بررسی و مقایسه‌ی قراردادهای خدماتی عراق با قراردادهای جدید توسعه‌ی میادین نفت و گاز ایران (IPC[1]) و ارائه‌ی پیشنهادهای اصلاحی

علی خواجوی* ● معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت

چکیده

بررسی متن یازده ماده‌ای تصویب شده‌ی هیأت وزیران در خصوص چارچوب کلی قراردادهای توسعه‌ی میادین نفت و گاز ایران (IPC) حاکی از آن است که چارچوب کلی استفاده شده، شباهت بسیاری با نظام الگوی قراردادهای خدماتی عراق دارد. در این مقاله نقاط قوت و ضعف قراردادهای عراق بررسی و با چارچوب کلی قراردادهای IPC مقایسه شده است. همچنین در پایان راهکارهایی جهت درج در جزئیات قراردادهای IPC برای حداکثرسازی منافع کشورمان ارائه شده که برخی از مهم‌ترین آنها عبارتند از: پاداش تولید درنظر گرفته شده برای شرکت‌های پیمانکار علاوه بر مرتبط بودن با مقدار تولید، باید به زمان‌بندی اجرای پروژه، درصد تحقق اهداف ارائه شده در زمان برگزاری مناقصه و همچنین سطح فن‌آوری و عملیات مورد استفاده برای افزایش یا نگهداشت توان تولید نیز بستگی داشته باشد. همچنین اگر شرکت‌های خارجی بیش از ۵۱ درصد از توان داخلی استفاده کنند، مقداری از آن درصد در بازه‌های مختلف به‌عنوان پاداش این شرکت‌ها پرداخت شود. پیشنهاد دیگر مشخص کردن حداقل کار و سرمایه‌گذاری در هر مرحله از طول عمر میدان است. ضمن اینکه زمان و مقدار بازگشت سرمایه نباید به‌نحوی تنظیم شود که شرکت‌های پیمانکار نسبت به هزینه‌های عملیاتی و نرخ افت تولید در سال‌های پایانی قرارداد که نیازمند اجرای طرح‌های متعدد نگهداشت توان تولید و افزایش ضریب بازیافت است بی‌تفاوت باشند.

اطلاعات مقاله

* دریافت:
۹۴/۷/۱۵
* ارسال برای داوری:
۹۴/۷/۲۵
* پذیرش:
۹۴/۸/۱۴

واژگان کلیدی

قراردادهای توسعه‌ی میادین نفت و گاز
IPC
قراردادهای عراق

*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (a.khajavi@gmail.com)

مقدمه

بیشترین تأثیر دست‌یابی به توافق هسته‌ای و اجرایی شدن آن در بخش‌های مختلف اقتصادی را می‌توان در صنعت نفت و گاز کشـور انتظار داشت. صنعت نفت و گاز که کانون اقتصاد کشـور اسـت پس از تحمـل یک دوره‌ی بسـیار سـنگین از تحریم‌های ظالمانه که مراودات بین‌المللی این صنعت را به‌شدت محدود کرده بود شاهد فضایی بسیار متفاوت خواهد بود که مهم‌ترین وجه تمایز آن حضور شرکت‌های خارجی در بخش‌های مختلف صنعت نفت اسـت. هرچنـد انتظار نمی‌رود در سـال‌های نخسـت پس از رفـع تحریم‌ها، حجـم سـرمایه‌گذاری خارجی از محـدوده‌ی خاصـی فراتر رود اما ابـراز علاقه‌ی شـرکت‌های خارجی در فاصله‌ی پذیـرش برجام تا کنـون حاکی از علاقه‌ی وافر آنهـا به حضور در صنعت نفت و گاز ایران است.

بازگشـت مجدد صنعت نفت کشور به صحنه‌ی بین‌المللی در شـرایطی خواهد بود که طی سال‌های گذشـته تحـولات قابل توجهی در فضای کسـب و کار ایـن صنعـت در جهان و منطقه اتفـاق افتاده اسـت. ارائه‌ی چارچوب جدید قراردادهای نفت و گاز عراق (قراردادهـای خدماتی TSC[1]) و جذب چشمگیر شـرکت‌های خارجی که منجر به افزایش تولید بیش از ۲ میلیون بشـکه در روز به نفت عراق طی پنج سـال گذشته شده یکی از تحولات مهم در منطقه بوده اسـت. همچنین تولیـد بیش از ۴ میلیون بشکه در روز از منابع نامتعارف نفت‌خام در آمریکا و افت قیمت‌های جهانی نفت‌خام که انتظار می‌رود در میان‌مدت نیز تداوم یابـد از دیگر تحولات مهم بین‌المللی بوده است.

با توجه به این تحولات و نیاز چشـمگیر صنعت نفـت ایـران به جـذب و همـکاری شـرکت‌های بین‌المللی، وزارت نفت از دو سال گذشته به‌درستی بازنگـری قراردادهای توسـعه‌ی میادین نفت و گاز را در دسـتور کار خود قـرار داده که به‌دنبال آن در مهر ماه ۱۳۹۴ هیـأت دولت کلیات این قراردادها را به تصویب رساند. با انتشار متن یازده ماده‌ای مصوب هیأت وزیران، امکان بررسی و مقایسه‌ی چارچوب قراردادهای جدید که به‌نام IPC معرفی شده با سایر الگوهـای قـراردادی از جملـه قراردادهای خدماتی عراق (TSC) که الگوی اصلی در طراحی IPC بوده امکان‌پذیر شده است.

در این مقاله ابتدا چارچوب قراردادهای خدماتی عراق با ارائه‌ی نتایج بررسی اقتصادی قرارداد یکی از میادین واگذار شـده بیان و نقاط قوت و ضعف این قراردادها بررسـی می‌شـود. در ادامه به تفاوت‌های چارچوب کلی قراردادهای IPC با قراردادهای عراق اشاره می‌گردد. در پایان نیز با توجه به تجربه‌ی عراق در اجرای قراردادهای IPC طی پنج سـال گذشـته، پیشنهادهایی برای گنجاندن در جزئیات این قراردادها ارائه می‌شود.

۱- معرفی چارچوب کلی قراردادهای عراق

۱-۱- نوع و مدت قرارداد

قراردادهای توسعه‌ی میادین نفت و گاز عراق از نوع خدماتی و شامل مراحل اکتشاف، توسعه و تولید است. طول دوره‌ی این قراردادها بیست سال از تاریخ تنفیذ درنظر گرفته شـده که این زمان با درخواست پیمانـکار و موافقـت دولت عراق تا پنج سـال قابل افزایش است. حداکثر سهم شرکت‌های خارجی ۷۵ درصد است و مابقی آن متعلق به یکی از شرکت‌های دولتی عراق خواهد بود که این شرکت‌ها به‌صورت کنسرسیوم فعالیت خواهند کرد.

