



بررسی قراردادهای توسعه و تولید میادین نفت عراق نمونه موردی میدان بدر

سجاد خلیلی ■ معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت

مقدمه

وزارت نفت عراق تاکنون چهار دور مناقصه بین‌المللی هیدرو کربوری برگزار کرده است. در سه دور اول مناقصات که دو دور مناقصه نفتی و یک دور مناقصه گازی بود، حق امتیاز توسعه و برداشت از ۱۲ میدان نفتی و سه میدان گازی به شرکت‌های بین‌المللی نفتی واگذار شد. وزارت نفت عراق در دور چهارم مناقصه‌های نفتی حق امتیاز توسعه ۱۲ بلوک اکتشافی شامل هفت بلوک نفتی و پنج بلوک گازی، در مناطقی به وسعت ۸۰۷۰۰ کیلومتر مربع را به مناقصه گذاشت. همچنین بنابر اعلام مسئولان عراقی این کشور قصد دارد، تا پایان سال جاری میلادی یا اوایل سال ۲۰۱۳، پنجمین دور از مناقصات را برای واگذاری مجدد قرارداد بلوک‌های اکتشافی برگزار کند. تلاش وزارت نفت عراق بر این بوده است که شرایط و بندهای قراردادهای نفتی را برای مناقصه‌های نفتی این کشور بهبود بخشد. در تازه‌ترین تلاش‌ها برای جذب شرکت‌های بین‌المللی برای حضور در دور

چهارم مناقصه‌ها، بند مربوط به مشارکت یک شرکت نفتی عراق با شرکت‌های علاقه‌مند به سرمایه‌گذاری حذف شده است.

۱- کلیات قراردادهای نفتی عراق

الف- نوع قرارداد

مطابق نمونه کلی ارائه‌شده از سوی وزارت نفت عراق، این قراردادها از نوع خدماتی‌اند و توسعه و تولید را شامل می‌شوند. صورت کلی قرارداد شامل ۴۳ بند، شش ضمیمه و چهار الحاقیه است.

ب- مدت زمان قرارداد

۱- دوره قراردادها ۲۰ سال از تاریخ تنفیذ و این زمان قابل افزایش است.
۲- زمان قابل افزایش این قرارداد با موافقت شرکت ملی نفت عراق و برای هر میدان با توجه به بندهای قرارداد تعیین می‌شود.

پ- درآمد میدان

درآمد میدان از فروش نفت خام خواهد

بود که موارد زیر را در ارتباط با تولید و فروش نفت خام می‌توان ذکر کرد:
۱- تولید زود هنگام پیمانکار از میدان نباید بیش از سه سال از موافقت با طرح توسعه اولیه طول بکشد.

۲- نرخ تولید ثابت برای میادین مختلف متفاوت خواهد بود، اما زمان دستیابی به این نرخ نباید بیش از هفت سال از مؤثر شدن قرارداد باشد.

ت- هزینه‌ها

۱- با توجه به متن قرارداد «هزینه نفت» عبارت است از همه هزینه‌های مربوط به تولید نفت و همچنین برابر با مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی.
۲- هزینه پشتیبانی: آن دسته از هزینه‌های قابل بازپرداخت است که پیمانکار انجام می‌دهد، اما مستقیماً به عملیات تولید نفت مربوط نمی‌شود.

۳- با توجه به متن قرارداد، هزینه انتقال فناوری، سالیانه در نظر گرفته شده است که باید برای آموزش نیروی انسانی صنعت نفت

عراق صرف شود.

۴- ۳۰ روز پس از مؤثر شدن تاریخ قرارداد، شرکت‌های پیمانکار مبلغی را به منزله پاداش امضا به حساب شرکت نفت عراق واریز خواهند کرد که این مبلغ بازپرداخت نخواهد شد.
۵- همه هزینه‌های طرح را کنسرسیوم خارجی تأمین می‌کند.

