



بررسی قرارداد توسعه میدان نفتی رميله در عراق و مقایسه اجمالی آن با قراردادهای بیع متقابل در ایران

علی خواجوی^۱ ■ معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت

مقدمه

در سال گذشته وزارت نفت عراق طی دو نوبت، شانزده میدان نفتی خود را برای توسعه به مناقصه گذاشت (ژانویه و دسامبر ۲۰۰۹). طی این مناقصات که از طرف شرکت‌های نفتی بین‌المللی نیز با استقبال بسیار مناسبی روبه‌رو شد، در مجموع قرارداد توسعه ۱۰ میدان منعقد گردید. در این میان، قرارداد توسعه میدان رميله اولین قراردادی بود که در همان دور نخست مناقصات بسته شد. برای توسعه این میدان، دو کنسرسیوم با یکدیگر به رقابت پرداختند که در نهایت کنسرسیوم شرکت‌های BP و CNPC، با پذیرش شرایط وزارت نفت عراق که برای تولید هر بشکه نفت مازاد (IP)، ۲ دلار پاداش تولیدی (TRF) در نظر گرفته بود، موفق به بستن قرارداد توسعه این میدان گردید. این درحالی است که کنسرسیوم شرکت‌های ExxonMobil و Petronas با غیراقتصادی خواندن شرایط این قرارداد، از دور رقابت کنار رفت.

میدان نفتی رميله که از آن به عنوان ستون اصلی منابع نفتی عراق یاد می‌کنند، در استان بصره واقع شده است. نفت درجای این میدان ۶۰ تا ۸۰ میلیارد بشکه و ذخیره قابل

استحصال آن نیز ۱۷/۸ میلیارد بشکه برآورد شده است. این میدان که شامل دو بخش شمالی و جنوبی می‌باشد، در حال حاضر با تولید ۱ میلیون بشکه در روز، به تنهایی حدود ۴۰ درصد از کل تولید نفت خام عراق را بر عهده دارد. از سال ۱۹۷۲، تولید از بخش شمالی این میدان شروع شده و تاکنون تولید انباشتی از این بخش به ۳ میلیارد بشکه رسیده است. هم‌چنین تولید از بخش جنوبی این میدان نیز از سال ۱۹۵۴ آغاز شده و تا کنون این بخش حدود ۹ میلیارد بشکه تولید انباشتی داشته است. لازم به ذکر است که درجه API نفت تولیدی میدان رميله بسته به سازندهای تولیدی از ۲۵ تا ۴۰ متغیر می‌باشد. طبق قرارداد منعقد شده، تولید این میدان در سال‌های آینده به ۲ میلیون و ۸۵۰ هزار بشکه در روز افزایش خواهد یافت. در همین راستا شرکت BP اعلام کرده است که در سال ۲۰۱۵، این میدان پس از میدان قوار در عربستان، بزرگ‌ترین میدان تولیدکننده نفت جهان خواهد بود.

وزارت نفت عراق در دو مناقصه‌ای که تاکنون برگزار کرده است، برای توسعه میادین نفتی خود از قراردادهای خدمات فنی (TSC)^۲ استفاده نموده است. در نوشته حاضر ضمن معرفی برخی از مفاهیم مورد

استفاده در این قراردادها، مهم‌ترین ابعاد فنی - اقتصادی قرارداد توسعه میدان رميله نیز بیان می‌شود و به پیامدهای مثبت و منفی این قرارداد، از دیدگاه دولت عراق و کنسرسیوم پیمانکار اشاره می‌گردد. هم‌چنین در پایان به‌طور اجمالی به کاستی‌ها و برتری‌های قراردادهای بیع متقابل که در ایران مورد استفاده قرار می‌گیرد، اشاره شده و با قراردادهای به‌کارگرفته شده در عراق مقایسه می‌گردد.

لازم به‌ذکر است که محاسبات فنی و اقتصادی قرارداد میدان رميله که در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است، برگرفته از بررسی جامعی است که احمد موسی جیاد در ماه ژولای سال ۲۰۱۰ در نشریه میس (MEES)^۳ به چاپ رسانده است. جیاد عضو هیأت علمی مرکز مطالعات بین‌المللی انرژی لندن و از مدیران ارشد سابق وزارت نفت عراق می‌باشد.

پیش‌بینی نرخ تولید میدان رميله در افق ۲۰۳۰

مدت قرارداد توسعه میدان رميله ۲۰ سال است که در صورت توافق طرفین برای ۵ سال قابل تمدید می‌باشد. در همین راستا، ظرفیت سالانه تولید از این میدان طی دوره قرارداد از نظر زمان‌بندی به ۴ مرحله تقسیم می‌شود:

۱. مرحله توان‌بخشی مجدد میدان (RP)^۴ که زمان آن، ۳ سال پس از تنفیذ قرارداد به پایان می‌رسد.
۲. مرحله توسعه میدان که مدت آن نیز ۳ سال است.
۳. مرحله تولید پایدار که در طی آن، تولید از میدان به مدت ۷ سال در سقف تعیین شده قرارداد پایدار خواهد ماند.
۴. مرحله آخر حفظ توان تولید از میدان و دوره پایان قرارداد می‌باشد که مدت آن نیز ۷ سال در نظر گرفته شده است.

