فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال دوازدهم / شماره‌ی ۵۱/ زمستان ۱۳۹۵/ صفحات ۲۱۳-۱۸۱

ارائه چارچوب نظری جهت ارزیابی قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی- مطالعه موردی: قراردادهای بیع متقابل ایران

سید محمد علی حاجی میرزایی[1]
استادیار مؤسسه‌ی مطالعات بین المللی انرژی، mohammadali196645@yahoo.com
علی امامی میبدی
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی، ali_meibodi@yahoo.com
سید مهدی حسینی
رئیس کارگروه بازنگری قراردادهای نفتی ایران، وزارت نفت، shossini3@gmail.com
محسن ابراهیمی
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه خوارزمی، ebrahimimo@yahoo.com
علی سوری
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران، ali_souri@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۹۵/۰۲/۲۰ تاریخ پذیرش: ۹۵/۰۸/۱۲

چکیده

در این مقاله با تطبیق تعریف واژه تولید صیانتی با مفهوم مسیر بهینه استخراج، نشان داده شده که امکان برنامه‌ریزی تولید صیانتی از مخزن در هر چارچوب قراردادی، مهم‌ترین شاخصه یک قرارداد مطلوب از نظر دولت می‌باشد. و این امکان در صورتی فراهم خواهد شد که برنامه‌ریزی توسعه و تولید از مخزن از ویژگی‌های انعطاف‌پذیری، افق برنامه‌ریزی بلندمدت، جامعیت و یکپارچگی و امکان جذب منابع مالی و دانش روز برخوردار باشد. چنانچه این شرایط در برنامه‌ریزی بهره‌برداری از مخزن، رعایت شود می‌توان از بهره‌برداری صیانتی از مخزن اطمینان حاصل نمود. بررسی قراردادهای بیع متقابل از این دیدگاه، نشان می‌دهد که به‌دلیل تعیین مدل توسعه‌ی مخزن، تعهدات کاری پیمانکار، سقف هزینه‌های سرمایه‌گذاری و سطح تولید پایدار از مخزن قبل از امضای قرارداد، کوتاه بودن دوره‌ی زمانی قرارداد نسبت به دوره‌ی عمر مخزن و محدودیت حوزه‌ی عملیات قرارداد نسبت به کل زنجیره توسعه‌ی مخزن، عملا امکان تحقق شرایط لازم جهت برنامه‌ریزی بهینه تولید با توجه به آثار مستقیم و غیر مستقیم شرایط قراردادی مذکور فراهم نخواهد شد. با توجه به انتقال مدیریت میدان پس از اتمام عملیات توسعه به شرکت ملی نفت ایران، انجام برنامه‌ریزی بهینه استخراج و طراحی و اجرای پروژه‌های ازدیاد برداشت در زمان لازم توسط مدیریت میدان نیز با محدودیت‌های ناشی از " اقدامات انجام شده توسط پیمانکار درگذشته" مواجه خواهد بود. بررسی مدل مفهومی قراردادهای جدید ایران نشان می‌دهدکه بخش مهمی از مشکلات ساختاری قراردادهای بیع متقابل جهت برنامه‌ریزی تولید صیانتی مورد توجه قرار گرفته است. ایجاد انعطاف‌پذیری هم در طراحی و هم در اجرای مدل توسعه‌ی مخزن (امکان توسعه‌ی مرحله‌ای)، انعطاف‌پذیری مدل مالی و اجرایی (بودجه‌ریزی سرمایه‌ای سالانه، امکان بازپرداخت کل هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده) و مدل پرداخت حق الزحمه بر اساس ویژگی‌های طبیعی و عملکرد برنامه‌ی تولید از مخزن، افزایش دوره‌ی قرارداد و گسترش حوزه‌ی عملیات آن در بخش مهمی از دوره‌ی عمر میدان، مهم‌ترین اصلاحاتی است که به‌عنوان پیش نیاز سیاست‌گذاری تولید صیانتی مورد توجه قرار گرفته است.

طبقه‌بندی JEL: Q35 ,O13, M11
کلید واژه‌ها: قراردادهای نفتی، قراردادهای خدماتی ایران، تولید صیانتی

---

۱. نویسنده مسئول

۱- مقدمه

حداکثر سازی ارزش اقتصادی برداشت از منابع نفت و گاز در اقتصاد منابع به‌عنوان هدف دولت (به‌عنوان مالک منابع) شناخته شده است. پیگیری این هدف، مستلزم استفاده از منابع مالی قابل توجه، تکنولوژی روزآمد و قبول ریسک بالای سرمایه‌گذاری در پروژه‌های اکتشاف و تولید در صنعت نفت است (استیونس[1]، ۲۰۰۰) که دولت‌ها را وادار می‌سازد برای توسعه‌ی بهره‌برداری از این ذخایر، از همکاری شرکت‌های بزرگ نفتی استفاده نمایند. تعریف رژیم مالی و حقوقی مناسب برای تعامل دولت‌های مالک منابع نفت و گاز با شرکت‌های بین‌المللی نفتی (سرمایه‌گذاران) از طریق تدوین و عرضه چارچوب‌های قراردادی[2] در صنعت نفت عملی می‌گردد (الکساندر[3]، ۱۹۹۹). در ادبیات مرسوم در صنعت نفت (جانستون[4]، ۱۹۹۴) رژیم‌های مالی به دو دسته کلی سیستم‌های امتیازی[5] و سیستم‌های قراردادی[6] تقسیم می‌شوند. در سیستم‌های امتیازی، امکان مالکیت هیدروکربن داخل مخزن/سرچاه توسط پیمانکار پذیرفته می‌شود، اما در سیستم‌های قراردادی، این مسئله مورد پذیرش قرار نمی‌گیرد.

سیستم‌های قراردادی خود به دو دسته کلی قراردادهای مشارکت در تولید[7] و قراردادهای خدماتی[8] تقسیم می‌شوند. امکان مالکیت بخشی از هیدروکربن تولید شده در نقطه تحویل (صادرات) در قراردادهای مشارکت پذیرفته شده (توردو[9]، ۲۰۰۷ ص ۱۰ جدول ۲ و ابراهیمی و همکاران، ۱۳۹۱ ص۱۰-۹) اما در قراردادهای خدماتی امکان چنین امری وجود ندارد. قراردادهای خدماتی نیز با توجه به میزان ریسک تقبل شده توسط پیمانکار به قراردادهای خدماتی با ریسک و بدون ریسک تقسیم می‌شوند. هر کشور با توجه به قوانین بالادستی و اهداف و برنامه‌های دولت در بخش نفت و گاز،

---

1. Stivense

۲. با توجه به اینکه یک قرارداد دارای دو بخش شرایط عمومی و شرایط اختصاصی (مربوط به مخزن/میدان موضوع قرارداد) است، منظور از چارچوب قراردادی در این مقاله، همان شرایط عمومی شکل‌دهنده ساختار اصلی قرارداد می‌باشد، بنابراین هرکجا ازواژه قرارداد استفاده می‌شود شرایط عمومی قرارداد مدنظر است. مولف

3. Alexander
4. Johnston
5. Concessionary Systems
6. Contractual Systems
7. Production Sharing Contracts-PSCs
8. Service Agreements
9. Tordo

نسبت به عرضه نوع خاصی از چارچوب قراردادی مورد نیاز خود اقدام می‌نماید. بررسی‌های صورت گرفته در مورد انواع قراردادهای مورد استفاده در ۱۴۷ کشور منتخب نشان می‌دهد که ۶۹ کشور (۴۷ درصد) از سیستم‌های امتیازی (مالیات/ بهره مالکانه)، ۷۰ کشور (۴۸ درصد) از قراردادهای مشارکت در تولید و ۸ کشور (۵ درصد) از قراردادهای خدماتی استفاده می‌نمایند (کمپرود[1]، ۲۰۰۴ ص ۲۱). اگرچه بر اساس ویژگی‌های کلی، قراردادهای نفتی به‌صورت فوق تقسیم‌بندی می‌شوند، اما در درون هر طبقه نیز طیف وسیعی از قراردادها وجود دارد که با توجه به نیازهای هرکشور طراحی و مورد استفاده قرار می‌گیرد. به‌عنوان مثال قراردادهای خدماتی عراق، ونزوئلا، مکزیک، اکوادور، کویت و... اگرچه همگی در چارچوب قرارداد خدمات با ریسک قرار دادند اما هرکدام در جزئیات با هم متفاوت هستند (قندی و لین[2]، ۲۰۱۳ ص۶ جدول ۲).

