شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز

(مصوبه هیئت دولت در جلسه ۹ مهر ماه ۹۴ به پیشنهاد وزارت نفت)

شرح موضوع:

- به موجب جزء (۳) بند (ت) ماده (۳) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت- مصوب ۱۳۹۱- از جمله وظایف و اختیارات آن وزارتخانه در امور سرمایه‌گذاری و تأمین منابع مالی عبارت است از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی برای توسعه میادین هیدروکربوری با اولویت میادین مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه‌گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده.

- به استناد ماده(۷) قانون یاد شده نیز، شرایط عمومی قراردادهای نفتی با پیشنهاد وزیر نفت به تصویب هیأت وزیران می‌رسد.

- وزارت نفت در اجرای مواد فوق، متن پیشنهادی ناظر به شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی **نفت و گاز** را بر اساس دستور رئیس‌جمهور محترم در جریان بررسی کارگروهی متشکل از مشاور رئیس‌جمهور در امور اقتصادی، سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، وزارت امور اقتصادی و دارایی و معاونت حقوقی رئیس جمهور قرار داده و پس از اعمال اصلاحات مورد نظر آن کارگروه که به تأیید کارگروه یاد شده نیز رسیده، برای تصمیم‌گیری هیأت وزیران ارائه کرده است.

توضیح دفتر هیأت دولت:

۱- با توجه به روبه معمول و مبانی حقوقی، ضرورتی برای بیان اهداف در متن مصوبه نیست.

۲- در خصوص موضوع از اعضای هیأت دولت استعلام شد، لیکن تا قبل از طرح موضوع در جلسه هیأت دولت، پاسخی واصل نگردید.

متن پیشنهادی:

اهداف:

صنعت نفت
Oilindustry.ir
CLICK HERE

- افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز طبیعی کشور و حفظ و ارتقای جایگاه ایران در اوپک و بازار جهانی نفت و گاز طبیعی.

- افزایش بهینه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز طبیعی به ویژه در میدان مشترک.

- اجرای طرح‌های اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید و بهره‌برداری.

- اطمینان از حفظ و صیانت هر چه بیشتر از مخازن نفت و گاز طبیعی با تأکید بر افزایش ضریب بازیافت مخازن با به کارگیری، انتقال و ارتقای فناوری ملی و توانمندسازی ظرفیت‌های داخلی.

- استفاده از شیوه‌های نوین در اکتشاف، توصیف،توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان‌های نفتی و گازی.

- تشویق و حمایت از جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میدان‌های هیدروکربوری کشور با درجات مختلف خطرپذیری.

- انعقاد قراردادهای اکتشاف، توسعه، تولید و بهره‌برداری از میدان‌ها، با شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی که می‌توانند تأمین کننده دانش فنی روز، منابع مالی و خدمات مربوط حسب شرایط هر میدان باشند، بدون انتقال حق حاکمیت و مالکیت بر منابع نفت و گاز و با رعایت موازین تولید صیانت شده، با ارزیابی روش‌هایی که تاکنون در کشور مورد عمل قرار گرفته و نیز با بهره‌گیری از تجارب منطقه‌ای و بین‌المللی.

ماده۱- تعاریف و اصلاحات

اصطلاحات فنی و حرفه‌ای که در این متن تعریفی برای آنها ارائه نشده، تابع تعاریف مندرج در قانون نفت مصوب ۹/۷/۱۳۶۶ و قانون اصلاح قانون نفت- مصوب ۲۲/۳/۱۳۹۰ مجلس شورای اسلامی می‌باشد. در دیگر موارد، تعاریف تابع قوانین و مقررات مربوط در ایران و سپس روبه و عرف تخصصی در صنعت جهانی نفت خواهد بود.

۱-۱- شرایط عمومی: اصول و شرایط عمومی و ساختار حاکم بر قراردادهای بالادستی می‌باشد.

۱-۲- نفت: هیدروکربورهایی که به صورت نفت خام، میعانات گازِی، گاز طبیعی، قیر طبیعی، پلمه سنگ‌های نفتی و ماسه‌های آغشته به نفت به حالت طبیعی یافت شده و یا طی عملیات بالادستی به دست می‌آید.

۱-۳- میدان نفتی/ گازی: هر یک از منابع و یا مخازن زیرزمینی یا رو زمینی در تقسیمات داخل سرزمین، آب‌های داخلی، ساحلی، فلات قاره و بین‌المللی مجاور مرزهای کشور و آب‌های آزاد بین المللی که احتمال وجود نفت در آن است و مشخصات فنی و مختصات جغرافیای آن توسط وزارت نفت مشخص می‌گردد.

۱-۴- میدان/ مخزن تجاری: میدان/ مخزنی است که با رعایت تولید صیانتی و با لحاظ نمودن قیمتۀای نفت و دیگر محصولات جانبی آن میدان/ مخزن بتواند کلیه هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم و تأمین مالی پیش‌بینی شده جهت اکتشاف، توسعه، بهره‌برداری، همچنین دستمزد و سود طرف دوم و دیگر هزینه‌های جانبی مربوطه در طول دوره قرارداد را پوشش داده و نرخ‌های بازگشت سرمایه مورد انتظار و منطقی برای هر یک از طرف‌های قرارداد را تأمین نماید. اثبات تجاری بودن میدان/ مخزن بر عهده پیمانکار است. مبانی و شاخص ۀای متداول و خودکار جهت تعیین تجاری بودن میدان/ مخزن توسط وزارت نفت تعیین شده و در اسناد مناقصه حسب مورد به اطلاع متقاضیان رسیده و در قرارداد مربوطه نیز منظور می‌گردد.

