



بررسی و مقایسه‌ی قراردادهای خدماتی عراق با قراردادهای جدید توسعه‌ی میداین نفت و گاز ایران (IPC)^۱ و ارائه‌ی پیشنهادی اصلاحی

علی خواجهوی* • معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت

چکیده

بررسی متن یازده ماده‌ای تصویب شده‌ی هیأت وزیران در خصوص چارچوب کلی قراردادهای توسعه‌ی میداین 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 در نظر 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 میداین نفت و گاز
IPC
قراردادهای عراق

مقدمه

بیشترین تأثیر دست‌یابی به توافق هسته‌ای و اجرایی شدن آن در بخش‌های مختلف اقتصادی را می‌توان در صنعت نفت و گاز کشور انتظار داشت. صنعت نفت و گاز که کانون اقتصاد کشور است پس از تحمل یک دوره‌ی بسیار سنگین از تحریم‌های ظالمانه که مراودات بین‌المللی این صنعت را به شدت محدود کرده بود شاهد فضایی بسیار متفاوت خواهد بود که مهم‌ترین وجه تمایز آن حضور شرکت‌های خارجی در بخش‌های مختلف صنعت نفت است. هرچند انتظار نمی‌رود در سال‌های نخست پس از رفع تحریم‌ها، حجم سرمایه‌گذاری خارجی از محدوده‌ی خاصی فراتر رود اما ابراز علاقه‌ی شرکت‌های خارجی در فاصله‌ی پذیرش برجام تا کنون حاکی از علاقه‌ی وافر آنها به حضور در صنعت نفت و گاز ایران است.

بازگشت مجدد صنعت نفت کشور به صحنه‌ی بین‌المللی در شرایطی خواهد بود که طی سال‌های گذشته تحولات قابل توجهی در فضای کسب و کار این صنعت در جهان و منطقه اتفاق افتاده است. ارائه‌ی چارچوب جدید قراردادهای نفت و گاز عراق (قراردادهای خدماتی TSC) و جذب چشمگیر شرکت‌های خارجی که منجر به افزایش تولید بیش از ۲ میلیون بشکه در روز به نفت عراق طی پنج سال گذشته شده یکی از تحولات مهم در منطقه بوده است. همچنین تولید 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 یابد از دیگر تحولات مهم بین‌المللی بوده است.

با توجه به این تحولات و نیاز چشمگیر صنعت نفت ایران به جذب و همکاری شرکت‌های بین‌المللی، وزارت نفت از دو سال گذشته به‌درستی بازنگری قراردادهای توسعه‌ی میدانی نفت و گاز را در دستور کار خود قرار داده که به دنبال آن در مهر ماه ۱۳۹۴ هیأت دولت کلیات این قراردادها را به تصویب رساند. با انتشار متن یازده ماده‌ای مصوب هیأت وزیران، امکان بررسی و مقایسه‌ی چارچوب قراردادهای جدید که به نام IPC معرفی شده با سایر الگوهای قراردادی از جمله 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 میدانی واگذار شده بیان و نقاط قوت و ضعف این قراردادها بررسی می‌شود. 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 سال گذشته، پیشنهادهایی برای گنجاندن در جزئیات این قراردادها ارائه می‌شود.

۱- معرفی چارچوب کلی قراردادهای عراق ۱-۱- نوع و مدت قرارداد

قراردادهای توسعه‌ی میدانی نفت و گاز عراق از نوع خدماتی و شامل مراحل اکتشاف، توسعه و تولید است. طول دوره‌ی این قراردادها بیست سال از تاریخ تنفیذ در نظر گرفته شده که این زمان با درخواست پیمانکار و موافقت دولت عراق تا پنج سال 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 به صورت کنسرسیوم فعالیت خواهند کرد.

میدانی واگذار شده شامل میدانی اکتشافی توسعه نیافته^۱، میدانی توسعه یافته‌ی قدیمی جهت توسعه‌ی مجدد^۲ و بلوک‌های اکتشافی است.

