

مقایسه‌ی چارچوب کلی مدل قراردادهای نفتی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب با مدل مصوب هیأت وزیران

علی خواجوی*، معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت

چکیده

تدوین چارچوب قراردادهای جدید نفتی ایران یکی از موضوعات چالش‌برانگیز وزارت نفت طی دو سال اخیر بوده است. سرانجام این مدل قراردادی که به تصویب هیأت وزیران نیز رسیده در شهریور ماه ۱۳۹۵ تصویب و برای اجرا ابلاغ شده است. البته در کنار این مدل قراردادی در مهر ماه ۱۳۹۵ مدل قراردادی دیگری که توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب ارائه شده بود به تصویب هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت ایران رسید. در این مقاله چارچوب کلی این دو مدل قراردادی با یکدیگر مقایسه شده و در ادامه توزیع مسئولیت‌ها و ریسک‌های پیمانکار در مدل شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب بررسی شده است. همچنین نقاط قوت و ضعف این مدل قراردادی بررسی و برای هر یک از نقاط ضعف آن، راهکارهای پیشنهاد شده است.

در مجموع با مرور نقاط قوت و ضعف مدل قراردادی شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب و مقایسه‌ی آن با مدل مصوب هیأت وزیران این گونه استنباط می‌شود که به‌هیچ عنوان نمی‌توان این مدل را نسخه‌ای تکامل یافته یا ارتقاء یافته از مدل مصوب هیأت وزیران در نظر گرفت. چراکه بازه‌ی زمانی محدود این مدل سبب می‌شود طرحی در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب تعریف نشود که کل زنجیره‌ی توسعه، بهره‌برداری و ازدیاد برداشت را در خود داشته باشد. همچنین در این مدل قراردادی، امکان انتقال دانش در زمینه‌ی مدیریت مخزن به طرف ایرانی بسیار ضعیف است و تقسیم مسئولیت‌ها، جایگاه و نحوه‌ی تعامل مجری و پیمانکار به گونه‌ای است که باعث می‌شود شرکت‌های بزرگ صاحب فن‌آوری و معتبر بین‌المللی تمایل و رغبتی برای همکاری از خود نشان ندهند. در مقابل طبیعی است که شرکت‌های کوچک از این مدل قراردادی استقبال کنند؛ چراکه این شرکت‌ها می‌توانند بدون تقبل هیچ‌گونه ریسکی، ایده‌ها و فن‌آوری‌های خود را در این قراردادها آزمایش کنند و از نتایج آن نیز برای کسب تجربه استفاده نمایند.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۹/۱۰

تاریخ ارسال به بازرین: ۹۵/۰۹/۱۲

تاریخ پذیرش بازرین: ۹۵/۰۹/۱۸

واژگان کلیدی:

قراردادهای نفت و گاز، بالادستی، ازدیاد برداشت، ریسک، مناطق نفت‌خیز جنوب، هیأت وزیران

مقدمه

ضعف آن تبیین می‌گردد.

۱- چارچوب مصوب قراردادهای نفتی جدید شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

بر اساس مصوبه‌ی مورخ ۹۵/۷/۱۴ به شماره‌ی ۳۲۸۷۷-۱۹۸۶ هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت ایران، پیشنهاد شرکت ملی نفت مناطق نفت‌خیز جنوب برای چارچوب قراردادی این شرکت با شرکت‌های متقاضی به شرح زیر تصویب شده است:

۱- در این شیوه‌ی قراردادی کارفرما (طرف اول قرارداد) شرکت ملی نفت ایران و مجری طرح شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب می‌باشد که از طرف و به نمایندگی از کارفرما راهبری طرح را بر عهده دارد. پیمانکار، شرکت/ شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی (داخلی و یا خارجی) می‌باشد که جهت انجام هر یک از انواع قراردادهای زیر:

الف- توسعه، اجرای طرح‌های بهبود یا ازدیاد برداشت (IOR & EOR) و بهره‌برداری

ب- عملیات محور (Job based) شامل عملیات حفاری، چاه محور

مدل جدید قراردادهای نفتی پس از پشت‌سر گذاشتن فراز و فرودهای فراوان، با تصویب و ابلاغ توسط هیأت وزیران، در حال طی کردن مسیر خود برای اجرایی شدن است. به‌طوری که بر اساس این الگوی مصوب، توافق‌نامه‌ای برای توسعه‌ی فاز-۱۱ میدان مشترک پارس جنوبی با کنسرسیوم توتال، CNPC و پتروپارس به امضاء رسیده که حکایت از پذیرش و اقبال شرکت‌های معتبر خارجی به این مدل قراردادی دارد. البته به موازات این مدل، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب نیز که عمده‌ی تولید و ذخایر نفت خام کشور را در حیطه‌ی فعالیت‌های خود دارد با کسب مجوز از وزیر نفت، چارچوب قراردادی جدیدی را تدوین و به تصویب هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت ایران رسانده که از این پس در مقاله‌ی حاضر جهت اختصار از آن به‌عنوان مدل NISOC^۱ یاد خواهیم کرد. با وجود آنکه مدل NISOC شباهت‌هایی به مدل قراردادی مصوب هیأت وزیران دارد اما میان این دو مدل، تفاوت‌هایی نیز با یکدیگر دارند.

در این مقاله ابتدا کلیات و چارچوب مصوب هیأت مدیره در خصوص مدل قرارداد NISOC ارائه و سپس تفاوت‌های عمده‌ی آن با مدل مصوب هیأت وزیران بیان می‌شود و در نهایت نقاط قوت و

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

یا تاسیسات سطح الارضی

همراه با تأمین کل منابع مالی مورد نیاز، طی فرآیند قانونی انتخاب و قرارداد مربوطه را امضاء نموده و "طرف دوم قرارداد" نامیده می‌شود. ۲- پیمانکار کلیه فعالیت‌ها و هزینه‌ها را با نظارت و راهبری مجری طرح انجام خواهد داد. راهبری توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان یا مخزن، برآوردهای اولیه مالی جهت دستیابی به اهداف تولیدی، تدوین برنامه پایه‌ی تولید، نهایی‌سازی برنامه‌های مالی و عملیاتی سالیانه و راهبری تیم‌های مدیریتی و فنی در حین اجرای طرح بر عهده‌ی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب (مجری طرح) خواهد بود.

۳- دوره‌ی اجرای طرح در قرارداد، حداکثر پنج سال می‌باشد. در قراردادهای نوع الف-بند ۱-۱ فوق حسب مورد، امکان تمدید دوره‌ی اجرای طرح برای یک دوره‌ی دیگر پنج ساله با به روز رسانی خط سناریوی پایه (base case line) وجود دارد.

۴- بازپرداخت کلیه‌ی هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم، هزینه‌های بهره‌برداری و نیز پرداخت هزینه‌های تأمین مالی و دستمزد پیمانکار جهت اجرای طرح صرفاً از محل حداکثر ۵۰ درصد از تولید نفت خام یا میعانات گازی اضافی نسبت به خط پایه‌ی تخلیه (Depletion Base Line) و تا ۷۵ درصد از تولید گاز طبیعی اضافی نسبت به خط پایه‌ی تخلیه و در مورد سایر محصولات بر پایه‌ی قیمت روز فروش محصول انجام می‌شود. این بازپرداخت می‌تواند با تحویل محصول و یا عواید حاصل از فروش محصولات یاد شده انجام پذیرد.

تعهد شرکت ملی نفت ایران (و یا شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب) برای بازپرداخت موارد مذکور در این بند منحصراً از محل فوق خواهد بود و هیچ‌گونه تعهدی خارج از آن بر عهده‌ی شرکت ملی نفت ایران و یا شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب پذیرفته نخواهد شد.

