در خصوص ارزیابی حقوقی قراردادهای نفتی بررسی حق مالکیت طرفین بر ذخایر نفتی است. هر چند در قراردادهای جدید نفتی ایران همانند سایر قراردادهای خدماتی، مالکیت ذخایر و نفت تولیدی در سر چاه به پیمانکار منتقل نمی‌گردد، لکن از چند زاویه مالکیت و حاکمیت ملی نسبت به منابع نفتی در این قراردادها خدشه‌دار می‌گردد و نکات بسیار قابل تأملی در این زمینه وجود دارد:

- هرچند بر اساس اظهار نظر برخی متخصصین حقوق نفت و گاز **به نظر می‌رسد امکان ثبت ذخایر نفتی در دارایی شرکت‌های پیمانکار از لحاظ حقوقی در قراردادهای IPC فراهم آمده است**[۱] **اما مقامات ایرانی مدعی هستند که در این قرارداد، پرداخت دستمزد (فی) به‌صورت نقدی (دلاری) است، ولی همانند بیع متقابل این پرداخت می‌تواند در قالب قرارداد «خرید و فروش» نفت که یکی از ضمایم قرارداد است انجام شود که یک معامله تجاری است و نقطه تحویل دارد. لذا حتی مالکیت بر تولید نیز در این قرارداد تفسیر نمی‌شود و به طریق اولی مالکیت بر ذخایر امکان ندارد. آنچه که امروزه به‌عنوان یک ضرورت قانونی در بورس‌های دنیا برای شرکت‌های نفتی مطرح است افشای قراردادها و برآوردها همراه با تراز مالی سالیانه است که باید انجام دهند و این به معنی ثبت ذخیره نیست.**
- **از آنجا که شرکت خارجی به ازای هر بشکه نفت تولیدی مقدار مشخصی دستمزد دریافت می‌کند کاهش یا توقف تولید از میدان مورد نظر قرارداد بنا بر هر دلیلی بجز دلایل فنی، هرچند ازسوی دولت امکانپذیر است اما نباید بازپرداخت مطالبات پیمانکار را تحت تأثیر**

---

۱. در قراردادهای IPC امکان انتقال مالکیت بخشی از نفت تولیدی (در قالب بازپرداخت مطالبات پیمانکار خارجی) به شرکت خارجی در نقطه تحویل وجود دارد که مشابه ترتیبات استفاده شده در قراردادهای ابوظبی و کردستان عراق است و این بند قراردادی برای شرکت خارجی کافی است تا نتیجه بگیرد که امکان ثبت ذخایر هیدروکربوری (Booking Reserves) در قراردادهای IPC وجود دارد، حتی اگر مسئولین مربوطه زباناً مدعی خلاف این مسئله باشند. این مسئله عیناً در ارزیابی صورت گرفته توسط دو حقوق‌دان برجسته نفت و گاز (James Campbell و Christopher Gunson) بیان شده است.

قرار دهد. این مسئله در مصوبه هیئت دولت نیز صراحتاً تحت بند «۳-۱۰» مورد اشاره قرار گرفته است و بیان شده چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و یا توقف آن بگیرد اولویت با کاهش میادین خارج از موضوع قرارداد خواهد بود و در صورتی که تصمیم بر کاهش تولید از میدان موضوع قرارداد اخذ شود، این کاهش تولید نباید در بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر گذارد.

لذا می‌توان گفت هرچند در بند «۳-۱» مصوبه هیئت دولت حق حاکمیت و تصرفات مالکانه برای دولت محفوظ شمرده شده است، اما آنچه با درج این بند قراردادی نیز تأمین نمی‌شود هزینه‌ها و غرامت‌های ناشی از اقدامات دولت در مقام اعمال حاکمیت و مالکیت است که باید تمامی این هزینه‌ها را در وجه پیمانکار، بر اساس قاعده انتظار معقول پرداخت نماید. یکی از مهمترین انتظارات معقول ایجاد شده برای پیمانکار در این قرارداد دریافت دستمزد معین به ازای هر بشکه نفت یا میعانات تولید شده است. لذا اگر دولت در مقام اعمال حاکمیت بنا به هر دلیلی غیر از دلایل فنی، تصمیم بر کاهش یا توقف جریان تولید از میدان نماید، پیمانکار می‌تواند تمام دستمزد نفتی که می‌توانسته در دوره توقف تولید، دریافت نماید را مطالبه نماید. این مسئله به‌صورت غیرمستقیم به منزله تعلق حق دینی بر نفت تولید شده از مخزن، متناسب با ذخیره درون مخزن و ضریب بازیافت از آن است.

البته در مقابل می‌توان نکات زیر را مد نظر قرار داد:

۱. دولت حق دارد به هر دلیلی تولید را قطع یا کاهش دهد و موضوع نحوه جبران مالی پیمانکار مسئله ثانویه است و این مسئله ناقض حق حاکمیت و مالکیت دولت بر منابع نفتی نیست.

۲. احتمال وقوع موارد فورس ماژور که به تبع آن دولت ناگریز از کاهش یا توقف تولید است، بسیار اندک است و در صورت وقوع حکم خود را دارد که در قرارداد ذکر شده و در دوران فورس ماژور تعهدات طرفین تعلیق شده و حتی در صورت طولانی شدن این دوره احتمال فسخ قرارداد نیز وجود دارد.

۳. کاهش تولید به‌دلیل کاهش سهمیه اوپک و نظایر آن نیز سهم کمی برای هر میدان دارد و مدت آن نیز کوتاه است و لذا می‌توان به راحتی آن را مدیریت کرد و حتی‌المقدور کاهش تولید را از سایر میادین که پیمانکار خارجی ندارد انجام داد تا مشکلات حقوقی مذکور بروز ننماید.

۴. تحمیل ریسک توقف یا کاهش تولید به‌دلایل غیر فنی بر پیمانکار (بدون جبران هزینه‌ها مالی صورت گرفته توسط وی و دستمزد مربوطه) باعث بالا رفتن چشمگیر ریسک قرارداد شده و خود را در هزینه‌های طرح‌ها نشان خواهد داد که هزینه بی‌موردی را بر دوش دولت و شرکت ملی نفت قرار خواهد داد.

- ساختار قراردادهای جدید نفتی زمینه حضور بلندمدت شرکت‌های نفتی خارجی در کشور را فراهم آورده و شرکت‌های مذکور می‌توانند از این طریق دستیابی بلندمدت و مطمئن نسبت به ذخایر

نفتی کشور را برای خود ایجاد نمایند.

- هر چند قرارداد IPC زیرمجموعه قراردادهای خدمت تعریف شده است، اما از آنجا که دستمزد پیمانکار بر اساس تولید و قیمت نفت به‌صورت پلکانی تغییر می‌کند، به نوعی **می‌توان این قرارداد را مشابه قراردادهای مشارکت در تولید در نظر گرفت و از طرف دیگر این مسئله نیز باید مورد توجه قرار گیرد که در قرارداد IPC بر خلاف مشارکت در تولید که از همان ابتدا حق مالکیت بر بخشی از تولید به طرف مقابل بر قرار می‌گردد، این مسئله به صراحت رد شده است.**

ـ مالی و اقتصادی

در این قسمت به بررسی برخی شاخص‌های اقتصادی این قراردادها پرداخته شده است.

الف) نحوه تقسیم و میزان دریافتی طرفین

در قراردادهای جدید نفتی ایران، طرف دوم قرارداد علاوه بر دریافت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیر مستقیم و هزینه‌های عملیاتی در دوران بهره‌برداری نیز حضور داشته و از هر بشکه نفت/ هزار فوت مکعب گاز تولیدی/اضافی در میادین جدید/در حال تولید دستمزد مشخصی را دریافت می‌دارد.

یکی از تفاوت‌های اساسی میان رژیم مالی این قرارداد و قراردادهای بیع متقابل در این است که دستمزد در قراردادهای بیع متقابل به‌صورت معین در زمان انعقاد قرارداد مشخص شده و همراه با هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی پیمانکار در اقساط ۷-۵ ساله به پیمانکار پرداخت می‌گردید. در حالی که در قراردادهای IPC دستمزد پیمانکار تابعی از عوامل مختلف ازجمله سطح تولید است.

محاسبه دریافتی دقیق طرفین و نحوه تأثیر پارامترها و متغیرهای قراردادی بر میزان آن مستلزم شبیه‌سازی دقیق مالی قرارداد است که در فاز بعدی صورت خواهد گرفت.

ب) عوامل تأثیرگذار بر دریافتی طرفین

– قیمت نفت

با افزایش قیمت نفت به‌دلیل افزایش درآمد میدان و به تبع آن افزایش سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار، بازپرداخت مطالبات سریع‌تر صورت می‌پذیرد[1]. لکن این مسئله (تسریع در بازپرداخت پیمانکار

---

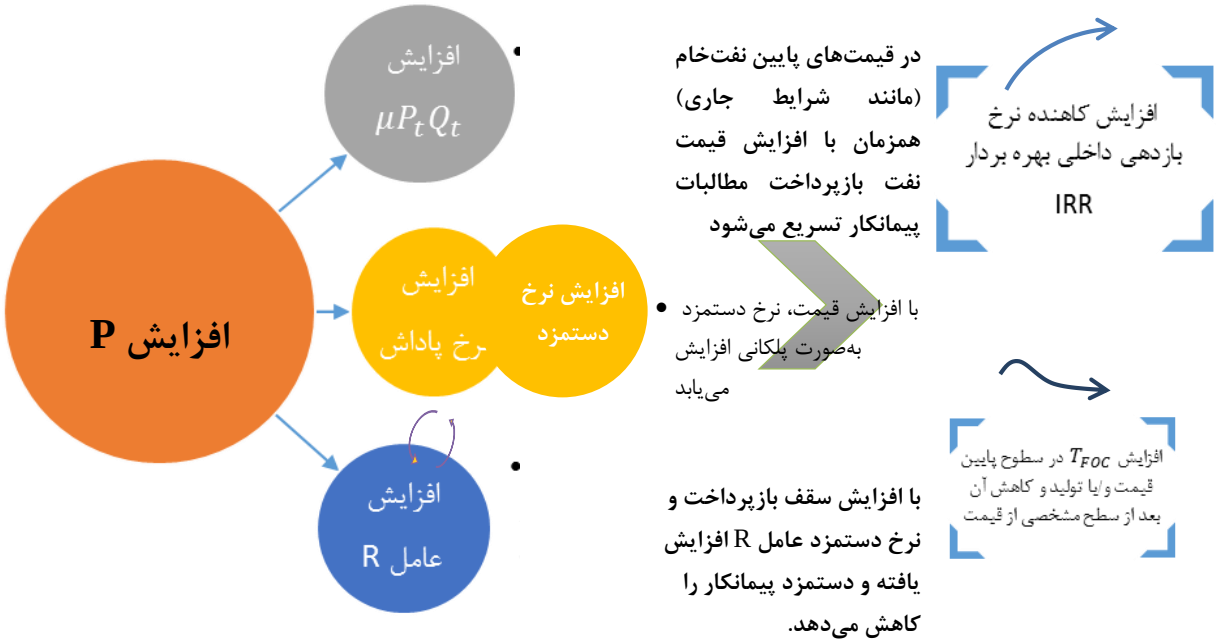
۱. اگر قیمت پایین باشد سقف ۵۰ درصد مانع از پرداخت بخشی از مطالبات پیمانکار شده و این مطالبات به دوره‌های بعد موکول می‌شود.اما اگر قیمت بالا باشد سقف مذکور تحدیدکننده نخواهد بود و بازپرداخت مطالبات بدون محدودیت ۵۰ درصد سریع‌تر انجام خواهد شد.