۲-۱- 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 است. (هزینه‌های سرمایه‌گذاری^۳ و هزینه‌های عملیاتی^۴)

■ هزینه‌ی پشتیبانی که شامل آن دسته از هزینه‌های قابل بازپرداخت است که مستقیماً به عملیات تولید نفت مربوط نمی‌شود.

■ هزینه‌ی آموزش و انتقال فن‌آوری به طرف عراقی که به صورت سالیانه در نظر گرفته می‌شود.

■ پاداش امضاء قرارداد که سی روز پس از مؤثر

شدن قرارداد، طرف خارجی باید به حساب شرکت نفت عراق واریز نماید (این مبلغ بازپرداخت نخواهد شد). البته به علت جذابیت کم میدانی و بلوک‌های به مناقصه گذاشته شده، این مورد در دور سوم و چهارم مناقصات واگذاری میدانی گازی و بلوک‌های اکتشافی عراق حذف گردید تا اندکی به جذابیت مناقصه افزوده شود.

۳-۱- بازپرداخت هزینه‌های قرارداد و درآمد شرکت‌های خارجی

■ بر اساس قراردادهای منعقد شده، بازپرداخت هزینه‌های انجام شده پس از آغاز تولید تجاری از میدان (در خصوص میدانی توسعه نیافته) یا پس از افزایش ۱۰ درصدی تولید میدان نسبت به زمان واگذاری (در خصوص میدانی در حال توسعه‌ی مجدد) آغاز می‌شود.

■ بازپرداخت هزینه‌های مربوط به تولید نفت، حداکثر شامل ۵۰ درصد درآمدهای ناشی از تولید نفت میدان خواهد بود.

■ به هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی انجام شده توسط شرکت‌های خارجی بهره‌تعلق نخواهد گرفت (هزینه‌ی تأمین مالی).

■ بازپرداخت هزینه‌های پشتیبانی حداکثر تا ۶۰ درصد درآمدهای ناشی از تولید منهای بازپرداخت هزینه‌های تولید نفت خواهد بود. به هزینه‌های پشتیبانی بهره‌ای برابر با نرخ لیسور به اضافه‌ی یک درصد (LIBOR+1%) تعلق خواهد گرفت.

■ هزینه‌های مربوط به آموزش و پاداش امضاء قرارداد بازپرداخت نخواهد شد.

■ طرف عراقی حاضر در کنسرسیوم بدون تقبل هیچ‌گونه هزینه‌ای در توسعه‌ی میدان، 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 (YRF)

■ هزینه‌ها و پاداش تولید از محل نفت تولیدی در مبادی صادراتی یا به صورت نقدی پرداخت خواهد شد.

■ تمامی درآمدها (از جمله پاداش تولید RF) مشمول پرداخت مالیات (۳۵ درصد) است.

۱-۴-۲- 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 میداین در حال توسعه می‌شود، به نفت تولیدی مازاد بر روند تولید فعلی میدان تعلق می‌گیرد؛ یعنی ابتدا نرخ تولید فعلی و همچنین نرخ افت تولید از میدان (با فرض اینکه در میدان سرمایه‌گذاری صورت نگیرد) محاسبه می‌شود و سپس به نفت تولیدی بیشتر از این سطح تولید که توسط سرمایه‌گذاری شرکت‌های طرف قرارداد محقق می‌شود (نفت مازاد)، پاداش تولید تعلق می‌گیرد. پاداش تولید RF به‌عنوان سود اصلی طرف خارجی قرارداد بر اساس دو عامل اساسی تعدیل و مشخص می‌شود:

۱-۴-۱- 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 نفت خام و درآمدی که شرکت‌های خارجی بابت توسعه میدان کسب می‌کنند پاداش تولید متغیر خواهد بود. به‌عبارت دیگر افزایش قیمت نفت خام 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 ۱-۱ است.

۱-۴-۲- 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 قابل پرداخت خواهد بود.

خاطر نشان می‌شود طبق مفاد قرارداد، پاداش تولید پس از کسر ۳۵ درصد مالیات قابل پرداخت 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 می‌کنند. در نتیجه با کسر مالیات و سهم شرکت عراقی، حداکثر ۴۸ درصد از نرخ پاداش تولید منظور شده در قرارداد به شرکت‌های خارجی قابل پرداخت است. البته نگاهی به درصد قابل پرداخت پاداش تولید نشان می‌دهد حتی در شرایطی که مقدار دریافتی پیمانکار بیش از دو برابر سرمایه‌گذاری انجام شده‌ی او در میدان باشد نیز همچنان پاداش تولید پرداخت می‌شود.