تولید فعلی میدان رميله ۱/۰۶۶ میلیون بشکه در روز می‌باشد. در قرارداد منعقد شده، نرخ افت سالانه تولید از این میدان با توجه به تاریخچه تولید آن، معادل ۵ درصد در نظر گرفته شده است. یعنی در صورتی که هیچ عملیات توسعه‌ای در این میدان صورت نگیرد و روند تولید موجود (BLP)^۵ ادامه یابد، در سال ۲۰۲۹ تولید از آن برابر ۰/۴۰۲ میلیون بشکه در روز خواهد بود.

¹ a.khajavi@gmail.com

² IP: Incremental Production

³ RF: Remuneration Fees

⁴ TSC: Technical Service Contract

⁵ MEES: Middle East Economic Survey

⁶ RP: Rehabilitation Phase

⁷ BLP: Base Line Production



● **ضریب R** : عبارتست

از نسبت کل درآمد شرکت‌های کنسرسيوم از ابتدای قرارداد تا یک زمان مشخص به کل هزینه‌های انجام شده توسط شرکت‌های کنسرسيوم طی همان دوره [۲]. در واقع با توجه به سطح قیمت‌های نفت خام و درآمدی که شرکت‌های کنسرسيوم از بابت توسعه میدان کسب می‌نمایند، میزان پاداش تولید متغیر خواهد بود. به عبارت دیگر، افزایش قیمت نفت خام با میزان پاداش تولید پرداختی نسبت عکس دارد. در جدول ۱، نرخ پاداش تولید مصوب قرارداد مورد بحث که ۲ دلار به ازای هر بشکه نفت می‌باشد، پس از کسر مالیات و سهم شرکت دولتی عراق و با اعمال ضریب R ارایه شده است.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، حداکثر پاداش تولید پرداختی به شرکت‌های BP و CNPC، به ازای هر بشکه، ۰/۹۷۵ دلار و حداقل آن نیز ۰/۲۹۲۵ دلار می‌باشد. البته اعمال ضریب R، نیازمند به کارگیری ابزارهای دقیق اندازه‌گیری در میدان برای محاسبه نفت‌خام تولیدی و محاسبه درآمدهای فرضی در بازه‌های سه ماهه و یک‌ساله است.

● **شاخص عملکرد (PF)**:

عبارتست از درصد تحقق اهداف تولیدی ارایه شده توسط شرکت‌های طرف قرارداد در زمان برگزاری مناقصه. در واقع این شاخص برای جلوگیری از بزرگ‌نمایی توان تولیدی میدان توسط شرکت‌های بین‌المللی، به منظور برتری بر سایر رقبا در زمان برگزاری مناقصه طراحی شده است. هم‌چنین قراردادهای منعقد شده از جمله قرارداد میدان رمیله، شرکت‌های برنده را برای دست یافتن به اهداف تولیدی به

از کسر ۳۵ درصد مالیات، قابل پرداخت خواهد بود. هم‌چنین از آن‌جا که طبق قانون برگزاری مناقصات، حداکثر سهم شرکت‌های خارجی طرف قرارداد با وزارت نفت عراق، ۷۵ درصد تعیین شده است؛ بنابراین شرکت بازاریابی نفت‌خام عراق (SOMO)^۸، ۲۵ درصد از سهام کنسرسيوم توسعه میدان رمیله را در اختیار دارد. در نتیجه پس از کسر مالیات و سهم ۲۵ درصدی شرکت SOMO، حداکثر نرخ پاداش تولید قابل پرداخت به دو شرکت خارجی فعال در کنسرسيوم، ۰/۹۷۵ دلار به ازای هر بشکه و در واقع ۴۸/۷۵ درصد از کل نرخ پاداش در نظر گرفته شده خواهد بود.