این موضوع به خصوص در قیمت‌های فعلی (زیر ۳۵ دلار) کاملاً صادق است. به‌عبارت دیگر در این قرارداد همچون قرارداد بیع متقابل علاوه بر تقسیط ۵ الی ۷ ساله هزینه‌های سرمایه‌ای، سقف بازپرداخت ۵۰ درصدی نیز تحدیدکننده بازپرداخت مطالبات پیمانکار است. اما از آنجا که در دوران بیع متقابل، قیمت نفت به بالای ۸۰ ۹۰ دلار رسید، همواره سهم بسیار اندکی از درآمد میدان (زیر ۱۰-۱۵ درصد) جهت اختصاص هزینه و دستمزد پیمانکار لازم بود. اما در شرایط فعلی که قیمت نفت افت کرده است سقف ۵۰ درصدی به خصوص در سال‌های ابتدایی که میزان تولید نیز به سطح پلتو نرسیده بازپرداخت مطالبات پیمانکار را با محدودیت روبر کرده و باعث Carry Forward شدن آنها به دوره بعد می گردد.

این مسئله در مدل شبیه‌سازی مالی طراحی شده توسط نگارندگان این گزارش نیز تأیید شده است.همچنین آقای احمد جیاد نیز در مقاله‌ای که به بررسی رژیم مالی قراردادهای عراق پرداخته‌اند به این مسئله اشاره کرده‌اند.

هنگام افزایش قیمت) تنها در قیمت‌های پایین نفت موضوعیت دارد و با افزایش قیمت از سطح مشخصی، سقف بازپرداخت تحدیدکننده نخواهد بود. همچنین از آنجا که نرخ دستمزد به‌صورت پلکانی با قیمت نفت در ارتباط است، در قیمت‌های بالاتر میزان دستمزد افزایش یافته و در نتیجه عایدی و نرخ بازدهی داخلی پیمانکار نیز افزایش خواهد یافت. البته دریافتی پیمانکار ممکن است تغییر چندانی پیدا نکند.

نمودار ۲. نحوه تأثیر افزایش قیمت نفت بر دریافتی و نرخ بازدهی بهره‌بردار در قراردادهای IPC



– **سطح تولید**

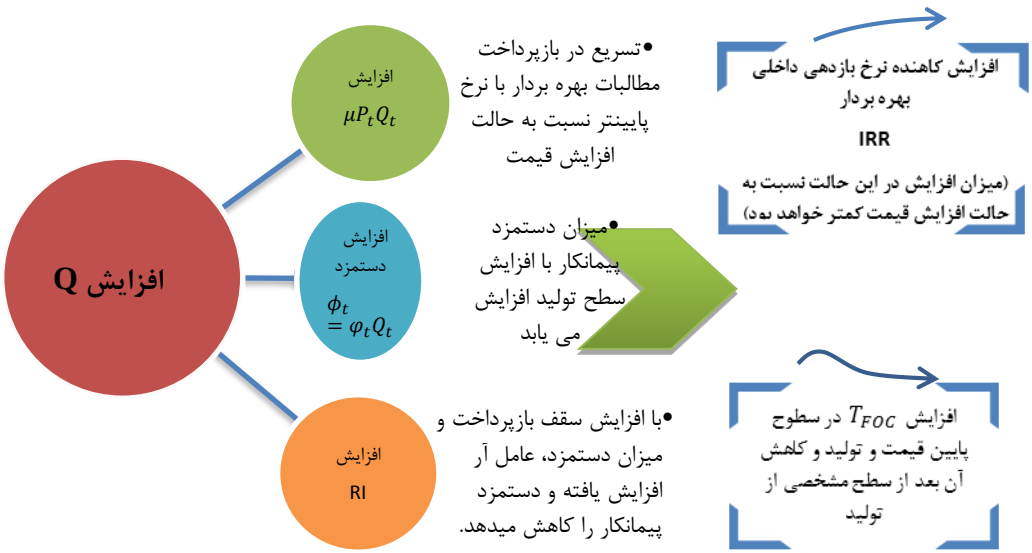
افزایش سطح تولید از طرق مختلف بر بازدهی و دریافتی طرفین تأثیر می‌گذارد. از یک سو سقف بازپرداخت به‌دلیل افزایش درآمد میدان افزایش می‌یابد که می‌تواند باعث تسریع بازپرداخت در سطوح پایین قیمت و/یا تولید گردد.[۱] همچنین به‌دلیل رابطه مستقیم پیمانکار با سطح تولید موجب افزایش میزان دستمزد می‌گردد. البته به‌دلیل افزایش عامل R و کاهش نرخ دستمزد (که علاوه بر عامل R در این قرارداد مستقیماً نیز با سطح تولید ارتباط معکوس دارد) میزان افزایش دستمزد تعدیل می‌شود.[۲]

۱. با افزایش تولید، سقف ۵۰ درصدی دیگر محدودیت‌زا نبوده و بازپرداخت مطالبات پیمانکار به دوره بعد موکول نشده و در کل سریع‌تر صورت خواهد گرفت.

۲. شایان ذکر است در صورت عدم تعیین درست پارامترهای مالی قرارداد حتی این امکان وجود دارد که افزایش تولید باعث کاهش میزان دستمزد پیمانکار گردد که با هدف قراردادهای IPC که ایجاد ارتباط مستقیم بین سطح تولید و میزان دستمزد است در تناقض است. لذا مجدداً شبیه‌سازی مالی قرارداد و محاسبه دقیق نحوه تأثیر متغیرهای اصلی همچون قیمت و سطح تولید بر میزان دستمزد و بازدهی طرفین و در نهایت تعیین دقیق پارامترهایی همچون ضریب کاهش نرخ دستمزد نسبت به عامل R، سطح قیمت، سطح تولید و نوع میدان و نرخ پایه دستمزد، قبل از انعقاد قرارداد بسیار ضروری است.

همچنین افزایش تولید متضمن افزایش هزینه‌های عملیاتی پروژه است که باید در نظر گرفته شود. در نهایت هر چند افزایش تولید همانند افزایش قیمت می‌تواند باعث افزایش بازدهی بهره‌بردار گردد، اما به‌دلیل افزایش هزینه‌های عملیاتی و کاهش نرخ دستمزد میزان این افزایش در مقایسه با حالت قبل کمتر خواهد بود. نحوه تغییر دریافتی شرکت خارجی نیز مشابه حالت قبل خواهد بود.

نمودار ۳. نحوه تأثیر افزایش سطح تولید بر دریافتی و نرخ بازدهی بهره‌بردار در قراردادهای IPC

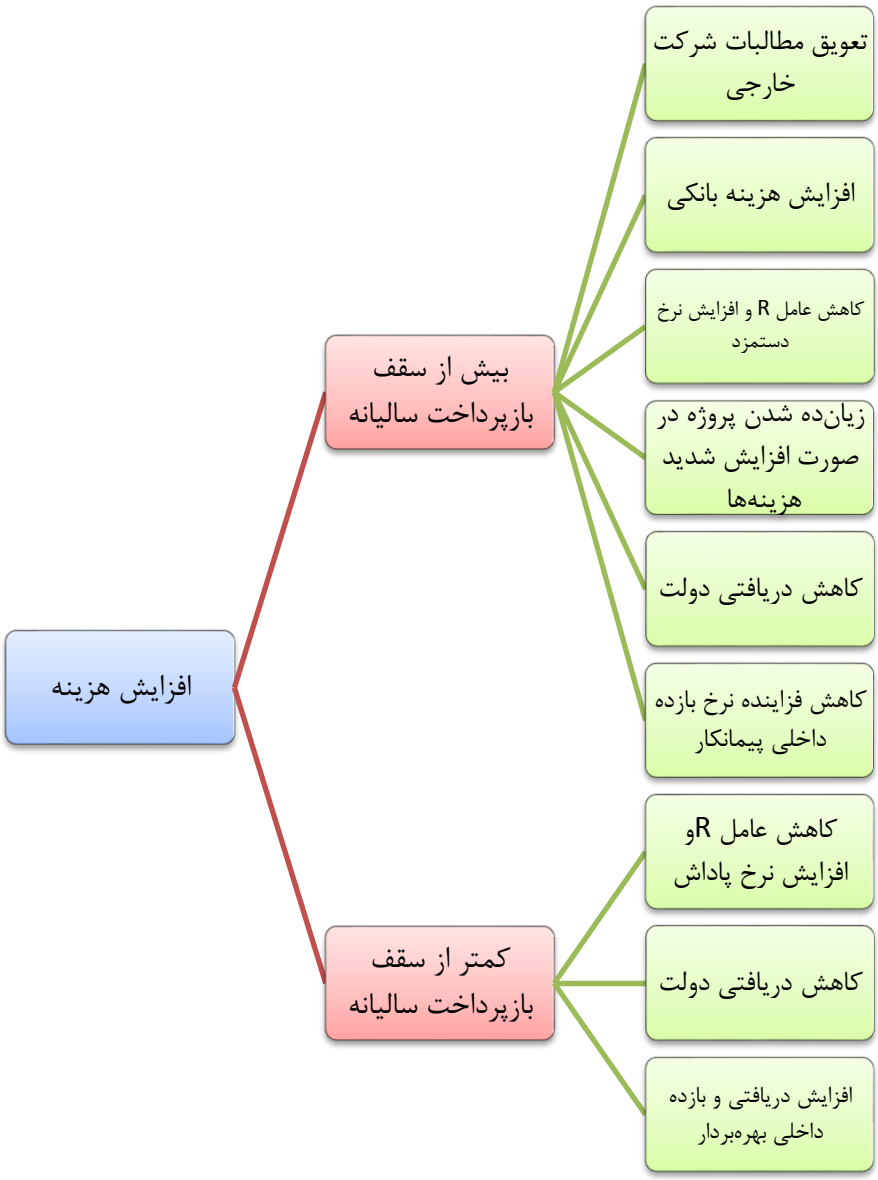


– **هزینه**

در صورتی که افزایش هزینه‌ها به میزانی نباشد که باعث تجاوز مطالبات شرکت خارجی از سقف بازپرداخت گردد، در این صورت تنها دریافتی و نرخ بازدهی دولت کاهش خواهد یافت و سهم دریافتی شرکت خارجی افزایش خواهد یافت. همچنین با توجه به اینکه عامل R با هزینه رابطه عکس دارد، با افزایش هزینه‌های پروژه عامل R کاهش یافته و در نتیجه نرخ دستمزد افزایش خواهد یافت. بنابراین حتی ممکن است افزایش هزینه‌های پروژه نرخ بازده داخلی بهره‌بردار را افزایش دهد. ازاین‌رو محاسبه نحوه تأثیرگذاری افزایش هزینه بر نرخ بازده داخلی بهره‌بردار ضروری می‌نماید. در غیر این صورت مسئله gold-plating که در قسمت‌های بعد توضیح داده شده است بروز پیدا خواهد کرد.

اما چنانچه افزایش هزینه‌ها از حد مشخصی فراتر رود و بازپرداخت مطالبات شرکت خارجی را به تعویق بیاندازد در این صورت نرخ بازدهی داخلی دولت و شرکت خارجی کاهش خواهد یافت. اما تعیین نحوه تغییر دریافتی طرفین مستلزم تحلیل حساسیت با استفاده از مدل شبیه‌سازی مالی پروژه است. در مجموع می‌توان گفت پارامترهای قرارداد باید به نحوی باشد که افزایش هزینه بازدهی هر دو طرف را کاهش دهد.