میادین واگذار شده شامل میادین اکتشافی توسعه نیافته[3]، میادین توسعه یافته‌ی قدیمی جهت توسعه‌ی مجدد[4] و بلوک‌های اکتشافی است.

۱-۲- هزینه‌های قرارداد

تمام هزینه‌های طرح توسط طرف خارجی تأمین می‌شود که شامل موارد زیر است:

- هزینه‌ی نفت که شامل تمامی هزینه‌های مربوط به تولید نفت اسـت. (هزینه‌های سـرمایه‌گذاری[5] و هزینه‌های عملیاتی[6])
- هزینه‌ی پشتیبانی که شامل آن دسته از هزینه‌های قابل بازپرداخت اسـت که مستقیماً به عملیات تولید نفت مربوط نمی‌شود.
- هزینه‌ی آمـوزش و انتقال فـن‌آوری به طرف عراقی که به‌صورت سالیانه درنظر گرفته می‌شود.
- پاداش امضاء قرارداد که سـی روز پس از مؤثر شدن قرارداد، طرف خارجی باید به حساب شرکت نفت عراق واریز نماید (این مبلغ بازپرداخت نخواهد شد). البته به‌علت جذابیت کم میادین و بلوک‌های به مناقصه گذاشته شده، این مورد در دور سوم و چهارم مناقصـات واگـذاری میادیـن گازی و بلوک‌های اکتشـافی عراق حذف گردید تا اندکی به جذابیت مناقصه افزوده شود.

۱-۳- بازپرداخت هزینه‌های قرارداد و درآمد شرکت‌های خارجی

- بـر اسـاس قراردادهـای منعقـده، بازپرداخت هزینه‌های انجام شـده پس از آغاز تولید تجاری از میدان (در خصوص میادین توسـعه نیافته) یا پس از افزایـش ۱۰ درصـدی تولید میدان نسـبت به زمان واگـذاری (در خصوص میادین در حال توسـعه‌ی مجدد) آغاز می‌شود.
- بازپرداخـت هزینه‌های مربوط بـه تولید نفت، حداکثر شـامل ۵۰ درصد درآمدهای ناشی از تولید نفت میدان خواهد بود.
- به هزینه‌های سـرمایه‌ای و عملیاتی انجام شـده توسط شرکت‌های خارجی بهره تعلق نخواهد گرفت (هزینه‌ی تأمین مالی).
- بازپرداخت هزینه‌های پشـتیبانی حداکثر تا ۶۰ درصد درآمدهای ناشی از تولید منهای بازپرداخت هزینه‌هـای تولید نفـت خواهد بود. بـه هزینه‌های پشـتیبانی بهره‌ای برابر با نرخ لیبـور به اضافه‌ی یک درصد (LIBOR+%1) تعلق خواهد گرفت.
- هزینه‌هـای مربوط به آمـوزش و پاداش امضاء قرارداد بازپرداخت نخواهد شد.
- طرف عراقی حاضر در کنسرسـیوم بدون تقبل هیچ‌گونه هزینه‌ای در توسـعه‌ی میـدان، از درآمد حاصل از تولید میدان ۲۵ درصد سهم می‌برد.
- پس از آغاز تولید تجاری از میدان، به ازای تولید هر بشکه، پاداش تولید پرداخت می‌شود (RF[7])
- هزینه‌ها و پاداش تولید از محل نفت تولیدی در مبادی صادراتی یا به‌صورت نقدی پرداخت خواهد شد.
- تمامی درآمدهـا (از جمله پـاداش تولید RF) مشمول پرداخت مالیات (۳۵ درصد) است.

۱-٤- پرداخت پاداش تولید

همان‌طور که اشاره شد در قراردادهای عراق، پس از آغاز تولید تجاری از میدان به ازای تولید هر بشکه، پاداش تولید پرداخت می‌شود. این پاداش تولید در میادین در حال توسعه‌ی مجدد، به نفت تولیدی مازاد بر روند تولید فعلی میدان تعلق می گیرد؛ یعنی ابتدا نرخ تولید فعلی و همچنین نرخ افت توان تولید از میدان (با فرض اینکه در میدان سرمایه گذاری صورت نگیرد) محاسبه می‌شود و سپس به نفت تولیدی بیشتر از این سطح تولید که توسط سرمایه گذاری شرکت های طرف قرارداد محقق می شود (نفت مازاد)، پاداش تولید تعلق می گیرد.

پاداش تولید RF به‌عنوان سود اصلی طرف خارجی قرارداد بر اساس دو عامل اساسی تعدیل و مشخص می‌شود:

۱-٤-۱- R-Factor:

عبارت است از نسبت کل درآمدهای شرکت‌های خارجی از ابتدای قرارداد تا زمانی مشخص به کل هزینه‌های انجام شده طی همان دوره. در واقع با توجه به قیمت‌های نفت‌خام و درآمدی که شرکت‌های خارجی بابت توسعه‌ی میدان کسب می کنند پاداش تولید متغیر خواهد بود. به‌عبارت دیگر افزایش قیمت نفت‌خام با مقدار پاداش تولید پرداختی نسبت عکس دارد. برای R بازه‌های مختلفی تعیین شده که در آنها درصد مشخصی از نرخ پاداش مشخص گردیده در قرارداد، به طرف خارجی پرداخت می‌شود. در قراردادهای واگذار شده‌ی عراق R به‌شرح جدول-۱ است.

۱-٤-۲- شاخص عملکرد (PF: Performance Factor):

عبارت است از درصد تحقق اهداف تولیدی ارائه شده در زمان برگزاری مناقصه توسط شرکت‌های طرف قرارداد. در واقع این شاخص جهت جلوگیری از بزرگ‌نمایی توان تولیدی میدان توسط شرکت‌های بین‌المللی، جهت برتری بر سایر رقبا در زمان برگزاری مناقصه طراحی شده است. مثلاً اگر در برنامه‌ی تولید، یک میلیون بشکه تعهد شده باشد اما ۸۰۰ هزار بشکه محقق گردد ۸۰ درصد از نرخ پاداش قابل‌پرداخت خواهد بود.

خاطر نشان می‌شود طبق مفاد قرارداد، پاداش تولید پس از کسر ۳۵ درصد مالیات قابل‌پرداخت خواهد بود. همچنین از آنجا که طبق قرارداد، حداکثر سهم شرکت‌های خارجی ۷۵ درصد تعیین شده شرکت‌های عراقی مشارکت کننده در قرارداد نیز معادل ۲۵ درصد از پاداش تولید را دریافت می کنند. در نتیجه با کسر مالیات و سهم شرکت عراقی، حداکثر ۴۸ درصد از نرخ پاداش تولیدِ منظور شده در قرارداد به شرکت‌های خارجی قابل‌پرداخت است.