پایان دوره‌ی قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده (پرداخت نشده تا آن مقطع)، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌شود. در صورت عدم کفایت تولید اضافی میدان نسبت به خط پایه‌ی تخلیه، بازپرداخت تعهدات به سال‌های بعد موکول خواهد شد. تقسیط و بازپرداخت اصل هزینه‌ها و هزینه‌های تأمین مالی برای فعالیت‌هایی که طی برنامه‌ی عملیاتی و مالی سالیانه مصوب شده، منوط به انجام صحیح و به موقع عملیات و نیز تأیید کمیته‌ی فنی مربوطه خواهد بود. علاوه بر بازپرداخت اصل هزینه‌ها یا هزینه‌های تأمین مالی در قراردادهای نوع الف-بند ۱-۱ فوق، دستمزدی به ازای تولید هر بشکه نفت خام و یا میعانات گازی اضافی نسبت به خط سناریوی پایه (Base Case line) و نیز تولید هر هزار فوت مکعب گاز اضافی نسبت به خط سناریوی پایه قابل پرداخت است. خط سناریوی پایه برای دوره قرارداد ثابت بوده و برابر تولید میدان/مخزن در ماه عقد قرارداد می‌باشد. لیکن در میادین یا مخازن در حال بهره‌برداری که بیش از ۵۰ درصد ذخیره‌ی اولیه را تولید کرده‌اند و در دوران کاهشی توان تولید مخزن قرار دارند، خط سناریوی پایه برای دوره‌ی قرارداد می‌تواند یک منحنی کاهشی باشد که در این

صورت میزان کاهش سالیانه حداکثر برابر درصد افت طبیعی توان تولید مخزن در سال عقد قرارداد نسبت به سال پیش از آن خواهد بود. خط سناریوی پایه پیش از انعقاد قرارداد توسط مجری طرح تهیه می‌شود و مورد توافق طرفین قرار می‌گیرد. بدیهی است دستمزد به قراردادهای نوع ب-بند ۱-۱ فوق تعلق نمی‌گیرد.

تبصره: خط پایه‌ی تخلیه (Depletion Base Line) و خط سناریوی پایه (Base Case line) باید به تصویب شورای عالی مخازن برسد. ۵- نحوه‌ی اجرای طرح: برای اجرای قراردادهای نوع الف-بند ۱-۱ فوق، مجری طرح با انجام مطالعات مهندسی مخزن، یک طرح توسعه‌ی اولیه تهیه کرده و از شرکت‌های معتبر و صاحب صلاحیت نفتی دعوت به ارائه‌ی پیشنهاد می‌نماید. طرح توسعه‌ی ارائه شده توسط مجری، مبنای ارزیابی طرح‌های پیشنهاددهندگان می‌باشد. طرح توسعه‌ی فنی و اقتصادی نهایی بر مبنای مطالعه‌ی اولیه انجام شده و نیز پیشنهادهای دریافتی از شرکت‌های نفتی، توسط مجری طرح تهیه شده و جهت تصویب به شرکت ملی نفت ایران ارسال می‌گردد. صلاحیت شرکت/شرکت‌ها برای اجرای طرح توسط شرکت ملی نفت ایران با رعایت قوانین و مقررات انتخاب می‌شود تا زیر نظر مجری، اجرای طرح را با تأمین منابع مالی لازم به انجام رساند.

۶- در هر قرارداد کار گروه‌های مشترک مدیریتی و فنی (JMC & JTC) از نمایندگان مجری و پیمانکار تشکیل می‌شود و نظارت بر تمام مراحل عملیات طرح را بر عهده داشته و ضمن تهیه‌ی کلیه‌ی دستورالعمل‌های فنی جهت انجام فعالیت‌ها و همچنین تهیه‌ی برنامه‌ی عملیاتی سالانه در چارچوب قرارداد، نسبت به واگذاری پیمان‌های دست دوم و اتخاذ تصمیمات فنی، مالی و حقوقی اقدام می‌نماید. بدیهی است تأیید نهایی فنی، عملیاتی تصمیمات کارگروه‌های ذکر شده با مجری طرح خواهد بود.

تصمیمات مالی جهت افزایش و یا کاهش (کلی و یا سالیانه) میزان سرمایه‌گذاری نسبت به طرح توسعه در چارچوب قرارداد با توافق طرفین صورت خواهد گرفت و برنامه‌ی مالی و عملیاتی سالیانه باید به تأیید شرکت ملی نفت ایران برسد.

۷- روش صحیح اخذ به موقع اطلاعات از مخزن و نیز پایش کلیه‌ی پارامترهای مخزن و نیز مطالعات مخزن (با نظر کارگروه مشترک فنی) در طول دوره‌ی قرارداد با همکاری مشاوران معتبر (خارجی و داخلی) و مشارکت کامل مجری و پیمانکار با هدف اصلاح یا بهینه‌سازی برنامه‌های فعلی و یا به کارگیری روش‌های بهبود و یا ازدیاد برداشت جدید انجام پذیرد.

۸- از زمان شروع بهره‌برداری در قراردادهای نوع الف-بند ۱-۱ فوق، تولید و بهره‌برداری از تاسیسات توسط شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، با حفظ مسئولیت‌های پیمانکار در دوره‌ی قرارداد در پشتیبانی و مشارکت فنی و مالی، همراه با تأمین تجهیزات، قطعات و مواد مصرفی لازم انجام پذیرد.

البته بر اساس مصوبه‌ی هیأت مدیره، رعایت مقررات مصوب هیأت وزیران در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای

۶۹۹۷۸/ت ۵۳۴۲۱ هـ هیأت وزیران مصوب شده اشاره می‌گردد. البته هیأت وزیران نحوه‌ی نظارت بر انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی را در تاریخ ۹۵/۶/۷ به شماره‌ی ۶۹۹۷۵/ت ۵۳۴۲۱ هـ تصویب نموده که مفاد این تصویب‌نامه نیز در زمره‌ی چارچوب کلی قراردادهای مصوب هیأت وزیران منظور می‌شود. لازم به ذکر است که جهت اختصار و جلوگیری از طولانی شدن مقاله، چارچوب مصوب هیأت وزیران ارائه نشده و علاقمندان می‌توانند متن این مصوبات را از پایگاه اطلاع‌رسانی هیأت دولت دریافت کنند. جهت رعایت اختصار، تفاوت‌های عمده‌ی مدل مصوب هیأت وزیران با مدل NISOC در جدول ۱ ارائه شده است.

بالادستی نفت و گاز و نیز نحوه‌ی انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی در مدل NISOC نیز الزامی است.

۲- تفاوت‌های مدل قرارداد NISOC با مدل مصوب هیأت وزیران

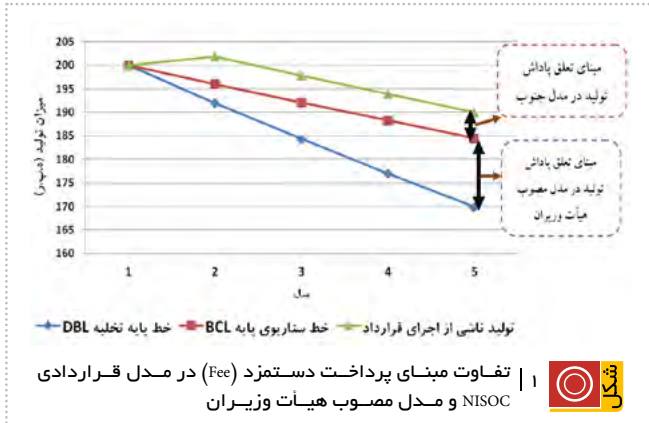
قبل از ورود به بررسی نقاط قوت و ضعف مدل NISOC ابتدا به چند تفاوت عمده و مهم مدل NISOC با مدل مصوب هیأت وزیران که چارچوب و ابعاد آن تحت عنوان شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز در جلسه‌ی ۱۳/۵/۱۳۹۵ به شماره‌ی ۵۷۲۲۵/ت ۵۳۳۶۷ هـ و اصلاحیه‌ی آن که در تاریخ ۱۳۹۵/۶/۷ با شماره‌ی