نمودار ۴. عوامل مؤثر بر هزینه در دو حال کمتر از سقف بازپرداخت سالیانه و بیشتر از آن



– **سایر موارد**

علاوه بر موارد فوق پارامترهای دیگری نیز می‌توانند بر بازدهی پروژه و نحوه تقسیم دریافتی میان طرفین تأثیرگذار باشد. مواردی همچون نحوه محاسبه تولید پایه میدان، نحوه تقسیط بازپرداخت مطالبات شرکت خارجی و نرخ تنزیل از این قبیل موارد است. همان‌طور که اشاره شد محاسبه دقیق نحوه تأثیرگذاری این عوامل مستلزم اجرای مدل شبیه‌سازی مالی است.

- انعطاف‌پذیری قرارداد

یکی از مهمترین ویژگی‌های یک رژیم مالی، انعطاف‌پذیری آن است. تسهیم منصفانه دریافتی دولت و شرکت طرف قرارداد در شرایط متغیر بازار نفت و گاز را انعطاف‌پذیری می‌نامند. این ویژگی تحت عنوان

«فزاینده[1] بودن» نیز در قراردادهای نفتی تعریف می‌شود. در قراردادهای نفتی فزاینده با افزایش قیمت نفت و یا کاهش هزینه تولید دریافتی دولت افزایش و با کاهش قیمت نفت و یا افزایش هزینه تولید دریافتی دولت کاهش می‌یابد. در قراردادهای انعطاف‌پذیر دولت و شرکت به نسبت منصفانه‌ای در افزایش و کاهش سود سهیم هستند (الفاروق،[2] ۲۰۰۴). همچنین در صورت فزاینده بودن قرارداد با افزایش درآمد پروژه سهم دولت افزایش یافته و از این طریق درآمد بادآورده نصیب شرکت خارجی نمی‌گردد. به‌عبارت دیگر فزاینده بودن قرارداد باید به نحوی باشد که رانت اضافی حاصل از پروژه به نحوی که به تصمیمات بهینه سرمایه‌گذار خللی وارد نکند تماماً توسط دولت جذب گردد.

در هر سه نسل قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار سهمی در سود ناشی از افزایش قیمت نفت ندارد، بلکه با توجه به سقف ۶۰ یا ۵۰ درصدی بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل درآمد میدان، در صورت کاهش قیمت نفت از یک سطح مشخصی (که برای هر قرارداد متفاوت است) دریافتی پیمانکار کاهش خواهد یافت. البته عملاً شرایط بازار نفت به‌گونه‌ای بوده است که هیچ‌گاه شرکت طرف قرارداد با ریسک کاهش قیمت مواجه نبوده است. این مسئله در بخش مربوط به توزیع ریسک تشریح می‌شود.

در قراردادهای جدید در مقایسه با قراردادهای سابق هزینه سرمایه‌ای از ابتدا ثابت در نظر گرفته نمی‌شود و در قالب بودجه‌های سالیانه به تصویب می‌رسد. این مسئله باعث افزایش انعطاف‌پذیری قرارداد و کاهش ریسک هزینه می‌گردد. اما باید تغییرات در زمانبندی و روش بازپرداخت هزینه‌ها به گونه‌ای باشد که در مسیر توانمندسازی شرکت ملی نفت در مدیریت و راهبری میدان صورت پذیرد و انتقال دانش مدیریتی در این فرآیند تحقق پیدا کند.

به‌طور کلی مواردی که باعث انعطاف بیشتر این قراردادها نسبت به قراردادهای قبلی شده است به‌شرح زیر است:

- برنامه توسعه منعطف،
- برنامه کاری و بودجه سالیانه به جای تعیین سقف ثابت هزینه،
- امکان بازیافت کامل هزینه‌ها،
- انعطاف دستمزد نسبت به نوسانات قیمت نفت،
- دستمزد متناسب با ریسک‌ها و مناطق مختلف عملیاتی،
- اصلاح فرآیند تصمیم‌گیری،
- امکان اعطای مجوز فعالیت‌های اکتشافی در بلوک‌های مجاور در صورت عدم کشف میدان تجاری.

---

1. Progressive
2. Al Faruque

ج) امکان تمدید قرارداد در موارد ازدیاد برداشت

- **توزیع ریسک**

یکی دیگر از نکات مهم در مورد قراردادهای نفتی، توزیع منصفانه ریسک و رعایت تناسب میان ریسک و دستمزد است. در قراردادهای بیع متقابل به این نکته توجه لازم نشده بود و از یکسو پیمانکار با ریسک‌های قابل توجهی همچون ریسک افزایش هزینه به میزان بیش از مبلغ قرارداد، ریسک تأخیر در تکمیل پروژه، ریسک عدم دستیابی به تولید قراردادی، ریسک عملیاتی و ریسک کاهش قیمت نفت مواجه بود و ازسوی دیگر دولت با ریسک عدم تولید صیانتی توسط آن شرکت، ریسک کاهش تولید پس از تحویل پروژه و ریسک بیش‌برآورد هزینه‌ها روبرو بود و مکانیسم انگیزشی مناسبی برای مدیریت این ریسک‌ها وجود نداشت.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این گزارش سعی شد با بررسی جامع قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) از منظر حقوقی، اقتصادی، مالی و فنی و مقایسه آن با قراردادهای بیع متقابل، نقاط ضعف و قوت آن مورد ارزیابی قرار گیرد و پیشنهادهای لازم برای رفع ابهامات و نواقص موجود ارائه گردد.

مهمترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. این مسئله در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل باعث ایجاد انگیزه کافی برای پیمانکار جهت حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان و تولید صیانتی از میدان می‌گردد.

همچنین دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان است که نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت، عامل R، سطح تولید و نوع میدان شناور است. این مکانیسم باعث انعطاف‌پذیری کافی در قرارداد می‌گردد و با توجه به پذیرش ریسک کاهش تولید توسط پیمانکار، بهره‌گیری از دستمزد بیشتر یا کمتر در صورت افزایش یا کاهش قیمت نفت با لحاظ نمودن سقف و کف، تا حدودی این ریسک را جبران نموده و جذابیت قرارداد را نسبت به سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری پیمانکار، حفظ می‌نماید.

نکته بسیار مهم در حال حاضر آن است که پارامترها و متغیرهای قرارداد همچون نحوه تعدیل دستمزد در قبال تغییر عامل R، سطح قیمت و تولید و طول دوره بازپرداخت و ... باید به‌صورت دقیق از طریق شبیه‌سازی مالی قرارداد محاسبه و تنظیم گردند به نحوی که مسائلی همچون بیش‌برآورد هزینه، انجام هزینه‌های اضافی، کاهش یا افزایش شدید نرخ بازدهی طرفین و مسائلی از این دست در عمل اتفاق نیافتد.

مقایسه قراردادهای بیع متقابل و IPC

با توجه به مباحث مطرح شده در دو قسمت قبل، در اینجا به مقایسه خصوصیات حقوقی و اقتصادی دو قرارداد پرداخته‌ایم. در جدول زیر از زوایای مختلف ویژگی‌های این دو قرارداد مقایسه شده است.

جدول ۶. خصوصیات حقوقی و اقتصادی قراردادهای بیع متقابل و IPC

	بیع متقابل	IPC
طول دوره قرارداد و میزان حضور شرکت خارجی در میدان	- طول دوره قرارداد بین ۷-۵ سال بوده است - پیمانکار تنها در دوره توسعه (و اکتشاف در قراردادهای اکتشاف و توسعه) حضور داشته است و بهره‌برداری از میدان توسط شرکت ملی نفت صورت می‌گرفته است.	- طول دوره قرارداد بین ۲۵-۲۰ سال است. - حضور پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید - علاوه بر عواید حاصل از میدان، حضور بلندمدت شرکت خارجی در ایران متضمن منافع غیرمستقیم و استراتژیک همچون دسترسی بلندمدت به منابع انرژی مطمئن است. - بهره‌برداری از میدان به‌صورت یکپارچه صورت می‌گیرد و حداقل شدن گسل‌های مدیریتی
تولید صیانتی	- بعد از رسیدن تولید به سطح پلتو مندرج در قرارداد طی یک دوره ۲۱ روزه در بازه ۲۸ روزه، پیمانکار مسئولیتی در قبال افت تولید در دوره بهره برداری نداشته است. - به‌دلیل عدم حضور بلندمدت پیمانکار در میدان و عدم انتفاع از عواید دوره بهره‌برداری، پیمانکار تنها به دنبال رسیدن تولید به سطح مندرج در قرارداد طی کوتاه‌ترین زمان ممکن بوده است. - طبعاً شرکت‌های طرف قرارداد خواهند کوشید تا با توسل به روش‌های مختلف- حتی غیرصیانتی- تولید از میادین را به سرعت افزایش داده و تولید را در یک دوره ۲۱ روزه به سطح مندرج در	- از آنجا که در قراردادهای **IPC** شرکت پیمانکار در دوره بهره‌برداری از میدان حضور دارد و دستمزد تعلق گرفته به وی مستقیماً با میزان تولید از میدان در ارتباط است، پیمانکار تمام تلاش خود را برای حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان در طول دوره قرارداد به کار خواهد بست.

	بیع متقابل	IPC
	قرارداد برسانند تا ظاهراً در کوتاه‌مدت بتوانند به تعهدات خود عمل نموده و پروژه را به شرکت ملی نفت تحویل دهند.	
نحوه بازپرداخت هزینه ها	- در قراردادهای نسل اول و دوم بیع متقابل هنگام انعقاد قرارداد و در قراردادهای نسل بیع متقابل، ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مشخص می‌گردید و در صورت عبور هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار از سقف مذکور، مازاد هزینه صورت گرفته بازپرداخت نمی‌گردید. - هزینه‌های سرمایه‌ای به همراه هزینه‌های بانکی و دستمزد پیمانکار از ابتدا به‌طور ثابت مشخص گردیده و طی اقساط ۵ الی ۷ ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه از محل حداکثر ۶۰ درصد درآمد فروش نفت به پیمانکار بازپرداخت می‌گردید. - هزینه‌های عملیاتی در پایان هر سال به پیمانکار بازپرداخت می‌گردید. - هزینه‌های بانکی به کلیه هزینه‌های صورت گرفته تعلق گرفته و تقریباً برابر با نصف هزینه سرمایه‌ای بوده است. - مالیات پرداخت شده به پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیرمستقیم به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. - بازپرداخت مطالبات پیمانکار تنها از محل عایدات خود میدان بوده است.	- در قراردادهای **IPC** با توجه به امکان تغییر رفتار میدان و تحولات بازار، در هنگام عقد قرارداد سقفی برای هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته نشده است و میزان هزینه هر ساله در قالب برنامه و بودجه تصویب شده توسط کمیته مشترک توسعه میدان، تعیین می‌گردد و انحراف تا ۵ درصد از میزان تعیین شده در این برنامه جایز است. - هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله و سایر هزینه‌ها به همراه دستمزد پیمانکار هر ساله از محل ۵۰ درصد عواید میدان به پیمانکار پرداخت می‌گردد. زمان شروع پرداخت نیز بعد از رسیدن به تولید اولیه تعیین شده است. - هزینه‌های بانکی تنها به تأخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار تعلق می‌گیرد. - همانند بیع متقابل مالیات پرداخت شده تحت عنوان هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. - در میادین اکتشافی در صورت عدم دستیابی به تولید تجاری توسط پیمانکار، هزینه‌های صورت گرفته بازپرداخت نخواهد شد و تنها امکان واگذاری بلوک‌های مجاور جهت انجام امور اکتشافی به پیمانکار وجود دارد. - در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده برای بازپرداخت هزینه در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، بازپرداخت خواهد شد. - شرکت ملی نفت مجاز است در صورتی که محصولات میادین گاز طبیعی در داخل مصرف گردد، یا امکان صادرات آن وجود نداشته باشد، از محل محصولات یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار تعهد و اقدام نماید.