البته نگاهی به درصد قابل‌پرداختِ پاداش تولید نشان می‌دهد حتی در شرایطی که مقدار دریافتی پیمانکار بیش از دو برابر سرمایه گذاری انجام شده‌ی او در میدان باشد نیز همچنان پاداش تولید پرداخت می‌شود.

۱-٥- زمان‌بندی مراحل مختلف توسعه‌ی میدان

تولید میادین واگذار شده طی قراردادهای خدمات فنی عراق به چهار دوره‌ی مختلف تقسیم می‌شود:

الف) مرحله‌ی توانبخشی مجدد (RP^) در میادین تولیدی موجود (در حال توسعه‌ی مجدد) که می تواند تا سه سال پس از تنفیذ قرارداد ادامه یابد یا مرحله‌ی راه‌اندازی تولید زودهنگام از میدان در میادین جدید (توسعه نیافته) که نباید بیش از سه سال از موافقت با طرح توسعه به‌طول بیانجامد.

ب) مرحله‌ی توسعه میدان که برای آن سه سال زمان درنظر گرفته شده است.

ج) مرحله‌ی تولید پایدار که طی آن تولید از میدان به‌مدت هفت سال پایدار خواهد ماند. نرخ تولید پایدار برای میادین مختلف متفاوت است اما زمان دست‌یابی به این نرخ نباید بیش از شش سال از تاریخ مؤثر شدن قرارداد به‌طول بیانجامد.

د) مرحله‌ی آخر، حفظ توان تولید از میدان و دوره‌ی پایان قرارداد است که مدت آن هفت سال می‌باشد. در این دوره افت تولید از میدان پس از تولید حداکثری مرحله‌ی قبل آغاز شده که پیمانکار با اقداماتی از افت تولید جلوگیری به‌عمل می آورد.

جدول ۱ | پاداش تولید RF در میادین واگذار شده طی دور اول مناقصات عراق (میادین توسعه یافته) پس از کسر مالیات و سهم طرف عراقی و با اعمال R (دلار/بشکه)

R-factor FR%	0<R<1 100%RF	1<R<1.25 80%RF	1.25<R<1.5 60%RF	1.5<R<2 50%RF	2<R 30%RF	RF $/b
Rumail	0.975	0.78	0.585	0.4875	0.2925	2.0
West Qurna-1	0.92625	0.741	0.55575	0.463125	0.27788	1.9
Zubair	0.975	1.60	1.20	0.4875	0.2925	2.0

جدول ۲ | پاداش تولید RF در میادین واگذار شده دور دوم مناقصات عراق (میادین توسعه نیافته) پس از کسر مالیات و سهم طرف عراقی و با اعمال R (دلار/بشکه)

R-factor FR%	0<R<1 100%RF	1<R<1.25 80%RF	1.25<R<1.5 60%RF	1.5<R<2 40%RF	2<R 20%RF	RF $/b
West Qurna-1	0.56	0.4485	0.3364	0.2243	0.1121	1.15
Majnoon	0.6776	0.5421	0.4066	0.2711	0.1355	1.39
Halfaya	0.6825	0.546	0.4095	0.273	0.1365	1.4
Gharraf	0.7264	0.5811	0.4358	0.2906	0.1453	1.49
Badra	2.2813	2.145	1.6088	1.0725	0.5363	5.5
Qaiyara	2.4375	1.95	1.4625	0.975	0.4875	6.0
Najma	2.925	2.34	1.755	1.17	0.585	6.0

۲- نتایج بررسی اقتصادی قراردادهای عراق در یکی از میادین نفتی واگذار شده

در این قسمت جهت استخراج دقیق‌تر نقاط قوت و ضعف قراردادهای خدماتی عراق، بر اساس اطلاعات مندرج در قرارداد یکی از میادین واگذار شده، نتایج بررسی اقتصادی ارائه شده است. فرض‌های پایه و نتایج ارزیابی اقتصادی قرارداد این میدان به شرح جدول-۳ است.

همچنین نتایج آنالیز حساسیت قرارداد این میدان نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های عملیاتی و قیمت نفت‌خام در نمودار شکل‌های-۱ تا ۵ ارائه شده است.

نتایج آنالیز حساسیت نسبت به تغییرات هزینه‌ی سرمایه‌گذاری این میدان نشانگر آن است که افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری، موجب کاهش IRR طرح می‌شود. بنابراین طرف خارجی تلاش خواهد کرد تا با کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری، IRR پروژه را افزایش دهد و تمایلی به افزایش بی‌مورد هزینه‌ها نخواهد داشت. (شکل-۱)

بررسی تأثیر تغییرات نرخ هزینه‌های بهره‌برداری نشان می‌دهد با وجود اینکه IRR قرارداد نسبت به این هزینه‌ها حساسیت زیادی ندارد اما افزایش این هزینه‌ها می‌تواند تأثیرات منفی اندکی بر مقدار IRR بگذارد. بنابراین شرکت‌های خارجی تمایلی برای افزایش هزینه‌های عملیاتی نخواهند داشت. (شکل-۲)

افزایش قیمت نفت‌خام، IRR پروژه را اندکی افزایش می‌دهد که علت آن بازپرداخت سریع‌تر هزینه‌ها و افزایش درآمد ناشی از دریافت پاداش تولید است. البته IRR پروژه نسبت به تغییر قیمت نفت‌خام حساسیت زیادی ندارد. (شکل-۳)

افزایش و کاهش نرخ تولید میدان نسبت به مفاد قرارداد بر IRR پروژه اثر می‌گذارد؛ به‌نحوی که ۱۰ درصد افزایش نرخ تولید نسبت به مفاد قرارداد، ۰/۶۳ به IRR پروژه برای شرکت‌های خارجی اضافه می‌کند. البته حساسیت IRR پروژه نسبت به نرخ تولید کمتر از مفاد قرارداد، اندکی بیشتر از افزایش نرخ تولید از میدان است. (شکل-۴)

آنالیز حساسیت قرارداد نسبت به نرخ افت تولید سال‌های پس از تولید حداکثری بیانگر آن است که افزایش نرخ افت تولید میدان پس از طی مرحله‌ی تولید حداکثری تأثیر چندانی بر کاهش نرخ IRR شرکت‌های بین‌المللی نخواهد داشت. در واقع شرکت‌های طرف قرارداد تا زمان دست‌یابی به تولید حداکثری از میدان، تلاش خود را برای حداکثرسازی سود خود خواهند کرد و با شروع دوره‌ی افت تولید انگیزه‌ی لازم برای سرمایه‌گذاری بیشتر را از دست خواهند داد (شکل-۵).