ث- بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار

۱- هزینه‌ها و پاداش از محل نفت تولیدی، در مبادی صادراتی یا به صورت نقدی پرداخت خواهد شد.
۲- بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار مربوط به تولید نفت، حداکثر تا ۵۰ درصد درآمدهای ناشی از تولید را شامل خواهد شد.
۳- به هزینه‌های توسعه و عملیات پیمانکار، بهره تعلق نخواهد گرفت.
۴- بازپرداخت هزینه‌های پشتیبانی حداکثر تا ۶۰ درصد درآمدهای ناشی از تولید منهای بازپرداخت هزینه‌های تولید نفت خواهد بود. بازپرداخت این نوع از هزینه‌ها به صورت زیر خواهد بود:

(هزینه‌های تولید نفت + دستمزد پرداخت شده) - (درآمد میدان × ۰/۶) = بازپرداخت هزینه‌های پشتیبانی؛
۵- به هزینه‌های پشتیبانی بهره‌ای برابر با نرخ لیبور به اضافه یک درصد (LIBOR+ 1%) تعلق خواهد گرفت.

ج- پرداخت دستمزد به پیمانکار

۱- مجموع دریافت‌های پیمانکار، بازپرداخت هزینه‌های تولید نفت، دستمزد و هرگونه درآمد پیمانکار از محل میدان را شامل می‌شود.
۲- مجموع هزینه‌های پیمانکار، هزینه‌های تولید نفت، پاداش امضا و هزینه انتقال فناوری را شامل می‌شود.
۳- مطابق متن قرارداد فاکتور R با استفاده از این فرمول به دست می‌آید:

$$R = \frac{\text{مجموع دریافت‌های پیمانکار}}{\text{مجموع هزینه‌های پیمانکار}} \times \text{فاکتور R}$$

۴- دستمزد پیمانکار بر اساس فاکتور R و به صورت پلکانی خواهد بود، به گونه‌ای که با افزایش درآمدهای پیمانکار از محل میدان این فاکتور افزایش پیدا خواهد کرد و درآمد پیمانکار تعدیل خواهد شد. دستمزد متعلقه به پیمانکار برای نرخ‌های متفاوت R در میدان بدرا مطابق جدول ۱ پرداخت می‌شود.

۵- دستمزد پرداختی به پیمانکار از حاصل ضرب نرخ دستمزد در میزان نفت تولیدی به دست می‌آید.

۶- همه درآمدها، از جمله دستمزد مشمول پرداخت مالیات اند. (۳۵ درصد).

۷- طرف عراقی حاضر در کنسرسیوم بدون تقبل هیچ‌گونه هزینه‌ای در توسعه میدان، از سود حاصل از تولید میدان ۲۵ درصد سهم می‌برد و مابقی ۷۵ درصد سهم پیمانکار خواهد بود.

۲- بررسی قرارداد توسعه میدان بدرا

اهمیت میدان بدرا برای ایران از آنجا ناشی می‌شود که این میدان با میدان نفتی آذر مشترک است. بنابراین بررسی نحوه توسعه میدان بدرا از سوی طرف عراقی مفید خواهد بود.

میدان بدرا از طرف وزارت نفت عراق برای دور دوم صدور مجوز بهره‌برداری در فهرست واگذاری‌ها قرار گرفت و در همین دور از مناقصات واگذار شد. در ۲۴ دسامبر

۲۰۰۹، کنسرسیومی متشکل از «گاز پروم روسیه» با سهم ۴۰ درصد، «پتروناس مالزی» با سهم ۲۰ درصد، «کوگاز (KoGas)» کره جنوبی با سهم ۳۰ درصد و «TPAO» ترکیه با سهم ۱۰ درصد برنده قرارداد توسعه میدان بدرا شدند. پاداش تولید از میدان مطابق فاکتور R و از ۱/۱ تا ۵/۵ دلار به ازای هر بشکه نفت، تعیین و میزان تولید ثابت نیز ۱۷۰ هزار بشکه در روز و به مدت هفت سال توافق شد.

این شرکت‌ها باید تا ژانویه ۲۰۱۰ قرارداد خود را نهایی می‌کردند، اما در ۲۸ ژانویه ۲۰۱۰ اعلام شد که سهم هر یک از اعضای کنسرسیوم تغییر کرده است و در نهایت گاز پروم با سهم ۳۰ درصد، کوگاز با سهم ۲۲/۵ درصد، پتروناس با سهم ۱۵ درصد و TPAO با سهم ۷/۵ درصد توافق نهایی را برای توسعه میدان نفتی بدرا با وزارت نفت عراق امضا کردند. ۲۵ درصد باقیمانده از سهم قرارداد به یک شرکت دولتی عراق تعلق دارد. مدت زمان این قرارداد مشابه سایر قراردادهای ۲۰ ساله قید شده است.