بر اساس حداکثر نرخ پاداش تولید محاسبه شده و هم‌چنین میزان نفت تولیدی مازاد، وزارت نفت عراق باید در سال ۲۰۱۰، ۳۰ میلیون دلار به شرکت‌های طرف قرارداد پاداش تولید بپردازد. این پاداش در سال ۲۰۲۲ به حداکثر میزان خود یعنی ۷۹۸ میلیون دلار خواهد رسید که پس از افت تدریجی، در پایان دوره قرارداد یعنی در سال ۲۰۲۹ میلادی به ۵۵۷ میلیون دلار می‌رسد. در مجموع حداکثر پاداش تولیدی که دو شرکت BP و CNPC تا پایان دوره قرارداد از وزارت نفت عراق دریافت خواهند نمود، معادل ۱۲/۱ میلیارد دلار می‌باشد که از این میزان، سهم شرکت BP، ۶/۱۳ میلیارد دلار (۵۰/۶۶ درصد) و سهم شرکت CNPC، ۵/۹۷ میلیارد دلار (۴۹/۳۳ درصد) است [۱].

همان‌طور که گفته شد، حداکثر پاداش تولیدی که کشور عراق باید در طول دوره قرارداد به شرکت‌های کنسرسيوم بپردازد، ۱۲/۱ میلیارد دلار است؛ اما باید در نظر داشت که میزان پاداش تولید بر اساس دو پارامتر ضریب R و ضریب عملکرد (PF)^۹ تعدیل می‌شود.

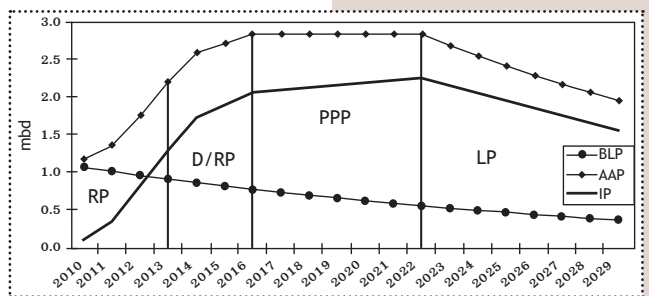
یعنی در سال‌های ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۵ به ترتیب ۲/۴ و ۲/۶ و ۲/۸۵ میلیون بشکه در روز است. هم‌چنین، تولید میدان رمیله در مرحله سوم که مرحله تولید پایدار می‌باشد به مدت ۷ سال، معادل ۲/۸۵ میلیون بشکه در روز خواهد بود (سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۲). در نهایت تولید این میدان در مرحله پایانی یعنی از سال ۲۰۲۳ تا پایان سال ۲۰۲۹ با نرخ افت سالانه ۵ درصد به حدود ۲ میلیون بشکه در روز خواهد رسید [۱]. بر این اساس در شکل ۱، سه پروفایل تولید میدان در حالت ادامه روند موجود (BLP)، تولید در حالت توسعه میدان (AAP) و نفت تولیدی مازاد (IP) در طی دوره قرارداد نشان داده شده است. چنان‌که اشاره شد، پاداش تولید (RF) تنها به نفت تولیدی مازاد (IP) که حاصل عملیات توسعه در میدان است، تعلق می‌گیرد؛ بنابراین همان‌طور که مشاهده می‌شود، حداکثر پاداش تولید در سال ۲۰۲۲ برای ۲/۲۷۴ میلیون بشکه در روز نفت تولیدی مازاد می‌باشد. در پایان دوره قرارداد، میزان نفت تولیدی مازاد به ۱/۵۸۸ میلیون بشکه در روز افت پیدا خواهد کرد.

◆ **مکانیزم پرداخت پاداش تولید**

طبق قرارداد، شرکت‌های BP و CNPC به ازای تولید هر بشکه نفت‌خام تولیدی مازاد، ۲ دلار پاداش تولید دریافت می‌نمایند. البته باید یادآور شد که طبق مفاد قرارداد، این پاداش پس

از آن‌جا که پاداش تولید به نفت تولیدی مازاد تعلق می‌گیرد، بنابراین تعیین نرخ تولید فعلی و هم‌چنین نرخ نفت تولیدی از میدان در محاسبه نفت تولیدی مازاد و در نتیجه درآمد و هزینه طرفین قرارداد بسیار تأثیرگذار خواهد بود. در حال حاضر در رابطه با چگونگی تعیین این پارامترها، بحث‌هایی میان کنسرسيوم و وزارت نفت عراق در جریان می‌باشد. منظور از نفت تولیدی مازاد، فاصله میزان نفت‌خام تولیدی در حالت توسعه میدان (AAP)^۸ با میزان تولید نفت‌خام میدان در حالت ادامه روند موجود (BLP) می‌باشد.