بررسی‌های نشریه‌ی بین‌المللی میس (MEES[۴]) در خصوص میدان رمیله که با تولید بیش از ۱/۳ میلیون بشکه در روز بزرگ‌ترین میدان نفتی عراق است و در مناقصات نفتی این کشور به کنسرسیومی از شرکت‌های BP و CNPC واگذار شده، نشان می‌دهد که با قیمت ۵۰ دلار به‌ازای هر بشکه نفت‌خام، طی کمتر از چهار سال تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی شرکت‌های خارجی طی دوره‌ی قرارداد قابل‌بازگشت است. اگر قیمت نفت‌خام را ۸۰ دلار به‌ازای هر بشکه درنظر بگیریم این مدت به کمتر از سه سال کاهش می‌یابد.

با توجه به نرخ سریع بازگشت سرمایه در این قراردادها و مقایسه‌ی آن با مقدار سرمایه‌گذاری برنامه‌ریزی شده برای سال‌های نخست، کنسرسیوم خارجی اساساً نیازی به تأمین سرمایه‌ی لازم برای کل طرح نخواهد داشت و می‌تواند از محل درآمدهای خود در همان سال‌های ابتدایی، هزینه‌های آتی میدان را برای دوره‌ی قرارداد تأمین نماید. البته تحقق این امر تا حدودی نیز به قیمت نفت‌خام بستگی خواهد داشت.

۳- نقاط قوت و ضعف قراردادهای خدماتی عراق

۳-۱- نقاط قوت

- در قراردادهای عراق مالکیت میادین همچنان در اختیار دولت است و شرکت‌های طرف قرارداد تنها نقش توسعه دهنده و بهره‌بردار را بر عهده دارند. در واقع ضمن حفظ مالکیت ذخائر، عراق امکان استفاده از سرمایه و فن‌آوری شرکت‌های بین‌المللی را نیز برای خود به‌وجود آورده است.
- سودآوری قراردادهای منعقده‌ی عراق بیشترین حساسیت را به هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و نرخ تولید میدان دارد. بدین ترتیب کنسرسیوم خارجی انگیزه‌ی لازم برای کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و افزایش برداشت از میدان را خواهد داشت.
- مقدار سرمایه‌گذاری لازم برای توسعه‌ی میدان در ابتدای قرارداد و به‌صورت ثابت تعیین نمی‌شود بلکه طی مراحل خرید کالا و تجهیزات توسط پیمانکار و با نظارت کارفرما هزینه‌های سرمایه‌گذاری قطعی خواهد شد.

جدول ۳ | مفروضات محاسبات اقتصادی یکی از قراردادهای خدماتی عراق

شاخص‌ها	مقدار	واحد	ملاحظات
تولید زودهنگام	۱۵	هزار بشکه در روز	برای ۳ سال ثابت
تولید حداکثری	۱۷۰	هزارب شکه در روز	برای ۷ سال ثابت
افت تولید سالیانه‌ی پس از تولید حداکثری نفت‌خام	۵	درصد	
قیمت نفت‌خام	۵۰	دلار/بشکه	
هزینه‌ی توسعه	۴	میلیارد دلار	
هزینه‌ی عملیات	۳	دلار/بشکه	
نرخ تنزیل	۵	درصد	
طول عمر پروژه	۲۰	سال	
IRR	۷/۳۶	درصد	
NPV	۲۹۴/۳	میلیون دلار	

■ پاداش تولید شـرکت‌های بین‌المللی با توجه به میزان تحقق برنامه‌های ارائه شده در زمان عقد قرارداد پرداخت می‌شود (برای کنترل عملکرد و جلوگیری از بزرگ‌نمائی در ارائه‌ی برنامه تولید).

■ کنسرسیوم خارجی علاوه بر دوران توسعه، طی مرحلـه بهره‌برداری نیز حضور دارد. این امر سـبب می‌شود فرآیند توسعه به‌نحوی انجام شود که طرف عراقی تا حدود زیادی نسبت به کارآیی تأسیسات و تجهیزات استفاده شده اطمینان حاصل کند.

■ یکـی از جذابیت‌های مهم برای شـرکت‌های خارجی در این قراردادها بازگشـت سـریع سرمایه است. موضوعی که در اظهارات مدیران شرکت‌های Lukoil، BP و Statoil و ... بر آن تأکید فراوان شده است.

■ در قراردادهای خدماتی عراق مالیات واقعی و به میزان ۳۵ درصد اخذ می‌شود.

■ طبق قراردادهای منعقده با وجود تأمین هزینه‌ی مورد نیاز برای توسـعه و عملیات در میدان توسـط شـرکت‌های بین‌المللی، هزینه‌ای بـا عنوان هزینه‌ی تأمین منابع مالی به‌طرف عراقی تحمیل نمی‌شود.

■ اسـتفاده از توان داخلی عـراق با درنظر گرفتن سـهم حداقل ۲۵ درصدی از توسعه‌ی میدان و لزوم آموزش پرسنل عراقی درگیر در پروژه.

■ پرداخت پاداش ویـژه (Signature Bonuses) برای امضاء قرارداد توسط شرکت‌های خارجی. در مجموع دو مناقصه‌ی نفتی برگزار شده، دولت عراق بیش از ۲/۳ میلیارد دلار از این طریق کسـب درآمد کرده است.

■ تغییرات نـرخ R-Factor کـه کنترل کننده‌ی مقدار دریافتی شـرکت‌های بین‌المللی اسـت نشان می‌دهد عراق برای شـرکت‌هایی کـه در دور اول مناقصه حضور یافته‌اند نسـبت به شـرکت‌هایی که در دورهای بعـدی اعلام حضور کرده‌اند، امتیازات بیشتری درنظر گرفته است.

