بررسی ابعاد فنی و اقتصادی

قرارداد توسعهٔ میدان نفتی رمیله در عراق

(واگذار شده در دور اول مناقصات نفتی)

علی خواجوی – معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت

مقدمه:

در سال گذشته وزارت نفت عراق، شانزده میدان نفتی خود را طی دو نوبت برای توسعه به مناقصه گذاشت (ژانویه و دسامبر ۲۰۰۹). طی این مناقصات که با استقبال بسیار خوبی هم از طرف شرکت‌های نفتی بین‌المللی مواجه شده بود، در مجموع توسعهٔ ۱۰ میدان واگذار گردید. در این میان توسعهٔ میدان رمیله، اولین موردی بود که در همان دور نخست واگذار شد. برای توسعه این میدان، دو کنسرسیوم به رقابت با یکدیگر پرداختند که در نهایت کنسرسیوم شرکت‌های BP و CNPC، با پذیرش شرایط وزارت نفت عراق که برای تولید هر بشکه نفت مازاد(IP)[1]، پاداش تولیدی(RF)[2] معادل ۲ دلار را در نظر گرفته بود، موفق به کسب قرارداد توسعه این میدان شد. این درحالی است که کنسرسیوم متشکل از شرکت‌هایExxonMobil و PETRONAS با غیراقتصادی خواندن شرایط این قرارداد، از دور رقابت کناره‌گیری کرد.

میدان نفتی رمیله که از آن به عنوان ستون اصلی منابع نفتی عراق یاد می‌کنند، در استان بصره واقع شده است. میزان نفت درجای این میدان، ٦۰ تا ۸۰ میلیارد بشکه و ذخیره قابل استحصال آن 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 ٤٠ درصد از کل تولید نفت‌خام عراق را بر عهده دارد. تولید از بخش شمالی این میدان از سال ۱۹۷۲ شروع شده و تا کنون تولید انباشتی آن به ۳ میلیارد بشکه رسیده است. همچنین تولید از بخش جنوبی این میدان نیز از سال ۱۹٥٤ آغاز شده و تا کنون حدود ۹ میلیارد بشکه تولید انباشتی داشته است. درجه API نفت تولیدی میدان رمیله بسته به سازندهای تولیدی از ۲۵ تا ٤۰، متغیر می‌باشد. طبق قرارداد منعقد شده، تولید این میدان در سال‌های آتی به ۲/۸۵ میلیون بشکه در روز افزایش پیدا خواهد کرد. 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 از قراردادهای خدمات فنی (TSC)[۳] برای توسعه میادین نفتی خود استفاده کرده است. در این مقاله ضمن معرفی برخی از مفاهیم مورد استفاده در این قراردادها، مهمترین ابعاد فنی-اقتصادی قرارداد توسعه

میدان رمیله ذکر خواهد شد. محاسبات فنی و اقتصادی مورد استفاده در این مقاله، برگرفته از بررسی جامعی است که توسط "احمد موسی جیاد" در نشریه میس(MEES)[٤] در ماه جولای سال ۲۰۱۰ چاپ شده است. جیاد عضو هیئت علمی مرکز مطالعات بین المللی انرژی لندن و از مدیران ارشد سابق وزارت نفت عراق می‌باشد.

پیش‌بینی نرخ تولید میدان رمیله در افق ۲۰۳۰

مدّت قرارداد توسعه میدان رمیله ۲۰ ساله بوده و در صورت توافق طرفین برای ۵ سال قابل تمدید است. در همین راستا، ظرفیت سالانه تولید از میدان رمیله در طی دوره قرارداد به ٤ مرحله زمان بندی شده تقسیم می‌شود:

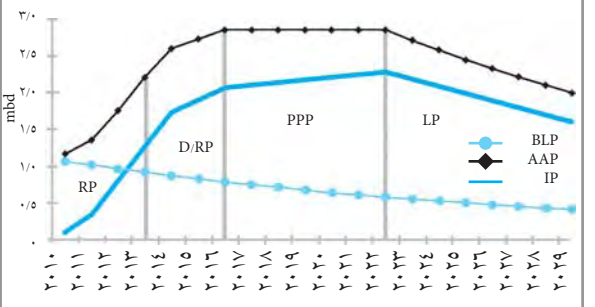
مرحله "توانبخشی مجدد" میدان(RP)[٥] که زمان آن طی ۳ سال پس از تنفیذ قرارداد به پایان می‌رسد. مرحله "توسعهٔ" میدان که این مرحله نیز طی ۳ سال صورت می‌پذیرد. مرحله "تولید پایدار" که طی این مدت، تولید از میدان به مدت ۷ سال در سقف تعیین شده در قرارداد، پایدار خواهد ماند و مرحله آخر، "حفظ توان تولید" از میدان و دوره پایان قرارداد می‌باشد که مدت این دوره نیز ۷ سال می‌باشد.