طبق اطلاعات منتشر شده از برنامه کاری توسعه میدان رمیله، کنسرسيوم قصد دارد در سال ۲۰۱۱ با سرمایه‌گذاری ۱/۷ میلیارد دلاری، میزان تولید از این میدان را ۲۰۰ هزار بشکه در روز افزایش دهد. هم‌چنین این کنسرسيوم در سال ۲۰۱۱ با سرمایه‌گذاری ۲/۵ میلیارد دلاری، ۳۰۰ هزار بشکه در روز به تولید میدان می‌افزاید و در سال ۲۰۱۲ که پایان مرحله توان‌بخشی مجدد به میدان می‌باشد (مرحله نخست)، ۵۰۰ هزار بشکه در روز به تولید این میدان افزوده می‌شود. در واقع تولید از میدان رمیله در پایان مرحله توان‌بخشی مجدد به ۲ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. در محاسبات فنی - اقتصادی این قرارداد، فرض شده است که میزان تولید میدان رمیله طی مرحله توسعه (مرحله دوم)،



شکل ۱ | جریان تولید نفت خام میدان رمیله در سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۹

^۸ AAP: Annual Actual Production
^۹ SOMO: State Oil Marketing Organization
^{۱۰} PF: Performance Factor



۱ | پاداش تولید پس از کسر مالیات و سهم شرکت دولتی SOMO

ضریب R	$0 < R < 1$	$1 < R < 1/25$	$1/25 < R < 1/5$	$1/5 < R < 2$	$2 < R$
RF (%)	۱۰۰	۸۰	۶۰	۵۰	۳۰
RF (\$)	۰/۹۷۵	۰/۷۸	۰/۵۸۵	۰/۴۸۷۵	۰/۲۹۲۵

کنسرسیوم‌های توسعه میادین رمیله، قرنه غربی ۱ و زیبر را برعهده دارند، در اظهارات خود به روشنی به این موضوع اشاره کرده‌اند. علاوه بر این، بازگشت سریع سرمایه، یکی از عوامل مهم بهبود اقتصاد پروژه و عاملی مؤثر برای افزایش نرخ IRR در شرکت‌های طرف قرارداد می‌باشد؛ به طوری که نرخ IRR قرارداد میدان رمیله به بیش از

استفاده از بهترین روش‌های موجود در صنعت نفت جهان (BIPIP¹¹) متعهد کرده است. منظور از بهترین روش‌ها، عبارتست از نوین‌ترین، اقتصادی‌ترین، ایمن‌ترین، سازگارترین با محیط زیست و کارآمدترین روشی که مورد قبول اکثر متخصصین بین‌المللی صنعت نفت جهان نیز باشد [۲].

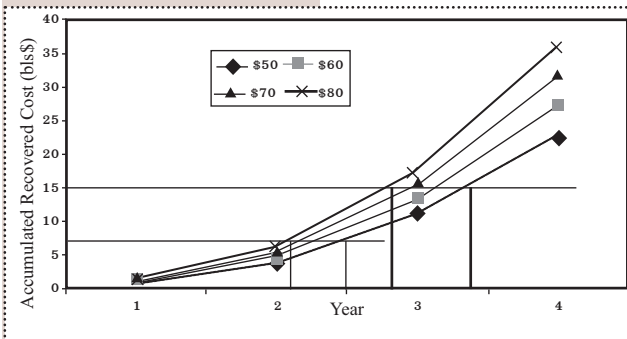
♦ بازگشت سرمایه و درآمدهای مورد

انتظار

قرارداد منعقد شده برای توسعه میدان رمیله، امکان بازگشت سریع هزینه‌های صورت گرفته توسط شرکت‌های کنسرسیوم را فراهم می‌نماید. به طوری که تنها پس از افزایش ۱۰ درصد به سطح تولید فعلی میدان، شرکت‌های BP و CNPC می‌توانند تا سقف ۵۰ درصد از درآمدهای مورد انتظار از نفت مازاد تولیدی را برای پوشش هزینه‌ها و هم‌چنین پاداش تولید دریافت نمایند. علاوه بر این، ۱۰ درصد از درآمدهای حاصل از تولید میدان در حالت ادامه روند موجود نیز برای پوشش هزینه‌های تکمیلی دریافت خواهد شد. بسیاری از ناظران، از جمله کارشناسان وزارت نفت عراق بر این باورند که در پایان سال ۲۰۱۱، کنسرسیوم قادر خواهد بود سطح تولید از میدان رمیله را به ۱۰ درصد بالاتر از سطح تولید در سناریوی ادامه روند موجود برساند [۱].

یکی از نکات مهم قراردادهای خدمات فنی عراق، بازگشت سریع سرمایه است که برای شرکت‌های سرمایه‌گذار بسیار جذاب و قابل توجه می‌باشد. مدیران شرکت‌های Statoil و BP، Lukoil که رهبری

از طریق بازپرداخت‌های صورت گرفته و هم‌چنین پاداش تولید، نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، در صورتی که قیمت نفت خام ۵۰ دلار در هر بشکه باشد، در کمتر از ۴ سال، کل هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی (Capex+Opex)، که معادل ۱۵ میلیارد دلار می‌باشد به شرکت‌های سرمایه‌گذار قابل بازگشت است. در صورتی که قیمت نفت خام ۸۰ دلار در هر بشکه فرض شود، این مدت به کمتر از ۳ سال کاهش می‌یابد [۱].