۱-۵- میدان کشف شده(Green Field): میدان نفتی یا گازی کشف شده توسط شرکت ملی نفت ایران یا توسط شرکت‌های دیگر برای شرکت‌های ملی نفت ایران کشف شده است و آماده ورود به مرحله توسعه می‌باشد.

۱-۶- میدان در حال تولید(Brown Field): میدانی که قبلا به بهره‌برداری و تولید رسیده است.

۱-۷- مخزن: هر کدام از تاقدیس‌ها و یا ساختمان‌های چینه‌ای و یا هرگونه تله ساختاری حاوی هیدروکربور و یا ترکیبی از آنها که دارای خواص سنگ، سیال و فشار مستقل باشد، مخزن نامیده می‌شود.

۱-۸- مخزن در حال تولید: چنانچه یک مخزن تاریخچه تولید تجاری هیدورکربور داشته باشد، مخزن در حال تولید(Brown Reservoir) نامیده می‌شود.

۱-۹- مخزن کشف شده و توسعه نیافته: چنانچه از یک مخزن کشف شده تاکنون تولید تجاری هیدروکربور صورت نگرفته باشد، آن مخزن، توسعه نیافته(Green Reservoir) نامیده می‌شود.

۱-۱۰- طرف دوم قرارداد: شرکت ملی نفت ایران یا شرکت‌های تابعه آن به نمایندگی از آن شرکت می‌باشد. در این مصوبه از طرف اول قرارداد به عنوان کارفرما نیز یاد می‌شود.

۱-۱۱- طرف دوم قرارداد: شرکت یا مشارکتی از شرکت‌های صاحب صلاحیت نفتی که جهت سرمایه‌گذاری و انجام هر یک از عملیات اکتشاف، توصیف، توسعه، تولید و بهره‌برداری و اجرای طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت یا همه آن‌ها به صورت پیوسته، طی فرآیند قانونی انتخاب و قرارداد مربوطه را امضا می‌کند. در این مصوبه از طرف دوم قرارداد به عنوان پیمانکار نیز یاد می‌شود.

۱-۱۲- بلوک یا محدوده اکتشافی: منطقه جغرافیایی تعریف شده توسط شرکت ملی نفت ایران که به تأیید وزارت نفت رسیده و جهت انجام عملیات اکتشافی نفت انتخاب شده و منطقه قرارداد با طرف دوم قرارداد جهت کشف میدان/ مخزن تجاری می‌باشد.

۱-۱۳- حداقل تعهدات اکتشافی (Minimum Exploration Obligation): عبارت است از حداقل عملیات اکتشافی شامل انواع عملیات لازم مانند مطالعات زمین‌شناسی، ثقل‌سنجی، لرزه‌نگاری، حفاری، ارزیابی مخازن با هدف کشف میدان/ مخزن تجاری و انجام حداقل سرمایه‌گذاری لازم جهت عملیات فوق در مدت مقرر در قرارداد که توسط طرف دوم قرارداد تعهد گردیده است.

۱-۱۴- برنامه توسعه (DP) Development Plan): برنامه توسعه میدان/ مخزن که در شروع مرحله توسعه اعم از میدان‌ها/ مخزن‌های کشف شده (Green Field)، انجام عملیات بهبود و افزایش ضریب بازیافت میدان‌ها/ مخزن‌های در حال تولید (Brown Field) مورد تأیید طرفین قرارداد واقع شده و متناسب با یافته‌های جدید در هنگام توسعه و رفتار واقعی میدان/ مخزن در مراحل تولید قابل بازنگری می‌باشد.

۱-۱۵- تولید اولیه (First Production): میزان تولید تعریف شده در برنامه توسعه میدان/ مخزن(DP) که در مرحله اول عملیات توسعه یا عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت و بر اساس برنامه مربوطه حاصل می‌گردد.

۱-۱۶- هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای Direct Capital Cost(DCC): کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای لازم جهت توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت مخزن،از جمله کلیه هزینه‌های مهندسی، حفاری، احداث تمام تأسیسات روزمینی و زیرزمینی لازم برای قابل بهره‌برداری کردن میدان/ مخزن نظیر تأسیسات فرآوری، انتقال،تزریق، تأسیسات فرآیندی و جنبی و راه‌اندازی کلیه واحدها، هزینه انجام شده در مرحله اکتشاف در صورت تجاری بودن میدان و نیز انجام مرمت، بازسازی‌ها و نوسازی‌های لازم در میدان‌ها/ مخزن‌های در حال تولید.

۱-۱۷- هزینه‌های غیرمستقیم (IDC) Indirect Cost: کلیه هزینه‌های پرداختنی به دولت، وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی از جمله شهرداری‌ها شامل و نه محدود به انواع مالیات‌ها، انواع عوارض، گمرک و بیمه تأمین اجتماعی.