تولید فعلی میدان رمیله ۱/۰٦٦ میلیون بشکه در روز می‌باشد و با توجه به تاریخچه تولید آن، در قرارداد منعقد شده، نرخ افت سالانه تولید از این میدان ۵ درصد در نظر گرفته شده است. یعنی در صورتی که هیچ عملیات توسعه ای در این میدان صورت نگیرد و روند تولید موجود(BLP)[٦] ادامه یابد، در سال ۲۰۲۹ تولید آن به ۰/٤۰۲ میلیون بشکه در روز خواهد رسید.

از آنجا که پاداش تولید، به نفت تولیدی مازاد تعلق می‌گیرد، تعیین نرخ تولید فعلی و همچنین نرخ افت توان تولید از میدان در محاسبه نفت تولیدی مازاد و در نتیجه درآمد و هزینه طرفین قرارداد بسیار تأثیرگذار است. در حال حاضر مباحثاتی پیرامون نحوه تعیین این پارامترها میان کنسرسیوم و وزارت نفت عراق در جریان می‌باشد. منظور از نفت تولیدی مازاد، فاصله میزان نفت‌خام تولیدی در حالت توسعه میدان(AAP)[۷] با میزان تولید نفت‌خام میدان در حالت ادامه روند موجود(BLP) می‌باشد.

طبق اطلاعات منتشر شده از برنامه کاری توسعه میدان رمیله، کنسرسیوم قصد دارد در سال ۲۰۱۰ با سرمایه‌گذاری ۱/۷ میلیارد دلاری، میزان تولید از این میدان را ۲۰۰ هزار بشکه در روز افزایش دهد. همچنین کنسرسیوم در سال ۲۰۱۱ با سرمایه‌گذاری معادل ۲/۵ میلیارد دلار، 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

نمودار-۱: جریان تولید نفت خام میدان رمیله در سالهای ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۹



BLP : تولید نفت میدان در حالت ادامه روند موجود(افت سالانه ۵ درصد، بدون انجام عملیات توسعه)
AAP : تولید نفت میدان در صورت توسعه بر اساس برنامه کنسرسیوم
IP : فاصله نفت تولیدی در دو حالت فوق

خواهد رسید. در محاسبات انجام گرفته برای مدل فنی-اقتصادی این قرارداد، فرض شده است که میزان تولید میدان رمیله در طی مرحله توسعه (مرحله دوم)، یعنی در سالهای ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۵ به ترتیب برابر ۲/٤ و ۲/٦ و ۲/۸۵ میلیون بشکه در روز می باشد. همچنین، تولید میدان رمیله در مرحله سوم که مرحله تولید پایدار می‌باشد به مدت ۷ سال معادل ۲/۸۵ میلیون بشکه در روز می‌باشد (سال‌های ۲۰۱٦ تا ۲۰۲۲) در نهایت تولید این میدان در مرحله نهایی از سال ۲۰۲۳ با نرخ افت سالانه ۵ درصد نهایتاً به حدود ۲ میلیون بشکه در روز در پایان سال ۲۰۲۹ خواهد رسید.

براساس موارد فوق، در نمودار-۱ سه پروفایل تولید میدان در سه حالت ادامه روند موجود(BLP)، تولید در حالت توسعه میدان(AAP) و نفت تولیدی مازاد(IP) در طی دوره قرارداد نشان داده شده است. همان طور که پیش از این نیز اشاره شد، پاداش تولید تنها به نفت تولیدی مازاد که حاصل عملیات توسعه در میدان است، تعلق می‌گیرد.