	بیع متقابل	IPC
نحوه پرداخت دستمزد	- دستمزد پیمانکار بر اساس نرخ بازدهی معینی در هنگام عقد قرارداد مشخص می‌گردید که تقریباً برابر نصف هزینه‌های سرمایه‌ای بوده و همراه با هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی در اقساط مساوی ماهیانه، در دوره ۵-۷ ساله به پیمانکار پرداخت می‌گردید. میزان دستمزد ثابت بوده و بر اساس عوامل مختلف انعطاف‌پذیر نیست. - در صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی، هزینه‌های سرمایه‌ای و بانکی به پیمانکار پرداخت می‌گردید و تنها دستمزد تعیین شده به پیمانکار تعلق نمی‌گیرد. - همچنین ملاک اختصاص دستمزد به پیمانکار ماندگاری تولید در سطح پلتو در بازه زمانی ۲۱ روزه از یک دوره ۲۸ روزه است.	- دستمزد پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه تعیین می‌گردد و نرخ آن بر اساس عوامل پنج‌گانه (قیمت نفت، نوع و میزان ریسک توسعه میدان، عامل **R** و سطح تولید) شناور است. دستمزد تعلق گرفته، هر ساله به همراه بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، بانکی و عملیاتی از محل ۵۰ درصد درآمد میدان به پیمانکار پرداخت می‌گردد.
انعطاف‌پذیری قرارداد	- در قراردادهای بیع متقابل سطح تولید قراردادی در ابتدای قرارداد و بر اساس اطلاعات اولیه و بعضاً قدیمی تعیین می‌شد. - قرارداد کاملاً انعطاف ناپذیر بوده و هزینه‌های سرمایه‌ای از سقف ثابتی برخوردار بودند. - در هر سه نسل قراردادهای بیع متقابل، نه‌تنها پیمانکار سهمی در سود ناشی از افزایش قیمت نفت ندارد، بلکه با توجه به سقف ۶۰ یا ۵۰ درصدی بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل درآمد میدان، در صورت کاهش قیمت نفت از یک سطح مشخصی (که برای هر قرارداد متفاوت است) دریافتی پیمانکار کاهش خواهد یافت.	- به منظور کنترل درآمد پیمانکار از مکانیسم عامل **R** استفاده شده است و نرخ دستمزد متناسب با افزایش عامل **R** (که به معنای افزایش نسبت درآمد پروژه به هزینه‌های آن است) به‌صورت پلکانی کاهش می‌یابد. - هیچ سقفی برای هزینه‌های سرمایه‌ای وجود ندارد و برنامه و بودجه مربوط به پروژه به‌صورت سالیانه تهیه و تصویب می‌گرد. همچنین بازیافت تمامی هزینه‌های صورت گرفته به پیمانکار توسط شرکت ملی نفت تضمین شده است. - نرخ پایه دستمزد بر اساس سطح قیمت تعدیل می‌گردد. وجود ارتباط میان دستمزد و قیمت نفت باعث می‌شود جذابیت سرمایه‌گذاری برای پیمانکار در دوره‌های افزایش قیمت نفت در مقایسه با سایر فرصت‌های سرمایه‌گذاری برای پیمانکار حفظ گردد. - نرخ پایه دستمزد متناسب با ریسک‌ها و مناطق مختلف عملیاتی تعیین می‌گردد و با

	بیع متقابل	IPC
	- میزان دستمزد برای تمامی میادین با درجه ریسک متفاوت و شرایط عملیاتی مختلف یکسان بوده است و میادین مشترک تمایزی نسبت به میادین مستقل نداشته‌اند. - قراردادهای نسل اول از هیچ نوع شاخص صرفه‌جویی در هزینه برخوردار نبوده‌اند. در قراردادهای نسل دوم و سوم اگر هزینه صورت گرفته توسط پیمانکار بیش از ۱۰ درصد از هزینه سرمایه‌ای طرح جامع کمتر باشد، برای هر یک درصد تنها ۰/۵ درصد از دستمزد پیمانکار کاسته می‌شود	اختصاص دستمزد بیشتری برای توسعه میادین مشترک، این میادین در اولویت قرار گرفته‌اند. - در قرارداد **IPC** از شاخص صرفه‌جویی استفاده نشده است و جهت کنترل و جلوگیری از انجام هزینه‌های اضافی توسط پیمانکار، نظارت کمیته راهبری و تصویب و تأیید برنامه و بودجه سالیانه توسط این کمیته مد نظر قرار گرفته است.
تفاوت‌های حقوقی	- امکان ثبت ذخایر در دارایی شرکت‌های خارجی وجود ندارد. - پیمانکار در نفت تولیدی سهیم نیست. - مرجع رسیدگی اختلافات دادگاه ایرانی است.	- وجود بند قانونی در خصوص امکان انتقال مالکیت مواد هیدروکربوری به شرکت خارجی در نقطه تعریف شده که بنابر نظر برخی از حقوق‌دانان صنعت نفت امکان ثبت ذخایر در دارایی شرکت خارجی را به وی می‌دهد. اما مسئولین ایرانی با اشاره به پرداخت مطالبات پیمانکار در قالب قرارداد جداگانه فروش نفت موضوع انتقال مالکیت بر تولید و به طریق اولی بر ذخایر را رد می‌نمایند و افشای قراردادها و درآمد برآوردی از آن در صورت‌های مالی شرکت‌های نفتی را به‌عنوان الزام قانونی بورس‌های دنیا مسئله مجزا از ثبت ذخایر به‌عنوان دارایی شرکت مربوطه می‌دانند. - محل رسیدگی اختلافات دادگاه ذیصلاح ایرانی خواهد بود. - کاهش یا توقف تولید از میدان مورد نظر قرارداد بنا بر هر دلیلی بجز دلایل فنی، هرچند ازسوی دولت امکانپذیر است اما نباید بازپرداخت مطالبات پیمانکار را تحت تأثیر قرار دهد. - تعلیق بازپرداخت مطالبات شرکت خارجی در شرایط فورس‌ماژور تا زمان رفع شرایط مذکور
انتقال فناوری، آموزش نیروی	- الزام حقوقی پیمانکار به انتقال دانش فنی، آموزش نیروی انسانی و استفاده حداکثر از توان موجود کشور در زمینه طراحی و	- حضور شرکت‌های داخلی مورد تأیید شرکت ملی نفت در کنار پیمانکار خارجی به‌عنوان شریک عملیاتی، با مدیریت چرخشی پروژه در شرکت عملیاتی مشترک (**JOC**)

	بیع متقابل	IPC
داخلی و استفاده از توان داخلی	ساخت و نصب تجهیزات و ماشین آلات - نبود انگیزه اقتصادی کافی برای رعایت الزام فوق	- اگرچه به‌نظر می‌رسد استفاده از کالاهای داخلی و پرسنل ایرانی به‌دلیل ارزان‌تر بودن برای پیمانکار مرجح است. اما از یکسو ماهیت قرارداد خدماتی است و پیمانکار هیچ دغدغه‌ای نسبت به بازیافت هزینه‌ها ندارد (و چه بسا به‌دلیل نبود مکانیسم شاخص صرفه‌جویی انگیزه برای افزایش هزینه هم داشته باشد) و ازسوی دیگر در امور پیشرفته و حساس همچون لوله‌های بدون درز درون‌چاهی، کمپروسور و سایر تجهیزات سرچاهی به‌دلیل بالا بودن ریسک، شرکت‌های خارجی ترجیح می‌دهند از کالاها و تجهیزات خارجی مطمئن استفاده نمایند و نیروی ماهر خارجی را به کار گیرند. هرچند همانند قراردادهای بیع متقابل پیمانکار ملزم به رعایت قانون حداکثر استفاده از توان داخلی و آموزش نیروهای داخلی بوده و هزینه آموزش نیز توسط شرکت ملی نفت پرداخت می‌گردد. - همچنین در صورت نبود نظارت کافی در فرآیند مناقصات، ممکن است شرکت‌های ایرانی واسطه با وارد نمودن تجهیزات خارجی تحت عنوان کالای داخلی آن را به شرکت ملی نفت بفروشند و در عمل توان و ظرفیت داخلی ارتقا پیدا نمی‌کند. - بدون توزیع مناسب ریسک‌های پروژه میان دو طرف، شرکت خارجی از استفاده از کالاها و تجهیزات اصلی (و نه تجهیزات ساده و معمولی) ایرانی و پرسنل ماهر ایرانی (و نه تنها کارگر ساده) و انتقال فناوری و تجربیات مدیریتی خود به شرکت‌های داخلی استنکاف خواهد ورزید. - بدون حضور جدی شرکت‌های داخلی در امور اصلی همچون تأمین مالی و ایجاد ارتباط با بانک‌های معتبر خارجی و تأمین کالا و انجام امور عملیاتی مهم، فرایند انتقال فناوری و ارتقای توانمندی‌های داخلی با اخلال روبرو خواهد شد. - البته با توجه به حضور پیمانکار در دوره تولید و وجود انگیزه کافی جهت حداکثرسازی تولید انباشی از میدان و نبود سقف هزینه، استفاده از تکنولوژی‌های پیشرفته و گرانقیمت توسط پیمانکار توجیه‌پذیر خواهد بود.

	بیع متقابل	IPC
بازاریابی و فروش نفت تولیدی	- توسط شرکت ملی نفت	- توسط شرکت ملی نفت
مکانیسم‌های انگیزشی	- مکانیسم انگیزشی مناسبی در جهت حداکثرسازی تولید انباشتی از میدان در قرارداد وجود نداشت و با توجه به اینکه طرح جامع توسعه میدان توسط پیمانکار پیشنهاد می‌شد و توسط شرکت ملی نفت تصویب می‌شد، پیمانکار به منظور حداقل نمودن ریسک عدم دستیابی به سطح تولید از میدان، پایین‌ترین سطح ممکن تولید را پیشنهاد می‌داد.	- از آنجا که دستمزد پیمانکار با سطح تولید از میدان رابطه مستقیم دارد، پیمانکار با در نظر گرفتن ریسک عدم دستیابی به سطح تولید، بالاترین سطح تولید که با ریسک نسبتاً کم امکان دستیابی به آن وجود دارد را پیشنهاد خواهد داد. - با توجه به حضور شرکت خارجی در دوره بهره‌برداری و ایجاد ارتباط مستقیم میان دستمزد و سطح تولید از میدان، انگیزه کافی برای به‌کارگیری فناوری‌های نوین در راستای دستیابی به حداکثر تولیدی انباشتی برای پیمانکار به وجود آمده است.

مأخذ: مصوبه هیئت وزیران در خصوص ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، ارائه قراردادهای جدید نفتی توسط مهندس حسینی در دانشگاه امام صادق (ع) و دانشگاه شریف، سایت iranpetroleumcontract.com، رساله دکتر علی طاهری‌فرد، ۱۳۹۳، طرح پژوهشی مرکز همکاری‌های فناوری ریاست‌جمهوری، ۱۳۸۵.