۳- مفروضات مورد نیاز برای بررسی نحوه

توسعه میدان

در مقاله حاضر برای محاسبه شاخص‌های اقتصادی طرح توسعه میدان نفتی بدرا مفروضات زیر در نظر گرفته شده است.

الف- مفروضات مربوط به تولید و درآمد میدان

۱- برای توسعه این میدان مطابق جدول ۲

| فاکتور R | نرخ دستمزد (دلار بر بشکه معادل نفت خام) |
|-----------------------------|---|
| کمتر از ۱ | ۵/۵۰ |
| کمتر از ۱/۲۵ و بیشتر از ۱ | ۴/۴۰ |
| کمتر از ۱/۵ و بیشتر از ۱/۲۵ | ۳/۳۰ |
| کمتر از ۲ و بیشتر از ۱/۵ | ۲/۲۰ |
| ۲ و بالاتر از ۲ | ۱/۱۰ |



سه گزینه در نظر گرفته شده و البته گزینه شماره دو از مفاد قرارداد استخراج شده است. ۱- با توجه به بیشینه تولید در هر یک از گزینه‌های موجود برای توسعه، تولید زود هنگام برای گزینه‌های مختلف به ترتیب برابر با ۱۰، ۱۵ و ۲۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته شده است.

۲- با توجه به تولید اولیه در سال چهارم و بیشینه تولید در سال هفتم، نحوه افزایش تولید از سال چهارم تا سال هفتم برای گزینه‌های مختلف توسعه به صورت پلکانی در نظر گرفته شده است. نحوه افزایش تولید به صورتی است که بیشتر افزایش تولید به دوره‌های نزدیک به بیشینه تولید مربوط باشد. بدین ترتیب متوسط افزایش تولید برای سال‌های چهارم، پنجم و ششم برای گزینه‌های مختلف در جدول ۳ آمده است.

۳- مطابق مفاد قرارداد، دوره تولید با نرخ ثابت (plateau rate) برای گزینه شماره دو، هفت سال در نظر گرفته شده است. همچنین این زمان برای گزینه‌های شماره یک و سه با توجه به بیشینه تولید، به ترتیب ۱۱ و ۳ سال در نظر گرفته شده است.

۴- برای دوره افت تولید، نرخ افت تولید سالیانه با توجه به متوسط افت تولید در میادین خشکی و بیشینه تولید گزینه‌ها برای گزینه‌های شماره یک تا سه به ترتیب برابر با پنج، شش و هفت درصد در نظر گرفته شده است.

۵- برای محاسبه درآمد حاصل از میدان، سه برآورد برای قیمت نفت خام در نظر گرفته شده است. با فرض شرایط خوش بینانه، محتمل و بدبینانه به ترتیب قیمت‌های ۹۰، ۷۰ و ۵۰ دلار به ازای هر بشکه برای گزینه‌های توسعه فرض شده است.

ب- مفروضات مربوط به هزینه‌ها

۱- میانگین هزینه توسعه برای این میدان برابر با ۲۵۰۰۰ دلار به ازای توسعه هر بشکه نفت فرض شده و در نتیجه هزینه سرمایه‌گذاری برای توسعه میدان در

گزینه‌های تولیدی یک تا سه به ترتیب برابر ۳/۵، ۴/۲۵ و ۵ میلیارد دلار محاسبه شده است.

۲- برای هزینه‌های عملیاتی تولید از میدان مقادیر ۱/۵ و ۲ دلار بر بشکه، به منزله متوسط هزینه تولید از این میدان فرض شده است (دو سناریو).

۳- نحوه تخصیص هزینه‌های توسعه برای سال‌های اول تا هفتم توسعه با توجه به فرض مربوط به نحوه افزایش تولید برای گزینه‌های مختلف توسعه، مطابق جدول ۴ در نظر گرفته شده است.

۴- هزینه‌های پشتیبانی که مطابق تعریف قرارداد، هزینه نفت به شمار نمی‌آید، برابر ده درصد هزینه‌های تولید نفت فرض شده‌اند.