۱-۵- زمان بندی مراحل مختلف توسعه‌ی میدان

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

الف) مرحله‌ی توانبخشی مجدد (RP) در میداین تولیدی موجود (در حال توسعه‌ی مجدد) که می‌تواند تا سه سال پس از تنفیذ قرارداد ادامه یابد یا مرحله‌ی راه‌اندازی تولید زود هنگام از میدان در میداین 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 در نظر گرفته شده است.

ج) مرحله‌ی تولید پایدار که طی آن تولید از میدان به مدت هفت سال پایدار خواهد ماند. نرخ تولید پایدار برای میداین 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 می‌آورد.

۱ پاداش تولید RF در میداین واگذار شده طی دور اول مناقصات عراق (میداین 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 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

۲ پاداش تولید RF در میداین واگذار شده دور دوم مناقصات عراق (میداین 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 میدان نفتی واگذار شده

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

همچنین نتایج آنالیز حساسیت قرارداد این میدان نسبت به تغییرات هزینه های سرمایه گذاری، هزینه های عملیاتی و قیمت نفت خام در نمودار شکل های ۱-۵ تا ۵ ارائه شده است.

نتایج آنالیز حساسیت نسبت به تغییرات هزینه سرمایه گذاری این میدان نشانگر آن است که افزایش هزینه های سرمایه گذاری، موجب کاهش IRR طرح می شود. بنابراین طرف خارجی تلاش خواهد کرد تا با کاهش هزینه های سرمایه گذاری، IRR پروژه را افزایش دهد و تمایلی به افزایش بی مورد هزینه ها نخواهد داشت. (شکل ۱-)

بررسی تأثیر تغییرات نرخ هزینه های بهره برداری نشان می دهد با وجود اینکه IRR قرارداد نسبت به این هزینه ها حساسیت زیادی ندارد اما افزایش این هزینه ها می تواند تأثیرات منفی اندکی بر مقدار IRR بگذارد. بنابراین شرکت های خارجی تمایلی برای افزایش هزینه های عملیاتی نخواهند داشت. (شکل ۲-)

افزایش قیمت نفت خام، IRR پروژه را اندکی افزایش می دهد که علت آن بازپرداخت سریع تر هزینه ها و افزایش درآمد ناشی از دریافت پاداش تولید است. البته IRR پروژه نسبت به تغییر قیمت نفت خام حساسیت زیادی ندارد. (شکل ۳-)

افزایش و کاهش نرخ تولید میدان نسبت به مفاد قرارداد بر IRR پروژه اثر می گذارد؛ به نحوی که ۱۰ درصد افزایش نرخ تولید نسبت به مفاد قرارداد، ۰/۶۳ به IRR پروژه برای شرکت های خارجی اضافه می کند. 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

سال های پس از تولید حداکثری بیانگر آن است که افزایش نرخ افت تولید میدان پس از طی مرحله تولید حداکثری تأثیر چندانی بر کاهش نرخ IRR شرکت های بین المللی نخواهد داشت. در واقع شرکت های طرف قرارداد تا زمان دست یابی به تولید حداکثری از میدان، تلاش خود را برای حداکثر سازی سود خود خواهند کرد و با شروع دوره افت تولید انگیزه ی لازم برای سرمایه گذاری بیشتر را از دست خواهند داد (شکل ۵-).

بررسی های نشریه ی بین المللی میس (MEES) در خصوص میدان رمیله که با تولید بیش از ۱/۳ میلیون بشکه در روز بزرگ ترین میدان نفتی عراق است و در مناقصات نفتی این کشور به کنسرسیومی از شرکت های BP و CNPC واگذار شده، نشان می دهد که با قیمت ۵۰ دلار به ازای هر بشکه نفت خام، طی کمتر از چهار سال تمامی هزینه های سرمایه ای و عملیاتی شرکت های خارجی طی دوره ی قرارداد قابل بازگشت است. اگر قیمت نفت خام را ۸۰ دلار به ازای هر بشکه در نظر بگیریم این مدت به کمتر از سه سال کاهش می یابد.