پیوست

قراردادهای بیع متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی خرید خدمت هستندکه پیمانکار طرف قرارداد، عملیات مربوط به اکتشاف و توسعه را در قبال دریافت حق‌الزحمه‌ای معین انجام می‌دهد. در قراردادهای بیع متقابل، شرکت سرمایه‌گذار خارجی کلیه وجوه سرمایه‌گذاری همچون نصب تجهیزات، راه‌اندازی و انتقال تکنولوژی را برعهده می‌گیرد و پس از راه‌اندازی به کشور میزبان واگذار می‌کند. علت طبقه‌بندی قرارداد بیع متقابل در رده قراردادهای خدمت بازخرید[1] این است که انجام بازپرداخت اصل و سود سرمایه‌گذار از محل مایعات گازی، نفتخام و فرآورده‌های نفتی صورت می‌گیرد. پرداخت‌ها به‌صورت نقدی و غیرنقدی امکانپذیر است. این نوع قراردادها در کشورهایی که قوانین آنها هر نوع مالکیت بخش خصوصی و یا خارجی را بر صنعت نفت منتفی می‌داند، مورد استفاده قرار می‌گیرد (طاهری‌فرد، ۱۳۸۷). از ابتدا تاکنون با توجه به تغییراتی‌که در قراردادهای بیع متقابل صورت گرفته است می‌توان آنها را در سه نسل طبقه‌بندی کرد:

– **نسل اول :** قراردادهای توسعه و یا اکتشاف است که مشخصه اصلی آنها تعیین مبلغ قرارداد به‌صورت ثابت بوده و برای کارهای اکتشافی و یا توسعه میادین به کار رفته است.

– **نسل دوم:** قراردادهای توأم با اکتشاف و توسعه میادین است 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 با اکتشاف و توسعه میادین است که سقف مبلغ قرارداد از طریق برگزاری مناقصات در زمانی پس از تنفیذ قرارداد مشخص خواهد شد.

الف) قراردهای بیع متقابل نسل اول: قراردادهای اکتشاف یا توسعه میادین نفت و گاز

۱. ویژگی‌ها و شرایط قراردادهای بیع متقابل متقابل نسل اول- قراردادهای توسعه میادین

برمبنای مجوزهای مندرج در پیوست ۱، تعداد ۱۷ قرارداد توسعه میادین نفت و گاز نسل اول منعقد گردید که سه قرارداد منعقده اولیه برای توسعه میادین نفتی سیری A و E و میدان گازی پارس جنوبی (فاز ۲ و ۳ و فاز یک) دارای شرایط متفاوتی با بقیه قراردادهای منعقده برای توسعه میادین می‌باشند که ذیلاً به آنها پرداخته خواهد شد.

۱-۱. تفاوت سه قرارداد اولیه توسعه میادین با بقیه قراردادهای توسعه نسل اول

قرارداد توسعه میادین سیری A و E اولین قرارداد بیع‌متقابل توسعه‌ای می‌باشد که در ۲۲ تیرماه ۱۳۷۴ (۱۳ جولای ۱۹۹۵) با شرکت توتال منعقد گردید .

---

1. Buy back

مجوز انعقاد این قرارداد جزء «۱» بند «ب» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۳ کل کشور است که طی آن به شرکت ملی نفت ایران مجوز داده شده پس از تأیید هیئت وزیران، قراردادهای لازم را به‌صورت بیع متقابل با شرکت‌های ذیصلاح خارجی منعقد نمود و هزینه‌های مرتبط را از محل فروش تولیدات طرح‌ها بازپرداخت کند. در این مجوز پیمانکار باید ملزم به انتقال دانش فنی، آموزش نیروی انسانی و استفاده حداکثر از توان موجود کشور در زمینهٔ طراحی و ساخت و نصب تجهیزات و ماشین‌آلات شود.

قرارداد توسعه فازهای ۲ و ۳ میدان گازی پارس جنوبی در ۶ مهرماه ۱۳۷۶ (۲۸ سپتامبر ۱۹۹۷) با شرکت توتال و قرارداد توسعه فاز یک پارس جنوبی در ۲۹ بهمن‌ماه ۱۳۷۶(۱۸ فوریه ۱۹۹۸) با شرکت پتروپارس منعقد گردید. مجوز این دو قرارداد قسمت (۱-۱) بند «و» و بند «ح» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۶ کل کشور است.

به‌عبارت دیگر در این بند از تبصره «۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۶ کل کشور به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده شده است در رابطه با طرح‌های موضوع جدول ۱۳ بند «م» تبصره «۲۲» قانون برنامه دوم توسعه، قرارداد بیع متقابل منعقد نماید و هزینه بازپرداخت آنها را از محل صادرات کالاهای تولیدی آنها (نه از محل صادرات کالاهای تولیدی هر طرح برای همان طرح) انجام دهد.

با استفاده از این اجازه قانونی، موضوع مورد بحث در قرارداد توسعه میادین سیری A و E (در پاراگراف ماقبل آخر بند «۳-۲۲») پیش‌بینی شده است و در صورت عدم تکافوی محصولات سیری A و E برای بازپرداخت هزینه‌ها میزان کسری از محصول هریک از میدان‌ها (سیری A و E) برای دیگری پرداخت خواهد شد.

همچنین در قرارداد توسعه فازهای ۲ و ۳ میدان گازی پارس جنوبی نیز در ابتدای بند «۳-۲۲» قرارداد امده است هزینه‌های پیمانکار از محل میعانات گازی تولید میدان و در صورت کمبود از محل نفت خام و در صورت کمبود از محل گاز تولیدی میدان بازپرداخت خواهد شد. در همین رابطه در بخش تعاریف قرارداد و در قسمت تعریف نفت خام آمده است که منظور از نفت خام، نفت خام تولیدی از میدان بانضمام میدان سیری می‌باشد.

فی‌الواقع هزینه‌های پیمانکار در این قرارداد ابتدا از محل میعانات گازی میدان و در صورت کمبود از محل نفت خام تولیدی این میدان، میدان سیری و در صورت کمبود از محل گاز تولیدی این میدان بازپرداخت خواهد شد.

در بند «۴-۲۲» قرارداد توسعه فاز یک پارس جنوبی نیز پیش بینی شده است که هزینه‌های پیمانکار از محل نفت خام میادین سیری A و E بازپرداخت خواهد شد.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود در هر سه این قراردادها جهت بازپرداخت هزینه‌های پیمانکاران منبع دیگری به غیر از تولیدات میدان در نظر گرفته شده که این با استفاده از مجوز داده شده در قسمت (۱-۱) بند «و» تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۶ است.

۲-۱. سایر شرایط قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول برای توسعه میادین

- **قیمت قرارداد و سقف آن:** در کلیه قراردادهای توسعه میادین نسل اول، قیمت قرارداد دارای سقف معینی است و هزینه‌های پیمانکار باید حداکثر معادل سقف و یا کمتر از آن باشد، سقف قراردادی جز در موارد کارهای اضافی که شرکت ملی نفت ایران به پیمانکار ارجاع می نماید قابل افزایش نیست و هر پرداختی اضافه بر سقف قرارداد (که به تأیید شورای اقتصاد رسیده است) نیاز به تأیید مجدد شورای اقتصاد دارد.
- **طرح جامع توسعه:** در تمامی قراردادهای توسعه نسل اول طرح جامع توسعه توسط پیمانکاران تهیه شده و نهایتاً به تصویب شرکت ملی نفت ایران رسیده است.
- **مدت قرارداد**: در اکثر قراردادهای توسعه میادین، مدت اجرای قرارداد معمولاً بین ۴ تا ۵ سال از تاریخ تنفیذ قرارداد و مدت بازپرداخت بین ۷ تا ۹ سال از تاریخ خاتمه عملیات توسعه و یا شروع تولید اولیه در نظر گرفته است.
- **هزینه‌ها:** در تمامی قراردادها، هزینه‌های نفتی شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های بانکی و هزینه‌های آموزشی می‌باشد. این هزینه‌ها باضافه مبلغ حق‌الزحمه و دستمزد قابل پرداخت به پیمانکاران است.
- **بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار** : بجز سه قرارداد سیری A و E، فاز یک و فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی که طی آنها بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار علاوه بر محصول همان میدان و در صورت کمبود از محل دیگری بجز محصول میدان ممکن شده است در تمامی قراردادها هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکاران از محل درآمد محصول میدان پرداخت می‌گردد. بعد از تصویب تبصره «۲۹» قانون بودجه سال ۱۳۷۸ کل کشور که ضمن آن مقرر شده بود حداقل ۴۰ درصد عواید طرح در دورهٔ بازپرداخت به حساب درآمد عمومی کشور واریز گردد، این موضوع در قراردادهای نسل اول درج و حداکثر ۶۰ درصد عواید طرح برای بازپرداخت هزینه‌ها تخصیص یافته است.
- **تولید:** در تمامی قراردادها، بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار زمانی قانونی و قراردادی است که پیمانکار به تولید اولیه (ویا تولید زود هنگام) تعریف شده در قرارداد و طرح جامع توسعه دست پیدا کند. شرط تحقق تولید اولیه و یا زودهنگام در تمامی قراردادها، دستیابی به میزان تولید ذکر شده در قراردادها طی مدت حداقل ۲۱ روز در یک دوره متوالی ۲۸ روزه است. موضوع تولید صیانتی و اقدام شرکت ملی نفت ایران در تولید از میادین به‌نحوی که به مخزن آسیب نرسد و لزوم پیش‌بینی این موضوع در قراردادها از دغدغه‌های اصلی مسئولین بوده و می‌تواند یکی از دلایل بازبینی قراردادهای نسل اول باشد.
- **تصدی و مسئولیت عملیات:** در قراردادهای نسل اول، عامل (Operator) انجام عملیات در طول مدت عملیات توسعه پیمانکار است و پس از خاتمه عملیات توسعه و تحویل آن، عامل عملیات شرکت ملی نفت ایران است. همچنین در این نسل از قراردادها، ماده یا ضمیمه‌ای به‌عنوان انتقال دانش فنی از

طرف پیمانکار دیده نمی‌شود. فقط در بعضی از قراردادها در ماده مربوط به (تصدی و مسئولیت عملیات) پیش‌بینی شده است که جهت استفاده از دانش فنی پیمانکار در زمان پس از خاتمه عملیات توسعه قرارداد خدمات و کمک فنی بین طرفین منعقد گردد.

- **استفاده از توان و امکانات داخلی:** تا قبل از تصویب قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی کشور در قوانین بودجه سالیانه شرکت‌های دولتی در قراردادهای بیع متقابل ملزم می‌گردیدند در قراردادهای منعقده، شرکت‌های خارجی را به استفاده از حداکثر توان موجود کشور مجبور نماید. در قراردادهای بیع متقابل نسل اول پیمانکاران ملزم به رعایت قانون گردیده و بعضاً با استفاده از استثنائات موجود در قانون، میزان درصد استفاده از ساخت داخل توسط شورای اقتصاد کاهش یافته و در قرارداد درج شده است. در هیچ یک از دو مورد فوق بجز در قراردادهای آزادگان و دارخوین، تشویق و یا جریمه‌ای برای پیمانکار در صورت رعایت بیشتر یا عدم رعایت حدنصاب وجود ندارد؛ ولی در آن دو قرارداد مکانیسم تشویق و تنبیه وجود داشته است.