پ- مدت زمان قرارداد

برای گزینه‌های مختلف توسعه میدان، مدت زمان قرارداد یکسان و برابر ۲۰ سال در نظر گرفته شده است.

ت- نرخ بهره

برای محاسبه دیر کرده‌های مربوط به بازپرداخت هزینه‌های پشتیبانی و همچنین برای محاسبه شاخص‌های مبتنی بر ارزش زمانی پول نرخ بهره چهار درصد در نظر گرفته شده است.

با توجه به فرض‌های ارائه شده در زمینه تولید، هزینه عملیات و قیمت نفت تولیدی می‌توان سناریوهای جدول ۵ را برای توسعه میدان در نظر گرفت و شاخص‌های اقتصادی

۲ | مفروضات برای گزینه‌های مختلف موجود برای توسعه میدان

| گزینه | بیشینه تولید | | | میزان سرمایه‌گذاری |
|---------|-------------------|--------------|-----|--------------------|
| | دوره بیشینه تولید | افت تولید | سال | |
| | ۱۰۰۰ بشکه در روز | درصد سالیانه | سال | میلیارد دلار |
| شماره ۱ | ۱۴۰ | ۵ | ۱۱ | ۳/۷۵ |
| شماره ۲ | ۱۷۰ | ۶ | ۷ | ۴/۲۵ |
| شماره ۳ | ۲۰۰ | ۷ | ۳ | ۴/۷۵ |

۳ | متوسط افزایش پلکانی تولید منجر به بیشینه تولید برای گزینه‌های مختلف (۱۰۰۰ بشکه در روز)

| گزینه | تولید زود هنگام (سال چهارم) | | | | | | بیشینه تولید (سال هفتم) |
|---------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|
| | افزایش تولید سال چهارم | متوسط تولید در سال پنجم | افزایش تولید سال پنجم | متوسط تولید در سال ششم | افزایش تولید سال ششم | بیشینه تولید (سال هفتم) | |
| شماره ۱ | ۲۰ | ۳۰ | ۴۰ | ۷۰ | ۷۰ | ۱۴۰ | |
| شماره ۲ | ۲۵ | ۴۰ | ۵۰ | ۹۰ | ۸۰ | ۱۷۰ | |
| شماره ۳ | ۳۰ | ۵۰ | ۶۰ | ۱۱۰ | ۹۰ | ۲۰۰ | |

۴ | میزان سرمایه‌گذاری سالیانه برای گزینه‌های مختلف (میلیون دلار)

| گزینه / سال | ۲۰۱۰ | ۲۰۱۱ | ۲۰۱۲ | ۲۰۱۳ | ۲۰۱۴ | ۲۰۱۵ | ۲۰۱۶ | مجموع |
|--|-------|------|--------|-------|--------|--------|--------|-------|
| میزان سرمایه‌گذاری سالیانه گزینه شماره ۱ | ۱۷۵ | ۳۵۰ | ۴۳۷/۵ | ۵۲۵ | ۶۱۲/۵ | ۷۸۷/۵ | ۶۱۲/۵ | ۳۵۰۰ |
| میزان سرمایه‌گذاری سالیانه گزینه شماره ۲ | ۲۱۲/۵ | ۴۲۵ | ۵۳۱/۲۵ | ۶۳۷/۵ | ۷۴۳/۷۵ | ۹۵۶/۲۵ | ۷۴۳/۷۵ | ۴۲۵۰ |
| میزان سرمایه‌گذاری سالیانه گزینه شماره ۳ | ۲۵۰ | ۵۰۰ | ۶۲۵ | ۷۵۰ | ۸۷۵ | ۱۱۲۵ | ۸۷۵ | ۵۰۰۰ |

واگذاری‌ها سبب می‌شوند، طرف خارجی در منافع حاصل از میدان به صورت بلندمدت درگیر باشد و در نتیجه تعهد بیشتری درباره آینده میدان و تولید صیانتی از مخازن داشته باشد.