۱-۱۸- هزینه تأمین مالی (COM Cost of Money): هزینه‌های تأمین مالی طرف دوم، به میزان و شرایطی که در قرارداد تعیین می‌شود.

۱-۱۹- هزینه‌های بهره‌برداری (Opex)(Operating Costs): کلیه مبالغی است که طبق قرارداد، توسط طرف دوم قرارداد برای انجام عملیات بهره‌برداری طبق شرایط قرارداد و استانداردهای حسابداری هزینه می‌شود.

۱-۲۰- دستمزد (Fee): رقمی می‌باشد که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام از میدان‌ها/ مخزن‌های گازی مستقل ئ حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود.

۱-۲۱- شکرت عملیاتی مشترک (Joint operating company) یا موافقت‌نامه عملیاتی مشترک (joint Operating Agreement): شرکت و یا هرگونه مشارکت مجاز است که بر اساس قوانین جمهوری اسلامی ایران توسط طرف دوم قرارداد در ایران (با مشارکت شرکت‌های صاحب صلاحیت ایرانی) به ثبت رسیده و یا منعقد می‌گردد. و تحت نظارت و با پشتیبانی کامل فنی- مالی طرف دوم، مسئولیت انجام کلیه عملیات توسعه و بهربرداری از تأسیساتی که به موجب قرارداد برای تولید نفت و گاز و دیگر فرآورده‌های جنبی احداث می‌شود را بر عهده می‌گیرد. تشکیل این شرکت و واگذاری اجرای قرارداد به آن، رافع هیچ یک از مسئولیت‌های طرف دوم قرارداد نمی‌باشد.

۱-۲۲- خط پایه تخلیه (Depletion Base Line): برنامه و نمودار تولید هر میدان/ مخزن نفتی یا گازی (Producion Profile) که بر اساس شرایط مخزنی طراحی می‌گردد،خط فرایند تخلیه میدان/مخزن پس از عبور از دوره تولید حداکثر تا تخلیه کامل میدان/مخزن در حالت عدم اجرای طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت (IOR&EOR) که مورد پذیرش طرف‌های اول و دوم قرارداد قرار می‌گیرد به عنوان خط پایه تخلیه یا Depletion Base Line در قراردادهای مربوطه تعریف می‌شود.

۱-۲۳- نفت، گاز یا میعانات گازی اضافی(Incremental Oill, Gas Condensate): میزان تولید نفت یا گاز میدان/ مخزن برای هر دوره مالی از میدان‌ها/ مخزن‌های کشف شده(Green Field) و یا میزان نفت،گاز و یا میعانات گازی تولید شده مازاد بر خط پایه تخلیه (Depletion Baseline) از میدان/ مخزن در حال تولید (Brown Field) نفت، گاز و یا میعانات اضافی تعریف می‌شوند.

۱-۲۴- تبصره: در مواردی نظیر میدان‌ها/ مخزن‌های گازی در حال تولید و برای عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت حسب مورد میعانات گازی اضافی نسبت به خط پایه تخلیه (Depletion Baseline) می‌تواند مبنای محاسبه قرار گیرد.

۱-۲۵- عملیات بهبود ضریب بازیافت Improved Oill Recovery "IOR: عبارت است از مجموعه‌ای از عملیات که منجر به نگهداشت تولید یا بهبود ضریب بازیافت و یا سرعت در بهره‌برداری می‌گردد که می‌تواند در همه مراحل تولید در طول عمر میدان/ مخزن حسب مورد انجام شود. (از قبیل انجام مطالعات تکمیلی زمین‌شناسی، مهندسی نفت و مخازن، اجرای طرح‌های ژئوفیزیک و لرزه‌نگاریهای سه و یا چهار بهدی‌حسب نیاز، طراحی و اجرای پروژه‌هایی نظیر حفاری‌های جدید (infill Drilling)، به کارگیری، فناوری‌های پیشرفته حفاری نظیر استفاده از حفاری‌های چند جانبه و هوشمند، (Gas Lift) تزریق‌های گاز و آب و میدان‌ها/ مخزن‌ها، ایجاد شکاف در مخزن (Fracturing)،استفاده از پمپ‌های درون چاهی، بهبود روش‌های حفاری و استفاده حداکثر از حفاری‌های افقی و نظایر آن).

۱-۲۶- عملیات افزایش ضریب بازیافت (Enhanced Oill Recovery): عبارت است از به کارگیری انواع فناوری‌های پیشرفته روز دنیا شامل مطالعات و طراحی روش‌های بهینه مهندسی مخازن و بهره‌برداری، به کارگیری انواع تزریق‌ها حسب نیاز میدان/مخزن مانند تزریق بخار، مواد شیمیایی همچون پلیمرها، تزریق CO_2 و نظایر آن،کاربرد فناوری‌های تکمیلی در هر مرحله حسب ضرورت و نظایر آن که منجر به افزایش ضریب بازیافت نفت، گاز و یا میعانات گازی در طول عمر میدان/ مخزن می‌گردد.

۱-۲۷- منطقه قراردادی: Contract Area: منطقه جغرافیایی با مختصات معین است که در قرارداد برای انجام عملیات موضوع قرارداد تعیین می‌گردد.