- **نرخ بازگشت سرمایه:** نرخ بازگشت سرمایه (ROR) در این قراردادها مشخص و ثابت بوده و قبل از امضای قرارداد باید در پیشنهاد پیمانکار اعلام گردد و به‌طور قطعی تعیین و در محاسبات اعمال شود.

۲. خصوصیات و شرایط قراردادهای بیع متقابل نسل اول- قراردادهای اکتشافی

قراردادهای بیع متقابل اکتشافی نسل اول، قراردادهایی هستند که ریسک عملیات اکتشاف کلاً به عهده پیمانکار است و شرکت ملی نفت ایران هیچ تعهدی نسبت به بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار در صورت عدم کشف هیدروکربور در منطقه قراردادی ندارد. در این قراردادها در صورت کشف هیدروکربور در منطقه قراردادی و تجاری شناخته شده آن، شرکت ملی نفت ایران تعهدی نیز برای عقد قرارداد توسعه میدان کشف شده با پیمانکار اکتشافی ندارد. ولی باید هزینه‌های عملیات اکتشاف طبق روش پیش‌بینی شده در قرارداد به پیمانکار اکتشافی پرداخت گردد.

برمبنای روش فوق، شرکت ملی نفت ایران مبادرت به عقد قراردادهای اکتشافی بلوک اکتشافی اناران، بلوک اکتشافی زواره کاشان، بلوک اکتشافی مهر، بلوک اکتشافی منیر، بلوک اکتشافی توسن، بلوک اکتشافی فارسی و بلوک اکتشافی فروز و ایرانمهر نمود که شرایط آنها به‌شرح زیر است:

- **مبلغ قرارداد و نرخ بازگشت سرمایه:** مبلغ قرارداد در قردادهای اکتشافی به‌عنوان حداقل هزینه‌های اکتشافی تعیین شده و پیمانکاران باید در قرارداد جهت انجام عملیات اکتشافی حداقل این مبلغ را هزینه نمایند. این مبلغ در پیشنهاد پیمانکاران در مناقصه‌های برگزار شده درج گردیده و انتخاب پیمانکار در مناقصه یک بلوک اکتشافی براساس میزان بیشترین حداقل هزینه اکتشافی و نرخ بازگشت سرمایه پیشنهادی صورت گرفته است.

- **مدت قرارداد:** مدت انجام عملیات اکتشافی نسل اول حدود ۳ تا ۴ سال از تاریخ مؤثر شده قرارداد است که این دوره با موافقت شرکت ملی نفت ایران و مشروط برآنکه پیمانکار کلیهٔ تعهدات خود را انجام داده باشد برای مدت محدودی (معمولاً یک‌سال) قابل تمدید است. همچنین در صورتی‌که پیمانکار کارهای اکتشافی خود را انجام داده باشد و در بلوک اکتشافی هیدروکربور کشف شده باشد پیمانکار جهت اثبات تجاری بودن میدان و انجام کارهای توصیفی مستحق یک تمدید (حدوداً یک تا دو سال) است.

- **هزینه‌ها:** مخارج اکتشافی در این نسل از قراردادها شامل کلیه هزینه‌های پیمانکار است که عبارتند از: هزینه‌های سرمایه‌ای شامل تمام هزینه‌های عملیات اکتشاف بجز هزینه‌های غیر سرمایه‌ای، هزینه‌های غیر سرمایه‌ای شامل مالیات، بیمه، عوارض، حقوق گمرکی، هزینه آموزش و هزینه‌های بانکی.

- **قرارداد خدمت عملیات توسعه:** در این نسل از قراردادها، قرارداد خدمت به منظور عملیات توسعه به‌عنوان یکی از ضمایم قراردادهای اکتشافی منظور شده است که در صورت کشف هیدروکربور در میدان و تجاری بودن آن و توافق شرکت ملی نفت ایران با پیمانکار برای عملیات توسعه مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

- **وضعیت پیمانکار پس از پایان عملیات اکتشافی:** در صورتی که در میدان هیدروکربوری کشف نشود و یا کشف شده، ولی تجاری نباشد قرارداد خودبخود فسخ شده و هیچ مبلغی به پیمانکار قابل پرداخت نیست.

- **در صورت کشف هیدروکربور در میدان و تجاری شدن آن**

- طرفین در مورد طرح جامع توسعه و هزینه‌های آن مذاکره خواهند کرد و چنانچه به توافق رسیده و قرارداد توسعه (طبق فرم پیوست قرارداد اکتشافی) بین طرفین امضا شود هزینه‌های اکتشافی با هزینه‌های توسعه تجمیع شده و طبق قرارداد توسعه به پیمانکاران پرداخت خواهد شد.

- چنانچه طرفین ظرف مدت ۶ ماه از تجاری شدن میدان در خصوص طرح جامع توسعه به توافق نرسند، شرکت ملی نفت ایران ممکن است از پیمانکار اکتشافی و پیمانکاران دیگر بخواهد در شرایط رقابتی (با اولویت پیمانکار اکتشافی) برنامه و طرح جامع توسعه خود را ارائه نمایند. هزینه اکتشافی همراه با هزینه بانکی از زمان تجاری‌شدن میدان تحت روش قرارداد توسعه بازپرداخت خواهد شد.

- اگر پیمانکار اکتشافی، برنده قرارداد توسعه نشود و پیمانکار دیگری برنده شود شرکت ملی نفت ایران ترتیبی اتخاذ خواهد کرد که پیمانکار اکتشافی حداقل ۳۰ درصد در قرارداد توسعه مشارکت داده شود. چنانچه پیمانکار اکتشافی در مدت معقولی این پیشنهاد را قبول کند با تمهیدات شرکت ملی نفت ایران هزینه‌های اکتشافی با هزینه‌های بانکی از زمان تجاری شدن میدان به‌اضافه حق‌الزحمه پیمانکار اکتشافی (که در قرارداد اکتشافی معلوم و مشخص است پس از کسر درصد مشارکت پیمانکار اکتشافی در قرارداد توسعه که متناسباً از حق‌الزحمه کسر خواهد شد) به وی پرداخت می‌گردد. لکن چنانچه پیمانکار اکتشافی برنده قرارداد توسعه نشود و نخواهد با برنده قرارداد توسعه مشارکت کند در این‌صورت

هزینه‌های اکتشافی و هزینه‌های بانکی از زمان تجاری شدن میدان به‌اضافه حق‌الزحمه پیمانکار اکتشافی (درصدی از هزینه سرمایه‌ای در قرارداد اکتشافی که در قرارداد معلوم و مشخص است) به دو صورت زیر به وی پرداخت خواهد شد:

- توسط پیمانکار توسعه میدان ظرف مدت معین از تاریخ مؤثر شدن قرارداد توسعه،
- در صورتی‌که تاریخ مؤثر شدن قرارداد توسعه، بیش از (۱۸) ماه از زمان خاتمه دوره اکتشاف طول بکشد توسط شرکت ملی نفت ایران.
- چنانچه شرکت ملی نفت ایران نخواهد میدان کشف و تجاری شده را توسعه دهد هزینه‌های اکتشافی پیمانکار اکتشاف همراه هزینه‌های بانکی از تاریخ تجاری شدن میدان به‌اضافه حق‌الزحمه پیمانکار اکتشافی (درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد اکتشافی که در قرارداد معلوم و مشخص اشت) ظرف مدت (۱۸) ماه از پایان دوره اکتشاف توسط شرکت ملی نفت ایران به وی پرداخت خواهد شد.

ـ تجاری‌شدن میدان: در صورت کشف هیدرورکربور در میدان و نیاز پیمانکار به انجام عملیات توصیفی، قرارداد اکتشافی می‌تواند با رضایت شرکت ملی نفت ایران برای مدتی که در قرارداد مشخص شده تمدید گردد. برای محاسبه تجاری شدن میدان باید ارزش حال خالص پروژه در نرخ تنزیل ۳۰ درصد برای یک دوره مشخص (که معمولاً ۱۵ سال تعیین شده است) صفر یا مثبت باشد.

ـ استفاده از توان ساخت داخل: در این قراردادها پیمانکار ملزم شده است با توجه به قوانین و مقررات ایران از خدمات شرکت‌های ایرانی استفاده کند. در این قراردادها، جریمه و یا دستمزد برای رعایت یا عدم رعایت قوانین و مقررات ذیربط منظور نشده است.

ب) قراردادهای بیع متقابل نسل دوم: قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه

همان‌طور که ملاحظه شد در قراردادهای اکتشافی نسل اول، پیمانکار اکتشافی متعاقب کشف هیدروکربور در میدان و تجاری شدن آن فقط با رضایت و توافق شرکت ملی نفت ایران می‌توانست نسبت به توسعه میدان اقدام نماید و در صورت عدم حصول توافق با شرکت ملی نفت ایران، در مورد برنامه جامع توسعه و هزینه‌های مربوط به آن، پیمانکار قرارداد اکتشافی حقی نسبت به توسعه میدان توسط خود نداشت. این موضوع باعث گردید متقاضیان کمتری برای اکتشاف میادین پا پیش گذاشته و کمتر در مناقصات اکتشافی شرکت نمایند، لذا مسئولین امر بر آن شدند تا با طرح مسئله در مجلس شورای اسلامی راهکارهای جدیدی برای این موضوع پیدا کنند که این اقدامات منجر به صدور مجوز قانونی برای قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه گردید. قراردادهای نسل دوم دارای تفاوت‌های اساسی با قراردادهای اکتشافی نسل اول هستند که اهم ویژگی‌های آنها به‌شرح زیر است :

ـ شرح کار قرارداد: در این نسل از قراردادها، پیمانکار ملزم به ارائه طرح جامع کار این در سه

مرحله است:

- **طرح جامع اکتشاف[1] (MEP)**: باید توسط پیمانکار ارائه شود و هرگونه تغییر در آن باید به تأیید و تصویب کمیته مدیریت مشترک و شرکت ملی نفت برسد. این طرح حداقل تعهدات پیمانکار در مرحله اکتشاف است و بر اساس آن باید حداقل هزینه‌های اکتشافی را خرج نماید.
- **طرح جامع توصیف[2] (MAP)**: را باید پیمانکار طی مدت (۹۰) روز از اکتشاف چاه تجاری به شرکت ملی نفت ایران جهت تصویب ارائه کند. در فاز توصیف پیمانکار باید حداقل هزینه‌های توصیف را که در ضمایم قرارداد مشخص شده است هزینه نماید. در این مرحله، با انجام عملیات توصیفی مشخص می‌شود چاه تجاری کشف شده تبدیل به میدان تجاری خواهد شد یاخیر.
- **طرح جامع توسعه[3] (MDP)**: ظرف مدت چهار ماه پس از آنکه پیمانکار موفق به کشف میدان تجاری گردید باید جهت تصویب به شرکت ملی نفت ایران ارائه شود. این شرح کار باید شامل برنامه کاری و بودجه لازم برای ورود به مرحله توسعه باشد که توسط پیمانکار پیشنهاد و به تصویب شرکت ملی نفت می‌رسد و به‌عنوان سقف هزینه‌های توسعه که آن هم باید توسط کمیته مشترک و شرکت ملی نفت ایران تأیید و تصویب گردد.