۱ | تفاوت‌های عمده‌ی مدل قراردادهای نفتی مصوب هیأت وزیران با مدل قراردادی NISOC (منبع: بررسی‌های نویسنده بر اساس مصوبات موجود)

ردیف	محورهای تفاوت	مدل مصوب هیأت وزیران	مدل NISOC
۱	جایگاه کارفرمایی	شرکت ملی نفت ایران یا شرکت‌های تابعه‌ی آن به نمایندگی از آن شرکت، کارفرما هستند	شرکت ملی نفت ایران، کارفرما (طرف اول قرارداد) و مجری طرح، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است
۲	دوره‌ی زمانی قرارداد	حداکثر به مدت ۲۰ سال که دوره‌ی اکتشاف حسب مورد به دوره‌ی یاد شده اضافه می‌گردد	حداکثر ۵ سال است و امکان تمدید برای یک دوره‌ی ۵ ساله دیگر هم وجود دارد (در مجموع ۱۰ سال)
۳	موضوع قراردادها	الف) اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری ب) توسعه‌ی میدانی یا مخازن کشف شده (Green Field) و بهره‌برداری از آنها ج) انجام عملیات بهبود یا افزایش ضریب بازیافت در میدانی یا مخازن در حال بهره‌برداری (Brown Field)	الف) توسعه، اجرای طرح‌های بهبود یا ازدیاد برداشت (IOR & EOR) و بهره‌برداری ب) عملیات محور (Job based) شامل عملیات حفاری، چاه‌محور و یا تأسیسات سطح‌الارضی
۴	مسئولیت عملکرد مخزن در دوره‌ی قرارداد	مسئولیت عملکرد مخزن در دوره‌ی بهره‌برداری و به تبع آن بازپرداخت هزینه‌ها بر عهده‌ی طرف دوم قرارداد و منوط به مقدار موفقیت او در تولید نفت و گاز می‌شود	راهبری توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان یا مخزن و در نتیجه ریسک تحقق اهداف طرح بر عهده‌ی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب (مجری طرح) خواهد بود
۵	مبنای دریافت دستمزد	مبلغی که به‌ازای تولید اضافی از میدان نسبت به خط پایه‌ی تخلیه تعیین می‌شود	مبلغی که به‌ازای تولید اضافی از میدان نسبت به خط سناریوی پایه تعیین می‌شود
۶	نقش در کارگروه‌های مشترک مدیریتی و فنی قرارداد (CTJ & CMI)	کارگروه‌ها از تعداد مساوی نمایندگان طرف‌های اول و دوم قرارداد با حق رأی مساوی تشکیل می‌گردد. تصمیمات این کارگروه به اتفاق آراست و باید به تأیید شرکت ملی نفت ایران (کارفرما) برسد	تأیید نهایی فنی، عملیاتی و مالی تصمیمات کارگروه‌های مشترک با مجری طرح خواهد بود
۷	بهره‌بردار	با حفظ مسئولیت‌های طرف دوم قرارداد، توسط شرکتی ایرانی، انجام می‌گردد (می‌تواند از شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت یا شرکتی غیردولتی باشد)	با حفظ مسئولیت‌های پیمانکار در پشتیبانی و مشارکت فنی و مالی، توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب انجام می‌پذیرد
۸	نحوه‌ی توسعه یا انجام عملیات ازدیاد برداشت از میدان یا مخزن	به‌صورت مرحله‌بندی (پلکانی) و برای هر مرحله بر اساس نتایج حاصل از رفتار مخزن در مرحله‌ی قبل انجام می‌شود	مجری طرح بر مبنای مطالعات اولیه‌ی خود و نیز پیشنهادهای دریافتی از شرکت‌های نفتی، طرح توسعه‌ی فنی و اقتصادی نهایی را تهیه و جهت تصویب به شرکت ملی نفت ایران ارسال می‌کند
۹	پرداخت هزینه‌های تأمین مالی	هزینه‌ی تأمین مالی تنها در صورت تأخیر در بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار قابل پرداخت خواهد بود	هزینه‌های تأمین مالی متناسب با اصل هزینه‌ها به پیمانکار تعلق می‌گیرد (مقدار این هزینه در قرارداد مشخص می‌شود)

نفت خیز جنوب به عنوان مجری عبارت است از:
 ■ راهبری توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان یا مخزن، برآوردهای اولیه‌ی مالی جهت دستیابی به اهداف تولیدی، تدوین برنامه‌ی پایه‌ی تولید، نهایی‌سازی برنامه‌های مالی و عملیاتی سالیانه و راهبری تیم‌های مدیریتی و فنی در حین اجرای طرح

لازم به ذکر است همان‌طور که در جدول ۱- اشاره شد مبنای پرداخت دستمزد (Fee) در مدل مصوب هیأت وزیران، تولید اضافی نسبت به خط پایه‌ی تخلیه است. اما در مدل NISOC دستمزد به تولید اضافی نسبت به خط سناریوی پایه تعلق می‌گیرد. به‌منظور روشن‌تر شدن این مفهوم، در ادامه تعاریف خط پایه‌ی تخلیه و خط سناریوی پایه در مدل NISOC بیان می‌شود.



خط پایه‌ی تخلیه (Depletion Base Line): عبارت است از خط یا منحنی فرآیند تخلیه‌ی میدان یا مخزن با منظور کردن تأسیسات موجود و در حالت عدم اجرای طرح‌های جدید بهبود یا افزایش ضریب بازیافت (EOR, EGR, IOR & IGR).

خط سناریوی پایه (Base Case Line): در میداین یا مخازن در حال بهره‌برداری خط سناریوی پایه برای دوره‌ی قرارداد ثابت بوده و برابر توان تولید میدان/مخزن در ماه عقد قرارداد در نظر گرفته می‌شود. در میداین یا مخازن در حال بهره‌برداری که بیش از ۵۰ درصد ذخیره‌ی اولیه را تولید کرده‌اند و در دوران کاهش (افت تولید) قرار دارند، خط سناریوی پایه برای دوره‌ی قرارداد می‌تواند یک منحنی کاهش‌ی بوده و مقدار کاهش سالیانه حداکثر برابر درصد افت طبیعی توان تولید مخزن در سال عقد قرارداد نسبت به سال قبل از آن خواهد بود.

به عبارت ساده‌تر، تولید سناریوی پایه عبارت است از مقدار تولید میدان با قابلیت فنی و مالی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب در زمان عقد قرارداد. تولید خط پایه‌ی تخلیه هم به معنای مقدار تولید بر اساس شرایط مخزن و افت طبیعی تولید، بدون انجام اقدامی برای جلوگیری یا مهار آن است.