با توجه به نرخ سریع بازگشت سرمایه در این قراردادها و مقایسه ی آن با مقدار سرمایه گذاری برنامه ریزی شده برای سال های نخست، کنسرسیوم خارجی اساساً نیازی به تأمین سرمایه ی لازم برای کل

طرح نخواهد داشت و می تواند از محل درآمدهای خود در همان سال های ابتدایی، هزینه های آتی میدان را برای دوره ی قرارداد تأمین نماید. البته تحقق این امر تا حدودی نیز به قیمت نفت خام بستگی خواهد داشت.

۳- نقاط قوت و ضعف قراردادهای خدماتی عراق

۱-۳-۱- نقاط قوت

■ در قراردادهای عراق مالکیت میدان همچنان در اختیار دولت است و شرکت های طرف قرارداد تنها نقش توسعه دهنده و بهره بردار را بر عهده دارند. در واقع ضمن حفظ مالکیت ذخائر، عراق امکان استفاده از سرمایه و فن آوری شرکت های بین المللی را نیز برای خود به وجود آورده است.

■ سودآوری قراردادهای منعقدی عراق بیشترین حساسیت را به هزینه ی سرمایه گذاری و نرخ تولید میدان دارد. بدین ترتیب کنسرسیوم خارجی انگیزه ی لازم برای کاهش هزینه های سرمایه گذاری و افزایش برداشت از میدان را خواهد داشت.

■ مقدار سرمایه گذاری لازم برای توسعه ی میدان در ابتدای قرارداد و به صورت ثابت تعیین نمی شود بلکه طی مراحل خرید کالا و تجهیزات توسط پیمانکار و بانظرات کارفرما هزینه های سرمایه گذاری قطعی خواهد شد.

۳۳ | مفروضات محاسبات اقتصادی یکی از قراردادهای خدماتی عراق

مشخصات	واحد	مقدار	شاخصها
تولید زود هنگام	هزار بشکه در روز	۱۵	
تولید حداکثری	هزار بشکه در روز	۱۷۰	
افت تولید سالیانه ی پس از تولید حداکثری نفت خام	درصد	۵	
قیمت نفت خام	دلار/بشکه	۵۰	
هزینه ی توسعه	میلیارد دلار	۴	
هزینه ی عملیات	دلار/بشکه	۳	
نرخ تنزیل	درصد	۵	
طول عمر پروژه	سال	۲۰	
IRR	درصد	۷/۳۶	
NPV	میلیون دلار	۲۹۴/۳	

نحوه‌ی تنظیم قراردادهای خدماتی عراق به‌نحوی است که این قراردادها در میداين بزرگ جذاب هستند و در میداين با تولید کمتر از ۵۰۰ هزار بشکه در روز، نرخ IRR به کمتر از ۱۰ درصد افت کرده و جذابیت کمی برای شرکت‌های خارجی خواهد داشت.

در قراردادهای منعقد الزامی برای ایجاد و استفاده از ظرفیت‌های طرف عراقی وجود ندارد و تنها به اختصاص بودجه‌ای مشخص برای آموزش پرسنل عراقی بسنده شده است. هر چند در حال حاضر در عراق ظرفیت و توان قابل توجهی نیز برای استفاده در طرح‌های نفت و گاز این کشور وجود ندارد اما طی این قراردادها فرض شده طی بیست سال آتی نیز ظرفیت مفیدی در این کشور ایجاد نخواهد شد.

دریافت می‌کنند. بنابراین در سال‌های پایانی قرارداد که نیاز به اجرای طرح‌های حفظ تولید و افزایش ضریب بازیافت میدان است پیمانکاران انگیزه‌ی لازم برخوردار نیست.

در این قراردادها سقف بالای بازگشت سرمایه برای شرکت‌های بین‌المللی به‌نحوی است که مبلغ پرداخت شده طی سال‌های نخست 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 منابع درآمدی خود میدان استفاده می‌شود و شرکت‌های خارجی تنها مدیریت پروژه و تضمین به‌کارگیری فن‌آوری‌های به‌روز را برعهده خواهند داشت.