۲ | مجموع هزینه بازگشت داده شده با در نظر گرفتن قیمت‌های مختلف نفت خام

۲۰ درصد می‌رسد و این میزان بسیار چشمگیر است [۱]. اطلاعات منتشر شده، حکایت از سرمایه‌گذاری ۱۵ میلیارد دلاری دو شرکت BP و CNPC برای پوشش هزینه‌های سرمایه‌ای (Capex) و هزینه‌های عملیاتی میدان (Opex) در طول دوره قرارداد دارد (۷/۵ میلیارد دلار هزینه‌های سرمایه‌ای و ۷/۵ میلیارد دلار هزینه‌های عملیاتی). هر چند بر اساس گزارش برخی از منابع، این میزان تنها مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای میدان است. در شکل ۲، مدت زمان بازگشت سرمایه در سناریوهای مختلف قیمت نفت خام و با در نظر گرفتن میزان سرمایه‌گذاری و اعمال سقف درآمد شرکت‌های BP و CNPC در

سقف بالای سرمایه بازگشتی به شرکت‌های نفتی بین‌المللی یکی از مهم‌ترین نقاط ضعف قراردادهای منعقد شده از دیدگاه منافع دولت عراق است. موضوعی که برای شرکت‌های نفتی بین‌المللی طرف قرارداد، یکی از نکات بسیار مثبت شمرده می‌شود. بازگشت سریع سرمایه و سقف بالای بازپرداخت دولت عراق به این شرکت‌ها که طبق قرارداد، تا ۵۰ درصد از درآمدهای حاصل از تولید مازاد را شامل می‌شود، به گونه‌ای است که نسبت مجموع درآمدهای شرکت‌های کنسرسیوم به کل هزینه‌های صورت گرفته توسط آنان را در سه سال نخست قرارداد به بیش از دو برابر خواهد رساند (ضریب $2 < R$). این مدت زمان با فرض قیمت ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت خام محاسبه شده است و در صورتی که قیمت نفت، بشکه‌ای ۸۰ دلار در نظر گرفته شود، ضریب R در کمتر از دو سال به بیش از ۲ خواهد رسید. بنابراین کارشناسان نفتی عراقی به مقامات ارشد وزارت نفت پیشنهاد داده‌اند که در سقف باز پرداخت هزینه‌ها به شرکت‌های طرف قرارداد تجدید نظر نمایند.

شکل ۳، نسبت درآمدهای دریافتی دو شرکت حاضر در کنسرسیوم به هزینه‌های پرداخته شده توسط آن‌ها را در ۴ سناریوی قیمت نفت خام در طول دوره قرارداد نشان می‌دهد. در این شکل هزینه‌های پرداختی با در نظر گرفتن حداکثر میزان، یعنی ۷/۵ میلیارد دلار برای هزینه‌های سرمایه‌ای (Capex) و ۷/۵ میلیارد دلار برای هزینه‌های عملیاتی (Opex) در

¹¹ BIPIP: Best International Petroleum Industry Practice



۳. تدبیر مناسب برای طراحی شاخص عملکرد، ضریب R و استفاده از بهترین روش‌ها برای کنترل عملکرد و سقف درآمدهای شرکت‌های بین‌المللی، از دیگر نکات مثبت این قرارداد است.

۴. استفاده از توان نیروهای داخلی عراق با در نظر گرفتن سهم حداقل ۲۵ درصدی از توسعه میدان و لزوم آموزش نیروهای عراقی درگیر در پروژه. به‌عنوان نمونه در قرارداد میدان رمیله، شرکت‌های بین‌المللی متعهد شده‌اند که حداقل ۵ میلیون دلار برای آموزش نیروهای عراقی درگیر در این پروژه در نظر گیرند.

علاوه بر موارد یاد شده، از نگاه شرکت‌های بین‌المللی نیز عواملی چون بازگشت سریع سرمایه، سقف بالای بازپرداخت‌ها و مقیاس بالای تولید از میدان^{۱۳} باعث شده است که این قرارداد با نرخ IRR حدود ۲۰ درصد جذاب گردد.

موارد ذیل را می‌توان از مهم‌ترین نقاط ضعف این قراردادها دیدگاه دولت عراق برشمرد:

۱. سقف بالای بازگشت سرمایه به شرکت‌های بین‌المللی؛ به‌طوری‌که مبلغ پرداخته شده بسیار فراتر از هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی آن‌ها در میدان می‌باشد. در واقع با این مکانیزم به‌جز در سال‌های آغازین توسعه میدان، در سایر سال‌ها برای توسعه میدان از منابع درآمدی آن بهره گرفته می‌شود و شرکت‌های خارجی تنها مدیریت پروژه و تضمین به‌کارگیری تکنولوژی‌های روز را برعهده خواهند داشت.