۳- مسئولیت و ریسک‌های مدل قراردادی NISOC

در مدل قراردادی NISOC مسئولیت‌های شرکت ملی مناطق

۲ | ریسک‌های پوشش داده شده پیمانکار در مدل قراردادی NISOC

موضوع	نحوه‌ی پوشش
عدم تحقق برنامه‌های تولیدی مورد انتظار از قرارداد	بر عهده‌ی پیمانکار نیست و متوجه شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است
بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار در صورت اتمام قرارداد	پایان دوره‌ی قرارداد مانع بازپرداخت تعهدات تأیید شده‌ی باقیمانده نیست و بازپرداخت از محل همان مخزن انجام می‌شود
کاهش یا افزایش برنامه‌های مصوب سالیانه	با توافق طرفین امکان‌پذیر است
هزینه‌های تأمین منابع مالی	هزینه‌های تأمین مالی به‌طور کامل پرداخت می‌شود

۳ | ریسک‌های متوجه پیمانکار در مدل قراردادی NISOC

ردیف	مسئولیت	نوع ریسک	اثر و پیامد وقوع ریسک
۱	تأمین منابع مالی مورد نیاز اجرای طرح مطابق برنامه مصوب	تأمین کافی و به‌موقع (مطابق برنامه‌ی مالی سالیانه‌ی مصوب)	عدم دریافت هزینه‌های تأمین مالی و جریمه به‌ازای تأخیر
۲	انجام برنامه‌های فنی و عملیاتی	انجام صحیح و به‌موقع (مطابق برنامه‌ی عملیاتی سالیانه‌ی مصوب)	عدم دریافت اصل هزینه و هزینه‌های تأمین مالی و همچنین دریافت جریمه به‌ازای تأخیر
۳	استفاده از فن‌آوری‌های روز و نوین	معرفی و به‌کارگیری به‌موقع فن‌آوری‌های نوین، متناسب با شرایط و مشکلات مخزن	تولید اضافی کمتر نسبت به خط سناریوی پایه و در نتیجه دریافت دستمزد (Fee) کمتر
۴	مشارکت در کارگروه‌های فنی و مدیریتی	امکان افزایش تولید بیشتر نسبت به خط پایه‌ی تخلیه با مشارکت فعال	طولانی شدن دوره‌ی بازپرداخت هزینه‌ها و امکان عدم بازگشت هزینه‌ها به‌دلیل تولید کمتر از خط پایه‌ی تخلیه

افقی و چندشاخه‌ای، فراآوری مصنوعی و نظایر آن باشد که هرچند این اقدامات نیز از جمله موارد ضروری و مورد نیاز هستند اما اولاً این خدمات ارزان‌تر و بدون اینکه نیازی به پرداخت دستمزد تولید (Fee) باشد قابل دریافت است و ثانیاً انتظار می‌رود در ازدیاد برداشت (EOR) از مخازن، فن‌آوری‌ها و روش‌های نوین به کار گرفته شده در سایر کشورها که کارآیی خود را نیز اثبات کرده‌اند به صورت جدی‌تر و گسترده‌تری در ایران استفاده شود. در حقیقت بازه‌ی زمانی محدود این قرارداد، باعث شده این روش نتواند بستر مناسبی برای جذب و به کارگیری فن‌آوری‌های جدید ازدیاد برداشت (EOR) باشد.

همچنین اگر هدف از انعقاد قرارداد، صرفاً توسعه‌ی میدان باشد؛ نه ازدیاد برداشت، مشکلات و آسیب‌های قراردادهای بیع‌متقابل در خصوص محدودیت حضور پیمانکار پس از دوران توسعه و در دوره‌ی

■ انجام مطالعات مهندسی مخزن و تهیه‌ی طرح توسعه‌ی اولیه
 ■ دعوت به ارائه‌ی پیشنهاد از شرکت‌های معتبر و صاحب صلاحیت نفتی
 ■ تهیه‌ی طرح توسعه‌ی فنی و اقتصادی نهایی بر مبنای مطالعه‌ی اولیه‌ی انجام شده و نیز پیشنهادهای دریافتی از شرکت‌های نفتی
 ■ تأیید نهایی فنی، عملیاتی تصمیمات کارگروه‌های مشترک مدیریتی و فنی (JMC & JTC)

■ تدوین روش صحیح اخذ به موقع اطلاعات از مخزن، پایش تمامی متغیرهای مخزن و نیز مطالعات مخزن (با نظر کارگروه مشترک فنی) در طول دوره قرارداد با همکاری مشاوران معتبر (خارجی و داخلی)

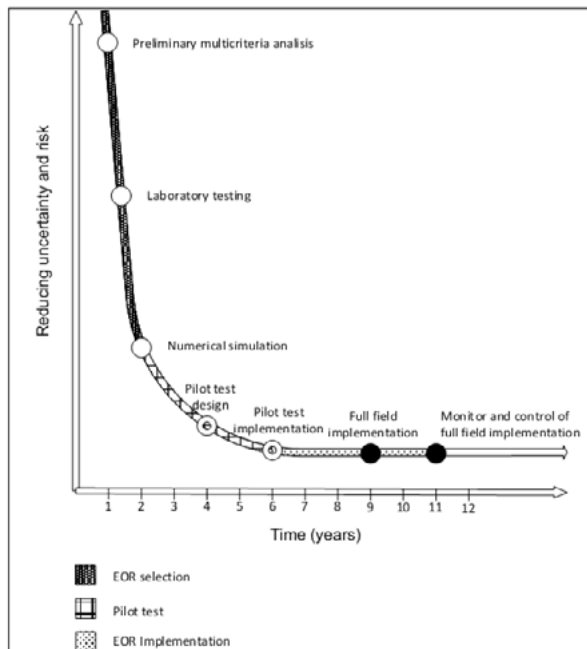
■ مشارکت با پیمانکار به هدف اصلاح یا بهینه‌سازی برنامه‌های فعلی یا به کارگیری روش‌های بهبود یافته یا ازدیاد برداشت جدید
 ■ تولید و بهره‌برداری از تأسیسات از زمان شروع بهره‌برداری با حفظ مسئولیت‌های پیمانکار در دوره‌ی قرارداد
 با توجه به چارچوب کلی مدل NISOC و مسئولیت‌های برشمرده شده شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ریسک‌های پوشش داده شده و باقیمانده برای پیمانکار به ترتیب در جداول ۲ و ۳ ارائه شده است.

۴- بررسی نقاط ضعف مدل قراردادی NISOC

الف) دوره‌ی زمانی قرارداد: همان‌طور که بیان شد دوره‌ی قرارداد در مدل NISOC حداکثر پنج سال است. البته امکان تمدید برای یک‌بار وجود دارد. بنابراین حداکثر بازه‌ی زمانی این قرارداد در صورت تمدید ده سال است. این در حالی است که اگر هدف از قرارداد، ازدیاد برداشت (EOR) از مخازن باشد (که اتفاقاً هدف اصلی از انعقاد قرارداد در مناطق نفت‌خیز جنوب عمدتاً همین مورد است) در این بازه‌ی زمانی امکان دستیابی و ارزیابی نتایج آن به سختی امکان‌پذیر است. چراکه یک پروژه‌ی ازدیاد برداشت (EOR) به دلیل عدم قطعیت‌های فراوان مخزن، شامل مراحل مختلفی است که پیاده‌سازی صحیح و اصولی آن ۱۰-۵ سال زمان نیاز دارد. مراحل مختلف یک پروژه‌ی ازدیاد برداشت (EOR) عبارتند از: مدیریت داده‌ها، غربال‌گری اولیه، مطالعات آزمایشگاهی، شبیه‌سازی مخزن، امکان‌سنجی پروژه، اجرای طرح در مقیاس کوچک و پایلوت، پایش نتایج پایلوت، شبیه‌سازی جزئی‌تر مخزن و در نهایت اجرای پروژه در مقیاس کل مخزن و پایش مستمر نتایج آن.