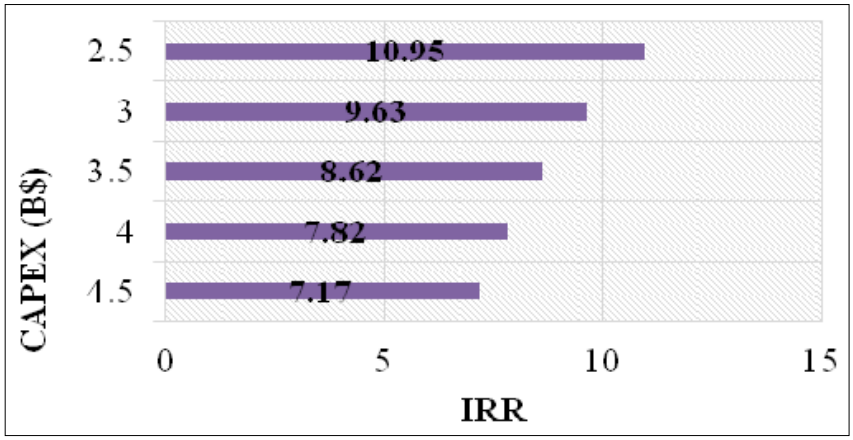
۲-۳- نقاط ضعف

■ بر اسـاس مکانیزم پرداخـت در این قراردادها، شرکت‌های بین‌المللی تا قبل از پایان مرحله‌ی تولید حداکثری، تمامی هزینه‌های سرمایه‌گذاری و قسمت عمده‌ای از پاداش تولید کل دوره‌ی قرارداد خود را دریافت می‌کنند. بنابراین در سال‌های پایانی قرارداد که نیاز به اجرای طرح‌های حفظ توان تولید و افزایش ضریب بازیافت میدان است پیمانکار از انگیزه‌ی لازم برخوردار نیست.

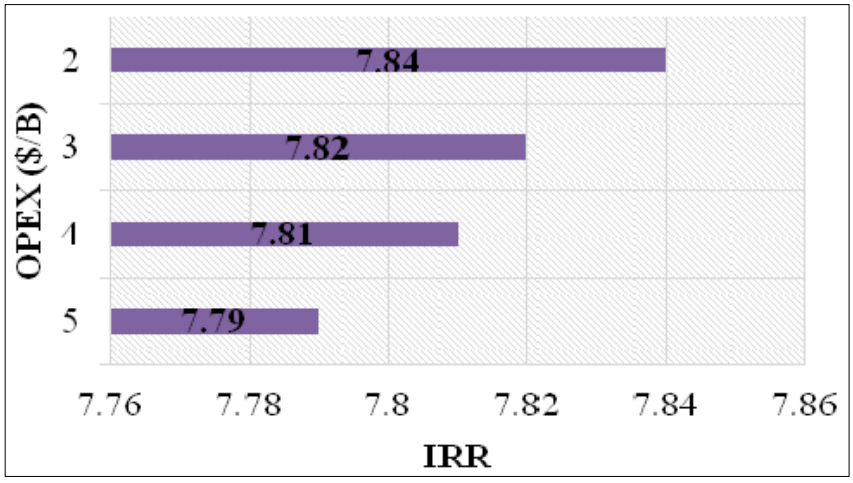
■ در این قراردادها سقف بالای بازگشت سرمایه برای شـرکت‌های بین‌المللی به‌نحوی است که مبلغ پرداخت شـده طی سال‌های نخسـت پس از آغاز تولید، فراتر از هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی آنها در میدان است؛ در واقع با این مکانیزم به‌جز در سال‌های ابتدایی توسعه‌ی میدان، در سایر سال‌ها برای توسعه، از منابـع درآمدی خود میدان اسـتفاده می‌شـود و شـرکت‌های خارجی تنها مدیریت پروژه و تضمین به‌کارگیری فن‌آوری‌های به‌روز را برعهده خواهند داشت.

■ نحـوه‌ی تنظیـم قراردادهـای خدماتـی عراق به‌نحوی اسـت که این قراردادهـا در میادین بزرگ جذاب هسـتند و در میادینی با تولیـد کمتر از ۵۰۰ هزار بشکه در روز، نرخ IRR به کمتر ۱۰ درصد افت کـرده و جذابیت کمی برای شـرکت‌های خارجی خواهد داشت.

■ در قراردادهای منعقده الزامی برای ایجاد و استفاده از ظرفیت‌های طـرف عراقی وجود نـدارد و تنها به اختصاص بودجه‌ای مشـخص برای آموزش پرسنل عراقی بسنده شده اسـت. هر چند در حال حاضر در عراق ظرفیت و توان قابل توجهی نیز برای استفاده در طرح‌های نفت و گاز این کشـور وجود ندارد اما طی این قراردادها فرض شـده طی بیسـت سـال آتی نیز ظرفیت مفیدی در این کشور ایجاد نخواهد شد.



شکل ۱ | آنالیز حساسیت قرارداد نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌گذاری



شکل ۲ | آنالیز حساسیت قرارداد به تغییرات هزینه‌های عملیاتی

٤- چارچوب کلی قراردادهای جدید توسعه‌ی میادین نفت و گاز ایران (IPC)

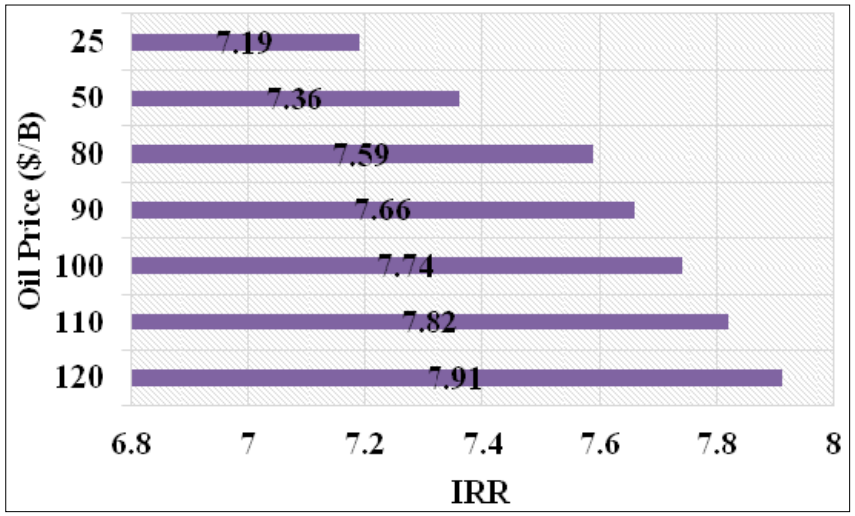
هیأت دولت در جلسه ۸ مهر ماه ۱۳۹۴ بر اساس جزء-۳ بند-ت ماده‌ی-۳ و به استناد ماده‌ی-۷ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، چارچوب کلی قراردادهای جدید توسعه‌ی میادین نفت و گاز کشور را که توسط وزارت نفت پیشنهاد شده بود تصویب کرد.