پاداش تولید شرکت‌های 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).

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

یکی از جذابیت‌های مهم برای شرکت‌های خارجی در این قراردادها بازگشت سریع سرمایه است. موضوعی که در اظهارات مدیران شرکت‌های BP، Lukoil و Statoil ... بر آن تأکید فراوان شده است.

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

طبق قراردادهای منعقد با وجود تأمین هزینه‌ی مورد نیاز برای توسعه و عملیات در میدان توسط شرکت‌های بین‌المللی، هزینه‌ای با عنوان هزینه‌ی تأمین منابع مالی به‌طرف عراقی تحمیل نمی‌شود.

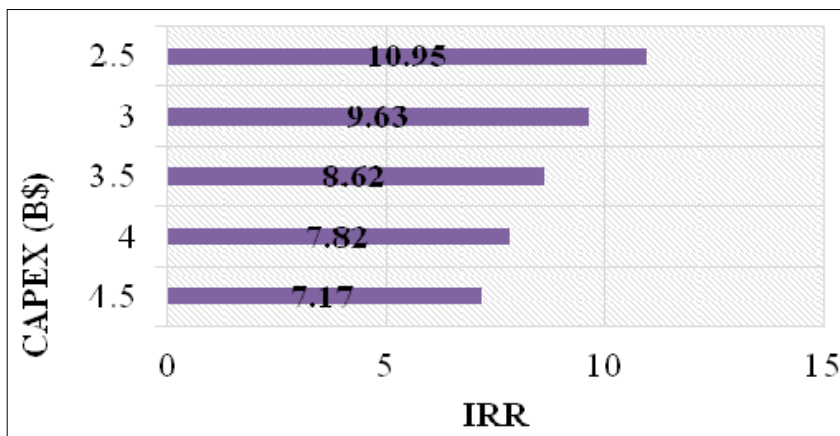
استفاده از توان داخلی عراق با در نظر گرفتن سهم حداقل ۲۵ درصدی از توسعه‌ی میدان و لزوم آموزش پرسنل عراقی درگیر در پروژه.

پرداخت پاداش ویژه (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 کسب درآمد کرده است.

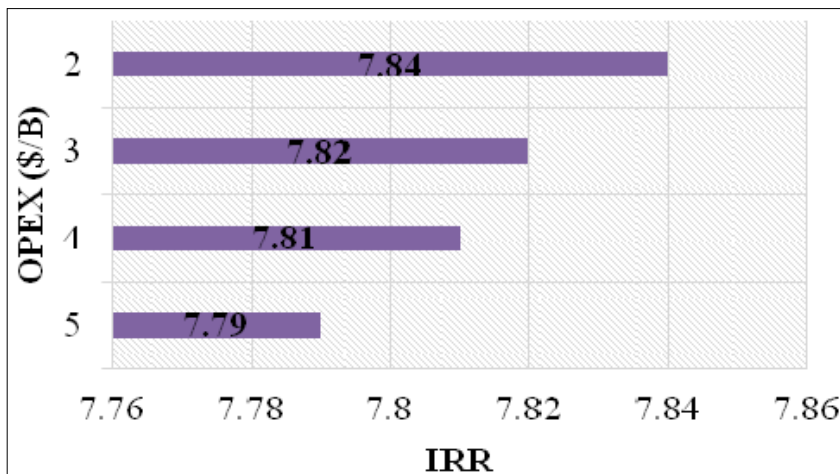
تغییرات نرخ R-Factor که کنترل‌کننده‌ی مقدار دریافتی شرکت‌های بین‌المللی است نشان می‌دهد عراق برای شرکت‌هایی که در دور اول مناقصه حضور یافته‌اند نسبت به شرکت‌هایی که در دورهای بعدی اعلام حضور کرده‌اند، امتیازات بیشتری در نظر گرفته است.