۱-۲۸- Open Capex: به معنی انعطاف‌پذیر بودن میزان هزینه‌های سرمایه‌ای نسبت به رفتار و واقعیت‌های میدان، تحولات واقعی بازار در چارچوب برنامه مالی عملیاتی سالانه تصویب شده و همچنین نیاز به سرمایه‌گذاری‌های ضروری بعدی جهت بهبود راندمان و بهره‌وری میدان.

۱-۲۹- برنامه مالی عملیاتی سالانه: برنامه‌ای که در چارچوب طرح‌های عملیاتی و اصلاحات و بازنگری‌های لازم ناشی از واقعیت‌های پروژه و رفتار واقعی میدان توسط طرف دوم قرارداد تهیه و به تصویب طرف اول می‌رسد،تصویب این برنامه از سوی طرف اول نهایی بوده و جهت اجرا توسط طرف دوم قرارداد ابلاغ می‌گردد.

ماده۲- دسته‌بندی قراردادها

قراردادهای موضوع این مصوبه در ۳ دسته به ترتیب زیر تعریف می‌شود:

دسته اول- قراردادهای اکتشاف و در صورت کشف میدان/مخزن تجاری، توسعه میدان/ مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آن به ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد می‌باشد. در این دسته واگذاری عملیات توسعه و بهره‌برداری، به صورت پیوسته صیانتی از مخازن نفت گاز مجاز می‌باشد.

در این دسته از قراردادها حداقل تعهدات شرکت‌های پیشنهاد دهنده برای عملیات و سرمایه‌گذاری در محدوده اکتشافی مورد نظر به روشنی تعیین و از سوی طرف دوم تعهد می‌شود.

دسته دوم- قراردادهای توسعه میدان‌ها/ مخزن‌های کشف شده (Green Field) و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرار داد.

دسته سوم- قراردادهای انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت (EOR /IOR) در میدان‌ها/مخزن‌های در حال بهره‌برداری بر پایه مطالعات مهندسی مخزن و در ادامه، بهره‌برداری از آنها به ترتیب و تا مدت مقرر در قرار داد.

ماده ۳- اصول حاکم بر قراردادها

اصول زیر بر همه قراردادهایی که بر اساس این مصوبه منعقد می‌گردد حاکم می‌باشد:

۱-۳- حفظ حاکمیت و اعمال تصرفات مالکانه دولت جمهوری اسلامی ایران از طریق وزارت نفت بر منابع و ذخایر نفت و گاز طبیعی کشور.

۳-۲- عدم تضمین تعهدات/ ایجاد شده در قرارداد، توسط دولت، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران و بانک‌های دولتی

۳-۳- بازپرداخت کلیه هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم، هزینه‌های تأمین مالی و پرداخت دستمزد(Fee) و هزینه‌های بهره‌برداری طبق قرارداد از طریق تخصیص بخشی(حداکثر ۵۰٪) از محصولات میدان و یا عواید حاصل از اجرای قرارداد بر پایه قیمت روز فروش محصول منوط می‌باشد.

۳-۴- کلیه خطرات، ریسک‌ها و هزینه‌ها در صورت عدم کشف میدان/مخزن تجاری یا عدم دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی و یا ناکافی بودن محصول میدان/مخزن برای استهلاک تعهدات مالی ایجاد شده بر عهده طرف دوم قرارداد می‌باشد، اما در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده برای بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار در دوره قرارداد، هزینه‌های باز پرداخت نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، بازپرداخت می‌گردد. (بابند ۳,۱۱ تلفیق شده)؟!

۳-۵- پذیرش دستمزد (fee) متناسب با شرایط و تولید اضافی ناشی از هر طرح با هدف ایجاد انگیزه در طرف دوم قرارداد برای به کارگیری روش‌های بهینه و فناوری‌های نوین و پیشرفته در اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری.

۳-۶- تعهد طرف دوم قرارداد به برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز در طول دوره قرارداد با به‌کارگیری فناوری‌های نوین و پیشرفته و سرمایه‌گذاری‌های لازم از جمله اجرای طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت متناسب با پیچیدگی‌های میدان/مخزن.

۳-۷- تمام عملیات پیمانکار از تاریخ شروع قرارداد به نام و از طرف کارفرما انجام خواهد شد و کلیه اموال اعم از ساختمان‌ها، کالاها، تجهیزات، چاه‌ها و تأسیسات سطح‌الارضی از همان تاریخ متعلق به کارفرما می‌باشد.

۳-۸- رعایت مقررات و ملاحظات ایمنی، بهداشتی، زیست محیطی و اجتماعی در اجرای طرح‌ها.

۳-۹- در صورت وقوع شرایط فورس‌ماژور (قوه قهریه) در هر کدام از دوره‌های توسعه و تولید که ممکن است موجب سقوط تعهد، تعلیق و یا فسخ قرارداد گردد، تسویه حساب در مورد هزینه‌هایی که پیمانکار طبق قرارداد مستحق دریافت آنها می‌باشد تا زمان رفع شرایط فورس ماژور معلق گردیده و پس از رفع این شرایط در چارچوب ضوابط قرارداد صورت می‌پذیرد.

۱۰-۳- چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید و یا توقف آن به هر دلیلی به جز دلایل فنی مربوط به میدان/ مخزن داشته باشد، اولویت اعمال چنین کاهشی از سطح تولید میدان‌ها/ مخزن‌هایی که متعهد به بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر بگذارد.