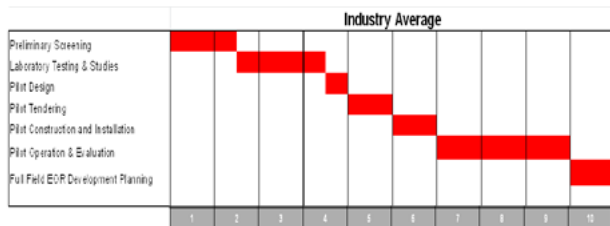
بر اساس گزارشی که در سال ۲۰۱۶ شلمبرگه ارائه کرده حدود ۸۰ درصد از پروژه‌های طراحی شده‌ی ازدیاد برداشت (EOR) در مرحله‌ی آزمایش پایلوت با شکست مواجه می‌شوند و تنها ۲۰ درصد آنها با موفقیت به مرحله‌ی اجرای کامل در مقیاس کل مخزن درمی‌آیند. این امر ضرورت طی صحیح و با دقت مراحل مختلف اجرای یک پروژه‌ی ازدیاد برداشت (EOR) را دوچندان می‌کند. حال با توجه به بازه‌ی زمانی مورد نیاز برای پیاده‌سازی طرح ازدیاد برداشت (EOR) در مخازن، چگونه این مهم در بازه‌ی زمانی پنج ساله امکان‌پذیر است؟ مگر اینکه منظور از روش‌های ازدیاد برداشت (EOR) در این قراردادها، محدود به روش‌های چاه‌محور نظیر حفاری

2. PHASES OF EOR PROJECTS' IMPLEMENTATION



Source: Factors Influencing Successful Implementation, of Enhanced Oil Recovery Projects, University of Belgrade, 2014

۲ | مراحل مختلف و زمان مورد نیاز برای هر مرحله در اجرای یک طرح ازدیاد برداشت (EOR)



Source: Maximizing Recovery through Integration, schlumberger, 2016

۳ | مراحل مختلف و زمان مورد نیاز برای هر مرحله در اجرای یک طرح ازدیاد برداشت (EOR)



ملی مناطق نفت خیز جنوب تعریف نشود که کل زنجیره‌ی توسعه، بهره‌برداری و ازدیاد برداشت را در خود داشته باشد. همچنین در چارچوب مدل NISOC، امکان انتقال دانش در زمینه‌ی مدیریت مخزن به طرف ایرانی بسیار ضعیف است و این امکان تنها در حالتی وجود دارد که قراردادهای منعقد شده صرفاً برای بهره‌برداری از میدان باشد که چارچوب طراحی شده برای این منظور نیز مشکلاتی دارد که در ادامه به صورت مجزا بررسی خواهد شد.

راهکار: از آنجا که بخش عمده‌ی تولید و ذخایر نفت خام کشور در حیطه‌ی فعالیت شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب قرار دارد و اکثر مخازن این شرکت یا در نیمه‌ی دوم عمر خود و یا در آستانه‌ی ورود به این مرحله هستند، موضوع ازدیاد برداشت از آنها در حال حاضر بسیار ضروری و مهم است. بنابراین می‌توان با افزایش دوره‌ی قرارداد از پنج سال به حداقل ده سال، از دانش و تجارب شرکت‌های توانمند بین‌المللی در این زمینه استفاده کافی را برد. همچنین می‌توان در صورت تمایل شرکت ملی نفت ایران برای واگذاری میدان در ده سال دوم، برای شرکت‌های طرف قرارداد در ده سال نخست، اولویت عقد قرارداد قائل بود.

ب) قراردادهای بهره‌برداری: در مورد پیاده‌سازی مدل NISOC در قراردادهای ازدیاد برداشت و توسعه که در بند الف ماده‌ی ۱- مصوبه‌ی هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت ایران بدان اشاره شده در محور قبلی مطالبی به اختصار ارائه شد. در این قسمت در خصوص موضوع قراردادهای بهره‌برداری که در ادامه‌ی بند مذکور در مصوبه‌ی هیأت مدیره بدان اشاره شده، مواردی بیان می‌گردد.

بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات تأسیسات نفت و گاز خدماتی است که تحت عنوان O&M توسط شرکت‌های تخصصی این حوزه و حتی برخی شرکت‌های خدماتی نفت و گاز در سراسر جهان ارائه می‌شود. شرکت‌های فعال در حوزه‌ی O&M شرکت‌هایی هستند که خدمات بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات تأسیسات نفت و گاز را به صورت کلی یا در یک بخش یا مورد خاص بر عهده می‌گیرند و هدف کلی آنها به صورت خلاصه عبارت است از افزایش کارایی تأسیسات نفت و گاز از طریق بهره‌برداری اصولی و کاهش هزینه‌های عملیاتی بدون به خطر افتادن ایمنی و محیط زیست.

برخی از مهم‌ترین خدمات قابل ارائه در قالب قراردادهای O&M شامل موارد زیر است:

برنامه‌ریزی و مدیریت نگهداری از تأسیسات به صورت سرویس‌های یکپارچه، بخشی (مکانیکال، الکتریکال، ابزار دقیق، HAVAC)، خاص (مخابراتی، تجهیزات دوار و ICSS) یا تخصصی (توربین‌ها، مترینگ و...) - مدیریت تأسیسات - HSE و مدیریت بحران - کنترل کیفیت و مدیریت آزمایشگاه‌ها - تأمین کالا و پشتیبانی - آماده‌سازی و مدیریت تعمیرات اساسی - مطالعات بهینه‌سازی - مدیریت انبار. به همین دلیل بسیاری از شرکت‌های IOC و NOC عملیات بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات تأسیسات خود را به شرکت‌های تخصصی این حوزه واگذار می‌کنند تا امکان تمرکز بیشتر بر فعالیت‌های کلیدی و

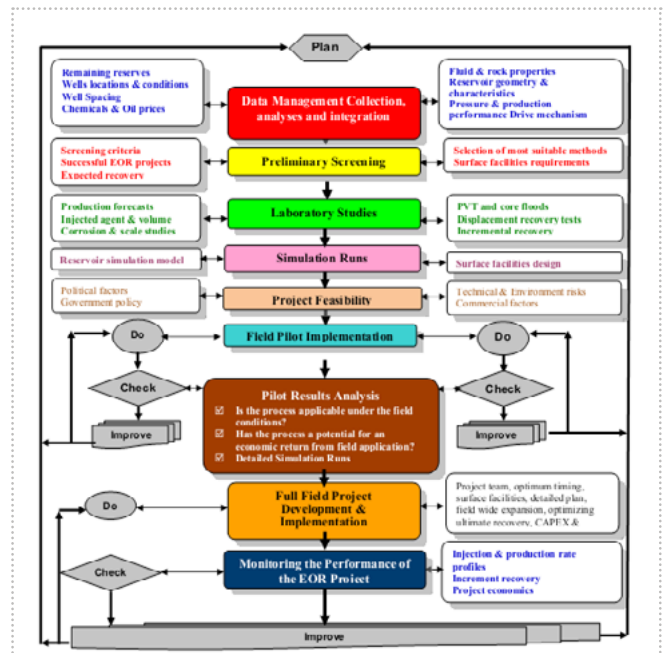


FIG. 2 DESIGN AND IMPLEMENTATION STEPS OF A COMPREHENSIVE EOR PROGRAM

Source: An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects, Journal of Petroleum Science Research (JPSR) Volume 3 Issue 4, October 2014

۴ | مراحل مختلف اجرای یک طرح ازدیاد برداشت (EOR)

بهره‌برداری، در این قراردادها نیز صدق می‌کند. توضیح اینکه به طور میانگین و حدودی برای توسعه‌ی یک میدان توسعه‌نیافته ۷-۴ سال و برای توسعه‌ی مجدد یک میدان تولیدی ۶-۳ سال زمان نیاز است. بنابراین بر اساس زمان‌بندی این مدل، در حالت خوش‌بینانه پیمانکار پس از توسعه، حداکثر یک‌سال در دوران بهره‌برداری حضور دارد و این امر علاوه بر مشکلات عدم حضور توسعه‌دهنده در دوران بهره‌برداری، عملاً بخش زیادی از نظام مالی قراردادی NISOC که شامل دستمزد تولید (Fee) در زمان بهره‌برداری می‌شود را نیز بلاموضوع می‌کند. ضمن اینکه شرکت‌های تراز اول جهانی فعال در زمینه‌ی بالادستی نفت، تمایلی به همکاری در پروژه‌هایی ندارند که از آنها تنها در مرحله‌ی ساخت و راه‌اندازی تأسیسات بهره‌برداری استفاده می‌شود و از آنجا که دانش و تخصص اصلی آنها در زمینه‌ی مدیریت مخزن است علاقمند هستند که با حضور در دوران بهره‌برداری و استفاده از دانش خود، سودشان را حداکثر کنند که این امر در دوران بهره‌برداری و پس از طی مرحله‌ی توسعه امکان تحقق دارد. از سوی دیگر اگر هدف از انعقاد این قراردادها تنها توسعه‌ی میدانی است باید توجه داشت که در سال‌های گذشته توان پیمانکاری شرکت‌های داخلی افزایش چشم‌گیری داشته و می‌توان با هزینه‌های کمتری از جمله به کارگیری مشاوره‌های خارجی معتبر، توان این شرکت‌ها را در زمان‌بندی و کاهش هزینه‌ها و مدیریت پروژه افزایش داد.