با توجه به هدف اصلی دولت (به‌عنوان مالک مخزن) در بخش نفت و گاز، زمانی می‌توان یک قرارداد را از نظر دولت مطلوب ارزیابی کرد که در آن، امکان حداکثر سازی ارزش اقتصادی مخزن در طول عمر آن فراهم باشد. طبق یافته‌های نظریه بهره‌برداری از منابع پاین‌پذیر در اقتصاد منابع (سوانسی[3]، ۱۹۹۲ ص ۳۸-۳۱) این هدف در شرایطی محقق می‌شود که مقدار استخراج از مخزن در هر زمان به نحوی تعیین شود که با در نظر گرفتن همزمان ویژگی‌های زمین شناسی، شرایط بازار و نرخ ترجیحات زمانی بهره‌بردار، مجموع جریان ارزش خالص انتظاری از بهره‌برداری از مخزن در طول عمر آن حد اکثر شود. به مقادیر استخراج از مخزن در طی سال‌های عمر آن که تأمین کننده شرایط فوق باشد، اصطلاحا مسیر بهینه تولید گفته می‌شود. بنابراین در صورتی که یک قرارداد مبنای تنظیم مناسبات بین دولت به‌عنوان مالک منابع و شرکت بین‌المللی نفتی به‌عنوان بهره‌بردار باشد و یا تأثیر حاصل از رفتار پیمانکار در آن قرارداد به‌نحوی بر شکل دهی رفتار بهره‌بردار در طول عمر مخزن تأثیرگذار باشد، مهم‌ترین معیار مطلوب بودن این قرارداد از نظر دولت این خواهد بود که استفاده از آن، امکان و انگیزه برنامه‌ریزی تولید بهینه درطول عمر مخزن را توسط بهره‌بردار فراهم نماید. به هر میزان که قرارداد مورد نظر، موجب فاصله گرفتن بهره‌بردار از مسیر تولید بهینه شود، آن

1. Kjemperud
2. Ghandy and Lin
3. Sweeney

قرارداد از وضعیت مطلوب فاصله گرفته و لذا اصلاح بندهائی از این قرارداد که باعث ایجاد این وضعیت می‌شود اصلاح ضروری می‌باشد. واضح است که به‌دلیل ناهمسانی بین افق برنامه‌ریزی دولت و پیمانکار به‌دلیل تفاوت دوره‌ی عمر میدان و دوره‌ی قرارداد و نیز نرخ تنزیل، در عمل، امکان تطبیق کامل اهداف دو طرف وجود ندارد. لذا طبق قاعده‌ی بهینه‌ی دوم، لازم است با طراحی مکانیسم‌های مختلف در قرارداد، به دنبال ایجاد همسویی بیشتر بین منافع دو طرف در قرارداد باشیم. با وجود اینکه دولت‌های دارنده منابع نفت و گاز در کشورهای درحال توسعه، اهداف اجتماعی و اقتصادی دیگری همچون انتقال و بومی‌سازی تکنولوژی، حداکثرسازی استفاده از ظرفیت‌های داخلی و ... را در صنعت نفت و گاز دنبال می‌کنند، اما باید توجه داشت که پیگیری هدف اصلی دولت در این بخش یعنی حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن، در اولویت قرار دارد. بدین معنی که در ارزیابی یک قرارداد، در صورتی که الزامات تولید صیانتی رعایت گردد، امکان پیگیری سایر اهداف دولت نیز در آن وجود خواهد داشت.

در این مقاله تلاش می‌شود با استفاده از مدل مفهومی بهینه سازی پویای بهره‌برداری از منابع پایان‌پذیر، ابتدا یک چارچوب نظری مشخص جهت ارزیابی قراردادهای نفتی معرفی و سپس با به‌کارگیری این چارچوب نظری، مدل قراردادی بیع متقابل و اصلاحات انجام شده در آن و نیز قراردادهای جدید ایران (IPC[1]) مورد بررسی قرار گیرد. در مقطع زمانی کنونی که مراحل قانونی نهایی شدن قراردادهای جدید نفتی ایران در مراکز تصمیم‌گیری کشور در جریان است، استفاده از رویکرد نظری معرفی شده، می‌تواند با انسجام بخشی به مباحث مطرح شده از سوی پیشنهاددهندگان و منتقدین این مدل قراردادی، به فرایند تصمیم‌گیری کمک نماید.

در بخش دوم مقاله، ابتدا با تطبیق چارچوب نظری مسیر بهینه تولید با تعریف تولید صیانت شده در قوانین موضوعه، ضرورت به‌کارگیری این رویکرد در ارزیابی قراردادهای بیع متقابل مورد استفاده صنعت نفت مورد تأکید قرارخواهد گرفت، در بخش سوم با مروری بر یافته‌های پژوهش‌های پیشین، چارچوب نظری لازم جهت پاسخگویی به سوال پژوهش فراهم می‌شود. در بخش چهارم روش شناسی تحقیق ارائه و در بخش پنجم با استفاده از مبانی نظری مطرح شده و اصول بهره‌برداری بهینه فنی از دیدگاه

1. Iranian Petroleum Contracts

متخصصین صنعت نفت، شاخص‌های مهمی که در صورت به‌کارگیری آن‌ها، می‌توان از رعایت موازین تولید صیانت شده از مخزن اطمینان حاصل نمود تشریح می‌گردد. در بخش ششم با استفاده از مدل نظری و الزامات مطرح شده، به بررسی مدل قراردادی بیع متقابل و اصلاحات انجام شده در آن از منظر تولید صیانتی پرداخته می‌شود و در بخش هفتم با تشریح چالش‌های مهم قرارداد بیع متقابل از نظر موازین تولید صیانتی، به اصلاحات انجام شده در قراردادهای جدید ایران (IPC)، اشاره خواهد شد. بخش هشتم نیز منعکس‌کننده خلاصه یافته‌ها و نتیجه‌گیری خواهد بود.

۲- مفهوم تولید صیانتی و سیاست بهینه تولید

تولید صیانتی یا صیانت شده از مخازن نفت و گاز واژه‌ای است که در سال‌های اخیر به‌ویژه از سوی منتقدین قراردادهای بیع متقابل در ادبیات عمومی مطرح شده است. عمومی‌ترین تعریف واژه تولید صیانتی مطرح شده "برداشت بهینه در خلال عمر مخزن" است، یعنی روندی از تولید که هدف حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن با رعایت منافع نسل‌های فعلی و آینده را تأمین نماید (درخشان، ۱۳۹۳، ص۱۱). این رویکرد نظری را می‌توان در تعریف واژه تولید صیانت شده از منابع نفت در ماده ۱ اصلاحیه‌ی قانون نفت مصوبه ۲۲ خرداد ۱۳۹۰ مجلس شورای اسلامی (روزنامه رسمی شماره‌ی ۴۷۳/۲۲۳۸۳ مورخه ۱۳۹۰/۸/۴) نیز مشاهده نمود. در تعریف واژه‌ی مذکور آمده است که "تولید صیانت شده از منابع نفت: کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثرسازی ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری از اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت براساس سیاست‌های مصوب می‌گردد". در این تعریف چند مفهوم اساسی مورد توجه قرار گرفته است: اول- میزان تولید از منبع در حد بهینه صورت پذیرد. در ادامه، حد بهینه تولید را سطحی از تولید دانسته که به حداکثرسازی ارزش اقتصادی حاصل از منبع منجرشود. دوم- این حداکثرسازی ارزش اقتصادی بایستی در طول عمر منبع حاصل شود. سوم- این سطح بهره‌برداری بایستی از هرزروی ذخایر در چرخه تولید نفت جلوگیری نماید. چهارم- در اتخاذ سیاست بهره‌برداری، سیاست‌های مصوب لحاظ شود. همان‌طور که ملاحظه می‌گردد، قانون‌گذار، پیگیری هدف حداکثرسازی ارزش اقتصادی

مخزن در طـول عمـر آن را در فراینـدی مـی‌دانـد کـه در آن رعایـت دو شـرط اساسـی جلوگیری از هرزروی ذخایر در چرخه تولید نفت و لحاظ نمودن سیاست‌های مصـوب در نظر گرفته شده باشد. این دیدگاه با مبانی نظری تعیین سیاست بهینه اسـتخراج از یـک منبع تجدید ناپذیر در اقتصاد منابع منطبق است. برای درک بهتر ایـن رویکـرد نظـری، می‌توان آن را در قالب یک مدل بهینه سازی پویا که به‌صورت عمومی به شکل زیر ارائه می‌شود بیان نمود (سوانسی، ۱۹۹۲، ص ۱۰).

$$Max_{\{Q_t\}} \sum_{t=0}^{T} \beta^t \{P_t * Q_t - C(S_t, Q_t)\} \quad (۱)$$

S.T:

$Q_t \geq 0$

$S_t \geq 0$

$S_{t+1} = S_t - Q_t$

که در آن:

S_t ذخیره باقی مانده هیدروکربن در زیر زمین(متغیر وضعیت)

Q_t نرخ استخراج سالانه هیدروکربن(متغیر کنترل)

تابع هزینه، $C(Q_t\, S_t)$

p_t قیمت پیش بینی شده هیدروکربن و محصولات جانبی تولیدی

β عامل تنزیل معادل $\frac{1}{1+\text{تنزیل نرخ}}$

در ادامه با در نظر گرفتن مدل ارائـه شـده بـه تشـریح اجـزای ایـن بحـث پرداختـه می‌شود.

الف- ارزش اقتصادی مخزن: حاصل ضرب دو متغیر قیمـت محصـول (نفـت و گـاز و محصولات جانبی) و میزان تولید هـر یـک از آنهـا طـی عمـر مخـزن را ارزش اقتصـادی مخزن می‌نامند.

ب- حداکثر نرخ کارا: حجم تولید در هر سال باید به اندازه‌ای باشـد کـه از هـرزروی ذخایر در چرخه نفت جلـوگیری کنـد (شـرط اول). در ادبیـات مهندسـی نفـت، میـزان تولیدی که این شرط را محقق کند را حداکثر نرخ کارا (MER[1]) می‌نامند. بنا به تعریـف (درخشان، ۱۳۹۳ به نقل از کتاب لغت نامه اکتشاف، حفـاری و تولیـد نفـت)، "حـداکثر نرخ تولید از مخزن ... به نحوی که حداکثر بازیافت نهایی از مخزن که عملا امکـان‌پـذیر

1. Most Efficient Rate

است، کاهش نیابد" را حداکثر نرخ کارا می‌نامند. یکی از شرایطی که می‌تواند به بهره‌بردار برای تحقق این شرط کمک نماید استفاده از سیستم مدیریت جامع (یکپارچه) مخزن است. در پرتو پیشرفت دانش و تکنولوژی، با استفاده از این سیستم، می‌توان با هم افزایی بین یافته‌های زمین شناسی و مهندسی و استفاده از آخرین پیشرفت‌های فناوری، همه اقدامات مربوط به توسعه و بهره‌برداری از یک مخزن را در فرایندی یکپارچه، مورد ارزیابی قرار داد (عمادی و همکاران، ۱۳۸۹).