۲-۳- نقاط ضعف

بر اساس مکانیزم پرداخت 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



شکل ۱ | آنالیز حساسیت قرارداد نسبت به تغییرات هزینه‌های سرمایه‌گذاری



شکل ۲ | آنالیز حساسیت قرارداد به تغییرات هزینه‌های عملیاتی



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

هیأت دولت در جلسه ۸ مهر ماه ۱۳۹۴ بر اساس جزء ۳- بند ۳- ماده ۳ و به استناد ماده 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 به عمل 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 به عمل 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:

■ ماده ۱- این مصوبه که شامل تعاریف و اصطلاحات است نیازمند اصلاحی کلی است. اشاره به "مخازن روزمینی" در تعریف "میادین نفتی" (بند ۳- ماده ۱) یا "هزینه‌های انجام مرمت" در "بازسازی و نوسازی مخازن تولیدی" (بند ۱۶- ماده ۱) و مواردی از این دست، حکایت از لزوم کار بیشتر در بازنویسی تعاریف دارد.

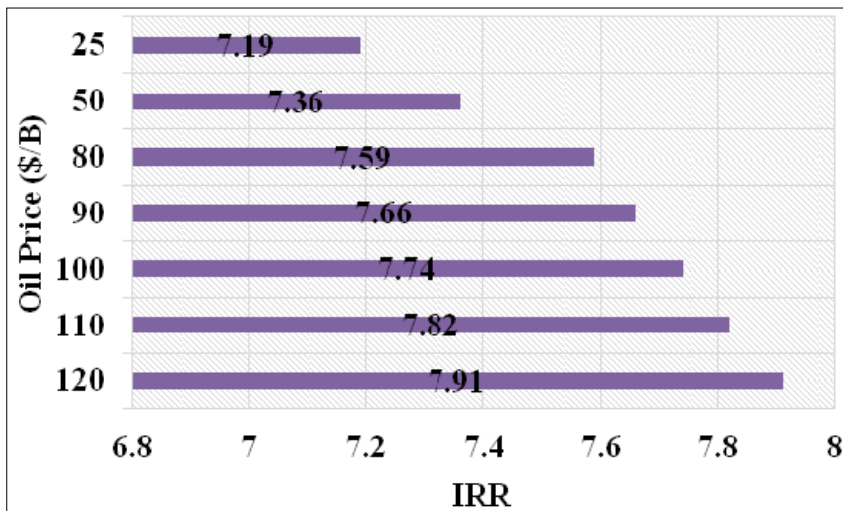
■ یکی از نقاط ضعف قراردادهای بیع متقابل که در سال‌های پیش از تحریم در ایران استفاده می‌شد انگیزه‌ی کم پیمانکار در صرفه‌جویی هزینه‌ها بود. چراکه این صرفه‌جویی نه تنها نفعی برای وی به دنبال نداشت بلکه از آنجا که به هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار، بهره و سود نیز تعلق می‌گرفت، پیمانکار تلاش می‌کرد بر اساس محدودیت‌های قراردادی، هزینه‌ها را تا حد ممکن افزایش دهد. این نقطه ضعف مهم در قراردادهای خدمات فنی عراق با مکانیزم

IPC نیز تکرار شده و بدین ترتیب پیمانکار همچنان از افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری خود در طول دوره قرارداد سود خواهد برد.

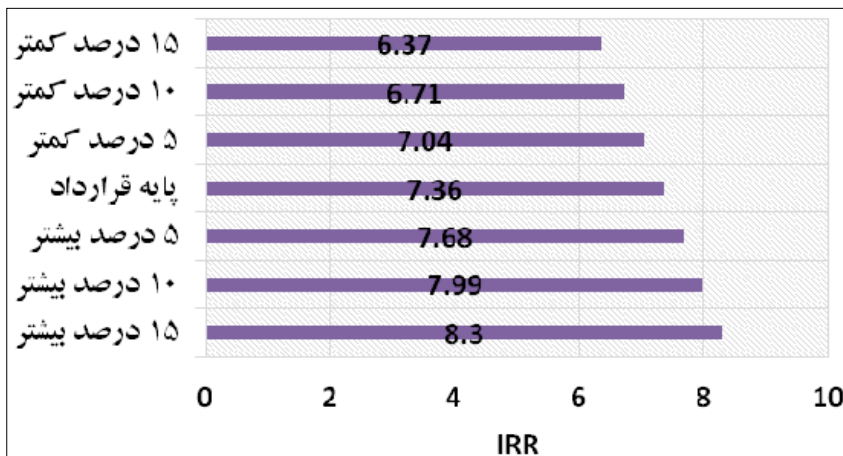
همچنین همان‌طور که اشاره شد نحوه‌ی بازپرداخت قراردادهای خدماتی عراق و به تبع آن قراردادهای IPC به نحوی است که در فاصله‌ی کمی از آغاز تولید تجاری میدان، تمامی سرمایه‌گذاری لازم برای هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی کل دوره‌ی قرارداد به حساب پیمانکار واریز می‌شود و بنابراین در نظر گرفتن هزینه‌های تأمین مالی 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