۲- از جمله مزایای اصلی این نوع قرارداد پرداخت نکردن بهره به هزینه‌های سرمایه‌ای توسعه میدان است و فقط به هزینه‌های پشتیبانی در صورت دیرکرد، بهره تعلق می‌گیرد. این مطلب همان گونه که در قرارداد

جمع بندی و نتیجه گیری

مهم ترین نقاط قوت و ضعف مدل قراردادی ارائه شده از سوی وزارت نفت عراق برای توسعه میادین را بر اساس نتایج حاصل شده در میدان بدر می‌توان در موارد زیر خلاصه کرد:

۱- در قراردادهای منعقد شده بین وزارت نفت عراق و شرکت‌های بین‌المللی، مراحل توسعه و بهره‌برداری از میدان به صورت همزمان واگذار شده‌اند. این نوع از

را برای هر یک از این گزینه‌ها، محاسبه و با یکدیگر مقایسه کرد.

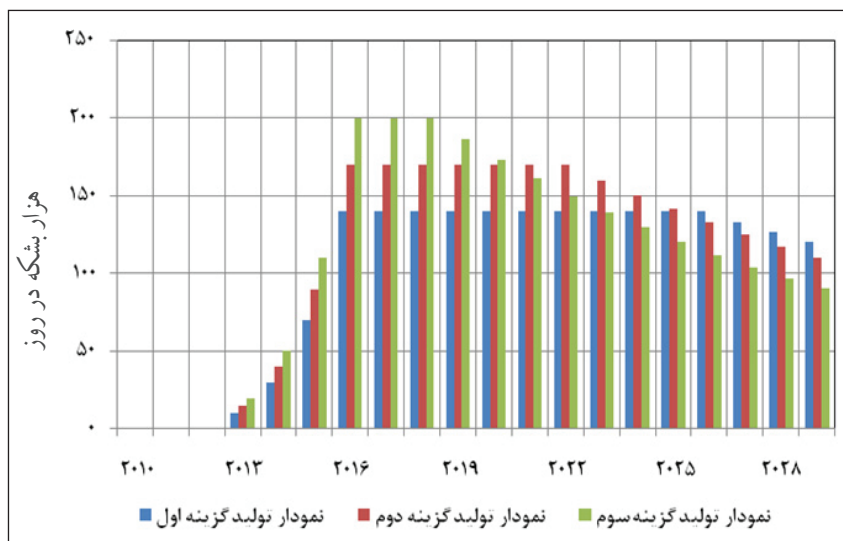
۴- محاسبات اقتصادی

در قراردادهای توسعه ارائه شده از سوی وزارت نفت عراق، فرایند توسعه و تولید از میدان را یک شرکت برعهده دارد. با توجه به گزینه‌های معرفی شده برای توسعه و تولید از میدان، نمودارهای تولید سالیانه و تولید تجمعی از میدان در بازه‌های ۲۰ ساله در نمودارهای ۱ و ۲ ارائه شده‌اند. در این نمودارها فرض بر این بوده است که آغاز عملیات توسعه میدان از سال ۲۰۱۰ باشد.

خلاصه ارزیابی اقتصادی برای گزینه‌های مختلف ذکر شده محاسبه و در جدول ۶ نشان داده شده است. (ارزش خالص فعلی و نرخ بازگشت داخلی سرمایه) برای مقایسه بهتر گزینه‌های مختلف توسعه شاخص‌های مربوط به گزینه‌ها در نمودار ۳ آمده است.

۶ | شاخص‌های اقتصادی گزینه‌های موجود برای توسعه میدان

| شماره گزینه توسعه | ارزش خالص فعلی | نرخ بازگشت داخلی | شماره گزینه توسعه | ارزش خالص فعلی | نرخ بازگشت داخلی |
|-------------------|----------------|------------------|-------------------|----------------|------------------|
| ۱ | ۴۰۸/۴۵ | ۷/۶۸ | ۱۰ | ۴۲۶/۶۱ | ۷/۷۳ |
| ۲ | ۴۵۹/۹۷ | ۸/۶۷ | ۱۱ | ۴۸۰/۱۴ | ۸/۷۵ |
| ۳ | ۴۲۸/۶۸ | ۹/۲۸ | ۱۲ | ۴۸۹/۶۶ | ۹/۲۹ |
| ۴ | ۴۸۶/۵۹ | ۷/۸۴ | ۱۳ | ۵۱۳/۴۵ | ۷/۹۶ |
| ۵ | ۵۵۷/۲۷ | ۸/۹۵ | ۱۴ | ۵۷۹/۵۸ | ۹/۱۱ |
| ۶ | ۵۹۰/۵۰ | ۹/۷۱ | ۱۵ | ۵۸۹/۲۵ | ۹/۶۸ |
| ۷ | ۴۸۸/۰۷ | ۷/۵۵ | ۱۶ | ۴۸۱/۴۵ | ۷/۴۷ |
| ۸ | ۵۴۵/۷۱ | ۸/۵۹ | ۱۷ | ۵۶۴/۱۱ | ۸/۶۸ |
| ۹ | ۵۹۶/۱۶ | ۹/۴۵ | ۱۸ | ۵۹۴/۶۰ | ۹/۴۲ |