ت- شرط دوم لحاظ نمودن سیاست‌های مصوب است. در نظریه بهره‌برداری از منابع پایان‌پذیر، یکی از عوامل اقتصادی مؤثر بر تعیین سیاست بهینه تولید از مخزن، نرخ تنزیل است که نشان دهنده ارزش نقدینگی درآمد خالص حاصل از استخراج و فروش محصول توسط بهره‌بردار در زمان حال می‌باشد. نرخ تنزیل کمتر، به معنی ترجیح بهره‌بردار به استخراج کمتر، در زمان حال است و برعکس. وقتی بهره‌بردار، دولت باشد، چنانچه از طریق تدوین برنامه‌ها و سیاست‌های خود، در مورد نحوه استفاده از ذخایر نفت و گاز کشور تصمیم‌گیری نماید، این سیاست‌ها، مبنای تعیین نرخ تنزیل مورد نظر دولت خواهد بود. بنابراین به نظر می‌رسد هدف از ذکر واژه سیاست‌های مصوب در تعریف تولید صیانت شده در قانون، توجه به ترجیحات بهره‌بردار (مالک مخزن) باشد. همان‌طور که ملاحظه می‌گردد تعریف تولید صیانت شده از مخزن در اصلاحیه‌ی قانون نفت، با تعریفی که از مسیر بهینه تولید در نظریه بهره‌برداری از منابع تجدید ناپذیر در اقتصاد منابع شده، کاملا تطبیق می‌کند.

۳- بررسی پژوهش‌های پیشین

مطالعات انجام شده در زمینه بررسی تأثیر ساختار قراردادی بیع متقابل ایران بر سیاست‌گذاری تولید بهینه از مخازن نفت و گاز بسیار محدود است. اگرچه اظهار نظرهای متعددی در این زمینه از سوی کارشناسان در عرصه عمومی مطرح شده، اما اولین پژوهش منسجم که از این منظر به ارزیابی قراردادهای بیع متقابل ایران پرداخته، پژوهشی است که توسط گروهی از محققین دفتر فن آوری‌های ریاست جمهوری (۱۳۸۵) انجام و نتایج آن به‌صورت محدودی منتشرشده است. در گزارش این پروژه، قراردادهای بیع متقابل نسل اول از زوایای متفاوت مورد بررسی قرار گرفته‌اند. براساس

این گزارش، خصوصیات ساختاری قراردادهای نفتی بیع متقابل عبارتند از " الف- معین بودن تعهدات مالی طرف قرارداد قبل از شروع عملیات، ب- فقدان انگیزه کافی برای پیمانکار به منظور کاهش هزینه و یا تسریع در تحقق اهداف، ج– جایگاه انتقال دانش فنی مناسب در قراردادهای بیع متقابل، د-کوتاه بودن مدت قراردادهای بیع متقابل". نویسندگان به تشریح این ویژگی‌ها و تأثیر آنها بر انگیزه پیمانکار جهت پیگیری موازین تولید صیانتی می‌پردازند. نویسندگان در این گزارش، به بررسی عملکرد وزارت نفت در به‌کارگیری قراردادهای بیع متقابل در اجرای تعدادی از پروژه‌های توسعه‌ی میادین نفتی، پرداخته‌اند. مهم‌ترین نتیجه مطرح شده در این گزارش، انتقاد از ضعف ساختاری قراردادهای بیع متقابل برای ایجاد انگیزه در پیمانکار جهت برنامه‌ریزی سطح تولید بهینه‌ی میدان توسعه یافته، می‌باشد. نویسندگان گزارش معتقدند که به‌دلیل کوتاه بودن دوره‌ی مسئولیت پیمانکار و انگیزه وی برای بازیابی سریع هزینه‌های انجام شده و حق الزحمه خود، پیمانکار در برنامه‌ریزی تولید از میدان، نه تنها انگیزه و الزامی به رعایت مسائل مربوط به تولید صیانتی و سرمایه‌گذاری در این زمینه نخواهد داشت بلکه دارای انگیزه کافی جهت تعجیل در رساندن سطح تولید میدان به مقدار تعهد شده در قرارداد و برداشت سریع‌تر می‌باشد که ممکن است به تخریب میدان و کاهش میزان حداکثر ذخیره قابل برداشت در طول عمر میدان (MER) منجر شود می‌باشد[۱].

شیروی و ابراهیمی (۲۰۰۶، ترجمه اصغریان، ۱۳۸۸) به بررسی مبانی حقوقی قراردادهای بیع متقابل و ویژگی‌های آن جهت استفاده در اکتشاف و توسعه‌ی میادین نفتی ایران پرداخته‌اند. خالقی (۱۳۹۱) بر اساس قوانین و مقررات مصوب به تفضیل به تشریح قراردادهای بیع متقابل مورد استفاده در صنعت نفت پس از پیروزی انقلاب اسلامی می‌پردازد. وی با برشمردن روند تحولات تاریخی قراردادهای بیع متقابل طی دو دهه اخیر، مهم‌ترین شرایط و ویژگی‌های نسل‌های اول، دوم و سوم قراردادهای بیع متقابل در ایران را بر اساس مستندات قانونی مربوطه توضیح می‌دهد.قندی و

---

۱. در پاسخ به انتقاد مطرح شده، چنین استدلال می‌شود که به این دلیل که اینکه کلیه برنامه‌ها و عملیات لازم برای توسعه‌ی مخزن در برنامه‌ی جامع توسعه‌ی مخزن توسط کارفرما تصویب و با توافق پیمانکار به‌عنوان ضمیمه قرارداد، لحاظ شده و این سند، مبنای انجام عملیات پیمانکار و نظارت و کنترل کارفرما قرار می‌گیرد، لذا پیمانکار نمی‌تواند به‌صورت یکسویه و بنا بر انگیزه‌های خود برنامه‌ریزی و عمل کند- مولف

لین[1] (۲۰۱۳) با بررسی انواع قراردادهای خدماتی مورد استفاده در کشورهای مختلف جهان، معتقدند که اگرچه استفاده از این نوع قراردادها در جهان بسیار محدود است، اما به‌دلیل استفاده کشورهای مهم تولید کننده‌ی نفت مثل ایران، عراق، ونزوئلا، کویت و... می‌تواند نقش مهمی در صنعت نفت جهان داشته باشد. این نویسندگان با مقایسه قراردادهای نسل اول بیع متقابل ایران، خدمات فنی عراق[2]، نسل اول، دوم و سوم توافقنامه‌ی خدمات اجرایی ونزوئلا[3] بر اساس ویژگی‌های میزان تعامل در تصمیم‌گیری در مورد هزینه‌های سرمایه‌ای، مالکیت نفت تولید شده، مدیریت بهره‌برداری میدان نفتی، حق الزحمه و تقبل کننده ریسک، به این نتیجه رسیدند که از میان قراردادهای بررسی شده، قراردادهای خدماتی ایران (بیع متقابل) به‌دلیل عدم واگذاری مدیریت میدان طی دوره‌ی بهره‌برداری، نسبت به سایر قراردادهای خدماتی، منحصر به فرد است. درخشان (۱۳۹۳) در مقاله‌ای با برشمردن شروط بهینه بودن قراردادهای نفتی بر اساس اصول مطرح شده در سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی[4]، جوانب مختلف به‌کارگیری شرط تولید صیانتی و ازدیاد برداشت درانواع قراردادهای نفتی از دیدگاه منافع ملی ایران را مورد بررسی قرار داده است. نویسنده با استناد به اصل بهینگی بلمن[5]، تصریح می‌نماید در صورتی، برنامه‌های تولید فعلی و آتی بهینه است که با در نظر گرفتن شرایط کنونی مخزن، اهداف مورد نظر در سیاست‌های بهره‌برداری در بلندمدت را به بهترین نحو تأمین نماید. به زبان ریاضی تابع هدف در الگوی بهره‌برداری از مخزن که همان حداکثرسازی ضریب بازیافت است بایستی براساس وضعیت کنونی مخزن، حداکثر شود. درخشان با این استدلال، به ضرورت به‌کارگیری روش‌های مناسب برای ازدیاد برداشت از مخزن در زمان مناسب و نقش شناخت کافی از رفتار مخزن

1. Ghandi and Lin
2. Technical Service Contract(TSC)
3. Operational Service Agreement(OSA)
۴. اصول مطرح شده در سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی عبارتند از: ضرورت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، تولید صیانتی از مخازن، توان افزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت، رعایت منافع بین نسلی در بهره‌برداری از منابع نفتی، تبدیل شرکت ملی نفت به شرکت ملی- بین المللی و رسیدن به جایگاه رقابتی در بازار جهانی نفت.
۵. اصل بهینگی بلمن:"هر سیاست بهینه، واجد این شرط است که علیرغم وضعیت اولیه و تصمیم اولیه، مابقی تصمیمات بایستی نسبت به وضعیت حاصل از تصمیمات قبلی، سیاست بهینه ای را تشکیل دهد"