بنابراین در مجموع می‌توان گفت بازه‌ی زمانی محدود مدل قراردادی NISOC سبب شده در هیچ حالتی، طرحی در شرکت

شارجه (SNOC) قرارداد پنج‌ساله‌ای به ارزش تقریبی ۲۵۰ میلیون دلار برای واگذاری بهره‌برداری از پالایشگاه گازی Sajaa با شرکت خدماتی Petrofac منعقد کرده است. این میدان که در ۱۹۸۰ کشف شده با ظرفیت پالایش حدود ۲۰ میلیون مترمکعب در روز بزرگ‌ترین تأسیسات گازی شارجه است. طی این قرارداد، نگهداشت بهینه‌ی سطح تولید، بهره‌برداری از تأسیسات پالایشگاه و رفع چالش‌های عملیاتی میدان Sajaa به پتروفک واگذار شده است. شرکت پتروفک تا سال ۲۰۱۵ موفق شده تولید سالانه را بیش از برنامه‌ی مدون محقق کند. تأکید می‌شود که این قرارداد از نوع O&M است؛ نه از نوع خدماتی.

بنابراین همان‌طور که مشاهده می‌شود قراردادهای بهره‌برداری در دنیا موضوعی تعریف شده و جاافتاده است که قراردادهای مربوط به آن نیز ضوابط و چارچوب مشخص خود را دارد. ریسک‌ها و سوددهی این قراردادها به‌هیچ‌عنوان با سوددهی قراردادهای توسعه و ازدیادبرداشت یکسان نیست و بنابراین یک مجموعه دیدن قراردادهای توسعه و ازدیادبرداشت با قراردادهای بهره‌برداری در مدل قراردادی NISOC اساساً صحیح نیست.

راهکار: قراردادهایی که صرفاً جهت بهره‌برداری منعقد می‌شوند باید از قراردادهای توسعه و ازدیادبرداشت مجزا شوند و چارچوب قراردادی آن نیز متناسب با تجربیات جهانی و ادبیات این رشته از فعالیت‌ها، سامان پذیرد.

ج) قراردادهای عملیات محور: طبق مصوبه‌ی هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت ایران مدل قراردادی NISOC علاوه بر توسعه، اجرای طرح‌های بهبود یا ازدیادبرداشت (IOR & EOR) و بهره‌برداری می‌تواند جهت فعالیت‌های عملیات محور (job base) شامل عملیات حفاری، چاه‌محور یا تأسیسات سطح‌الارضی نیز استفاده شود.

این در حالی است که در متن مصوبه تنها نکته‌ای که در خصوص قراردادهای موضوع بند-ب (فعالیت‌های عملیات محور) می‌توان مشاهده کرد اینست که پیمانکار، خود تأمین مالی این عملیات‌ها را بر عهده می‌گیرد و از محل افزایش تولید، بازپرداخت اصل هزینه‌ها و هزینه‌های تأمین مالی انجام می‌شود. همچنین به این گروه از قراردادها دستمزد (Fee) تعلق نمی‌گیرد. در واقع مشخص نیست که در این دسته از قراردادها قرار است چه تغییر و تحولاتی در نظام کارفرمایی و پیمانکاری موجود شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب اتفاق بیافتد که کارفرما تمایلی به به‌رسمیت شناختن پرداخت هزینه‌های تأمین مالی برای پیمانکاران این بخش داشته باشد؟ قراردادهای این دسته از خدمات می‌تواند در فضای رقابتی و با هزینه‌ای معقول در اختیار شرکت ملی نفت ایران قرار داده شود اما با مناسبات جدید در نظر گرفته شده، زمینه‌ی افزایش هزینه‌های این بخش از خدمات فراهم می‌گردد.

راهکار: باید هدف از عقد قراردادهای عملیات محور مشخص‌تر بیان شود. همچنین مناسب است شرایط و ضوابط مربوط به این قراردادها و تمایزات آن از شیوه‌های رایج دریافت خدمات از شرکت‌های نفتی بیشتر تبیین گردد.

د) توزیع ریسک و مسئولیت‌ها: همان‌طور که در جداول توزیع ریسک

کاهش هزینه‌ها را داشته باشند. قراردادهای بهره‌برداری و نگهداری که اغلب زمان آنها ۵-۲ سال (و قابل‌تمدید) است به چهار دسته‌ی عمده تقسیم می‌شوند. این مدل‌ها عبارتند از:

■ **قرارداد پوشش کامل خدمات (Full-Coverage Service Contract):** در این نوع قراردادها تأمین جامع و کامل خدمات مورد نیاز مثل نیرو، تجهیزات، مواد یدکی، بهره‌برداری، تعمیرات و نگهداری و خدمات اضطراری و غیره بر عهده‌ی پیمانکار است. کارفرما می‌تواند از این قرارداد برای تمامی واحد بهره‌برداری یا بخش خاصی از آن استفاده کند.

■ **قرارداد خدمات انجام کامل کار (Full-Labor Service Contract):** در این نوع قراردادها تأمین کالا و قطعات توسط کارفرما انجام می‌شود و پیمانکار تمامی خدمات مربوط به بهره‌برداری، نصب، نگهداری و تعمیر تأسیسات و راه‌اندازی برخی از واحدهای خاص را بر عهده می‌گیرد.

■ **قرارداد خدمات پیشگیری و نگهداری (Preventive-Maintenance Service Contract):** این قراردادها اغلب به‌ازای مبلغ ثابتی برای حجم مشخصی از فعالیت‌های نگهداری و پیشگیری در تأسیسات و واحدهای بهره‌برداری منعقد می‌شود. به‌عنوان نمونه تعویض و نگهداری برخی از اقلام و تجهیزات، انجام آزمایش‌ها و اقدامات لازم برای پیشگیری از آسیب‌دیدگی و خوردگی تأسیسات از جمله شرح خدمات این قراردادهاست.

■ **قرارداد خدمات بازرسی (Inspection Service Contract):** در این نوع قراردادها کارفرما به‌ازای مبلغ ثابتی در سال، حجم مشخصی از فعالیت‌های بازرسی تأسیسات بهره‌برداری را به پیمانکار واگذار می‌کند. به‌عنوان نمونه ارائه‌ی گزارش قطعات و تجهیزات آسیب‌دیده یا در معرض آسیب‌دیدگی به کارفرما به‌صورت دوره‌ای از جمله خدمات قابل‌ارائه در چارچوب این قرارداد است. نمونه‌های متعددی از قراردادهای بهره‌برداری و نگهداری از تأسیسات نفت و گاز در سراسر جهان به شکل‌های مختلف یکپارچه یا تخصصی و ویژه وجود دارد. در ادامه دو نمونه از واگذاری عملیات بهره‌برداری و نگهداری (O&M) در میادین نفت و گاز به شرکت‌های ثالث ارائه می‌شود.