۲. وجود تردید در دستیابی به نرخ تولید آرایه شده از سوی شرکت‌های بین‌المللی.

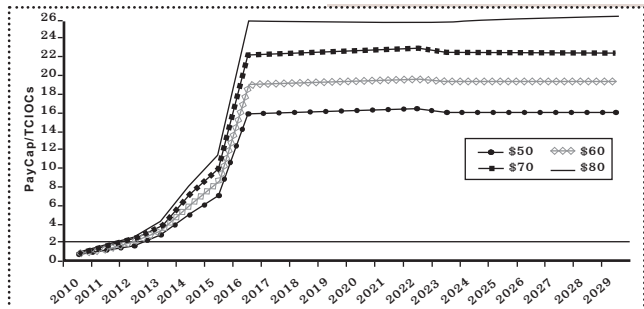
این صورت، با این شرکت‌ها طبق مفاد قرارداد برخورد خواهد شد. هرچند وی در آخرین مواضع خود اعلام کرده است که برخلاف میلش و به‌منظور تولید بهینه از میدان، مذاکره و تصحیح نرخ تولید را در کمیته مشترک کنسرسیوم و شرکت ملی نفت عراق در دستور کار دارد [۱]. البته هنوز مشخص نیست که در صورت بازنگری در نرخ تولید، وزارت نفت عراق در محاسبه پاداش تولید، چگونه از ضریب عملکرد استفاده خواهد نمود؟

◆ مزایا و معایب قرارداد رمیله از منظر دولت عراق

با توجه به موارد مطرح شده، قراردادهای خدمات فنی مورد استفاده در عراق، از جمله قرارداد واگذاری میدان رمیله، از دیدگاه دولت این کشور دارای نکات مثبت متعددی است که برخی از مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از:

۱. برخلاف قراردادهای مشارکت در تولید که منطقه کردستان عراق و اکثر کشورهای نفت‌خیز به‌ویژه کشورهای آسیای میانه و حوزه خلیج فارس از آن استفاده می‌نمایند، در قراردادهای خدمات فنی استفاده شده در عراق، مالکیت میادین هم‌چنان در اختیار دولت عراق می‌باشد و شرکت‌های طرف قرارداد تنها نقش بهره‌بردار را بر عهده دارند.

۲. طولانی بودن دوره قرارداد و وابسته بودن درآمدهای شرکت‌های بین‌المللی به تولید نفت مازاد از میدان با توجه به مکانیزم پرداخت پاداش تولید یکی دیگر از نکات مثبت قراردادهای خدمات فنی است. هم‌چنین این موضوع عاملی است برای بالابردن انگیزه شرکت‌ها در جهت استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت به‌منظور افزایش تولید از میدان.



۳ | نسبت درآمدهای دریافتی به هزینه‌های پرداختی توسط BP و CNPC در طول قرارداد

که با افزایش ضریب بازافت لایه میشریف از ۲۰ درصد کنونی به ۴۵ درصد، ذخیره قابل استحصال این میدان به میزان ۱۲۵ درصد رشد خواهد داشت. این امر، تحقق نرخ تولید آرایه شده توسط کنسرسیوم را منطبق بر اصول مدیریت مخزن امکان‌پذیر می‌سازد. در همین راستا، کنسرسیوم نیز در برنامه کاری خود که برای سال‌های ابتدایی تدوین کرده است، برای سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱، نصب ۱۶۰ پمپ درون چاهی (ESP)^{۱۲} را به منظور افزایش ضریب بازافت در چاه‌های موجود این میدان پیش‌بینی نموده است. طبق این برنامه باید تا پایان سال ۲۰۱۰، نیمی از این پمپ‌ها نصب می‌شدند. با این وجود برخی از متخصصان هم‌چنان بر این باورند که حتی در صورت افزایش ضریب بازافت میدان نیز نمی‌توان نرخ تولید آرایه شده را به مدت ۷ سال تثبیت نمود؛ بنابراین پیشنهاد می‌کنند برای جلوگیری از وارد شدن خسارات جبران‌ناپذیر به میدان، وزارت نفت عراق نرخ تولید آرایه شده توسط کنسرسیوم را بازنگری و تعدیل نماید. در این باره، وزیر نفت عراق ابتدا با مسؤول دانستن شرکت‌های بین‌المللی در آرایه اعداد بالای تولید، پای‌بندی آن‌ها را به رعایت برنامه آرایه شده خواستار شد و اعلام کرد در غیر

نظر گرفته شده است. پاداش تولید نیز بدون در نظر گرفتن ضریب R محاسبه شده است [۱].