ماده۴- انتقال و ارتقای فناوری در جریان اجرای قراردادها

در این نوع از قراردادها به منظور انتقال فناوری ملی در حوزه عملیات بالادستی نفت و اجرای طرح‌های بزرگ و توانمندسازی شرکت‌های ایرانی برای اجرای پروژه‌های بزرگ داخلی و نیز حضور در بازارهای منطقه‌ای و بین‌المللی شیوه‌های زیر مورد اقدام قرار می گیرد:

۱-۴- در هر قرارداد بر حسب شرایط شرکت‌های صاحب صلاحیت ایرانی با تأیید کارفرما، به عنوان شریک شرکت/ شرکت‌های معتبر نفتی خارجی حضور دارد و با حضور در فرآیند اجرای قرارداد، امکان انتقال و توسعه دانش فنی و مهارت‌های مدیریتی و مهندسی مخزن به آنها میسر می‌گردد. طرف دوم قرارداد موظف به ارائه برنامه انتقال و توسعه فناوری به عنوان بخشی از برنامه مالی عملیاتی سالانه می‌باشد.

تبصره: طرف دوم قرارداد ملزم به اعمال بندهای انتقال و توسعه فناوری قرارداد اصلی در قراردادهای منعقده با پیمانکاران فرعی خود حسب مورد می‌باشد.

۲-۴- طرف دوم قرارداد، ملزم به حداکثر از توان فنی و مهندسی، تولید، صنعتی و اجرایی کشور بر اساس "قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آنها در امر صادرات و اصلاح ماده ۱۰۴ قانون مالیات‌های مستقیم" مصوب ۱/۵/۱۳۹۱ مجلس شورای اسلامی و دستورالعمل‌ها و آیین‌نامه‌های ذی‌ربط می‌باشد.

۳-۴- طرف دوم قرارداد متعهد می‌شود به استفاده حداکثری از نیروهای انسانی داخلی در اجرای قرارداد و ارائه برنامه جامع آموزشی جهت ارتقای کیفی این نیروها و انجام سرمایه‌گذاری‌های لازم در قالب هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای برای انجام برنامه‌های آموزشی و تحقیقاتی از جمله ارتقا و به روزرسانی مراکز تحقیقاتی موجود و ایجاد مراکز تحقیقاتی مشترک و یا اجرای طرح‌های تحقیقاتی مشترک مرتبط این برنامه‌ها باید متناسب با عملیات

(اکتشاف، ارزیابی، توسعه اولیه، توسعه آتی مشتمل بر بهبود تولید و افزایش ضریب بازیافت IOR وEOR در هر مرحله از عمر مخزن با زمانبندی مشخص متناسب در هر قرارداد ارائه شود.

۴-۴- در شرکت عملیاتی مشترک (Joint Operating Company) سمت‌های مدیریتی در دوره تولید حسب مورد و شرایط به شرحی که در قرارداد توافق خواهد شد، چرخشی می‌باشد. در سازمان مدیریتی این شرکت، سمت‌های مدیریت اجرایی بتدریج به طرف ایرانی مشارکت واگذار می‌شود تا امکان انتقال دانش فنی و مهارت‌های مدیریتی به طرف ایرانی به خوبی میسر گردد.

ماده ۵- نحوه عقد قرارداد

این قراردادها با رعایت قوانین و مقررات حاکم بر معاملات شرکت ملی نفت ایران و پس از کسب مجوزهای لازم از مراجع دی‌صلاح قانونی در هر مورد توسط شرکت یاد شده با طرف/ طرف‌های قرارداد منعقد می‌گردد.

ماده ۶- نحوه اجرای قرار داد

۱-۶- برای انجام عملیات اکتشافی در یک منطقه قراردادی (Contract Area) و عملیات توسعه‌ای در پی آن (دسته اول قراردادها)، شرکت ملی نفت ایران، حداقل تعهدات اکتشافی مورد نظر خود را تعیین و با رعایت قوانین و مقررات مربوطه از شرکت‌های معتبر و صاحب صلاحیت نفتی دعوت به ارائه پیشنهاد می‌نماید.

برای انجام عملیات توسعه یک میدان/مخزن کشف شده و یا انجام سرمایه‌گذاری به منظور بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت در یک میدان/مخزن موجود(دسته‌های دوم و سوم قراردادها) شرکت ملی نفت ایران،با انجام مطالعات مهندسی مخزن یک طرح توسعه(DP) ارائه کرده و از شرکت‌های معتبر و صاحب صلاحیت نفتی دعوت به ارائه پیشنهاد می‌نماید. چنین طرح‌هایی در هر دو دسته قراردادها به عنوان راهنما برای پیشنهاد دهندگان بوده و مانع از دریافت و بررسی پیشنهادهای جدید از شرکت‌های نفتی نمی‌باشد.

تبصره: عملیات توسعه میدان/ مخزن و یا انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت (EOR/IOR) در چارچوب برنامه توسعه به صورت مرحله بندی (پلکانی) و برای هر مرحله بر اساس نتایج حاصله از رفتار مخزن در مرحله قبل انجام می‌شود.