جهت اتخاذ سیاست بهره‌برداری مناسب از مخزن که متضمن تولید صیانتی است می‌پردازد. از نظر نویسنده شرط بهینگی قراردادهای نفتی، رعایت موازین تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در بلندمدت، یعنی در خلال عمر مفید مخزن و نه عمر قرارداد است. به‌عقیده درخشان، بازنگری در برنامه‌های ازدیاد برداشت متناسب با تغییرات رفتار مخزن در زمان مناسب و بالطبع تغییر در حجم سرمایه‌گذاری و دوره‌ی قرارداد، مهم‌ترین مواردی است که برای رعایت موازین تولید صیانتی ضروری است، در حالی که ساختار حقوقی قراردادهای بیع متقابل فاقد انعطاف‌پذیری لازم در این زمینه می‌باشد. دامیانووا[1](۲۰۱۵) با ریشه یابی مشکلات جذب سرمایه‌گذاری در صنعت نفت ایران پس از پیروزی انقلاب اسلامی و دسته‌بندی مشکلات قراردادهای بیع متقابل و اصلاحات صورت گرفته در آن از دیدگاه شرکت‌های بین‌المللی انرژی، به مقایسه این قراردادها با قراردادهای خدماتی عراق و چارچوب قراردادی جدید ایران می‌پردازد. خواجوی(۱۳۹۴) با مقایسه مدل قراردادی جدید ایران با قراردادهای خدماتی عراق پیشنهاد می‌نماید که پاداش تولید درنظر گرفته شده برای شرکت‌های پیمانکارعلاوه بر مرتبط بودن با مقدار تولید، باید به زمانبندی اجرای پروژه، درصد تحقق اهداف ارائه شده در زمان برگزاری مناقصه و همچنین سطح فنآوری و عملیات مورد استفاده برای افزایش یا نگهداشت توان تولید نیز بستگی داشته باشد. همچنین اگر شرکت‌های خارجی بیش از ۵۱ درصد توان داخلی استفاده کنند، مقداری از آن درصد در بازه‌های مختلف به‌عنوان پاداش این شرکت‌ها پرداخت شود. پیشنهاد دیگر نویسنده مشخص کردن حداقل تعهدات کاری و سرمایه‌گذاری پیمانکار در هر مرحله از طول عمر میدان است. ضمن اینکه زمان و مقدار بازگشت سرمایه نباید به نحوی تنظیم شود که شرکت‌های پیمانکار نسبت به هزینه‌های عملیاتی و نرخ افت تولید در سال‌های پایانی قرارداد که نیازمند اجرای طرح‌های متعدد نگهداشت توان تولید و افزایش ضریب بازیافت است، بی‌تفاوت باشند.

1. Damianova

۴- روش شناسی تحقیق

در این مقاله، با استفاده از روش تحلیلی و با بهره مندی از چارچوب نظری سیستم بهینه سازی پویا و تطبیق آن با ویژگی‌های مخازن نفت و گاز، موارد زیر مورد بررسی خواهد شد:

الف- انطباق تعریف تولید صیانت شده از مخزن در اصلاحیه‌ی قانون نفت مصوبه ۱۳۹۰ و مفهوم مسیر بهینه تولید در اقتصاد منابع پایان‌پذیر،

ب- با توجه به تأثیر گذاری مستقیم یا غیر مستقیم شرایط قراردادی بر فرایند سیاست‌گذاری بهینه تولید از میدان، شاخص‌های ارزیابی قراردادها از منظر تولید صیانتی، استخراج و بر اساس آن، قراردادهای بیع متقابل و مدل پیشنهادی قراردادهای جدید ایران، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۵- الزامات و شرایط تولید صیانتی از مخازن نفتی

به‌طور کلی وجود ریسک و نااطمینانی‌های زیاد هم در فرایند اکتشاف و تولید و هم در بازار جهانی نفت و گاز و همچنین وجود ویژگی‌های یکپارچگی و بهم پیوستگی رفتار تولید کننده از مخازن هیدروکربن و مالکیت عمومی و بین نسلی آن‌ها، موجب گردیده که سیاست‌گذاری تولید از این مخازن در مقایسه با تصمیم‌گیری در مورد تولید سایر کالاها در دیگر صنایع تفاوت‌های مهمی داشته باشد. بر این اساس، انعطاف‌پذیری، افق برنامه‌ریزی بلندمدت (طول عمر مخزن)، یکپارچگی و جامعیت تصمیمات و امکان جذب منابع مالی کافی و دانش روز، چهار وجه اساسی در فرایند برنامه‌ریزی تولید از یک مخزن نفت و گاز خواهند بود. همان‌طور که در مقدمه بیان گردید در صورتی می‌توان مقدار برداشت از مخزن در هر دوره‌ی زمانی را در حد صیانتی تنظیم نمود که در برنامه‌ریزی تولید از مخزن، همزمان، شرایط تولید در حداکثر کارا (MER)، شرایط ناشی از محیط اقتصادی (بازار) و ترجیحات بهره‌بردار را در فرایندی یکپارچه و پویا درطول عمر مخزن مورد توجه قرار داد. در این فرایند به هر میزان شناخت بهتر و جامع‌تری از مولفه‌های مذکور در همه مراحل بهره‌برداری و انعطاف‌پذیری بیشتری در فرایند برنامه‌ریزی تولید نسبت به افزایش شناخت از مخزن و تغییر شرایط محیطی در طول عمر مخزن وجود داشته باشد، می‌توان اطمینان بیشتری در مورد رعایت موازین

تولید صیانتی در تعیین مقدار برداشت از مخزن در طول عمر آن حاصل نمود. در ادامه به تشریح وجوه اشاره شده به‌عنوان مهم‌ترین الزامات و شرایط تولید صیانتی از یک مخزن هیدروکربن پرداخته می‌شود.

الف- انعطاف‌پذیری

الف-۱- امکان انعطاف‌پذیری طرح جامع توسعه و برنامه‌ی تولید از مخزن در مقابل افزایش شناخت از شرایط فنی و رفتار مخزن: با توجه به قرار گرفتن مخازن نفت و گاز مرسوم در حوزه‌ی جغرافیایی وسیع و در اعماق زمین، کسب اطلاعات کامل و قطعی و طراحی عملیات توسعه و بهره‌برداری‌کاملاً مناسب از نظر فنی و اقتصادی تقریبا غیر ممکن است و لذا در عمل، با به‌دست آوردن حداقلی از داده‌ها و استفاده از روش‌های آمار و احتمالات (مطالعات توصیفی)، طرح توسعه‌ی مخزن تهیه و اجرا می‌گردد. این طراحی به‌گونه‌ای انجام می‌شود که با شروع عملیات توسعه و کسب اطلاعات بیشتر از مخزن، امکان اصلاح طرح توسعه‌ی اولیه فراهم باشد و این فرایند تا رسیدن میزان تولید تا سطح پلاتیو ادامه می‌یابد. در این دوره، انجام اقداماتی که منجر به نگهداشت سطح تولید در دوره‌ی پلاتیو تا حداکثر زمان ممکن شود ضروری است. در زمانی که مخزن وارد مرحله افت تولید شود، اقداماتی که نرخ افت تولید را در حداقل ممکن محدود نماید، مهم‌ترین عملیات توسعه‌ای مورد نیاز مخزن است. بنابراین از دیدگاه فنی، برنامه‌ی توسعه‌ی مخزنی از نظر تولید صیانتی، مطلوب است که در آن برای کلیه عملیات مذکور با توجه به اطلاعات جدیدی که در طی عمر مخزن به‌دست می‌آید برنامه‌ریزی لازم انجام شده باشد و به‌طور مستمر این برنامه بروز شود. به همین دلیل، نمی‌توان دوره‌ی زمانی اجرای طرح توسعه‌ی یک مخزن را در یک دوره‌ی زمانی خاص محدود نمود (مطیعی، ۱۳۸۹، جلد دوم ص ۵۴۳). این شرایط بسته به نوع و پیچیدگی مخزن، سطح دانش و تکنولوژی در اختیار و... متفاوت خواهد بود. با توجه به پیچیدگی مخازن آهکی شکاف‌دار که بخش عمده‌ای از مخازن نفت و گاز کشف شده در ایران را تشکیل می‌دهد، این بحث از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. بهترین شیوه در مورد این مخازن، طراحی برنامه‌ی توسعه‌ی مخزن، به‌صورت مرحله‌ای است (همان، ص ۴۰۶ تا ۴۰۹ و جدول ۹-۲ ص ۵۱۹).

الف-۲- امکان انعطاف‌پذیری برنامه‌ی تولید از مخزن در مقابل تغییرشرایط فعلی و آتی بازار نفت و گاز و عوامل تولید: اگرچه تنظیم برنامه‌ی توسعه و تولید از مخزن به‌صورت بالا، شرط لازم برای تنظیم سیاست بهره‌برداری بهینه از یک مخزن می‌باشد، اما بدون لحاظ شرایط بازار نفت و گاز و عوامل تولید (قیمت‌ها، هزینه‌ها، دسترسی به منابع مالی، نیروی انسانی ماهر، تکنولوژی و...) در این برنامه‌ریزی، نمی‌توان از بعد اقتصادی نیز در مسیر بهینه بهره‌برداری از مخزن حرکت نمود. وجود شرایط متحول در بازار، ما را ملزم می‌کند تا امکان انعطاف‌پذیری لازم در برنامه‌ی جامع توسعه‌ی مخزن را مدنظر قرار دهیم.

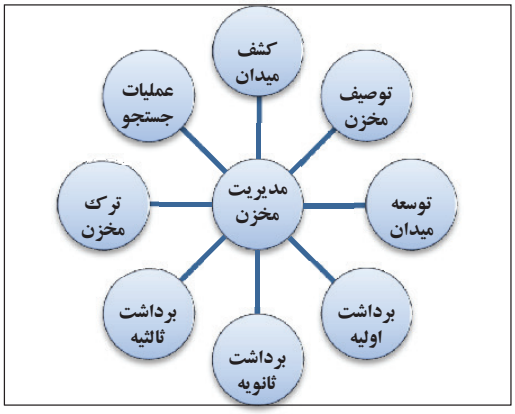
ب- افق برنامه‌ریزی بلندمدت و جامعیت تصمیمات

با توجه به ماهیت پایان‌پذیری منابع، هر گونه تصمیم‌گیری بهره‌بردار در زمان حال، پیامدهای اجتناب‌ناپذیری در تصمیمات آینده خواهد داشت (کراتوکرامر و تومان[1] ۲۰۰۳ ص۲). بنابراین فرایند برنامه‌ریزی بهره‌برداری از این منابع ماهیتا فرایندی پویا و بلندمدت است. بر این اساس هر گونه تصمیم‌گیری در این زمینه بایستی با در نظر گرفتن شرایط فنی مخزن و شرایط بازار در زمان حال و آینده و همه مراحل توسعه از دو طریق صورت پذیرد.