■ **میدان نفتی خلیج در قطر:** شرکت توتال عملیات بهره‌برداری و تعمیرات تأسیسات تولید و فرآورش میدان نفتی خلیج در قطر را با ظرفیت تولید ۴۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۰۸ به شرکت SPIE واگذار کرده است. مبلغ این قرارداد پنج‌ساله که برای یک دوره‌ی پنج‌ساله‌ی دیگر نیز قابل‌تمدید است، سالانه ۵ میلیون دلار برآورد می‌شود. لازم به‌ذکر است که توتال طی قراردادی در تولید ۲۵ ساله از این میدان (از ۱۹۸۹) مشارکت و فعالیت داشته است. این قرارداد در ۲۰۱۴ به اتمام رسید و در قرارداد جدید توتال و قطرپترولیوم به‌ترتیب با مشارکت ۴۰ و ۶۰ درصدی با اپراتوری توتال به‌صورت مشترک در این میدان به فعالیت خود ادامه می‌دهند.

■ **پالایشگاه گازی Sajaa در امارات:** در سال ۲۰۱۰ شرکت ملی نفت

این مدل متناسب با پیچیدگی و بزرگی میدان مورد نظر برای عقد قرارداد، تعیین و محدود گردد.

ه) فرآیند تصمیم‌گیری و اجرا: بر اساس چارچوب مصوب در قرارداد NISOC، برنامه‌ی مالی و عملیاتی سالیانه ابتدا در کمیته‌ی مشترک فنی تهیه شده و در کمیته‌ی مشترک مدیریت، نهایی می‌شود و پس از تأیید شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب برای تصویب به شرکت ملی نفت ایران ارسال می‌شود. همان‌طور که ملاحظه می‌گردد این فرآیند بسیار زمان‌بر و طولانی است. ضمن اینکه اگر اختلاف نظری هم در مراحل مختلف این فرآیند به وجود آید و نیاز باشد تا این چرخه تکرار شود، زمان بسیار زیادی جهت تصمیم‌گیری و ابلاغ آن برای اجرا به هدر خواهد رفت.

راهکار: از آنجا که راهبری کارگروه‌های فنی و مدیریتی قرارداد در حین اجرای آن بر عهده‌ی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است. می‌توان با حضور نماینده‌ی صاحب اختیار شرکت ملی نفت ایران در کارگروه‌های مذکور، از رفت و برگشت تصمیمات آنها به شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و شرکت ملی نفت ایران خودداری کرد و تصمیمات نهایی در خصوص قرارداد، با حق رأی تعیین‌کننده‌ی نماینده‌ی شرکت ملی نفت در همان کارگروه‌های فنی و مدیریتی قرارداد اتخاذ شود.

و) میزان سوددهی قراردادها: با توجه به اینکه مدل NISOC به موازات مدل مصوب هیأت وزیران در میداین نفت و گاز کشور اجرایی خواهد شد باید توجه داشت که اولاً سوددهی این قراردادها متناسب با ریسک پیمانکار باشد و ثانیاً این سود نباید به نحوی باشد که در روند واگذاری سایر میداین به شیوه‌ی قراردادهای مصوب هیأت وزیران (که ریسک کمی دارد) اختلال ایجاد کند. به عبارت دیگر سوددهی این قراردادها مواجه است، نباید به اهرم چانه‌زنی و فشار شرکت‌های بین‌المللی برای افزایش سودشان در سایر قراردادها بیانجامد. امری که در عراق به دلیل تفاوت نوع و میزان سوددهی قراردادهای نفتی دولت مرکزی این کشور با اقلیم خودمختار کردستان در سال‌های گذشته اتفاق افتاده است.

راهکار: اینکه قراردادی به دلیل ریسک زیاد و پیچیدگی بیشتر یا موضوعاتی نظیر به کارگیری فن‌آوری به‌روزتر و انتقال آن به طرف ایرانی از قراردادهای دیگر جذاب‌تر باشد، طبیعی و پذیرفته شده است. اما همان‌طور که گفته شد طول مدت قراردادهای NISOC و ریسک‌های متحمل شده توسط پیمانکار، امکان استفاده از فن‌آوری‌های به‌روز و پیچیده‌ی ازدیادبرداشت را غیرمحتمل می‌سازد. بنابراین باید از لحاظ سوددهی فاصله‌ی معناداری با مدل قراردادی مصوب هیأت وزیران داشته باشد.

۵- بررسی نقاط قوت مدل قرارداد NISOC

مبنای پرداخت دستمزد (Fee) در مدل NISOC، تولید اضافی نسبت به خط سناریوی پایه است. تفکیک این خط تولید از خط پایه‌ی تخلیه اقدامی مثبت تلقی می‌شود. چرا که با فرض منطقی بودن سایر شرایط، مانند دوره‌ی زمانی قرارداد یا مسئولیت و ریسک پیمانکار در قرارداد،

و مسئولیت‌ها بیان شد در مدل NISOC شرکت / شرکت‌های طرف قرارداد نه جایگاه پیمانکار صاحب‌اختیار را دارند که با دانش و تجربه خود عمل کنند و ریسک اقدامات خود را متقبل شوند و نه صرفاً در جایگاه مشاوره‌ای قرار دارند که وظایف‌شان تنها به توصیه و ارشاد مجری طرح محدود گردد. در واقع تقسیم مسئولیت‌ها، جایگاه و نحوه‌ی تعامل مجری و پیمانکار در مدل NISOC ماهیتاً شرکت طرف قرارداد مناطق نفت‌خیز جنوب را از یک شرکت عامل و پذیرنده‌ی ریسک به یک شرکت همکار و بدون مسئولیت تبدیل می‌کند که وظیفه‌اش تأمین منابع مالی و انجام برنامه‌های مصوب است. در چنین حالتی انتظار می‌رود شرکت‌های بزرگ صاحب فن‌آوری و معتبر بین‌المللی تمایل و رغبتی برای همکاری بر اساس این مدل از خود نشان ندهند. در مقابل طبیعی است که شرکت‌های کوچک از این مدل قراردادی استقبال کنند؛ چرا که این شرکت‌ها می‌توانند بدون تقبل هیچ ریسکی، ایده‌ها و فن‌آوری‌های خود را در این قراردادها آزمایش کنند و از نتایج آن نیز برای کسب تجربه استفاده نمایند.

شاید برخی تصور کنند که این نوع تعامل با پیمانکار، به دلیل تسلط متخصصان شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب بر میداین موجود در حیطه‌ی فعالیت این شرکت است. اما باید توجه داشت که اولاً میداین مذکور ذخایر و پیچیدگی‌های زیادی دارند و طبیعتاً اگر قرار به واگذاری آنها باشد شرکت‌های بزرگ و معتبر که تجربه و دانش بیشتری از شرکت‌های کوچک خدماتی دارند از صلاحیت بیشتری برخوردار هستند (به خردان مفرمای کار درشت / که سندان نشاید شکستن به مُشت!). ثانیاً در صورت تسلط و دانش بیشتر کارفرما هم نباید به گونه‌ای عمل کرد که باب همکاری و تعامل با سایر شرکت‌های توانمند و صاحب فن‌آوری در جهان بسته شود. شرکت‌های نفتی و تجاری فعال نظیر استات‌اولیل، پتروبراس، پتروناس و انی که در همگی آنها دولت سهام دارد، نه در گذشته و نه در حال حاضر خود را از همکاری و تعامل سازنده با سایر شرکت‌ها بی‌نیاز نمی‌دانند و شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های تابعه‌ی آن نیز از این قاعده مستثنی نیستند.