۲-۶- میزان تولید از میدان/مخزن و یا در مورد طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت، تولید اضافی میدان، مبنای تعیین دستمزد پروژه (Fee) به صورت دلار آمریکا و یا معادل آن به یکدیگر ارزهای مورد قبول بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران برای هر بشکه نفت در میدان‌ها/مخزن‌های نفتی و برای هر هزار فوت مکعب گاز و یا هر بشکه میعانات گازی در میدان‌ها/ مخزن‌های گازی مستقل، می‌باشد. این دستمزد با هدف ایجاد انگیزه برای به کارگیری روش‌های بهینه در اکتشاف،توسعه تولید و بهره‌برداری حسب شرایط هر طرح، به صورت تابعی از عواملی نظیر سطح توان تولید هر میدان/ مخزن و نیز رعایت ضرایب ریسک مناطق اکتشافی، شناور بوده و متناسب با قیمت‌های بین‌المللی نفت و میعانات گازی و نیز قیمت‌های منطقه یا قراردادی گاز به صورت نقدی یا تحویل محصول تعیین می‌شود و به قیمت روز از شروع تولید اولیه تا پایان دوره قرارداد پرداخت خواهد شد. این فرمول دستمزد، مبنای اصلی تعیین شرکت برنده می‌باشد.

تبصره۱- ضرایب ریسک مناطق اکتشافی اعم از مناطق خشکی و یا دریایی، اندازه میدان/مخزن، آب‌های عمیق و یا کم عمق و به طور کلی مناطق با ریسک‌های کم، متوسط و زیاد همراه با ضرایب ریسک خاص میدان‌ها/ مخزن‌های مشترک و ضرایب خاص طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت از مخازن و یا ازدیاد برداشت نفت، در مرحله صدور پروانه تعیین می‌گردد.

تبصره۲- با توجه به اینکه کلیه ریسک‌ها در قراردادهای اکتشافی (دسته‌اول) بر عهده طرف دوم قرار داد بوده و در صورت عدم موفقیت در کشف میدان/ مخزن تجاری، هزینه‌ها بازپرداخت نمی‌شود، واگذاری بلوک دیگر اکتشافی به دوم قرارداد، در صورت عدم کشف میدان/ مخزن تجاری با همان شرایط قرارداد منعقده قابل شرط در قرارداد است.

۳-۶- پرداخت دستمزد(Fee) برای تولید هر بشکه نفت از میدان‌ها/ مخزن‌های نفتی و یا هر هزار فوت مکعب گاز و هر بشکه میعانات گازی از میدان‌ها/ مخزن‌های گازی مستقل و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های بهره‌برداری، به همراه هزینه‌های تأمین مالی متعلقه بر اساس قرارداد حسب مورد جهت اجرای طرح از محل حداکثر پنجاه درصد از محصولات میدان ناشی از قرارداد اعم از نفت خام، گازطبیعی، میعانات گازی و دیگر محصولات و یا عواید آن بر پایه قیمت روز فروش محصولات پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد.

تبصره۳- شرکت ملی نفت ایران مجاز است جهت بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت حق‌الزحمه، در صورتی که محصولات میدان‌های گاز طبیعی در بازار داخل مصرف شوند، یا امکان صادرات آن وجود نداشته باشد از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و نیز پرداخت دستمزد(Fee) تعهد و اقدام نماید.

ماده ۷- دوره یا مدت قرارداد

در هر قرارداد وزرات نفت مجاز است دوره قرارداد را متناسب با زمان مورد نیاز اجرای طرح‌های و حداکثر به مدت ۲۰ سال از تاریخ شروع عملیات توسعه در نظر بگیرد، دوره مزبور در صورت اجرای طرح‌های افزایش ضریب بازیافت مخازن و یا افزایش تولید (IOR یاEOR)، متناسب با نیازهای عملیاتی و اقتصادی هر طرح تا مدت ۵ سال قابل تمدید می‌باشد. در مورد طرح‌های پیوسته اکتشاف- توسعه و بهره‌برداری، دوره اکتشاف حسب مورد به دوره یاد شده قرارداد اضافه می‌گردد.

ماده ۸- نحوه هزینه کرد برای رسیدن به اهداف قراردادی

۸-۱- هزینه‌های عملیات اکتشافی و یا توصیفی با استفاده از اصل حداقل تعهدات اکتشافی و یا توصیفی درفرآیند تعیین طرف دوم قرارداد تعریف و تعیین می‌شود.

۸-۲- هزینه‌ها و شرح کار عملیات اکتشافی و یا توصیفی، توسعه و بهره‌برداری، حسب مورد بر اساس برنامه مالی عملیاتی سالیانه مصوب جهت تحقق اهداف نهایی طرح متناسب با شرایط و رفتار مخزن با توافق طرفین قرارداد تعیین می‌شود.

۸-۳- در هر قرارداد طرف دوم عملیات خود را در چارچوب فرآیندهای منضم به قرار داد انجام می‌دهد.