ب-۱- استقرار نظام یکپارچه مدیریت مخزن: امکان تصمیم‌گیری بین دوره‌ای و با در نظرگرفتن همه مراحل مخزن، زمانی فراهم می‌شود که در فرایند تصمیم‌گیری، علاوه بردر نظرگرفتن شرایط فعلی. تأثیر اجرای تصمیمات فعلی بر وضعیت آینده مخزن نیز لحاظ گردد. این امکان از طریق تعامل نظام‌مند بین تمامی عوامل مؤثر در فرایند برنامه‌ریزی بهره‌برداری از مخزن به‌دست می‌آید. استقرار سیستم یکپارچه مدیریت مخزن می‌تواند این امکان را فراهم نماید. همان‌طور که نمودار ۱ نیز نشان می‌دهد، این سیستم، تمامی مراحل توسعه و بهره‌برداری از یک مخزن را دربرمی‌گیرد. به اعتقاد کارشناسان (مرادپور و همکاران، ۲۰۱۴ ص ۵۵)، "عمده‌ترین وظایف این نظام، بهینه‌سازی مکانیسم توسعه و تولید، استفاده حداکثری از انرژی‌های طبیعی مخزن (عدم تولید گاز و آب اضافی)، حفاری حداقل تعداد چاه که با حفاری افقی[2] و چند

1. Krautkraemer and Toman
2. Horizontal Drilling

شاخه‌ای[1] و چاه‌های هوشمند[2] میسر می‌گردد، سیلاب‌زنی[3] گاز و یا آب در صورت عدم برخورداری مخزن از انرژی‌های طبیعی کافی، جمع‌آوری اطلاعات ضروری و نظارت مداوم بر عملکرد مخزن می‌باشد. ... در بهینه‌سازی مکانیسم تولید، انجام عملیات آزمایشگاهی و تحقیقات، جایگاه خاصی خواهد داشت که از آن جمله می توان به آزمایش‌های مغزه[4]، مدل‌سازی سیالات مخزن[5]، گل حفاری[6]، نحوه‌ی ترک خوردگی‌های سنگ، جابجایی سیالات و غیره اشاره نمود. ... شناخت میادین هیدروکربوری و مراحل توسعه‌ی مخازن[7] نفت و گاز، دربرگیرنده متغیرهای پیچیده و درهم‌تنیده‌ای است که شناسایی، دسته‌بندی و کشف ارتباط بین این متغیرها و کنترل نظام‌یافته و برنامه‌ریزی هوشمندانه آن‌ها، نیازمند برنامه‌ریزی جهت بهره‌برداری صحیح و حداکثری از این میادین می‌باشد. پیش فرض نظام مدیریتی مبتنی بر مدیریت مخزن، به رسمیت شناختن تصمیم‌گیری بر مبنای شرایط خاص هر مخزن و ... است". بنابر این استفاده از نظام یکپارچه مدیریت مخزن، امکان تصمیم‌گیری با در نظر گرفتن همزمان شرایط خاص مخزن، شرایط اقتصادی و ترجیحات بهره‌بردار و اتخاذ و اجرای بهترین تصمیمات ممکن که منتج به بهره‌برداری بهینه از مخزن می‌شود، فراهم می‌آید.



نمودار۱ - حوزه‌های فعالیتی مدیریت یکپارچه مخزن

1. Multilateral
2. Smart Wells
3. Flooding
4. Core Tests
5. Reservoir Fluids Modeling
6. Drilling Mud
7. Reservoir Development

ب-۲- روشن و مشخص بودن نظام ترجیحات مالک (بهره‌بردار)

در ادبیات اقتصاد منابع، ترجیحات بهره‌بردار از مخزن، که با شاخص نرخ تنزیل اندازه‌گیری می‌شود، یکی از عوامل تعیین کننده در تنظیم سیاست بهره‌برداری از مخزن نفت و گاز محسوب می‌گردد (کراتوکرامر و تومان ۲۰۰۳ ص۳). چنانچه نرخ تنزیل مورد نظر بهره‌بردار بالا باشد، بدین معنی است که به هر دلیل (امکان سرمایه‌گذاری در فرصتی با بازدهی بالاتر، نیاز به درآمد نقدی و...) بهره‌بردار ترجیح می‌دهد تا دارایی فیزیکی (نفت و گاز) خود را در زمان حال زودتر به دارایی نقدی تبدیل نماید. برعکس نرخ تنزیل پایینتر به مفهوم ترجیح نگهداری دارایی فیزیکی (نفت و گاز) در زمان حال و موکول کردن زمان استخراج آن به آینده است. عوامل مشخص کننده نرخ تنزیل بهره‌بردار در نظام‌های بهره‌برداری مختلف متفاوت است. زمانی که نظام بازار، تعیین کننده تصمیمات بهره‌بردار است، نرخ تنزیل مورد نظر یک بنگاه اقتصادی، به نرخ بازدهی اطلاق می‌شود که علاوه بر جبران نرخ بازدهی سرمایه‌گذاری در بازار دارایی بدون ریسک (فرصت سرمایه‌گذاری جایگزین)، جبران‌کننده میزان ریسک پذیرفته شده در پروژه سرمایه‌گذاری مورد نظر نیز باشد (استرادا، ۲۰۰۷). مطالعات انجام شده در مورد نرخ تنزیل کشورهای کمتر توسعه یافته تولید کننده نفت نشان می‌دهد عواملی مانند میزان وابستگی بودجه دولت به درآمدهای حاصل از صادرات نفت، سهم نفت در تأمین نیازهای ارزی کشور و ...، در تعیین نرخ تنزیل مورد نظر این کشورها اهمیت زیادی دارد. بنابر این، کشورهای مذکور به‌جای درنظر گرفتن هزینه‌ی فرصت سرمایه، ریسک‌های موجود برای مدیریت اقتصادی و سیاسی کشور خود در زمان جاری را ملاک انتخاب نرخ تنزیل قرار می‌دهند[1]. آنچه که برای تنظیم یک سیاست بهینه بهره‌برداری مهم است روشن و مشخص بودن نرخ تنزیل بهره‌بردار (شرکت ملی نفت ایران) می‌باشد.

---

۱. در مقاله گائو و همکاران (۲۰۰۹ ص ۶) نرخ تنزیل مورد نظر شرکت‌های نفتی که در ایالات متحده امریکا فعالیت می‌کنند را ۱۰ درصد و نرخ تنزیل برخی کشورهای عضو اوپک نظیر عربستان که بخش عمده‌ای از درآمدهای دولت از طریق فروش نفت تامین می‌شود را ۲۰ تا ۳۰ درصد برآورد نموده‌اند. در مقاله قندی و همکاران (۲۰۱۳ص ۵۵ و ۵۶) نرخ تنزیل برای عراق ۲۰ درصد در نظر گرفته شده است. با توجه به سیطره سیاست‌های بودجه ای دولت بر تعیین اهداف شرکت ملی نفت ایران و همچنین وابستگی بودجه دولت به درآمدهای صادرات نفت خام، به نظر می‌رسد نرخ تنزیل واقعی بهره‌بردار را باید بالا در نظر گرفت اما با نگاهی به سیاست‌های بلند مدت کشور (سند چشم انداز ۱۴۰۴) در می‌یابیم که دولت قاعدتا باید بدنبال کاهش وابستگی بودجه‌اش به درآمدهای نفتی و اتخاذ سیاست محتاطانه بهره‌برداری از منابع نفتی باشد که به مفهوم در نظر گرفتن نرخ تنزیل پایین در برنامه‌ریزی می‌باشد. مؤلف

ج- امکان جذب منابع مالی کافی و دانش روز

یکی دیگر از الزامات طراحی و اجرای سیاست بهینه تولید، طراحی برنامه‌ی بهینه سرمایه‌گذاری در مخزن می‌باشد. با توجه به وضعیت و شرایط فنی مخزن، سطح تکنولوژی و دانش در دسترس بهره‌بردار، نرخ تنزیل بهره‌بردار و قیمت‌های انتظاری نفت و گاز و سطح انتظاری هزینه‌های تولید و منابع مالی و تکنولوژی قابل تأمین، برنامه‌ی بهینه‌ی تولید و به تبع، آن برنامه‌ی بهینه سرمایه‌گذاری برای مخزن تدوین می‌گردد. طبیعی است که این برنامه، شامل شامل مراحل توسعه، نگهداشت سطح تولید و ازدیاد برداشت می‌باشد. با توجه به خصوصیات زمین شناسی هر میدان، زمان انجام پروژه‌های فشارافزایی و ازدیاد برداشت، مشخص می‌گردد، بنابراین انسجام درونی تصمیمات (تعادل ریسک و پاداش) و دسترسی به منابع: با توجه به وجود ریسک بالا در عملیات بهره‌برداری از یک مخزن و نیاز به حجم نسبتا بالای داده‌های تولید در یک افق بلندمدت، طبعا مدیریت مخزن نیازمند اتخاذ تصمیمات مهم در زمان مناسب و در محیط ریسکی می‌باشد. در این شرایط، مدیریت مخزن علاوه بر نیاز به اطلاعات کافی از مخزن و شرایط بازار، بایستی قدرت ریسک‌پذیری و البته پذیرش مسئولیت آن از طریق سیستم پاداش دهی مناسب را نیز داشته باشد.