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 به دنبال 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 می‌شود (بند ۶- ۳- ماده ۶- بند ۱۱- ماده ۱۱). بنابراین یکی از نقاط ضعف قراردادهای بیع متقابل در قراردادهای



شکل ۳ | آنالیز حساسیت قرارداد به تغییرات قیمت نفت خام



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

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 قراردادهای خدماتی عراق است و در کل دوره‌ی قرارداد، نسبت به قراردادهای عراق در آمد کمتری را نصیب ایران می‌کند.

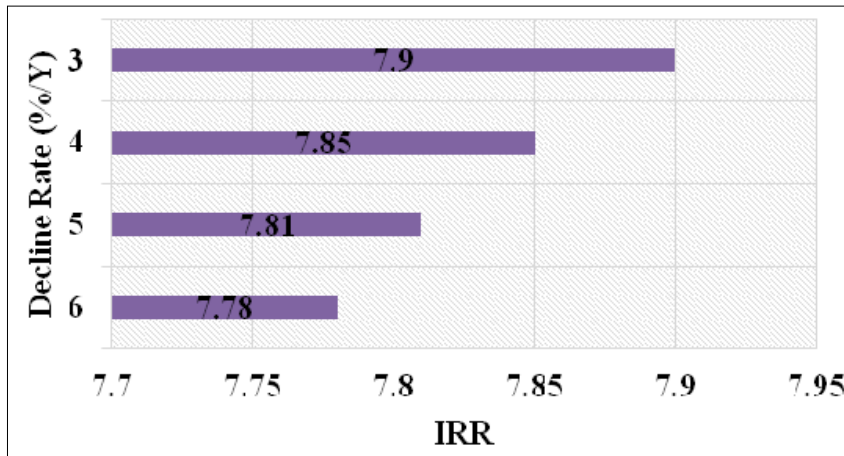
۵- ارائه‌ی پیشنهادهاى اصلاحی جهت پیاده‌سازی قراردادهای IPC

پاداش تولید در نظر 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 فن آوری مورد استفاده برای افزایش یا

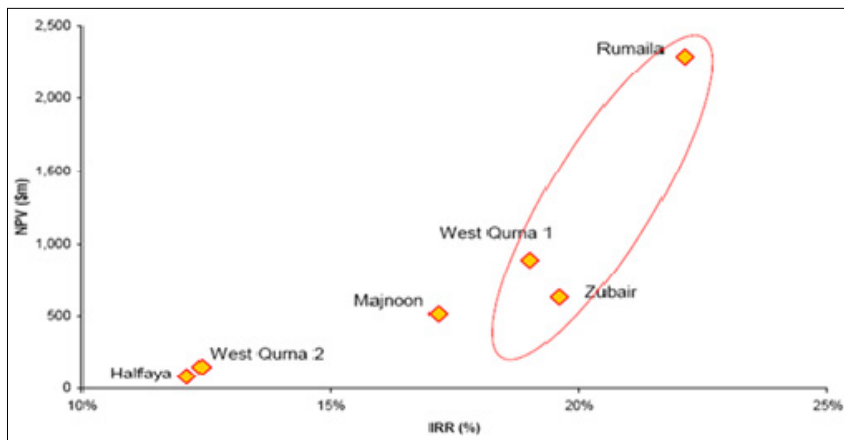
ایرانی غالباً از لحاظ مالی ورشکسته‌اند و امکان تأمین مالی در مقیاس زیاد را ندارند و با توجه به وضعیت بدهی‌ها و موجودی‌های صندوق توسعه ملی (حتی با حساب پول‌های آزاد شده‌ی پس از تحریم)، اتکاء به تأمین سرمایه از محل این صندوق نیز برطرف کننده‌ی این مشکل نخواهد بود.