◆ نرخ تخلیه میدان رمیله

با در نظر گرفتن نرخ تولید آرایه شده توسط شرکت‌های BP و CNPC و با فرض ۳۶۰ روز تولید در سال، تولید انباشتی میدان رمیله در طول دوره قرارداد به ۱۷/۳ میلیارد بشکه خواهد رسید. آخرین برآوردها حاکی از آن است که ذخیره قابل استحصال این میدان با احتساب ضریب بازافت ۲۰ درصد، معادل ۱۷/۸ میلیارد بشکه نفت خام می‌باشد. بنابراین با مقایسه تولید انباشتی دوره قرارداد و ذخیره قابل استحصال آن، نرخ تخلیه این میدان معادل ۹۷/۲ درصد خواهد شد. اما با توجه به این‌که تولید از میدان رمیله از سال‌ها پیش آغاز شده و تولید انباشتی آن نیز تاکنون به حدود ۱۲ میلیارد بشکه رسیده است، بنابراین کارشناسان نفتی متعددی در داخل و خارج از عراق، نرخ تولید آرایه شده توسط شرکت‌های BP و CNPC را غیرقابل دستیابی و برخلاف اصول مدیریت مخزن ارزیابی کرده و آن را با تعهد مندرج در قرارداد مبنی بر استفاده از بهترین روش‌ها (BIPIP) در تناقض می‌دانند. با این وجود، وزارت نفت عراق اعلام کرده است

¹² ESPs: Electrical Submersible Pumps

¹³ Economic of Scale



مقایسه قرارداد میدان رمبله با قراردادهای بیع متقابل

برخی از مهم‌ترین وجوه تمایز قراردادهای خدمات فنی به‌کارگرفته شده در عراق با قراردادهای بیع متقابل که طی سالیان اخیر در ایران منعقد شده است را می‌توان به شرح ذیل برشمرد:

۱. در قراردادهای بیع متقابل، مالیات جنبه صوری داشته و نقشی در کنترل میزان درآمد پیمانکار ندارد؛ زیرا مالیات‌های متعلقه به‌وسیله پیمانکار پرداخت شده و عیناً تحت عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (Non-Capex) به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. بدین معنا که در زمان اختصاص نفت به پیمانکار، رقم‌ها به‌گونه‌ای تعدیل می‌گردند که خالص پرداختی به پیمانکار بدون مالیات باشد [۳].

در حالی که همان‌طور که اشاره شد، در قراردادهای خدمات فنی عراق، ۳۵ درصد از سود شرکت‌های طرف قرارداد به‌عنوان مالیات به حساب دولت واریز می‌شود که این میزان، مبلغ قابل توجهی خواهد بود.

۲. در قراردادهای بیع متقابل، پاداش ویژه^{۱۴} بیش بینی نشده است [۳]، در حالی که عراق برای تمامی میادین نفتی واگذار شده خود پاداش ویژه‌ای در نظر گرفته است. به‌طوری‌که در مجموع دو مناقصه نفتی برگزار شده، دولت عراق بیش از ۲ میلیارد دلار از این طریق کسب درآمد نموده است. لازم به‌ذکر است که پاداش ویژه میدان رمبله، ۵۰۰ میلیون دلار می‌باشد.

۳. در قراردادهای بیع متقابل، انگیزه پیمانکار در صرفه‌جویی در هزینه‌ها بسیار محدود است [۳]؛ چرا که این صرفه‌جویی عملاً برای وی نفعی به‌دنبال نخواهد داشت و

از آن‌جا که به هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار نیز بهره و سود تعلق می‌گیرد، بنابراین شرکت پیمانکار تلاش دارد که میزان هزینه‌ها در میدان افزایش و کیفیت کاهش یابد. اما در قراردادهای خدمات فنی به‌دلیل این‌که به سرمایه آورده شده پیمانکار هیچ سود و بهره‌ای تعلق نمی‌گیرد و سود پروژه تنها از بابت افزایش تولید پرداخت می‌شود، بنابراین پیمانکار به‌دنبال افزایش کارایی سرمایه‌گذاری در میدان و کاهش هزینه‌های پروژه است.

۴. در قراردادهای خدمات فنی، سود پیمانکار در گرو تولید صیانتی و بهینه در دراز مدت (۲۵ تا ۳۰ سال) می‌باشد که در این راستا پیمانکار به استفاده از تکنولوژی‌ها و روش‌های نوین بهره‌برداری ترغیب می‌شود، اما در قراردادهای بیع متقابل، پس از اتمام عملیات توسعه و تحویل تجهیزات و تأسیسات نصب شده، عملیات بهره‌برداری و تولید توسط شرکت ملی نفت ایران انجام خواهد شد و پیمانکار هیچ نقشی در آن‌ها نخواهد داشت [۳]. حضور نداشتن پیمانکار در زمان بهره‌برداری و هم‌چنین متصل نبودن درآمد پروژه به تولید آینده میدان، موجب می‌شود که پیمانکار برای افزایش میزان تولید و هم‌چنین به‌کارگیری بهترین فن‌آوری‌ها و روش‌های موجود که در دراز مدت به نفع پروژه می‌باشد، انگیزه لازم نداشته و در مقابل، به‌دنبال اتمام سریع پروژه باشد.