۸-۴- در هر قرارداد کمیته مشترک مدیریت قرارداد تشکیل می‌شود که نظارت بر کلیه عملیات طرح را بر عهده داشته و تصمیمات نهایی فنی،مالی و حقوقی در چارچوب قرارداد، واگذاری پیمان‌های دست دوم و نیز برنامه مالی عملیاتی سالانه را اتخاذ می‌نماید. مسئولیت اجرای عملیات در چارچوب قرارداد، واگذاری پیمان‌های دسته دوم و نیز برنامه‌های مالی و عملیاتی سالانه را اتخاذ می‌نماید. مسئولیت اجرای عملیات در چارچوب برنامه مالی عملیاتی مصوب بر عهده طرف دوم قرارداد می‌باشد. این کمیته از تعداد مساوی نمایندگان طرف‌های اول و دوم قرارداد با حق

رأی مساوی تشکیل می‌گردد. تصمیمات این کمیته به اتفاق آراء می‌باشد و در صورت بن‌بست در تصمیم‌گیری، مدیران ارشد و مسئول طرفین تصمیم می‌گیرند.

۸-۵- تمام عملیات اجرایی طرف دوم در چارچوب برآورد کلی طرح و نیز برنامه مالی عملیاتی سالانه مصوب و با مسئولیت و ریسک وی به انجام می‌رسد. اجرای این عملیات پس از تصویب کمیته مشترک مدیریت در چارچوب فرآیندهای عملیاتی منضم به قرارداد و حسب مورد به شرکت‌های صاحب صلاحیت واگذاری می‌شود. این نوع از قرارداد به لحاظ ماهیت آن سقف هزینه ثابت در هنگام انعقاد قرارداد نداشته و Open Capex است و ارقام ابتدایی صرفا جنبه برآوردی و پیش‌بینی دارد، هزینه‌های واقعی بر اساس برنامه‌های مالی عملیاتی که منطبق با رفتار میدان و شرایط بازار مصوب می‌شود، به حساب طرح منظور می‌گردد.

۸-۶- انجام تمامی اقدامات مندرج در قرارداد (به جز مدیریت مجموعه پیمان و انجام مطالعات مهندسی مخزن) به پیمانکاران و سازندگان صاحب صلاحیت واگذار می‌گردد. انتخاب این پیمانکاران فرعی یا دست دوم طبق شیوه نامه‌ای که منضم به قرارداد است، توسط پیمانکار انجام و به تصویب کمیته مشترک مدیریت می‌رسد.

تبصره- انجام مطالعات مهندسی مخزن و هزینه‌های انجام این عملیات از سوی طرف دوم قرارداد (به ترتیبی که در قرارداد توافق خواهد شد)، قابل پذیرش بوده و جزء Direct Costs منظور می‌گردد.

ماده ۹- هزینه‌ها:

تمام هزینه‌ءای مستقیم Direct Costs، هزینه‌های تأمین مالی متعلقه بر اساس قرارداد (برحسب مورد) و هزینه‌های بهره‌برداری طرح اعم از انجام مطالعات زمینه شناسی، اکتشافی، توسعه‌ای، طرح‌های بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت از ابتدا تا انتها توسط پیمانکار تأمین و به موقع پرداخت می‌گردد.

ماده ۱۰- نحوه بازپرداخت هزینه‌ها:

۱۰-۱- از زمان رسیدن میدان/ مخزن به تولید اولیه/ اضافی، به ترتیب توافق شده در مورد میدان‌ها/مخزن‌های کشف شده (Green Fields) و میدان‌ها/مخزن‌های در حال تولید (Brown Fields)، بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرمستقیم تا آن زمان و هزینه‌های تأمین مالی قراردادی (حسب مورد)طبق دوره تعیین شده در قرارداد، محاسبه، تقسیط و بازپرداخت می‌شود.

۲-۱۰ هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های غیرمستقیم دوره تولید از شروع تولید اولیه به صورت جاری محاسبه و باز پرداخت می‌گردد. همچنین پرداخت دستمزد (Fee) متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از همان زمان آغاز می‌شود.

۳-۱۰- کلیه پرداخت‌های مندرج در بندهای ۱-۱۰- و ۲-۱۰- این ماده از محل حداکثر ۵۰٪ از محصولات و یا عواید حاصل از تولیدات مخزن/ میدان/ مخزن موضوع قرارداد، به قیمت روز و یا به صورت نقدی در سررسیدها به پیمانکار پرداخت می‌شود.

ماده ۱۱- بهره‌برداری

۱-۱۱- از زمان شروع بهره‌برداری در مورد طرح‌های جدید و یا به نتیجه رسیدن تولید اضافی ناشی از عملیات پیمانکار در طرح‌های بهبود (IOR) و یا افزایش ضریب بازیافت (EOR)، تولید و بهره‌برداری از تأسیسات نیز علاوه بر توسعه، به نحوی که در قرارداد توافق می‌شود، توسط شرکت ایرانی عملیاتی مشترک (Joint Operation Company) و (یا شرکت ایرانی دیگری که توسط همین شرکت تشکیل می‌شود) با حفظ مسئولیت‌های طرف دوم قرارداد انجام می‌گردد.