بررسی متن یازده ماده‌ای تصویب شده حاکی از آن است که چارچوب کلی و الگوی اساسی در تنظیم قراردادهای IPC شباهت زیادی با نظام استفاده شده در قراردادهای خدماتی عراق دارد. بنابراین بسیار ضروری است که با اتخاذ تمهیداتی در این چارچوب کلی و جزئیات قراردادهای IPC، از تکرار نقاط ضعف قراردادهای عراق که به آنها اشاره شد جلوگیری به‌عمل آید. با بررسی چارچوب کلی تصویب شده توسط هیأت دولت مشاهده می‌شود که نقاط ضعف قراردادهای عراق در چارچوب کلی قراردادهای IPC بطور کامل مرتفع نشده است (البته ممکن است در جزئیات این قراردادها اصلاحات لازم به‌عمل آید). همچنین در مصوبه‌ی هیأت دولت و چارچوب کلی تصویب شده برای قراردادهای IPC نقاط ضعف دیگری وجود دارد که در ادامه به آنها اشاره خواهد شد:

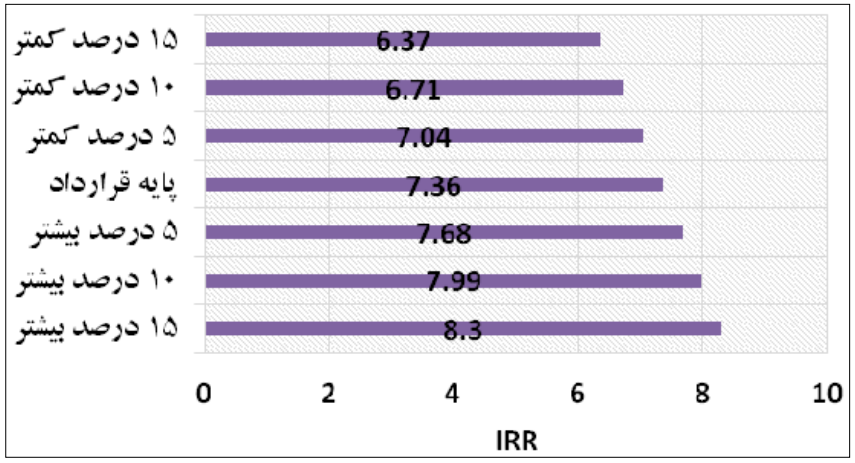
- ماده‌ی-۱ این مصوبه که شامل تعاریف و اصطلاحات است نیازمند اصلاحی کلی است. اشاره به "مخازن روزمینی" در تعریف "میادین نفتی" (بند-۳-۱ ماده‌ی-۱) یا "هزینه‌های انجام مرمت" در "بازسازی و نوسازی مخازن تولیدی" (بند-۱۶-۱ ماده‌ی-۱) و مواردی از این دست، حکایت از لزوم کار بیشتر در بازنویسی تعاریف دارد.
- یکی از نقاط ضعف قراردادهای بیع‌متقابل که در سال‌های پیش از تحریم در ایران استفاده می‌شد انگیزه‌ی کم پیمانکار در صرفه‌جویی هزینه‌ها بود. چراکه این صرفه‌جویی نه‌تنها نفعی برای وی به‌دنبال نداشت بلکه از آنجا که به هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار، بهره و سود نیز تعلق می‌گرفت، پیمانکار تلاش می‌کرد بر اساس محدودیت‌های قراردادی، هزینه‌ها را تا حد ممکن افزایش دهد. این نقطه ضعف مهم در قراردادهای خدمات فنی عراق با مکانیزم طراحی شده برای بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار اصلاح شد. چراکه در قراردادهای عراق به سرمایه‌ی تأمین شده توسط پیمانکار هیچ سود و بهره‌ای تعلق نمی‌گیرد و سود پروژه تنها از بابت افزایش تولید پرداخت می‌گردد. بنابراین پیمانکار به‌دنبال افزایش کارآیی سرمایه‌گذاری در میدان و کاهش هزینه‌های پروژه است.

این در حالی است که در کلیات قراردادهای IPC، مصوب شده که هزینه‌ی تأمین مالی پیمانکار اعم از هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی، توسط ایران پرداخت می شود (بند ۶-۳ ماده‌ی-۶ و بند ۱۱-۶ ماده‌ی-۱۱). بنابراین یکی از نقاط ضعف قراردادهای بیع‌متقابل در قراردادهای IPC نیز تکرار شده و بدین ترتیب پیمانکار همچنان از افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری خود در طول دوره قرارداد سود خواهد برد.

همچنین همان‌طور که اشاره شد نحوه‌ی بازپرداخت قراردادهای خدماتی عراق و به‌تبع آن قراردادهای IPC به‌نحوی است که در فاصله‌ی کمی از آغاز تولید تجاری میدان، تمامی سرمایه‌گذاری لازم برای هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی کل دوره‌ی قرارداد به حساب پیمانکار واریز می‌شود و بنابراین درنظر گرفتن هزینه‌های تأمین مالی برای پولی که قبل از اجرا به پیمانکار پرداخت شده، جای تأمل بیشتری دارد. ضمن اینکه شرط لازم برای اعطای کار به شرکت طرف قرارداد، برخورداری از منابع مالی



شکل ۳ | آنالیز حساسیت قرارداد به تغییرات قیمت نفت‌خام



شکل ۴ | آنالیز حساسیت قرارداد نسبت به نرخ تولید میدان (با قیمت ۵۰ دلار)

است. بنابراین لازم است همانند قراردادهای خدماتی عراق، با حذف هزینه‌های تأمین مالی به‌نحوی عمل شود که شرکت‌های طرف قرارداد تنها از عملکرد خود در میدان سود ببرند (پاداش تولید به‌ازای هر بشکه) و نه از محل افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری.

در ضمن اشتراک منافع شرکت‌های بین‌المللی با کارفرما، تا زمان بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه‌ی پیمانکار است و از آن به‌بعد پیمانکار با کارفرما اشتراک منافعی ندارند. بنابراین زمان کوتاهِ بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار به‌همراه هزینه‌ی تأمین مالی آن و پاداش تولید می‌تواند منجر به عدم دست‌یابی به تمامی اهداف مورد نظر کارفرما از عقد قرارداد گردد.

■ در تبصره‌ی-۲ بند-۶-۱ ماده‌ی-۶ مصوبه هیات دولت، تشخیص صلاحیت شرکت‌های داخلی و خارجی برای عقد قراداد بر عهده‌ی شرکت ملی نفت ایران گذاشته شده است که علی‌القاعده این مهم باید بر عهده‌ی وزارت نفت باشد؛ همان‌طور که تعیین ریسک مناطق و میادین مختلف در این قرارداد بر عهده‌ی وزارت نفت است (تبصره‌ی-۱بند-۶-۲ ماده‌ی-۶).