■ 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. به نظر می‌رسد با وجود این بند، قرارداد منعقد از ثبات لازم برخوردار نبوده و همواره چانه‌زنی برای کسب بیشترین منفعت توسط پیمانکار و کارفرما در جریان باشد.

در مجموع به نظر می‌رسد با توجه به مکانیزم



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 (Deutsche Bank, December 8, 2010)

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 منافع ندارند. بنابراین زمان کوتاه 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 قرارداد 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 میدان‌های مختلف در این قرارداد بر عهده‌ی وزارت نفت است (تبصره‌ی ۱- بند ۶-۲ ماده‌ی ۶).

■ در چارچوب کلی قراردادهای IPC، هیچ مکانیزمی برای نظارت و وضع عواقب عدم انتقال فن آوری 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



نگهداشت توان تولید در تعیین نرخ پاداش تعیین کننده باشد؛ به نحوی که پیمانکار بدانند با استفاده از فن آوری‌های جدیدتر و انجام عملیات‌های پیچیده از پاداش بیشتری برخوردار خواهد شد. مثلاً نرخ پاداش تولید حاصل از اجرای عملیات روش‌های اولیه^۱ با روش‌های ثانویه^{۱۱} و ثالثیه^{۱۲} متفاوت باشد.

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

■ می‌توان در اجرای قراردادهای، برای خرید و استفاده از توان داخلی بیش از درصد مشخص شده در قانون (۵۱ درصد) پاداش مالی در نظر گرفت. به طوری که در بازه‌های مختلف، درصدی از مقداری که شرکت‌های خارجی بیشتر از ۵۱ درصد از توان داخل استفاده کنند به عنوان 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 به نحوی سامان یابد که در هر مرحله از عمر میدان، حداکثر استفاده از توان فنی شرکت‌های خارجی به عمل 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 به نحوی 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 باز یافت) بی‌تفاوت باشند. بنابراین پیشنهاد می‌شود مقدار بازگشت سرمایه به نحوی تنظیم شود که سرمایه‌گذار انجام شده در هر مرحله از دوره‌ی عمر میدان در طول همان مرحله تقسیت شود و یا بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذار انجام شده پس از رسیدن به دوره تثبیت تولید آغاز شود.

■ با اختصاص بخشی از هزینه‌های آموزش قرارداد و در قالب قراردادهای مطالعاتی میدانی و اگذار 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 به صورت مستمر مسئول ارائه‌ی بهترین روش‌های تولید جهت افزایش ضریب باز یافت و حل مشکلات تولیدی میدان باشد.

■ برای خروج شرکت‌های بین‌المللی از قرارداد در طول دوره‌ی پروژه شرایط و ضوابط ویژه‌ای در نظر گرفت. جایگزینی یک شرکت معتبر به جای شرکت نخست از جمله مواردی است که می‌توان وضع نمود. همچنین باید جهت پیشگیری از شرایط مشابه سال‌های گذشته، به صورت 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 در نظر گرفته شود.

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

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

■ به کارگیری تیمی واحد برای واگذاری تمامی قراردادهای به جای 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 بین‌المللی به عمل آورد و در سال‌های آتی شاهد شکل‌گیری شرکت‌های 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

- رسانی دولت، www.dolat.ir، کد خبر: ۲۶۹۰۲۱
- [4] Iraq Service Development and Production Contract, April 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, Deutsche Bank, December 8, 2010

- [۱] بررسی قرارداد توسعه‌ی میدان نفتی رمیله در عراق و مقایسه‌ی آن با قراردادهای بیع‌مقابل 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 بیع‌مقابل ایران، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری، آذر ۱۳۹۲
- [۳] شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، پایگاه اطلاع