لذا همان طور که مشاهده می‌شود، حداکثر پاداش تولید در سال ۲۰۲۲ و برای ۲/۲۷٤ 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(RF)

شرکت‌های BP و CNPC و طبق قرارداد منعقده به ازای تولید هر بشکه نفت‌خام تولیدی اضافه، معادل ۲ دلار پاداش تولید دریافت می‌نمایند. البته این پاداش پس از کسر ۳۵ درصد مالیات قابل پرداخت خواهد بود. همچنین از آنجایی که طبق قانون برگزاری مناقصات، حداکثر سهم شرکت‌های خارجی طرف قرارداد با وزارت نفت عراق، ۷۵ درصد تعیین شده است، شرکت بازاریابی نفت خام عراق(SOMO)[۸] معادل ۲۵ درصد از سهام کنسرسیوم 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 کنسرسیوم، ۰/۹۷۵ دلار به ازای هر بشکه و در واقع ٤۸/۷۵ درصد از کل نرخ پاداش در نظر گرفته شده می‌باشد.

بر اساس حداکثر نرخ پاداش تولید محاسبه شده و همچنین میزان نفت تولیدی مازاد(IP)، وزارت نفت عراق می‌بایست معادل ۳۰ میلیون دلار در سال ۲۰۱۰ به شرکت‌های طرف قرارداد خود پاداش تولید بپردازد. این میزان در سال ۲۰۲۲ به حداکثر خود یعنی ۷۹۸ میلیون دلار خواهد رسید که پس از افت تدریجی به ۵۵۷ میلیون دلار در پایان دوره قرارداد یعنی سال ۲۰۲۹ ختم خواهد شد. 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 معادل ٦/۱۳ میلیارد دلار (۵۰/٦٦ درصد) و سهم CNPC معادل ۵/۹۷ میلیارد دلار (٤۹/۳۳ درصد)خواهد بود.

همان طور که گفته شد حداکثر پاداش تولیدی که عراق می‌بایست به شرکت‌های کنسرسیوم در طول دوره قرارداد بپردازد، معادل ۱۲/۱ میلیارد دلار است. اما باید در نظر داشت که میزان پاداش تولید، بر اساس دو پارامتر دیگر نیز تعدیل می‌شود: ضریب R و ضریب عملکرد(PF)[۹].

۱- ضریب R-Factor(R) عبارتست از نسبت کل درآمدهای شرکت‌های کنسرسیوم از ابتدای قرارداد تا یک زمان مشخص به کل هزینه‌های انجام شده توسط این شرکت‌ها طی همان دوره. در واقع با توجه به سطح قیمت‌های نفت خام و درآمدی که شرکت‌های کنسرسیوم از بابت توسعه میدان کسب می‌نمایند، میزان پاداش تولید(RF) متغیر خواهد بود. بعبارت دیگر، افزایش قیمت‌های نفت خام با میزان پاداش تولید پرداختی نسبت عکس دارد. در جدول-۱، نرخ پاداش تولید (RF) مصوب این قرارداد را که ۲ دلار به ازای هر بشکه نفت مازاد می‌باشد، پس از کسر مالیات و سهم شرکت دولتی عراق و با اعمال ضریب R مشخص کرده است.

همان طور که ملاحظه می شود حداکثر پاداش تولید(RF) پرداختی به ازای هر بشکه به شرکت‌های BP و CNPC، معادل ۰/۹۷۵ دلار و حداقل آن نیز معادل ۰/۲۹۲۵ دلار می‌باشد. البته اعمال ضریب R،

جدول-۱: پاداش تولید (RF) پس از کسر مالیات و سهم شرکت دولتی SOMO

R-Factor	۱>R>۰	۱/۲۵>R>۱	۱/۵>R>۱/۲۵	۲>R>۱/۵	R>۲
RF%	۱۰۰%RF	۸۰%RF	٦۰%RF	۵۰%RF	۳۰%RF
($) RF	۰/۹۷۵	۰/۷۸	۰/۵۸۵	۰/٤۸۷۵	۰/۲۹۲۵

نیازمند بکارگیری ابزارهای دقیق اندازه‌گیری در میدان، جهت محاسبه نفت‌خام تولیدی و محاسبه درآمدهای فرضی در بازه‌های سه ماهه و یکساله بر اساس آن می‌باشد.