با توجه به الزامات فوق می‌توان نتیجه گرفت که استفاده از قرارداد برای توسعه‌ی یک مخزن به‌عنوان تنظیم کننده روابط بین مالک مخزن و پیمانکار و یا شکل دهنده فرایند تصمیمات بهره‌بردار، زمانی می‌تواند زمینه ساز رعایت موازین تولید صیانتی از مخزن باشد و یا حداقل مانعی در راه رعایت این موازین فراهم ننماید)، که تصمیمات اتخاذ شده در زمینه برنامه‌ریزی تولید از مخزن، دارای مختصات ذکر شده در بالا باشد.

۶- تشریح چارچوب قراردادی بیع متقابل و تجزیه و تحلیل اصلاحات صورت گرفته در آن از نظر رعایت موازین تولید صیانتی

۶-۱- تشریح چارچوب قراردادی بیع متقابل

اگرچه سابقه استفاده از قراردادهای خدمات همراه با ریسک در ایران به سال‌های قبل از انقلاب اسلامی و قانون نفت مصوب سال ۱۳۵۳ برمی گردد، اما امکان استفاده از منابع مالی و تکنولوژی خارجی در توسعه‌ی بخش بالادستی صنعت نفت و گاز پس از

پیروزی انقلاب و پایان جنگ تحمیلی با مجوزی که در بندی تبصره ۲۹ قانون برنامه‌ی اول توسعه‌ی اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مصوب ۱۱ بهمن ۱۳۶۸ و بند ب تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۲ به صنعت نفت داده شد، میسر گردید. در قانون بودجه سال ۱۳۷۳ با اعلام مشروح شرایط قراردادی مورد نظر قانون‌گذار و تعیین عنوان قراردادهای بیع متقابل[1] برای آن، عملا این قراردادها، به‌عنوان تنها چارچوب قراردادی مورد تأیید نظام قانون‌گذاری کشور پذیرفته شد. بر اساس این قراردادها، هیچ گونه حق مالکیت بر نفت یا گاز موجود در مخزن یا نفت و گاز تولیدی به شرکت بین‌المللی نفتی طرف قرارداد (سرمایه‌گذار) داده نشده و سرمایه‌گذار موظف است تنها به‌عنوان یک پیمانکار، کلیه فعالیت‌های اکتشافی یا توسعه‌ی میدان را طبق برنامه‌ی جامع توسعه مصوب شرکت ملی نفت ایران، تا رسیدن به سطح تولید تعهد شده انجام داده و پس از آن، میدان توسعه یافته را به شرکت ملی نفت ایران تحویل دهد. پس از آن حق دارد اصل هزینه‌های سرمایه‌گذاری خود را به همراه سود بانکی متعلقه و حق الزحمه انجام کار طی شرایطی معین و در مدت زمانی محدود (دوره‌ی بازپرداخت) بازیافت نماید. از زمان معرفی این قراردادها تاکنون سه نسل از این قراردادها عرضه شده و عمدتا در صنعت نفت و گاز کشور مورد استفاده قرار گرفته است.

علاوه بر ویژگی‌های عمومی قراردادهای بیع متقابل یعنی عدم انتقال حق مالکیت مخزن و نفت و گاز تولیدی به پیمانکار، بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه پیمانکار از محل بخشی از درآمد طرح، مسئولیت پیمانکار در تأمین کل سرمایه، ماشین‌آلات و تجهیزات، نیروی انسانی و دانش فنی مورد نیاز برای اجرای طرح، الزام پیمانکار به حداکثر استفاده از ظرفیت‌های داخلی، پذیرش ریسک اکتشاف و ریسک عدم تحقق سطح تولید تعهد شده در قرارداد تا مرحله تحویل به کارفرما و ریسک عدم تکافوی سهم درآمد ناخالص طرح، منظور شده جهت بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه پیمانکار توسط کارفرما در دوره‌ی بازپرداخت، عدم ضمانت بازپرداخت هزینه‌های انجام شده، توسط دولت و تحویل میدان بعد از اتمام عملیات توسعه به کارفرما و ... ، مهم‌ترین ویژگی‌های قراردادهای بیع متقابل نسل اول (خالقی ۱۳۹۱، ص۵۰-۳۹)، به شرح زیر است:

1. Buy Back Contracts

الف- انجام طرح‌های اکتشافی و توسعه‌ای نفت و گاز، بر اساس دو نوع قرارداد مستقل و عدم الزام کارفرما به استفاده از پیمانکار طرف قرارداد فعالیت اکتشافی جهت انجام فعالیت‌های توسعه‌ای میدان کشف شده،

ب- تعیین شرح کار پروژه (حداقل تعهدات / هزینه‌های اکتشافی در قراردادهای اکتشافی و طرح جامع توسعه میدان در قراردادهای توسعه‌ای)، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای[1] مورد نیاز جهت انجام عملیات اکتشاف یا توسعه‌ی میدان و رسیدن به اهداف مندرج در قرارداد تا پایان فاز توسعه‌ی و سقف نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار، در زمان انعقاد قرارداد،

ج- تهیه طرح جامع توسعه‌ی توسط پیمانکار و تصویب آن توسط کارفرما.

مهم‌ترین اصلاحات انجام شده در قراردادهای بیع متقابل نسل اول که به‌عنوان قراردادهای نسل دوم معرفی گردید به شرح زیر می‌باشد:

الف- به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده شد[2] انجام فعالیت‌های اکتشافی در کلیه مناطق کشور به استثنای مناطق خزر، خلیج فارس و استان‌های خوزستان، ایلام، بوشهر و کهگیلویه و بویر احمدی (و در صورت تجاری بودن مخزن کشف شده)، توصیف و توسعه‌ی مخزن از طریق انعقاد یک قرارداد یکپارچه اکتشاف و توسعه‌ی به یک پیمانکار سپرده شود. بر خلاف قراردادهای اکتشافی نسل اول، در این قراردادها، در صورت موفق بودن فعالیت اکتشافی، شرکت ملی نفت ایران ملزم به واگذاری انجام فعالیت‌های توسعه‌ی مخزن کشف شده به پیمانکار مذکور بود.

ب- در این قراردادها، در صورت عدم موفقیت فعالیت‌های اکتشافی، قرارداد خاتمه یافته و کارفرما تعهدی برای بازپرداخت هزینه‌های انجام شده به پیمانکار نداشت، اما در صورت موفقیت اکتشاف و انجام مرحله توصیف و اثبات تجاری بودن میدان، پیمانکار، موظف به تهیه طرح جامع توسعه‌ی میدان و ارائه به کارفرما جهت تصویب بود.

---

۱. در قراردادهای توسعه‌ای، انجام هرگونه هزینه کرد مازاد بر سقف هزینه‌های مندرج در قرارداد برای دستیابی به هدف تولیدی تعهد شده، برعهده پیمانکار بوده و کارفرما هیچ گونه تعهدی در مقابل بازپرداخت هزینه‌های اضافی نداشت.

۲. بند ف تبصره ۲۱ قانون بودجه ۱۳۸۲کل کشور. بر اساس این مجوز مجموعا ۵۱ بلوک نفتی برای انجام فعالیت‌های اکتشافی شناسایی و ۱۶ بلوک از آن با مساحت ۲۵۳ هزار کیلومتر مربع در بهمن ۱۳۸۲ در شهرلاهه به مناقصه‌گذاشته شد (همایش بازنگری در قراردادهای بیع متقابل، تهران اسفند ۱۳۹۲)

ج- با فرض اثبات تجاری بودن میدان، هزینه‌های اکتشاف و توصیف (هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای) و هزینه‌های توسعه‌ی میدان (هزینه‌های سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های بانکی و حق الزحمه پیمانکار)، یک کاسه شده و پس از شروع تولید، از محل ۵۰ درصد درآمد ناخالص میدان[۱] به پیمانکار پرداخت می‌گردید.

د- در این قراردادها، جهت تشویق پیمانکار به صرفه‌جویی در هزینه‌های طرح (بدون کاهش تعهدات تولیدی و آسیب رساندن به میدان)، در صورت کاهش بیش از ۱۰ درصد هزینه انجام شده در مقایسه با هزینه‌های پیش بینی شده در طرح جامع توسعه، به ازای هر یک درصد کاهش، تنها نیم درصد از حق الزحمه پیمانکار کاسته می‌شد.

ه- علاوه بر افزایش دوره‌ی اکتشاف و توصیف به دوره‌ی قرارداد در این نسل قراردادی، دوره‌ی بازپرداخت‌ها از ۹-۷ سال در قراردادهای نسل اول به ۱۵ سال در نسل دوم افزایش یافت بدین ترتیب دوره‌ی قراردادهای اکتشاف و توسعه‌ی نسل دوم به‌طور متوسط به ۲۵ سال (۴ سال مرحله اکتشاف، ۲ سال توصیف، ۴ سال توسعه‌ی و ۱۰ سال بازپرداخت) رسید (خالقی ۱۳۹۱، ص۴۵ و ۵۹).