همچنین مشخص نیست که با قبول ریسک این قراردادها توسط شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، چه عواقب و پیامدهایی برای عدم تحقق برنامه‌ها و به نتیجه نرسیدن قرارداد اعمال خواهد شد؟ در حقیقت، قبول ریسک سرمایه‌گذاری و عدم تحقق برنامه‌ها آن هم در زمینه‌ی موضوعی مثل ازدیادبرداشت که با عدم قطعیت‌های فراوانی روبرو است (که اگر امری سهل‌الوصول بود تا کنون برنامه‌ای بدین منظور تدوین و اجرا شده بود) توسط یک شرکت دولتی جای تأمل بیشتری دارد.

راهکار: جهت به کارگیری و حضور شرکت‌های برتر بین‌المللی تنها انگیزه‌های مالی مطرح نیست، بلکه جایگاه، نوع همکاری و فضای در نظر گرفته شده متناسب با دانش و تخصص این شرکت‌ها نیز مهم است. بنابراین برای حضور شرکت‌های بزرگ صاحب فن‌آوری و همچنین متوجه کردن ریسک عدم تحقق برنامه‌ها به شرکت طرف قرارداد، باید مسئولیت‌ها و ریسک‌های طرفین در این مدل بازنگری شوند. همچنین باید ضوابط و شرایط شرکت‌های خارجی و داخلی طرف قرارداد در

و مسئولیت اصلی پیمانکار در این قراردادها، تأمین منابع مالی و اجرای برنامه‌های فنی و عملیاتی ابلاغی از سوی مجری است. پیمانکار در قبال انجام صحیح این موارد، علاوه بر اصل هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی خود، هزینه‌های تأمین منابع مالی و دستمزد تولید (Fee) نیز دریافت می‌کند. در این مقاله نقاط ضعف چارچوب کلی مدل قراردادی NISOC بحث و بررسی شد و بیان گردید که مواردی مثل دوره‌ی زمانی محدود قرارداد، تقسیم ریسک، مسئولیت‌ها، جایگاه مجری و پیمانکار و همچنین فرآیند تصمیم‌گیری و اجرا سبب می‌شود اولاً این مدل قراردادی با استقبال و همراهی شرکت‌های بزرگ صاحب فن‌آوری و توانمند خارجی همراه نشود و ثانیاً در این مدل بستر مناسب برای جذب و به‌کارگیری فن‌آوری‌های جدید از دیدارداشت و مدیریت مخازن فراهم نباشد. همچنین در این مدل، چارچوب تعریف شده برای قراردادهای عملیات‌محور به‌روشنی تبیین نشده است. ضمن اینکه چارچوب قراردادی این مدل برای فعالیت بهره‌برداری هم از قواعد جهانی تعریف شده‌ی آن فاصله‌ی بسیار دارد. در عین حال می‌توان به تفکیک خط پایه‌ی تخلیه و خط سناریوی پایه‌ی تولید به‌عنوان یک ابتکار و نقطه‌ی قوت در جهت کنترل دستمزد پیمانکار در این مدل قراردادی اشاره کرد. در مجموع با مرور نقاط قوت و ضعف مدل قراردادی NISOC و مقایسه‌ی آن با مدل مصوب هیأت وزیران، این گونه استنباط می‌شود که به‌هیچ‌عنوان نمی‌توان مدل NISOC را یک نسخه تکامل یافته یا ارتقاء یافته از مدل مصوب هیأت وزیران دانست. چراکه اولاً این مدل تمامی مزیت‌های مدل مصوب هیأت وزیران را در خود ندارد. ثانیاً عمده‌ی نقاط تمایز این مدل با مدل مصوب هیأت وزیران، به‌عنوان آسیب و نقطه‌ضعف طبقه‌بندی می‌شوند. ثالثاً اصول کلی حاکم بر مدل NISOC که می‌توان آنها را به‌عنوان نقاط مثبت این مدل قراردادی برشمرد در مدل مصوب هیأت وزیران هم وجود دارد.

پیمانکار برای حداکثر کردن دستمزد (Fee) خود، تلاش خواهد کرد از فن‌آوری‌های بهتری (نسبت به آنچه تا کنون در میدان پیاده شده) استفاده نماید. همچنین اعمال حاکمیت بر فعالیت‌های شرکت طرف قرارداد در مدل NISOC بسیار پررنگ‌تر از مدل مصوب هیأت وزیران است. هرچند به‌نظر می‌رسد این نحوه‌ی اعمال حاکمیت سبب شده مدل مذکور کارایی خود را از دست بدهد.

علاوه بر این دو مورد، مدل قراردادی NISOC از نقاط قوت دیگری نیز برخوردار است که این موارد مختص به مدل مذکور نیست و در اصل جزء چارچوب قراردادی مصوب هیأت وزیران است که باید در این مدل قراردادی نیز پیاده شوند. برخی از مهم‌ترین این موارد عبارتند از تأمین مالی طرح از طریق پیمانکار و بدون اتکاء به منابع داخلی، انعطاف‌پذیر بودن قرارداد نسبت به شرایط مخزن و تعیین برنامه‌های مالی و فنی به‌صورت سالیانه، درنظر گرفتن انتقال فن‌آوری و آموزش در اسناد قرارداد، برقراری رابطه‌ی مستقیم دستمزد پیمانکار با سطح تولید، کنترل درآمد پیمانکار با استفاده از مکانیسم‌های قراردادی مثل R-Index و الزام به حضور شرکت‌های داخلی در کنار پیمانکار خارجی.

جمع‌بندی

همان‌طور که بیان شد در مدل NISOC، شرکت ملی نفت ایران نقش کارفرما (طرف اول قرارداد) و شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب نقش مجری طرح را ایفا می‌کنند. بنابراین برخلاف قراردادهای مصوب هیأت وزیران، در مدل NISOC مسئولیت‌های اصلی و ریسک عدم تحقق برنامه‌ها و به نتیجه نرسیدن سرمایه‌گذاری بر عهده‌ی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است. در واقع مسئولیت این شرکت به‌عنوان مجری عبارت است از راهبری توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان یا مخزن

پانویس‌ها

1. National Iranian South Oil Company
2. Operation and Maintenance
3. Sharjah National Oil Corporation

منابع

- اصلاحی، علی خواجوی، ماهنامه‌ی اکتشاف و تولید، ۱۳۹۴، شماره‌ی-۱۲۶
- [5]. Factors Influencing Successful Implementation, Of Enhanced Oil Recovery Projects, University Of Belgrade, 2014
- [6]. Maximizing Recovery through Integration, schlumberger, 2016
- [7]. An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects, Journal of Petroleum Science Research (JPSR) Volume 3 Issue 4, October 2014
- [8]. O&M Best Practices Guide, O&M Management
- [9]. TOTAL E&P Qatar selects SPIE Oil & Gas Services for its Operation & Maintenance of it Al Khalij Offshore Field, spie.com
- [10]. Petrofac to operate gas plant in Sharjah, www.ogj.com

- [۱] شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، شماره‌ی ۵۷۲۲۵/ت۵۳۳۶۷ هـ http://rc.majlis.ir/fa/986972/law/show
- [۲] اصلاح تصویب‌نامه در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، شماره‌ی ۶۹۹۷۸/ت۵۳۴۲۱ هـ http://rc.majlis.ir/fa/law/show/986971
- [۳] اصلاح تصویب‌نامه‌ی شماره‌ی ۵۷۲۲۲/ت۵۳۲۶۷ هـ مورخ ۱۶/۵/۱۳۹۵ در خصوص نحوه‌ی نظارت بر انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی، شماره‌ی ۶۹۹۷۵/ت۵۳۴۲۱ هـ، http://rc.majlis.ir/fa/law/show/986972
- [۴] بررسی و مقایسه‌ی قراردادهای خدماتی عراق با قراردادهای جدید توسعه‌ی میدین نفت و گاز ایران و ارائه‌ی پیشنهادهای