■ در چارچوب کلی قراردادهای IPC، هیچ مکانیزمی برای نظارت و وضع عواقب عدم انتقال فن‌آوری طبق قرارداد به طرف ایرانی و همچنین عدم دست‌یابی به اهداف تولیدی بیان شده در زمان عقد قرارداد مشخص و بیان نشده است.

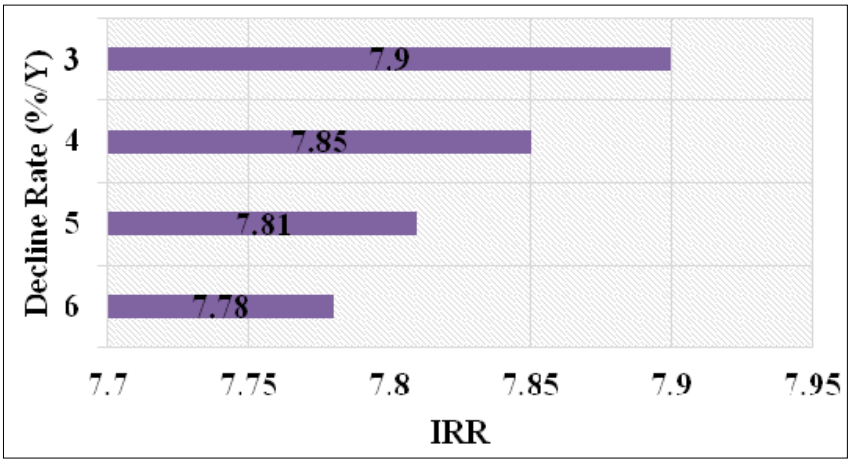
■ موضوع چالشی دیگر نحوه‌ی همکاری طرف ایرانی با شریک خارجی است. بدیهی است هرچه شرکت‌های داخلی در این پروژه‌ها مسئولیت و ریسک بیشتری قبول کنند یادگیری و رشد دانش بیشتری خواهند داشت. اما برخلاف قراردادهای عراق که سهم داخلی به شرکت‌های دولتی واگذار می‌شود و این شرکت‌های داخلی بدون مشارکت در تأمین سرمایه تنها ۲۵ درصد در مقدار درآمد شریک هستند، در قراردادهای IPC قرار است شرکت‌های غیردولتی به‌عنوان شریک شرکت‌های خارجی در قرارداد مشارکت کنند. این مهم گامی مثبت است؛ اما از آنجا که تأمین سهم سرمایه‌ی شرکت‌های ایرانی بر عهده‌ی خود آنهاست این موضوع بسیار چالش برانگیز خواهد بود. از آنجا که شرکت‌های ایرانی غالباً از لحاظ مالی ورشکسته‌اند و امکان تأمین مالی در مقیاس زیاد را ندارند و با توجه به وضعیت بدهی‌ها و موجودی‌های صندوق توسعه‌ی ملی (حتی با حساب پول‌های آزاد شده‌ی پس از تحریم)، اتکاء به تأمین سرمایه از محل این صندوق نیز برطرف کننده‌ی این مشکل نخواهد بود.

■ بر اساس بند-۱۱-۳ ماده‌ی-۱۱ پیمانکار می‌تواند بر اساس اطلاعات حاصله در طول اجرای قرارداد، برنامه‌ی بازنگری در اهداف تولیدی، برآورد هزینه‌ها، زمان‌بندی قرارداد و پاداش تولید را ارائه کند. به‌نظر می‌رسد با وجود این بند، قرارداد منعقده از ثبات لازم برخوردار نبوده و همواره چانه‌زنی برای کسب بیشترین منفعت توسط پیمانکار و کارفرما در جریان باشد.

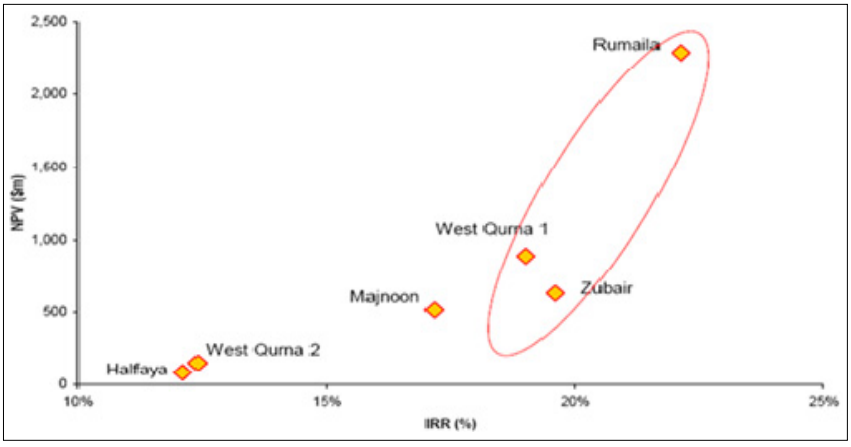
در مجموع به‌نظر می‌رسد با توجه به مکانیزم پرداخت هزینه‌ی تأمین مالی و همچنین تأمین بخشی از سرمایه‌ی لازم توسط شرکت‌های خصوصی داخلی و پرداخت مالیات کمتر، سودآوری قراردادهای IPC برای شرکت‌های بین‌المللی بیشتر از قرادادهای خدماتی عراق است و در کل دوره‌ی قرارداد، نسبت به قراردادهای عراق درآمد کَمتری را نصیب ایران می‌کند.

۵- ارائه‌ی پیشنهادهای اصلاحی جهت پیاده‌سازی قراردادهای IPC

■ پاداش تولید درنظر گرفته شده برای شرکت‌های پیمانکار نباید تنها به مقدار تولید بستگی داشته باشد و باید زمان‌بندی اجرای پروژه نیز در مقدار پاداش دخیل باشد. همچنین ضروری است نوع عملیات و سطح فن‌آوری مورد استفاده برای افزایش یا



شکل ۵ | آنالیز حساسیت قرارداد نسبت به نرخ افت تولید سال‌های پس از تولید حداکثری



شکل ۶ | مقایسه‌ی نرخ IRR قراردادهای مختلف واگذار شده‌ی عراق (Deutche Bank, December 8, 2010)

نگهداشت توان تولید در تعیین نرخ پاداش تعیین کننده باشد؛ به‌نحوی که پیمانکار بداند با استفاده از فن‌آوری‌های جدیدتر و انجام عملیات‌های پیچیده از پاداش بیشتری برخوردار خواهد شد. مثلاً نرخ پاداش تولید حاصل از اجرای عملیات روش‌های اولیه[10] با روش‌های ثانویه[11] و ثالثیه[12] متفاوت باشد.