۲- شاخص عملکرد (PF) عبارتست از درصد تحقق اهداف تولیدی ارائه شده توسط شرکت‌ها در زمان برگزاری مناقصه در واقع این شاخص جهت جلوگیری از بزرگنمایی توان تولیدی میدان توسط شرکت‌ها برای جلو افتادن از رقبا در زمان برگزاری مناقصه طراحی شده است. همچنین قراردادهای منعقد شده از جمله قرارداد میدان رمیله، شرکت‌های برنده را به استفاده از بهترین روش‌های موجود در صنعت نفت جهان(BIPIP)[۱۰] برای دست یافتن به اهداف تولیدی، متعهد کرده است. منظور از بهترین روش‌ها، عبارتست از نوین ترین، اقتصادی ترین، ایمن ترین، سازگارترین با محیط زیست و کارآمدترین روش که مورد قبول اکثر متخصصین بین المللی صنعت نفت جهان نیز باشد.

بازگشت سرمایه و درآمدهای مورد انتظار

قرارداد منعقد شده برای توسعه میدان رمیله، امکان بازگشت سریع هزینه های صورت گرفته توسط شرکت‌های کنسرسیوم را فراهم می نماید. بطوریکه تنها پس از افزایش ۱۰ درصد به سطح تولید فعلی در میدان، شرکت‌های BP و CNPC می‌توانند تا سقف ۵۰ درصد از درآمدهای مورد انتظار از نفت اضافهٔ تولیدی را جهت پوشش هزینه ها و همچنین پاداش تولید دریافت نمایند. علاوه بر این، ۱۰ درصد از درآمدهای حاصل از تولید میدان در حالت ادامه روند موجود نیز، جهت پوشش هزینه‌های تکمیلی دریافت خواهد شد. بسیاری از ناظران، من جمله کارشناسان وزارت نفت عراق بر این باورند که کنسرسیوم در پایان سال ۲۰۱۰ قادر خواهد بود، سطح تولید از میدان رمیله را به میزان ۱۰ درصد بالاتر از سطح تولید در سناریوی ادامه روند موجود برساند.

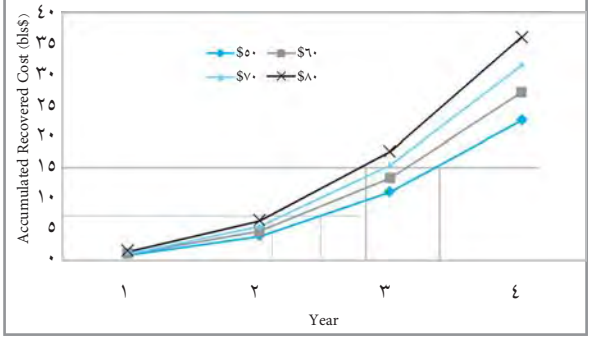
بازگشت سریع سرمایه یکی از نکات مهم قراردادهای خدمات فنی(TSC) عراق می باشد که برای شرکت‌های سرمایه گذار، بسیار جذاب و قابل توجه است. موضوعی که در اظهارات مدیران شرکت‌های BP، Lukoil و Statoil که رهبری کنسرسیوم‌های توسعه میادین رمیله، قرنی غربی۱ و زبیر را برعهده دارند، به روشنی بدان اشاره شده است. علاوه بر این، بازگشت سریع سرمایه خود یکی از عوامل مهم بهبود اقتصاد پروژه و عاملی موثر جهت افزایش نرخ بازگشت سرمایه(IRR) برای شرکت‌های طرف قرارداد می باشد. بطوریکه IRR قرارداد میدان رمیله به بیش از ۲۰ درصد می رسد که این میزان بسیار چشمگیر می‌باشد.

اطلاعات منتشر شده، حکایت از سرمایه‌گذاری ۱۵ میلیارد دلاری دو شرکت BP و CNPC جهت پوشش هزینه های سرمایه‌ای(Capex) و هزینه های عملیاتی میدان(Opex) در طول دوره قرارداد دارد (۷/۵ سرمایه ای و ۷/۵ عملیاتی). هر چند براساس گزارش برخی از منابع، این میزان تنها مربوط به هزینه های سرمایه ای میدان می‌باشد.

در نمودار-۲، با در نظر گرفتن میزان سرمایه گذاری و اعمال سقف درآمدهای شرکت‌های BP و CNPC از طریق بازپرداخت‌ها و پاداش تولید مدت زمان بازگشت سرمایه در سناریوهای مختلف قیمت نفت خام نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود، درصورتی که قیمت نفت خام ۵۰ دلار در هر بشکه باشد، کل هزینه های سرمایه‌ای و عملیاتی (Capex+Opex)، که ۱۵ میلیارد دلار است، در کمتر از ٤ سال به شرکت‌های سرمایه گذار قابل بازگشت می‌باشد. این مدت در صورتی که قیمت نفت خام ۸۰ دلار در بشکه باشد، به کمتر از ۳ سال کاهش می‌یابد.