تبصره: در مورد میدان‌ها/ مخزن‌های در حال تولید و بهره‌برداری، در صورتی که طرف اول برای مرحله بهره‌برداری، انجام عملیات بهره‌برداری را با مشارکت یکی از شرکت‌های تابعه خود ضروری بداند (و این موضوع به تأیید وزارت نفت نیز برسد)، دی چنین گزینه‌ای، بین طرف دوم قرارداد و شرکت تابعه شرکت ملی نفت ایران یک موافقتنامه عملیاتی مشترک امضاء می‌شود، این عملیات با حفظ مسئولیت پشتیبانی و نظارت کامل فنی- مال- حقوقی و تخصصی طرف دوم، همراه با تأمین تجهیزات، قطعات و مواد مصرفی لازم توسط وی، به صورت مشترک انجام می‌شود. شرکت تابعه ذی‌ربط موظف است در بهره‌برداری از تأسیسات موضوع قرارداد، کلیه دستورالعمل‌های فنی، حرفه‌ای و برنامه‌های عملیاتی طرف دوم را رعایت و اجرا نماید. در غیر اینصورت، عدم اجرای عمدی اقدامات یاد شده، نقش تعهدات قراردادی توسط طرف اول محسوب می‌شود.

۲-۱۱ هزینه‌های بهره‌برداری بر اساس برنامه مالی عملیاتی سالانه تعیین و توسط پیمانکار پرداخت و از محل منابع ناشی از تولیدات نفت، گاز و یا میعانات گازی و دیگر فرآورده‌های تولیدی میدان/ مخزن تأمین می‌گردد.

۱۱-۳- پیمانکار در دوره بهره‌برداری ضمن این که موظف به انجام تعهدات خود به موجب قرارداد توسعه، بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت میدان/مخزن می‌باشد، مکلف است با توجه به اطلاعاتی که از حضور در بهره‌برداری میدان کسب می‌کند و در پی آن با انجام مطالعات لازم برای اصلاح طرح توسعه (DP) و در صورت نیاز، به ارائه پیشنهاد طرح‌های اصلاحی با هدف حفظ ظرفیت، بهبود و یا افزایش بازیافت نفت و یا گاز از میدان/مخزن بپردازد. در صورتی که کارفرما این طرح‌ها را تصویب نماید، با اعمال همان روش‌ها و شیوه‌ها و شرایط موجود در قرارداد اصلی این طرح‌ها نیز با انجام اصلاحات در برآورد هزینه‌ها،زمان‌بندی قرارداد، دستمزد (Fee) مربوطه و نیز با منظور نمودن هزینه‌های مربوط در برنامه مالی عملیاتی سالانه طرح به اجرا در می‌آید.

۱۱-۴- در جریان بهره‌برداری، هرگونه سرمایه‌گذاری و اجرای طرح جدید در منطقه قراردادی به تصویب کارفرما می‌رسد و بهره‌بردار طبق قرارداد موظف به بهره‌برداری متعارف، با بهترین استانداردها، از کلیه تأسیساتی است که طبق مقررات همین ماده برای بهره‌برداری در اختیار وی قرار می‌گیرد.

۱۱-۵- نفت، گاز و یا میعانات گازی و نیز هرگونه فرآورده جانبی حاصله از تولید کلاً متعلق به کارفرما می‌باشد.

۱۱-۶- در صورت نیاز به انجام تعمیرات اساسی تجهیزات و یا چاه‌ها و یا انجام تعمیرات و یا Work over چاه‌ها و یا هرگونه عملیات مربوط به حفظ و نگهداری تجهیزات و تأسیسات، این عملیات با مجوز کارفرما توسط و یا هزینه‌های بهره‌برداری انجام شده و بازپرداخت آن از محل درآمدهای حاصل از نفت اضافی تولیدی میدان/مخزن به علاوه هزینه تأمین مالی به میزان توافق شده در قرارداد بازپرداخت می‌گردد.

مستندات قانونی مرتبط:

- قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، مصوب ۱۳۹۱:

ماده ۱- وزارت نفت به منظور تحقق سیاست‌های کلی نظام جمهوری اسلامی ایران در بخش نفت و گاز، سیاستگذاری، راهبری، برنامه‌ریزی و نظارت بر کلیه عملیات بالادستی و پایین دستی صنعت نفت،گاز، پتروشیمی و پالایشی تشکیل شده است و به نمایندگی از طرف حکومت بر منابع و ذخایر نفت و گاز اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی می‌نماید.

ماده ۲- اصطلاحات و تعاریف مندرج در ماده (۱) قانون اصلاح قانون نفت- مصوب ۲۳/۳/۱۳۹۰ - در این قانون معتبر است.

ماده ۳- وظایف و اختیارات وزارت نفت به شرح زیر است:

الف- امور حاکمیتی و سیاستگذاری

۱- تعیین خط مشی‌ها و سیاست‌های راهبردی عملیات بالادستی و پایین دستی نفت.

۲- تهیه و تنظیم برنامه‌های راهبردی عملیات بالادستی و پایین دستی صنعت نفت، گاز، پتروشیمی و پالایشی مطابق خط مشی‌ها و سیاست‌های ابلاغی و نظارت بر حسن اجرای آنها.

۳- تعیین و بازنگری و نظارت بر حسن اجرای استانداردهای صنعت نفت، گاز، پتروشیمی و پالایشی با همکاری دستگاه‌های اجرائی ذی‌ربط و صدور گواهینامه‌های لازم.

۴- تدوین رویه‌ها و دستورالعمل‌های اجرائی جهت حفاظت، نگهداری و ارتقای سطح سلامت، بهداشت، ایمنی و محیط زیست و پدافند غیرعامل در صنعت نفت، با هماهنگی دستگاه‌های اجرائی و نهادهای ذی‌ربط و نظارت بر اجرای آنها.