شکل ۱ | متوسط تولید روزانه برای گزینه‌های مختلف توسعه میدان بدر

۵ | گزینه‌های موجود برای توسعه میدان با توجه به مفروضات بیان شده

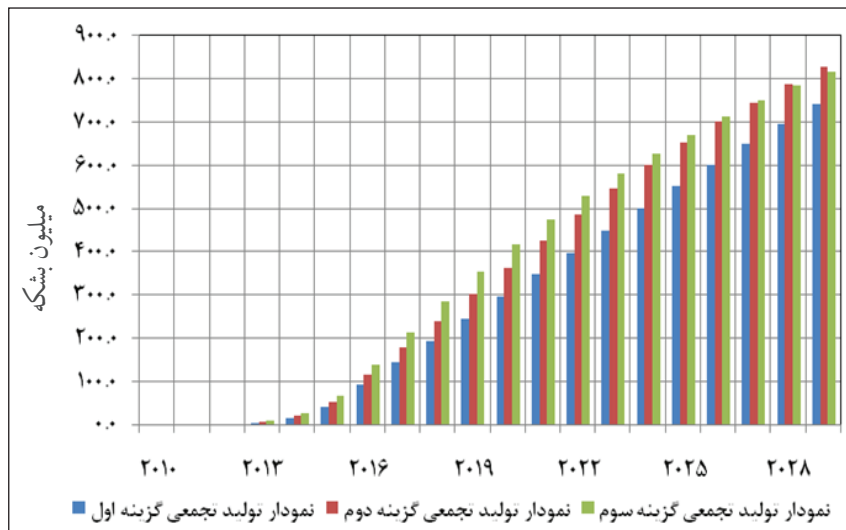
| شماره گزینه توسعه | هزینه عملیات (میلیون دلار) | تولید ثابت (هزار بشکه در روز) | قیمت نفت (دلار) |
|-------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------|
| ۱ | ۱/۵ | ۵۰ دلار | ۵۰ دلار |
| ۲ | | ۷۰ دلار | ۷۰ دلار |
| ۳ | | ۹۰ دلار | ۹۰ دلار |
| ۴ | ۱/۵ | ۵۰ دلار | ۵۰ دلار |
| ۵ | | ۷۰ دلار | ۷۰ دلار |
| ۶ | | ۹۰ دلار | ۹۰ دلار |
| ۷ | ۱/۵ | ۵۰ دلار | ۵۰ دلار |
| ۸ | | ۷۰ دلار | ۷۰ دلار |
| ۹ | | ۹۰ دلار | ۹۰ دلار |
| ۱۰ | ۲ | ۵۰ دلار | ۲۰۰ دلار |
| ۱۱ | | ۷۰ دلار | ۲۰۰ دلار |
| ۱۲ | | ۹۰ دلار | ۲۰۰ دلار |
| ۱۳ | ۲ | ۵۰ دلار | ۱۴۰ دلار |
| ۱۴ | | ۷۰ دلار | ۱۴۰ دلار |
| ۱۵ | | ۹۰ دلار | ۱۴۰ دلار |
| ۱۶ | ۲ | ۵۰ دلار | ۱۷۰ دلار |
| ۱۷ | | ۷۰ دلار | ۱۷۰ دلار |
| ۱۸ | | ۹۰ دلار | ۱۷۰ دلار |