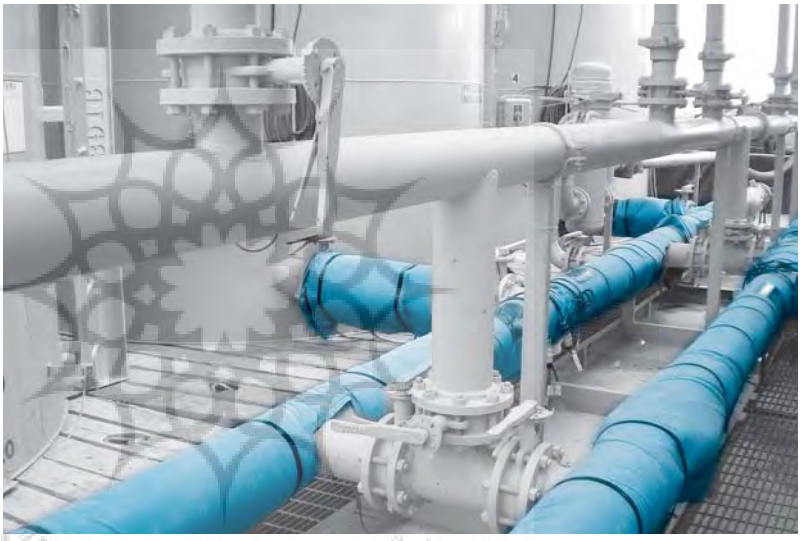
با توجه به سرعت بازگشت سرمایه در این قرارداد و مقایسه آن با میزان سرمایه گذاری برنامه ریزی شده برای دو سال نخست (۱/۷ و ۲/۵ میلیارد دلار برای سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱)، بنظر که می‌رسد کنسرسیوم اساساً نیازی به سرمایه گذاری اولیه ۱۵ میلیارد

نمودار-۲: مجموع هزینه بازگشت داده شده با در نظر گرفتن قیمت‌های مختلف نفت‌خام



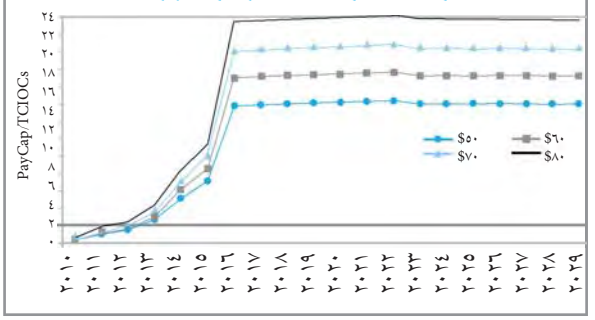
دلاری نخواهد داشت و می تواند از محل درآمدهای خود در همان سال‌های ابتدایی، هزینه های سرمایه ای میدان را برای سال‌های آتی تامین نماید. البته میزان تحقق این امر، به سطح قیمت‌های نفت خام نیز بستگی خواهد داشت. از سوی دیگر، نباید از نظر دور داشت که بازگشت سریع سرمایه می‌تواند به افزایش ضریب R-Factor(R) و در نتیجه کاهش پاداش تولید منجر شود.

سقف بالای سرمایه بازگشت داده شده به شرکت‌های نفتی بین المللی، یکی از نقاط ضعف کلیدی قراردادهای منعقد شده از منظر منافع دولت عراق می باشد ولی برای شرکت‌های طرف قرارداد، یکی از نکات بسیار مثبت به حساب می‌آید. بازگشت سریع سرمایه و سقف بالای بازپرداخت دولت عراق به این شرکت‌ها که طبق قرارداد، تا ۵۰ درصد از درآمدهای عاید از تولید مازاد را شامل می‌گردد، به



نحوی است که نسبت مجموع درآمدهای شرکت‌های کنسرسیوم به کل هزینه های صورت گرفته توسط آنان در سه سال نخست قرارداد به بیش از دو برابر خواهد رسید.(ضریب R>۲) این مدت زمان با فرض قیمت نفت‌خام ۵۰ دلار در هر بشکه محاسبه شده است و در صورتی که قیمت نفت‌خام را بشکه‌ای ۸۰ دلار در نظر بگیریم، ضریب R در کمتر از دو سال به بیش از ۲ خواهد رسید. لذا کارشناسان نفتی

نمودار-۳: نسبت درآمدهای دریافتی به هزینه‌های صورت گرفته توسط BP و CNPC در طول قرارداد



عراقی، به مقامات ارشد وزارت نفت پیشنهاد داده اند که در سقف باز پرداخت هزینه ها به شرکت‌های طرف قرارداد تجدید نظر نماید.