■ برای جلوگیری از بزرگ‌نمائی در ارائه‌ی اهداف تولید در زمان مناقصه باید ضرایب مشخصی درنظر گرفت تا پاداش تولید شرکت‌های خارجی با آنها تنظیم شود (درصد تحقق اهداف ارائه شده).

■ می‌توان در اجرای قراردادها، برای خرید و استفاده از توان داخلی بیش از درصد مشخص شده در قانون (۵۱ درصد) پاداش مالی درنظر گرفت. به‌طوری که در بازه‌های مختلف، درصدی از مقداری که شرکت‌های خارجی بیشتر از ۵۱ درصد از توان داخل استفاده کنند به‌عنوان پاداش به آنها پرداخت شود. بدین ترتیب شرکت‌های خارجی تشویق به مشارکت یا تأسیس شرکت‌های ساخت تجهیزات در داخل و خرید از آنها در طول اجرای قرارداد خواهند شد.

■ حضور شرکت‌های بین‌المللی در مرحله‌ی بهره‌برداری مزیت‌های فراوانی دارد. اما باید این حضور به‌نحوی سامان یابد که در هر مرحله از عمر میدان، حداکثر استفاده از توان فنی شرکت‌های خارجی به‌عمل آید. بنابراین ضروری است در هر مرحله از طول عمر میدان حداقل کار و سرمایه‌گذاری مدنظر در قرارداد گنجانده شود.

■ با توجه به اهمیت سهم بخش خصوصی داخلی در مشارکت با طرف‌های خارجی و بنیه‌ی ضعیف مالی شرکت‌های داخلی، می‌توان تأمین مالی سهم شرکت‌های ایرانی را بر عهده‌ی شرکت‌های خارجی طرف قرارداد گذاشت. البته باید شرکت‌های خصوصی داخلی هزینه‌ی تأمین مالی را به شرکت‌های خارجی بپردازند.

■ زمان و مقدار بازگشت سرمایه‌ی شرکت‌های خارجی نباید به‌نحوی تنظیم شود که شرکت‌های پیمانکار نسبت به هزینه‌های عملیاتی و نرخ افت تولید در سال‌های پایانی قرارداد (یعنی زمان اجرای طرح‌های متعدد نگهداشت توان تولید و افزایش ضریب بازیافت) بی‌تفاوت باشند. بنابراین پیشنهاد می‌شود مقدار بازگشت سرمایه به‌نحوی تنظیم شود که سرمایه‌گذاری انجام شده در هر مرحله از دوره‌ی عمر میدان در طول همان مرحله تقسیط شود و یا بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری انجام شده پس از رسیدن به دوره تثبیت تولید آغاز شود.

■ با اختصاص بخشی از هزینه‌های آموزش قرارداد و در قالب قراردادهای مطالعاتی میادین واگذار شده به دانشگاه‌ها توسط دولت یازدهم، در هر یک از قراردادهای واگذار شده، شرکت‌های بین‌المللی موظف به تشکیل کنسرسیومی از مراکز تحقیقاتی و دانشگاهی داخلی و خارجی با محوریت موضوعات مطالعاتی مرتبط با میدان شوند. این کنسرسیوم باید از طریق هدایت شرکت‌های پیمانکار خارجی و با در اختیار داشتن اطلاعات به‌روز آن میدان به‌صورت مستمر مسئول ارائه‌ی بهترین روش‌های تولید جهت افزایش ضریب بازیافت و حل مشکلات تولیدی میدان باشد.

■ برای خروج شرکت‌های بین‌المللی از قرارداد در طول دوره‌ی پروژه شرایط و ضوابط ویژه‌ای درنظر گرفت. جایگزینی یک شرکت معتبر به‌جای شرکت نخست از جمله مواردی است که می‌توان وضع نمود. همچنین باید جهت پیشگیری از شرایط مشابه سال‌های گذشته، به‌صورت مشخص بیان شود که تنها تحریم‌های بین‌المللی وضع شده توسط سازمان ملل می‌تواند سبب قطع همکاری‌ها شود و نه تحریم‌های یک یا چند جانبه علیه ایران.

■ حق امکان افزایش سهم کارفرما در دوره‌های زمانی مشخص قرارداد درنظر گرفته شود.

■ اخذ مالیات واقعی و غیرقابل برگشت، عدم پرداخت هزینه‌ی تأمین مالی به پیمانکار و افزایش هدفمند ظرفیت آموزش و انتقال فن‌آوری در قراردادهای جدید منظور شود.

■ برای شرکت‌هایی که در نخستین دعوت برای حضور در ایران اعلام آمادگی می‌کنند نرخ پاداش بیشتری لحاظ شود. به‌تدریج و با ورود سایر شرکت‌ها می‌توان نرخ پاداش را کاهش داد.

■ به‌کارگیری تیمی واحد برای واگذاری تمامی قراردادها به‌جای تعدد تصمیم‌گیران.

در پایان تأکید می‌شود اقدام انجام شده در جهت اصلاح الگوی قراردادهای نفت و گاز کشور از اقدامات اساسی و بسیار مناسب وزارت نفت بوده و امید است با تمهیدات اندیشیده شده بتوان حداکثر استفاده را از برطرف شدن تحریم‌ها و همکاری با شرکت‌های بین المللی به‌عمل آورد و در سال های آتی شاهد شکل گیری شرکت های داخلی توانمند در عرصه منطقه و جهان باشیم.■

پانویس‌ها

1. Iran Petroleum Contract
2. Technical Service Contract
3. Green Field
4. Brown Field
5. Capex
6. Opex
7. Remuneration Fees
8. Rehabilitation Phase
9. Middle East Economic Survey
10. Primary
11. Secondary
12. Tertiary

منابع

[۱] بررسی قرارداد توسعه‌ی میدان نفتی رمیله در عراق و مقایسه‌ی آن با قراردادهای بیع‌متقابل در ایران، ماهنامه‌ی اکتشاف و تولید، شماره‌ی ۷۶، بهمن ۱۳۸۹

[۲] مطالعه‌ی موردی قراردادهای نفتی عراق و ارائه‌ی نقاط قوت و ضعف آن جهت اصلاح قراردادهای بیع‌متقابل ایران، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری، آذر ۱۳۹۲

[۳] شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، پایگاه اطلاع رسانی دولت، www.dolat.ir، کد خبر: ۲۶۹۰۲۱

[4] Iraq Service Development and Production Contract, Aprill 23, 2009

[5] Development and Production Service Contract for The Badra Contract Area, December 24, 2009

[6] MEES, "The Fiscal Regime of The Iraqi Oil Model Contracts", A. Mousa Jiyad, 17 Jan2010

[7] IRAQ: Oil Development & Implications for The Global Market, Deutche Bank, December 8, 2010