ـ مبلغ قرارداد: در این نسل از قرارداد، مبلغی به‌عنوان حداقل هزینه اکتشافی تعیین شده است که پیمانکار ملزم به هزینه کردن آن طی مدت اکتشاف است. چنانچه در پایان فاز اکتشاف و تمدیدهای آن، پیمانکار حداقل تعهدات اکتشافی خود را انجام نداده باشد و حداقل هزینه اکتشافی را هزینه نکرده باشد باید میزان هزینه شده (مابه التفاوت حداقل هزینه اکتشافی و هزینه انجام شده) را ظرف مدت تعیین شده در قرارداد به شرکت ملی نفت ایران پرداخت نماید. چنانچه پیمانکار، حداقل تعهدات اکتشافی خود را انجام داده باشد لکن حداقل هزینه‌های اکتشافی خرج نشده باشد در این‌صورت تعهدی برای پرداخت مابه التفاوت به شرکت ملی نفت ایران ندارد.

همچنین در صورت ورود پیمانکار به فاز توصیف، پیمانکار موظف است حداقل هزینه‌های توصیف (که در ضمایم پیوست قرارداد مشخص شده است) را هزینه نماید. چنانچه در پایان فاز توصیف و تمدیدهای آن پیمانکار حداقل تعهدات خود در مرحله توصیف را انجام نداده باشد و حداقل هزینه‌های توصیفی را هزینه نکرده باشد باید میزان هزینه نشده را ظرف مدت تعیین شده در قرارداد به شرکت ملی نفت ایران پرداخت نماید. چنانچه پیمانکار حداقل تعهداتی توصیفی خود را انجام داده باشد لکن حداقل هزینه‌های توصیفی خرج نشده باشد در این‌صورت تعهدی برای پرداخت مابه التفاوت به شرکت ملی نفت ایران ندارد.

---

1. Master Exploration Plan
2. Master Appraisal Plan
3. Master Development Plan

ضمناً پیمانکار پس از توفیق در کشف میدان تجاری باید ضمن ارائه طرح جامع توسعه هزینه‌های اجرای عملیات توسعه را نیز تعیین و جهت تصویب به شرکت ملی نفت ایران بدهد که این مبلغ سقف هزینه عملیات توسعه خواهد بود و جز در زمان تغییر در طرح جامع توسعه افزایش نخواهد یافت.

- **هزینه‌ها:** در قراردادهای اکتشافی نسل اول مخارج اکتشافی شامل کلیه هزینه‌های پیمانکار است که شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، آموزشی و بانکی است لکن در قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه هزینه‌های نفتی شامل اقلام زیر است:

- هزینه‌های اکتشاف که تمام هزینه‌های ایجاد شده و پرداخت شده توسط پیمانکار برای اجرای عملیات اکتشاف را شامل می‌شود.
- هزینه‌های اکتشاف که شامل تمام هزینه‌های ایجاد و پرداخت شده توسط پیمانکار برای اجرای عملیات اکتشاف لازم باشد را در برمی‌گیرد.
- هزینه‌های توسعه که تمام هزینه‌های ایجاد و پرداخت شده توسط پیمانکار برای اجرای عملیات توسعه لازم باشد را در برمی‌گیرد.
- هزینه اکتشاف و توصیف از دو قسمت هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، تشکیل شده است، لکن هزینه‌های توسعه شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای؛ هزینه‌های عملیاتی و هزینه بانکی است.
- هزینه‌های سرمایه‌ای خود شامل کلیه هزینه‌های ایجاد و پرداخت شده توسط پیمانکار برای اجرای عملیات نفتی به‌غیر از هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی و هزینه بانکی است.
- هزینه غیرسرمایه‌ای، محدود به مالیات، بیمه تأمین اجتماعی، حقوق و عوارض گمرکی و صندوق کارآموزی است.
- هزینه‌های آموزشی یک درصد هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین شده در مرحله اکتشاف، مرحله توصیف و مرحله توسعه می‌باشد.
- هزینه‌های عملیاتی شامل کلیه هزینه‌های ایجاد و پرداخت شده توسط پیمانکار (با تصویب شرکت ملی نفت ایران) در اجرای عملیات نفتی بعد از تولید زود هنگام و تحویل کار به شرکت ملی نفت ایران است که به‌غیر از هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و بانکی است.
- هزینه‌های بانکی، نوعی هزینه است که فقط در مرحله عملیات توسعه پیش‌بینی شده و در مراحل عملیات اکتشاف و توصیف ذکری از آن به‌عمل نیامده است.

ـ **مدت قرارداد:** مدت قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه ۲۵ سال است که چهار سال برای مرحله اکتشاف، دوسال برای مرحله توصیف، چهار سال برای مرحله توسعه و ۱۵ سال برای مرحله بازپرداخت در نظر گرفته شده است. مدت‌های منظور شده برای هر مرحله حداکثر زمان است مگر آنکه با توافق

طرفین تمدید گردد. این قراردادها در زمانی‌که در پایان مرحله اکتشاف هیچ چاه تجاری کشف نشود و یا آنکه در پایان مرحله توصیف هیچ میدان تجاری کشف نشود خود بخود فسخ می‌گردند.

ـ بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار

- در صورت تجاری بودن میدان، هزینه‌های تولید نفت شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و بانکی تا قبل از تولید زودهنگام در اقساط مساوی در یک دوره بازپرداخت ۱۵ ساله که از روز اول اولین ماه بعد از تولید زودهنگام آغاز خواهد شد به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. همچنین هزینه‌های نفتی که بین تاریخ تولید زودهنگام و تاریخ تولید نهایی ایجاد شده است با هزینه‌های نفتی تا قبل از تولید زودهنگام تجمیع شده و در اقساط مساوی در یک دوره بازپرداخت که از روز اول اولین ماه بعد از تاریخ تولید نهایی شروع خواهد شد به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. در هر دو مرحله فوق، هزینه بانکی بر مبنای جاری (Current Basis) و نه بر مبنای مرکب (Compound) خواهد بود.
- هزینه عملیاتی، از تاریخ تولید زودهنگام با ارائه صورتحساب و مدارک مربوطه توسط پیمانکار به وی قابل پرداخت است و اگر شرکت ملی نفت ایران، این هزینه‌ها را برمبنای جاری نپردازد، هزینه‌های مذکور با احتساب هزینه بانکی باید به پیمانکار پرداخت شود.
- میزان محصول تخصیص داده شده برای پرداخت هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمه پیمانکار در این نسل از قراردادها، حداکثر ۵۰ درصد محصول تولیدی میدان می‌باشد.
- علاوه بر هزینه‌های نفتی، پیمانکار مستحق دریافت حق‌الزحمه است. حق‌الزحمه براساس ضمایم قرارداد و فقط در زمان ایجاد طرح توسعه نهایی خواهد شد. مبلغ حق‌الزحمه با توجه به عوامل تعیین شده در ماده مربوط به حق‌الزحمه نظیر نرخ داخلی بازگشت سرمایه(IRR) و هزینه بانکی و نیز ضمایم قرارداد مشخص می‌شود و بعد از تکمیل عملیات توسعه و تحویل کار به شرکت ملی نفت ایران در یک دوره بازپرداخت که از زمان تولید نهایی آغاز می‌شود به پیمانکار پرداخت خواهد شد. با ارجاع کارهای اضافی یا کاهش کار و به تبع آن افزایش یا کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای، حق‌الزحمه پیمانکار متناسباً تعدیل (افزایش یا کاهش) خواهد یافت و در بقیه موارد حق‌الزحمه ثابت است.
- ضمناً زمانی که هزینه سرمایه‌ای ایجاد و پرداخت شده توسط پیمانکار بیش از ۱۰ درصد از هزینه سرمایه‌ای پیش‌بینی شده در طرح جامع توسعه کاهش یافته (پیمانکار صرفه‌جویی کرده باشد) در این‌صورت برای هریک درصد کاهش هزینه سرمایه‌ای انجام شده از هزینه سرمایه‌ای پیش‌بینی شده در طرح جامع توسعه فقط نیم درصد حق‌الزحمه پیمانکار کاهش خواهد یافت (این ماده از قرارداد برای تشویق پیمانکار به صرفه‌جویی در هزینه‌های سرمایه‌ای می‌باشد).

ـ تولید: در قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه، بازپرداخت از زمان تولید زودهنگام (در رابطه با هزینه‌های قبل از تولید زودهنگام) و زمان تولید نهایی برای هزینه‌های بعد از تولید زودهنگام تا زمان

تولید نهایی انجام می‌شود. تولید زودهنگام در این قراردادها یعنی دستیابی به اهداف تولید زودهنگام در طرح جامع توسعه برای حداقل ۲۱ روز در یک دوره ۲۸ روزه متوالی. مشروط به اینکه شرکت ملی نفت ایران تأیید نماید تمام چاه‌ها و تأسیسات مندرج در طرح جامع توسعه برای تولید زودهنگام حفر و نصب شده‌اند. تولید نهایی در این قراردادها یعنی دستیابی به اهداف نهابی تعریف شده در طرح جامع توسعه برای حداقل ۲۱ روز در یک دوره ۲۸ روزه متوالی می‌باشد مشروط به اینکه شرکت ملی نفت ایران تأیید نماید طبق طرح جامع توسعه تمام چاه‌ها حفر و کامل تأسیسات دائمی نصب، راه‌اندازی، شروع به‌کار و تحویل داده شده‌اند.

پیمانکار مسئول و متصدی تولید در زمان عملیات اکتشاف، توصیف و توسعه بوده و پس از تحویل آنها، شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان مسئول و متصدی عملیات تولید اقدام خواهد کرد.

ـ تجاری شدن میدان: در این نسل از قراردادها، پیمانکار به محض اینکه به این نتیجه رسید که کارهای توصیفی منجر به کشف میدان تجاری شده است باید گزارشی را به شرکت ملی نفت ایران، جهت تصویب ارائه نماید.

برای محاسبه تجاری شدن میدان، باید ارزش حال خالص پروژه با احتساب نرخ تنزیل ۲۰ درصد در یک دوره مشخص (معمولاً ۲۰ ساله) مثبت و یا صفر باشد.

ـ حداکثر استفاده از توان ایران: در قرارداد بیع متقابل نسل دوم، پیمانکار ملزم شده است در اجرای قوانین و مقررات ایران، در جهت حداکثر استفاده از نیروها و کالاهای ایرانی، حداکثر ۵۱ درصد از هزینه سرمایه‌ای قرارداد را به این کار اختصاص دهد. در این قراردادها، جرائمی برای قصور پیمانکار در اجرای این قوانین و عدم دستیابی به میزان مندرج در قرارداد ۵۱ درصد مشخص شده است که در صورت لزوم، اعمال خواهد شد، لکن چنانچه در این رابطه جریمه‌ای طبق مقررات و قوانین ایران، شامل پیمانکار گردد، جریمه قراردادی فوق‌الذکر، قابل اعمال نخواهد بود. تفاوت این موضوع در قراردادهای نسل دوم با قراردادهای نسل اول، مشخص کردن جریمه برای پیمانکاران جریمه برای پیمانکاران در صورت دست نیافتن به میزان ۵۱ درصد است که در قراردادهای نسل اول پیش بینی نشده است.

ج) قراردادهای بیع متقابل نسل سوم: توسعه و اکتشاف و استخراج

پس از تصویب برنامه چهارم توسعه، اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران در جلسه مورخ ۱۳۸۳/۶/۱۱ مجلس شورای اسلامی و همچنین بودجه سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۹، تغییرات اساسی در چارچوب قراردادهای بیع متقابل به‌وجود آمد که از آنها قراردادهای بیع متقابل نسل سوم یاد می‌شود. شرایط و خصوصیات این گونه قراردادها ذیلاً مورد بررسی واقع می‌شود.