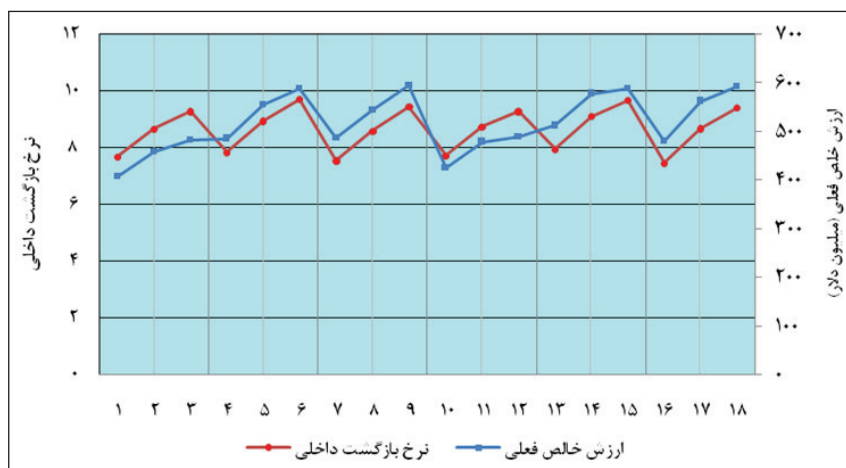
تحویل نمی‌شود. با توجه به هزینه‌هایی با عناوین مشابه هزینه تأمین مالی، کارمزد بانکی و غیره در مدل‌های قراردادی بیع متقابل و EPCF این نکته را نیز می‌توان از نقاط قوت این نوع از قراردادها به‌شمار آورد.

۴- صنعت نفت عراق با توجه به تحریم‌های اعمال‌شده بر این کشور در دوران صدام، فرسوده و به لحاظ فناوری عقب‌مانده است. واگذاری همزمان عملیات توسعه و تولید میادین به شرکت‌های خارجی امکان انتقال فناوری را دشوار می‌سازد و انتقال فناوری بیشتر خود را به صورت دوره‌های آموزشی در کشور ثالث نشان می‌دهد. با توجه به دوره ۲۰ ساله قراردادها، مجموعه این قراردادها می‌توانست باعث ارتقای توان فناوری صنعت نفت عراق شود.

۵- استفاده بیش از حد از توان و سرمایه شرکت‌های خارجی برای توسعه صنعت نفت عراق فرصت شکوفایی و پیشرفت را از صنایع داخلی و بخش خصوصی عراق خواهد گرفت. حضور نداشتن عراقی‌ها در مدیریت کلان توسعه میادین عظیم و فوق‌عظیم کشورشان برون‌سپاری مدیریت به شرکت‌های خارجی زمینه‌ساز وابستگی صنعت نفت این کشور به بیگانگان خواهد شد. مشابه سایر کشورهای خاورمیانه مداخلات تاریخی بیگانگان، از جمله انگلیس و امریکا، در امور سیاسی و اقتصادی عراق نشان داده است که شاید استفاده از شرکت‌های همسو با نظام سلطه در کوتاه‌مدت مفید باشد، اما از مضررات آن در بلندمدت نمی‌توان ایمن بود.



شکل ۲ | تولیدتجمعی‌گزینه‌های مختلف توسعه میدان بدر



شکل ۳ | شاخص‌های اقتصادی مربوط به گزینه‌های مختلف توسعه میدان بدر

بررسی شد، در محاسبات حاضر نیز منظور شده است و از مزایای اصلی این نوع قرارداد در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل به‌شمار می‌رود.

۳- مطابق قراردادهای منعقد شده با وجود تأمین تجهیزات و سرمایه‌های موردنیاز برای توسعه میدان از سوی شرکت‌های بین‌المللی، هزینه‌ای به نام هزینه منابع مالی به طرف عراقی

پانویس‌ها

1. Petroleum cost

2. cumulative cash receipts

3. cumulative expenditures

منابع

- [۱] نمونه قراردادی ارائه‌شده از سوی وزارت نفت با نام: "Development and production service contract" تهران، چاپ اول، ۱۳۸۹.
- [۲] سایت خبری شانا، www.shana.ir
- [۳] نفت و خون، مایکل تی. کلر، ترجمه وحید موسوی، نشر ساقی،
- [4] Oil markets, paul stevens, 2005, oxford review of economic policy, Vol. 21, No. 1