با آشکار شدن برخی از نارسایی‌های ناشی از عدم حضور و مسئولیت پیمانکار در تضمین حسن انجام تعهداتش در توسعه‌ی میادین تحت قرارداد، لزوم تعهد پیمانکار جهت ارائه خدمات فنی در دوره‌ی بهره‌برداری و لزوم پذیرش بخشی از ریسک ناشی از افزایش قیمت نهاده‌ها و تجهیزات لازم در مرحله توسعه‌ی توسط کارفرما (کاتبی، ۱۳۹۳)، مجوز انجام اصلاحات دیگری در قراردادهای بیع متقابل صادر گردید[۲] که منجر به تولد نسل سوم این قراردادها شد (خالقی، ۱۳۹۱، ص ۶۱ و ۶۶). در نسل سوم، دو تغییر مهم صورت گرفت:

الف- تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای طرح پس از انجام مطالعات و طراحی مهندسی[۳] و مشخص شدن قیمت، بخش عمده‌ای از مناقصات مربوط به واگذاری

---

۱. این سهم در قراردادهای نسل اول ۶۰ درصد بود- مولف

۲. بند الف ماده ۱۴ قانون برنامه‌ی چهارم توسعه‌ی اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور مصوب ۱۱ شهریور ۱۳۸۳ و آیین‌نامه‌ی اجرایی آن (مصوب ۴ خرداد ۱۳۸۴ و مصوبه‌ی هیأت مدیره شرکت ملی نفت ایران در جلسه ۱۵۷۷ مورخه ۱۶ تیر ۱۳۸۶ و جلسه ۱۶۹۹ مورخه اسفند ۱۳۸۸ (خالقی، ۱۳۹۱، ص ۱۲۶ تا ۱۳۳).

3. Front End Engineering Design(FEED)

فعالیت‌های طرح توسط پیمانکار و با مشارکت و تصویب کارفرما، پس از مدت معینی بعد از امضاء قرارداد تعیین گردد.

ب- هزینه‌های نظارت و مدیریت پیمانکار برای انجام مرحله توسعه‌ی تا سقف ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای، قابل قبول است.

ج- به دلیل عدم تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای طرح در زمان انعقاد قرارداد، ملاک انتخاب پیمانکار در مناقصات قراردادهای بیع متقابل، حداقل سقف نرخ برگشت سرمایه پیشنهادی تعیین گردید. همچنین این نرخ مبنای تعیین حق الزحمه پیمانکار نیز قرار گرفت.

د- پیمانکار در راستای تولید صیانتی از میدان، نگهداشت، بهینه سازی و افزایش ضریب بازیافت مخزن، موظف به ارائه خدمات فنی، تخصصی و مهندسی به کارفرما به‌عنوان پشتیبان فنی طی دوره‌ی قرارداد (دوره‌ی بازپرداخت) گردید. هزینه انجام این خدمات نیز به‌عنوان هزینه‌ی مساعدت و پشتیبانی از تولید در قرارداد پیش بینی شده و در سرفصل هزینه‌های جاری میدان توسط کارفرما پرداخت می‌گردد.

۶-۲- تجزیه و تحلیل اصلاحات انجام گرفته در چارچوب قراردادی بیع متقابل از منظر تولید صیانتی

با وجود اصلاحاتی که در قراردادهای بیع متقابل بعمل آمده و این قراردادها نسبت به وضعیت اولیه، به نحوی اصلاح شده‌اند که هم از نظر دوره‌ی حضور و مسئولیت پیمانکار در میدان پس از پایان عملیات توسعه‌ی و هم از نظر ایجاد انعطاف‌پذیری بیشتر در نحوه تعیین تعهدات کاری و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای قابل بازیافت توسط پیمانکار، بهتر شده اما برای رسیدن به شرایطی که این قراردادها بتوانند در راستای تقویت فرایند سیاست‌گذاری بهینه بهره‌برداری از مخزن، نقش فعال‌تری را ایفا نمایند و یا اینکه حداقل مانعی برای پیگیری این سیاست‌گذاری ایجاد نکنند، نیاز به اصلاحاتی دارد. مهم‌ترین چالش‌هایی که این قراردادها همچنان در این ارتباط با آن مواجه می‌باشد را می‌توان به شرح زیر خلاصه نمود:

الف- ناکافی بودن درجه انعطاف پذیری قرارداد

الف-۱- انعطاف ناپذیری قرارداد در مقابل افزایش شناخت از خصوصیات مخزن در طول عملیات، انعطاف ناپذیری قرارداد در مقابل کاربرد روش‌های نو که به نحوی به کاهش یا افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای منجر می‌شود، اما بلحاظ تولید صیانتی از میدان دارای توجیه اقتصادی در بلندمدت می‌شود، ولی به‌دلیل کوتاه بودن مدت حضور و مسئولیت پیمانکار در قرارداد، کاربرد این روش‌ها از دید پیمانکار، توجیه ندارد. انعطاف ناپذیری قرارداد بلحاظ مالی حتی موجب افزایش ریسک تولید پیمانکار نیز می‌شود زیرا پیمانکار در جریان عملیات و وقوف بیشتر به خصوصیات مخزن، ممکن است روش‌های بهتری را برای رسیدن به سطح تولید تعهد شده داشته باشد. انعطاف‌ناپذیری مالی، اجازه اجرای این روش‌ها را به پیمانکار نمی‌دهد چون ممکن است هزینه‌های سرمایه‌ای را افزایش دهد (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵ ص ۲۰-۱۹). اگر چه در قراردادهای بیع متقابل نسل سوم با ایجاد امکان تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای طرح پس از انجام مطالعات مهندسی و انجام بخش عمده مناقصات و همچنین امکان تعریف مرحله‌ای عملیات توسعه‌ی میدان، امکان منظور کردن بخشی از آثار تغییر شناخت رفتار مخزن و برآورد دقیق‌تر هزینه‌های سرمایه‌ای طرح را فراهم نموده است، اما پس از قطعی شدن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، همچنان انعطاف‌پذیری در مقابل تغییر قیمت عوامل تولید در بازار و تغییرپذیری شرح کار و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه‌ی ناشی از تغییر رفتار مخزن و اصلاح طرح توسعه‌ی در جریان انجام عملیات توسعه، دچار مشکل بوده و مکانیزم مشخصی برای متعادل نمودن تعهدات و منافع دو طرف قرارداد در صورت تغییر شرایط در نظر گرفته نشده است[۱].

---

۱. با توجه به اینکه تشکیل کمیته مدیریت مشترک (JMC) در قراردادهای بیع متقابل، با هدف مدیریت،کنترل و نظارت بر عملیات طرح (برنامه و بودجه سالیانه)، در راستای اطمینان از عملکرد صحیح فعالیت‌ها و صحت روند فعالیت‌های قرارداد برای دستیابی به اهداف تعیین شده در چارچوب برنامه جامع میدان و تجدید نظر در آن (در صورت لزوم) انجام گرفته، ممکن است گفته شود که این مکانیسم برای ایجاد انعطاف‌پذیری در قرارداد، کافی است. پاسخ این است که اولا با دقت در سطح اختیارات قانونی کمیته مشترک مدیریت، در می‌یابیم که بخش اعظم وظایف تعیین شده برای این کمیته، ایجاد هماهنگی بین کارفرما و پیمانکار است و به هیچ عنوان تصویب موردی در این کمیته به معنی تصویب کارفرما (شرکت ملی نفت ایران) نیست. حتی برای تصویب

الف-۲- تغییر درآمدهای ناخالص طرح ناشی از تغییر قیمت‌های نفت و گاز

به‌دلیل اینکه هیچ مکانیزم ارتباطی بین افزایش درآمد ناخالص طرح (افزایش قیمت‌های نفت و گاز و یا افزایش تولید) و مبلغ حق الزحمه پیمانکار در قرارداد پیش‌بینی نشده، بنابراین اصولا در قراردادهای بیع متقابل همانند اکثر قراردادهای خدماتی با ریسک (ون مایرز[1]، ۲۰۰۸)، سود پیمانکار هیچ حساسیتی به افزایش قیمت در بازار نفت و گاز ندارد. اگرچه طبق بررسی‌های انجام شده (دهقانی، ۱۳۹۳، جلد اول ص۲۵۱)، افزایش قیمت عوامل تولید ناشی از افزایش قیمت نفت در بازار جهانی، موجب افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای طرح و به تبع آن کاهش نرخ بازدهی پیمانکار می‌گردد. بر اساس مفاد قرارداد، تأثیرگذاری نوسانات قیمت محصول بر منافع پیمانکار، تنها در زمانی است که افت شدیدی در قیمت‌ها رخ دهد و موجب گردد مقدار اقساط قابل بازپرداخت از هزینه‌های نفتی[2] (به استثنای هزینه‌های عملیاتی) و حق الزحمه (دستمزد[3]) پیمانکار بیش از سهم در نظر گرفته شده از درآمد ناخالص طرح بدین منظور[4] شده و موجب به تاخیر افتادن پرداخت این اقساط گردد. در صورت تداوم این شرایط، حداکثر سه سال به مدت زمان بازپرداخت هزینه‌ها افزوده می‌شود و پس از انقضای این مدت، مسئولیت عدم بازپرداخت به عهده کارفرما نخواهد بود (خالقی، ۱۳۹۱، ص ۵۸). در زمان افزایش قیمت محصول، پیمانکار هیچ منفعتی از این امر نخواهد داشت. بنابراین پیمانکار هیچ انگیزه‌ای مبنی بر پیشنهاد یا اجرای روش‌هایی که به افزایش درآمد میدان منجر می‌شود، نخواهد داشت[5].