۱. خصوصیات و شرایط قراردادهای بیع متقابل توسعه میادین نسل سوم

ـ مبلغ قرارداد: در این نسل از قراردادها مبلغ قرارداد در ابتدا به‌صورت تخمین اولیه از هزینه سرمایه‌ای تعیین می‌شود و رقم قطعی سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در قرارداد پس از انعقاد قرارداد و انجام مهندسی پیشرفته (FEED) و برگزاری مناقصات تحت نظارت و مشارکت شرکت ملی نفت ایران ظرف مدت معینی از زمان تنفیذ قرارداد مشخص می‌شود.

تفاوت اصلی قراردادهای نسل سوم با انواع قبلی موضوع تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای به روش فوق است. در قراردادهای قبلی سقف مبلغ تعیین و در قرارداد درج می‌شد و مصوبات مربوطه نیز بدون هیچ‌گونه ابهامی اخذ می‌گردید لکن در قراردادهای نسل سوم مدتی پس از تنفیذ قرارداد (معمولاً ۱۸ ماه) پیمانکار باید مطالعات لازم را همراه با مهندسی پیشرفته انجام دهد و مناقصات را با حضور، کنترل و مشارکت شرکت ملی نفت ایران برگزار کند تا نهایتاً رقم هزینه‌های سرمایه‌ای از مناقصات به‌دست آید و به‌عنوان سقف هزینه‌های سرمایه‌ای قرارداده شده و مصوبات لازم اخذ شود.

ـ طرح جامع توسعه: در این نسل از قراردادها چارچوب اولیه طرح جامع اکتشاف، توصیف و توسعه (بسته به مورد در قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه و یا قراردادهای توسعه) توسط شرکت ملی نفت ایران تهیه می‌گردد و براساس آن طرح کامل توسط پیمانکار، جهت بررسی و تصویب ارائه می‌گردد و شرکت ملی نفت ایران پس از بررسی کارشناسان (و در صورت نیاز، مشاوران خارج از شرکت) آن را تصویب می‌نماید، ولی در هر صورت مسئولیت تعهدات مندرج در طرح جامع تصویب شده به‌عهده پیمانکار است.

ـ تولید صیانتی از میدان: هم پیمانکار و هم شرکت در این نسل از قراردادها مکلف به رعایت ضوابط و رویه‌های مرتبط با حفظ صیانت مخزن هستند. این ضوابط و رویه‌ها قبل از انعقاد قرارداد مذاکره شده و تحت عنوان مدیریت جامع مخزن همه موارد مربوط بهینه‌سازی و صیانت مخزن[1](MER) مورد توافق طرفین قرار خواهد گرفت. به‌منظور صیانت از مخزن، جلوگیری از کاهش زودرس فشار مخزن و یا هرگونه عملی از بازدهی مخزن را در مدت عمر مخزن کوتاه یا با ضریب پایین مواجه سازد، پیمانکار مکلف است در صورت ضرورت و با تأیید شرکت ملی نفت ایران، طرح‌های ازدیاد برداشت یا بهینه‌سازی ضریب برداشت (طرح‌های بهبود ضریب بازیافت[2] (IOR) و تقویت ضریب بازیافت[3] (EOR)) را اجرا کرده و سرمایه‌گذاری لازم را انجام دهد.

ـ استفاده از توان ایرانی: در این نسل از قراردادها، پیمانکار و شرکت مکلف به حداکثرسازی امکانات و توانمندی‌های داخل ایران در تمام فعالیت‌های مطالعاتی، مهندسی، پیمانکاری، ساختمانی، تأسیسات سطح‌الارضی و تحت‌الارضی، تأمین تجهیزات و کالاها و امور بازرگانی ذیربط براساس دستورالعمل پیوست

1. Maximum Efficient Rate
2. Improved Oil Recovery
3. Enhanced Oil Recovery

قرارداد شده است. برای تضمین تحقق این هدف در قرارداد مکانیسم جریمه و دستمزد در نظر گرفته است که در صورت افزایش یا کاهش درصد استفاده از نیروها و کالاهای ایرانی از میزان ۵۱ درصد به پیمانکار دستمزد یا جریمه تعلق خواهد گرفت.

ـ **هزینه‌ها:** در این قراردادها، هزینه‌های نفتی شامل هزینه‌های سرمایه‌ای هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های کمک و پشتیبانی تولید و هزینه‌های بانکی است.

- هزینه‌های سرمایه‌ای هزینه‌هایی است که مستقیم و غیرمستقیم مرتبط با تولید است و غیر از هزینه‌های دیگر (غیرسرمایه‌ای، بانکی، عملیاتی و...) می‌باشد. قسمتی از هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه مدیریت پروژه است که مربوط است به هزینه‌های نیروی انسانی پیمانکار که درگیر مدیریت پروژه‌ای برای عملیات توسعه می‌باشند.
- هزینه غیرسرمایه‌ای طبق روش قراردادهای قبلی محدود می‌شوند به هزینه‌هایی از قبیل مالیات، بیمه، حقوق گمرکی. کلا عوارض ایرانی، به‌اضافه هزینه آموزشی که جهت آموزش نیروهای کارفرما خرج می‌گردد.
- هزینه عملیاتی هزینه‌هایی است که برای اجرای عملیات تولید از زمان تولید زودهنگام تا پایان مدت قرارداد، با رضایت شرکت ملی نفت ایران به‌کار می‌رود.
- علاوه بر هزینه‌های فوق‌الذکر، میزان حق‌الزحمه پیمانکار نیز جزء اقلامی است که باید به پیمانکار بازپرداخت گردد. حق‌الزحمه پیمانکار در قراردادهای نسل سوم با توجه به درصد تعیین شده در قرارداد از هزینه‌های سرمایه‌ای و نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار، بلافاصله پس از تعیین مبلغ قطعی هزینه‌های سرمایه‌ای مشخص خواهد شد. این حق‌الزحمه با افزایش و کاهش کار متناسباً تعدیل می‌گردد و در صورت تغییر در شرح کار تغییری نخواهد یافت.

ـ **بازپرداخت:** هزینه‌های نفتی، هزینه‌های عملیاتی و حق‌الزحمه از محل درآمد تولید میدان و به درصدی که در قرارداد مشخص شده است (درصدی از درآمد تولید میدان) به پیمانکار بازپرداخت خواهد شد. این مبالغ در اقساط مساوی در مدتی که در قرارداد مشخص شده است (سال‌های بازپرداخت) به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. یکسال بازپرداخت در این قراردادها سالی است که از اولین روز اولین ماه بعد از دستیابی پیمانکار به تولید شروع می‌شود. میزان تولید نیز در قراردادها کاملاً مشخص است؛ لذا می‌توان این‌طور نتیجه گرفت که بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار با دستیابی وی به تولید که در قراداد مشخص شده شروع خواهد شد و قبل از دستیابی به تولید، این امر محقق نخواهد شد.

ـ **تولید:** در این گونه قراردادها ممکن است تولید شامل تولید زودهنگام، تولید فاز اول و یا دوم و بالاخره تولید نهایی گردد. در هر کدام از این عناوین، منظور تولید هیدروکربور به میزان تعیین شده در قرارداد در مدت ۲۱ از ۲۸ روز متوالی می‌باشد. همان‌طور که در بند مربوط به بازپرداخت عنوان شد دستیابی

پیمانکار به تولید تعریف و مشخص شده در قرارداد که می‌توان آن را به‌عنوان هدف قرارداد ذکر نمود عامل اصلی شروع بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار است.

ـ **مدت قرارداد:** در قراردادهای توسعه نسل سوم، مدت قرارداد بستگی مستقیم به میزان عملیات توسعه و تعداد فازهای انجام کار دارد. در این نسل از قراردادها معمولاً چنانچه فقط قرارداد توسعه میدان در یک فاز اجرا شود مدت انجام عملیات توسعه حدود ۵ سال منظور می‌گردد و کل مدت قرارداد با در نظر گرفتن دوره بازپرداخت حدود ۱۵ سال منظور می‌گردد. زمان‌های مذکور بستگی مستقیم به نوع عملیات و میزان کار برای توسعه میدان دارد.

۲. خصوصیات و شرایط قراردادهای توأم اکتشاف و توسعه نسل سوم

اکثر شرایط قراردادهای توسعه نسل سوم در قراردادهای اکتشاف و توسعه نیز منظور شده مضافاً اینکه با توجه به ماهیت اکتشافی و توسعه‌ای میدان، شرایط و مقتضیات خاصی نیز اضافه بر قراردادهای توسعه در آنها ملحوظ گردیده است که به شرح زیر است.

ـ **شرح کار:** شرح کار قراردادهای نسل سوم اکتشاف و توسعه همانند نسل دوم است که از سه طرح جامع اکتشاف (MEP)، طرح جامع توصیف (MAP) و طرح جامع توسعه (MDP) تشکیل شده و شرایط همان است که در قسمت (۱-۲) از بند «ب» این گزارش آمده است با این تفاوت که در قراردادهای نسل دوم پیمانکار باید ظرف مدت ۴ ماه از کشف میدان تجاری طرح جامع توسعه را ارائه نماید که در این مدت در قراردادهای نسل سوم به ۶ ماه افزایش یافته است.

ـ **مبلغ قرارداد:** در قراردادهای اکتشاف و توسعه نسل دوم، مبلغ قرارداد پس از ارائه طرح جامع توسعه تعیین و توسط شرکت ملی ایران تصویب می‌شود لکن در این قراردادها، مبلغ قرارداد از طریق مناقصاتی که با حضور و مشارکت شرکت ملی نفت ایران انجام خواهد شد تعیین و مشخص می‌گردد.

ـ **هزینه‌ها:** در این قراردادها هزینه‌ها همانند قراردادهای اکتشاف و توسعه نسل دوم است لکن در این قراردادها هزینه مدیریت پروژه (PMC) نیر برای پیمانکار در مرحله توسعه در نظر گرفته شده است. این هزینه جزئی از هزینه سرمایه‌ای پیمانکار در مرحله توسعه است.

ضمناً میزان درآمد حاصله از تولید که برای بازپرداخت اختصاص خواهد یافت در قراردادهای نسل سوم حداکثر (۶۰) درصد است که نسبت به قراردادهای نسل دوم که (۵۰) درصد تعیین شده بود افزایش یافته است.

– استفاده حداکثری از نیروی ایرانی: در قرارداد نسل سوم اکتشاف و توسعه نظیر قراردادهای نسل دوم توسعه، پیمانکار طبق برنامه تعیین شده در یکی از ضمایم قرارداد در مورد استفاده از حداکثر توان و نیروی انسانی ایرانی اقدام خواهد کرد. در متن این قرارداد برای پیمانکار، جریمه و دستمزد در صورت تحقق و یا عدم تحقق بیشتر از ۵۱ درصد سهم ایرانی پیش بینی شده است در حالی‌که در قراردادهای نسل دوم فقط جریمه برای عدم دستیابی پیمانکار پیش‌بینی شده بود.

شناسنامه گزارش	مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی	شماره مسلسل: ۱۵۰۵۹

عنوان گزارش: مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل

نام دفتر: مطالعات بخش عمومی (گروه بودجه)

تهیه و تدوین‌کنندگان: علی طاهری‌فرد، حامد صاحب‌هنر

ناظر علمی: میثم پیله فروش

متقاضی: معاونت پژوهش‌های اقتصادی

ویراستار تخصصی: ـــــ

ویراستار ادبی: ـــــ

واژه‌های کلیدی: ـــــ

تاریخ انتشار: ۱۳۹۵/۷/۱۸