۴. مدت حضور شرکت‌های خارجی در قراردادهای بیع متقابل نسبت به قراردادهای خدمات فنی بسیار کوتاه‌تر است. این موضوع بر عملکرد اقتصادی و فنی قرارداد و هم‌چنین چگونگی برداشت از مخزن، تأثیرات مختلف و متنوعی دارد. از آن جمله می‌توان به موارد ذیل اشاره نمود: الف- در صورتی که خواسته

شود بحث تضمین پروفایل تولید، اطمینان از کارایی تأسیسات و تجهیزات به‌کارگرفته شده و هم‌چنین تولید صیانتی از مخازن که برای کارفرما و وزارت نفت از نکات مهم شمرده می‌شود، به‌طور جدی در قراردادهای بیع متقابل اعمال گردد، باید شرایط و قواعدی را در نظر گرفت که از مهم‌ترین آن‌ها حضور بلندمدت شرکت‌های طرف قرارداد در میدان و در مرحله بهره‌برداری از آن می‌باشد؛ چرا که قطعاً نمی‌توان از پیمانکار انتظار داشت تا تنها به دلیل حضور ۵ ساله خود در میدان، تضمین‌های ۲۵ ساله‌ای برای تولید از میدان‌های نفت و گاز کشور ارایه دهد.

ب- اشتراک منافع شرکت‌های بین‌المللی با کارفرما تا زمان بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار می‌باشد و از آن به بعد، پیمانکار با کارفرما اشتراک منفعی ندارند. بنابراین قراردادهای بیع متقابل که در آن‌ها حضور پیمانکاران کوتاه مدت است و هزینه‌های صورت گرفته با بهره و سود معین بازپرداخت می‌شود، می‌تواند منجر به مشکلات فنی و اقتصادی شود.

ج- یکی دیگر از مضرات حضور کوتاه مدت پیمانکاران بین‌المللی در پروژه‌ها، انتقال ناکافی فن‌آوری، دانش فنی و آموزش نیروهای بومی می‌باشد.

نتیجه‌گیری

با توجه به موارد گفته شده، دولت عراق توانسته است برای توسعه و پیشرفت صنعت نفت کشورش فضای مناسبی مهیا نماید و با استفاده از قراردادهای خدماتی که ایران نیز برای توسعه میادین خود از نوع خاصی از آن‌ها (بیع متقابل) استفاده می‌کند، زمینه حضور گسترده شرکت‌های بین‌المللی را

برای این توسعه فراهم آورد. روشن است که با توجه به تغییراتی که طی سال‌های گذشته در فضای کسب و کار این صنعت در جهان و به‌ویژه در عراق روی داده است، وزارت نفت ایران نیز باید ضمن بررسی نقاط قوت و ضعف قراردادهای موجود، به‌منظور جلب همکاری شرکت‌های بین‌المللی، طراحی مجدد چارچوب قراردادهای نفتی را در دستور کار خود قرار دهد.

از آن‌جا که در قوانین مصوب کشور، مشخصه بیع متقابل، بازپرداخت هزینه‌های پروژه از محل درآمد آن پروژه است و به‌جز برخی از شرایط کلی مثل لزوم انتقال فن‌آوری یا رعایت قانون حداکثر استفاده از امکانات و توانایی‌های داخلی، شرایط دیگری از سوی قانون‌گذار تصریح نشده است، بنابراین شرکت ملی نفت ایران می‌تواند محتوای قراردادهای بیع متقابل را متناسب با شرایط بازار، سیاست‌های دولت، مقتضیات و نیازهای جدید، تغییر داده و اصلاح کند.

مسلماً این امر نیازمند بازنگری قراردادهای بیع متقابل است و این بازنگری نیز به نوبه خود نیازمند استفاده از ترتیبات مقرر در سایر قراردادهای به‌ویژه قراردادهای خدمات فنی مورد استفاده در عراق می‌باشد.

منابع

- [1] MEES, "Rumaila Economics and Its Implications", A. Mousa Jiyad, 21 June 2010
 [2] MEES, "The Fiscal Regime of the Iraqi oil Model contracts", A. Mousa Jiyad, 17 Jan 2010
 [3] "نکات قوت و ضعف قراردادهای بیع متقابل"، دکتر سید نصراله ابراهیمی، شاننا.

¹⁴ Signature Bonuses