نمودار-۳، نسبت درآمدهای دو شرکت حاضر در کنسرسیوم، به هزینه های آنها را در ٤ سناریوی قیمت نفت‌خام در طول دوره قرارداد نشان می دهد. در این نمودار، هزینه ها با در نظر گرفتن حداکثر میزان آن، یعنی معادل ۱۵ میلیارد دلار برای هزینه های سرمایه ای (Capex) و ۷/۵ میلیارد دلار برای هزینه های عملیاتی (Opex) در نظر گرفته شده است. پاداش تولید نیز بدون در نظر گرفتن ضریب R محاسبه شده است.

نرخ تخلیه میدان رمیله

با در نظر گرفتن برنامه تولید ارائه شده توسط شرکت‌های BP و CNPC و با احتساب ۳٦۰ روز تولیدی در سال، تولید انباشتی این میدان 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 بازیافت ۲۰ درصد، معادل ۱۷/۸ میلیارد بشکه است. لذا نرخ تخلیه این میدان در دوره قرارداد معادل ۹۷/۲ درصد خواهد شد. اما با توجه به اینکه میدان رمیله از سال‌ها پیش، آغاز به تولید کرده است و تولید انباشتی آن تا کنون به حدود ۱۲ میلیارد بشکه می رسد، بسیاری از کارشناسان نفتی در داخل و خارج از عراق، میزان تولید ارائه شده توسط شرکت‌های BP و CNPC را غیرقابل دست‌یابی و برخلاف اصول مدیریت مخزن ارزیابی کرده اند که با تعهد مندرج در قرارداد مبنی بر استفاده از بهترین روش‌ها(BIPIP) نیز در تناقض است. با این وجود، وزارت نفت عراق اعلام کرده است که با افزایش ضریب بازیافتِ لایه میشریف از ۲۰ درصد کنونی به ٤۵ درصد، ذخیره قابل استحصال این میدان به میزان ۱۲۵ درصد رشد خواهد کرد و که این امر تحقق نرخ تولید ارائه شده توسط کنسرسیوم را منطبق بر اصول مدیریت مخزن امکان پذیر می نماید. در همین راستا کنسرسیوم نیز در برنامه کاری که برای سال‌های ابتدایی خود تدوین کرده است، نصب ۱٦۰ پمپ درون چاهی (ESP)[11] در چاه های موجود در این میدان را به منظور افزایش ضریب بازیافت، طی سال‌های ۲۰۱۰ و ۲۰۱۱ پیش‌بینی نموده است. طبق این برنامه، نیمی از این پمپ‌ها می‌بایست تا پایان سال ۲۰۱۰ نصب گردند. با این وجود متخصصان همچنان بر این اعتقادند که حتی در صورت افزایش ضریب بازیافت میدان نیز نمی توان نرخ تولید ارائه شده را به مدت ۷ سال تثبیت نمود، مگر اینکه تولید غیرصیانتی از میدان انجام پذیرد که این امر نیز با تعهدات مندرج

در قرارداد منطبق نمی باشد و لذا پیشنهاد دارند جهت جلوگیری از وارد شدن خسارات جبران ناپذیر به میدان، وزارت نفت عراق نرخ تولید ارائه شده توسط کنسرسیوم را بازنگری و تعدیل نماید. در این خصوص وزیر نفت عراق ابتدا با مسئول دانستن شرکت‌ها پای‌بندی آنها به رعایت برنامه ارائه شده را خواستار شد و اعلام کرد در غیر اینصورت طبق مفاد قرارداد با این شرکت‌ها برخورد خواهد شد. وزیر نفت عراق در آخرین مواضع خود اعلام کرده است که برخلاف میلش و جهت تولید بهینه از میدان، مذاکره و تصحیح نرخ تولید را در کمیته مشترک فیمابین کنسرسیوم و شرکت ملی نفت عراق در دستور کاری خود دارد. البته هنوز مشخص نیست که در صورت بازنگری در نرخ تولید، وزارت نفت عراق چگونه از ضریب عملکرد در محاسبه پاداش تولید استفاده خواهد نمود؟

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

با توجه به نکات مطرح شده در مقاله، موارد ذیل را می توان از مهمترین نقاط ضعف این قرارداد از منظر دولت عراق برشمرد:

– بالا بودن میزان بازگشت سرمایه به شرکت‌های بین المللی، بطوریکه درآمد حاصله بسیار فراتر از هزینه های سرمایه ای و عملیاتی آنها در میدان می باشد؛ در واقع با مکانیزم طراحی شده، بجز در سال‌های آغازین توسعه میدان، در سایر سال‌ها از منابع درآمدی خود میدان برای توسعه آن بهره گرفته می شود و شرکت‌های خارجی تنها، مدیریت پروژه و تضمین بکارگیری فناوری‌های به روز را برعهده خواهند داشت.

– مورد اطمینان نبودن نرخ تولید ارائه شده از سوی شرکت‌های بین المللی و امکان تخلیه زودهنگام و عدم تولید بهینه از میدان؛ بعلاوه بدلیل قطعی نبودن نرخ تولید، محاسبه درآمدهای قابل انتظار از میدان برای دولت عراق بطور دقیق ممکن نیست.

با این وجود، قرارداد منعقد شده از منظر دولت عراق دارای نکات مثبت متعددی است که برخی از مهمترین آنها عبارتند از:

– تدبیر مناسب برای طراحی شاخص عملکرد(PF)، ضریب R و استفاده از بهترین روش‌ها(BIPIP) برای کنترل عملکرد و سقف درآمدهای پروژه برای شرکت‌های بین المللی

– طولانی بودن دوره قرارداد و وابسته بودن درآمدهای شرکت‌های بین المللی به تولید نفت مازاد از میدان با توجه به پاداش تولید(RF) در نظر گرفته شده، این موضوع همچنین عاملی است برای بالابردن انگیزه شرکت‌ها برای استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت در تولید از میدان.

– تأکید اصولی بر استفاده از توان نیروهای داخلی عراق با در نظر گرفتن سهم حداقل ۲۵ درصدی از توسعه میدان و تعهد شرکت‌ها به اختصاص بودجه حداقل ۵ میلیون دلاری برای آموزش نیروهای عراقی درگیر در پروژه.

علاوه بر موارد فوق، از نگاه شرکت‌های بین المللی نیز عواملی چون بازگشت سریع سرمایه، سقف بالای بازپرداخت ها و مقیاس بالای تولید میدان این قرارداد را با نرخ بالای IRR جذاب نموده است.

با توجه به نکات اشاره شده، کشور عراق توانسته است با ایجاد تغییراتی در قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل که ایران نیز در سالیان گذشته از این نوع قراردادها برای توسعه میادین خود استفاده می‌کرده است، زمینه حضور گسترده شرکت‌های بین‌المللی را جهت توسعه صنعت نفت خود فراهم سازد. بدیهی است با توجه به تغییراتی که طی سال‌های گذشته در فضای کسب و کار این صنعت چه در جهان و چه در سطح منطقه و بخصوص در کشور عراق، رخ نموده است، وزارت نفت ایران نیز می‌بایست ضمن بررسی نقاط قوت و ضعف قراردادهای موجود، جهت جلب همکاری شرکت‌های بین‌المللی، طراحی مجدد چارچوب قراردادهای نفتی را در دستورکار خود قرار دهد.

منابع و مأخذ:

- MEES, “Rumaila Economics and Its Implications”, A. Mousa Jiyad, 21 June 2010
-“The Fiscal Regime of the Iraqi oil Model contracts”, A. Mousa Jiyad, 17 Jan2010

پی‌نوشت:

۱. IP: Incremental Production
۲. RF: Remuneration Fees
۳. TSC: Technical Service Contract
٤. MEES: Middle East Economic Survey
٥. RP: Rehabilitation Phase
٦. BLP: Base Line Production
۷. AAP: Annual Actual Production
۸. SOMO: State Oil Marketing Organization
۹. PF: Performance Factor
۱۰. BIPIP: Best International Petroleum Industry Practice
۱۱. ESPs: Electrical Submersible Pumps