تغییراتی که سقف هزینه‌های طرح را بیش از دامنه محدودی تغییر می‌دهد، نیاز به تصویب کارگروه نفت (زیر مجموعه شورای اقتصاد) دارد. بنابراین، بحث عدم انعطاف پذیری در قراردادهای بیع متقابل وارد است- مؤلف

1. van Meurs
2. Petroleum Cost
3. Remuneration Fee
4. Priority Right

۵. این مسئله خاص قراردادهای بیع متقابل ایران نبوده و به ماهیت قراردادهای خدماتی باز می‌گردد.ویژگی این نوع قراردادها، عدم مالکیت پیمانکاربر محصول تولید شده و دریافت حق الزحمه نقدی بابت خدماتی که انجام می‌دهد، می‌باشد- مولف

الف-۳- انعطاف ناپذیری قرارداد در مورد افزایش کارایی عملیات:

- عدم پیش بینی مشوق‌های لازم جهت پیشنهاد و اجرای طرح‌های افزایش ضریب بازیافت از مخازن با کمترین هزینه و بیشترین بازدهی توسط پیمانکار و همچنین عدم انتفاع متناسب پیمانکار از منافع ناشی از افزایش کارایی عملیات و افزایش عواید میدان.

- عدم وجود مکانیسم انگیزشی مؤثر جهت تلاش پیمانکار برای افزایش درآمد ناخالص میدان (افزایش تولید و افزایش کارایی عملیات و کاهش هزینه‌ی تولید)، یکی از منابع ناکارایی در این چارچوب قراردادی است. اگرچه حضور پیمانکار در دوره‌ی قرارداد به‌عنوان مشاور و دستیار کارفرما که در نسل سوم بیع متقابل وارد شده، قدمی به جلو تلقی می‌شود، اما نبودن مکانیزم‌های انگیزشی مؤثر در جهت همسویی منافع کارفرما و پیمانکار و مشارکت پیمانکار در منافع و زیان‌های احتمالی ناشی از به‌کارگیری پیشنهادهای وی به کارفرما در مدیریت میدان، بحث مهمی است که در انعطاف‌پذیری و پایداری قرارداد بایستی در نظر گرفته شود.

- عدم ارتباط بین مقدار تولید و حق الزحمه پیمانکار در مراحل مختلف بهره‌برداری از مخزن (دوره‌ی توسعه‌ی اولیه، دوره‌ی پلاتیو و دوره‌ی افت تولید).

- عدم حضور مسئولانه پیمانکار در مرحله تولید برای به‌کارگیری تکنولوژی و روش‌های نوین به‌منظور بهره‌برداری بهینه، بهبود برنامه‌ی تولید و توسعه‌ی فازهای بعدی: از آنجا که یکی از دلایل مهم کشورهای در حال توسعه‌ی جهت استفاده از ابزار قراردادی مختلف از جمله قراردادهای خدماتی در صنعت نفت، علاوه بر جذب منابع مالی، جذب و به‌کارگیری تکنولوژی و دانش نوین می‌باشد، عدم الزام پیمانکار جهت حضور مسئولانه در مدیریت مخزن و عدم انتفاع وی از مزایا و منافع به‌کارگیری دانش و تکنولوژی جدید در این زمینه و البته پذیرش ریسک و هزینه‌های مترتب بر به‌کارگیری روش‌های جدید، در حقیقت ناتمام گذاشتن رسالت‌های به‌کارگیری یک چارچوب قرارداد نفتی مطلوب تلقی می‌شود. اگرچه در زمان عرضه اولین نسل از قراردادهای بیع متقابل، عدم حضور پیمانکار در مرحله تولید میدان، به‌عنوان یکی از مزایای این قراردادها معرفی می‌شد (کاخکی، ۲۰۰۸ ص۱۱) اما با گذشت زمان، این دیدگاه به نحوی تغییر نموده که در نسل‌های بعدی به‌ویژه در نسل سوم، حضور پیمانکار در دوره‌ی بهره‌برداری به‌عنوان مشاور و دستیار کارفرما به‌عنوان تعهدات پیمانکار در قرارداد

درج و پرداخت هزینه‌های مربوطه به پیمانکار را نیز در قرارداد پیش بینی نموده‌اند. اما با وجود این اصلاحات، همچنان مشارکت مسئولانه پیمانکار در فرایند برنامه‌ریزی تولید میدان، یکی از مشکلات این قراردادها باقی مانده است.

- انتفاع پیمانکار از بخشی ازمنافع ناشی از افزایش کارایی در عملیات و صرفه‌جویی در هزینه‌های توسعه‌ی میدان: به‌طور کلی انجام صرفه‌جویی در هزینه‌ها و افزایش کارایی در انجام عملیات توسعه‌ی توسط پیمانکار به سه طریق می‌تواند انجام شود:

اول: با شناخت بیشتر پیمانکار از رفتار مخزن، امکان به‌کارگیری روش‌هایی که با افزایش ضریب برداشت از مخزن در طول عمر آن موجب کاهش هزینه و افزایش کارایی عملیات توسعه‌ی مخزن در بلندمدت می‌شود ولی نتایج آن در دوره‌ی قرارداد قابل مشاهده نیست.

دوم: با افزایش شناخت مخزن، امکان به‌کارگیری تکنولوژی‌های جدید که می‌تواند به کاهش هزینه و افزایش کارایی عملیات توسعه‌ی میدان در دوره‌ی قرارداد منجر شود، ولی ریسک دستیابی به سطح تولید تعهد شده توسط پیمانکار را نیز افزایش می‌دهد.

و به عنوان طریق سوم پیمانکار می‌تواند روش‌هایی را به‌کارگیرد که اگرچه در کوتاه‌مدت در انجام هزینه‌ها صرفه‌جویی می‌شود اما در بلندمدت، میزان کل برداشت از مخزن را کاهش می‌دهد.

با توجه به اینکه در قراردادهای بیع متقابل، از یکسو پیمانکار در بلندمدت، حضور مسئولانه‌ای در میدان ندارد و بلعکس در کوتاه مدت، ضامن ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و عدم دسترسی به سقف تولید تعهد شده خود می‌باشد و از سوی دیگر انگیزه کافی برای ریسک‌پذیری را نیز ندارد، انجام دو روش اول مذکور در بالا برای کاهش هزینه‌ها توسط پیمانکار، منطق اقتصادی ندارد. از سوی دیگر با وجود اینکه اجرای روش سوم از سوی پیمانکار در دوره‌ی قرارداد دارای منطق اقتصادی است، اما در بلندمدت به ضرر کارفرما خواهد بود و چون کارفرما اطلاعات دقیقی از مخزن جهت کنترل اینگونه روش‌ها ندارد، لذا توصیه صرفه‌جویی در هزینه‌ها و افزایش کارایی عملیات بدون توجه به دوره‌ی بازدهی، میزان ریسک و امکان کنترل به‌کارگیری روش‌های انجام آن در قرارداد، نمی‌تواند قابل توصیه باشد. بنابراین یکی از مشکلات

قراردادهای بیع متقابل، این است که نمی‌توان هدف کارایی عملیات و صرفه‌جویی در هزینه‌ها را به‌عنوان منافع دوطرف قرارداد پیگیری نمود.

۷- تجزیه و تحلیل قراردادهای جدید ایران (IPC) از منظر تولید صیانتی

بررسی مدل پیشنهادی قراردادهای جدید ایران (مستندات همایش بازنگری قراردادهای نفتی، تهران، اسفند ۱۳۹۲، تصویب‌نامه‌ی هیأت وزیران در خصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، روزنامه‌ی رسمی ۱۳۹۴/۸/۱۱) نشان می‌دهد که به‌طور کلی به‌منظور اصلاح چارچوب قراردادی بیع متقابل پنج مکانیزم به‌طور همزمان در این قراردادها مورد توجه قرار گرفته است:

- تسری قلمرو زمانی قرارداد به بخش زیادی از دوره‌ی بهره‌برداری (۱۵ تا ۲۰ سال) و ایجاد امکان استفاده از اطلاعات مربوط به رفتار مخزن در مدیریت میدان و برنامه‌ریزی تولید و سرمایه‌گذاری.

- پیش‌بینی یک سازمان اجرایی مسئول مدیریت میدان (شرکت/توافقنامه مشترک بهره‌برداری) جهت به‌کارگیری اطلاعات به‌دست آمده از رفتارمخزن در فرایند برنامه‌ریزی بهره‌برداری.

- حذف شرط معین نمودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای قابل بازیافت توسط پیمانکار (پذیرش شرایط open capex) و برقراری مکانیزم برنامه‌ریزی و بودجه‌ریزی سالانه جهت کنترل عملیات توسعه‌ی و بهره‌برداری.

- انعطاف‌پذیری مدل مالی حاکم بر قرارداد جهت اجرای مکانیزم توسعه‌ی مرحله‌ای، اجرای پروژه‌های نگهداشت سطح تولید و ازدیاد برداشت در زمان لازم (شرایط open capex)

- قطع ارتباط مکانیزم پرداخت حق الزحمه (پاداش) به پیمانکار و بودجه‌ریزی سرمایه‌ای پروژه و برقراری ارتباط آن با عملکرد تولید و مدیریت میدان.

با توجه به مدل مفهومی ارائه شده برای قراردادهای جدید ایران، می‌توان موارد زیر را به‌عنوان موارد تقویت کننده قراردادهای جدید ایران ازدیدگاه تولید صیانتی عنوان نمود:

- افزایش دوره‌ی قرارداد به نحوی که امکان حضور مسئولانه پیمانکار (تأمین مالی و تکنولوژی و تقبل ریسک) در تمامی مراحل زنجیره‌ی عرضه (اکتشاف، توسعه‌ی و بهره‌برداری) فراهم شود،

- انعطاف‌پذیری برنامه‌ی توسعه‌ی و امکان ارائه برنامه کاری و بودجه سالانه منطبق بر آخرین اطلاعات به‌دست آمده از مخزن و بازار به‌جای تکیه بر شرط سقف ثابت هزینه‌ها در قراردادهای قبلی،

- امکان تأمین مالی همه فعالیت‌های لازم در فرایند مدیریت یکپارچه میدان و بازیافت کل هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار و

- برقراری سیستم پرداخت حق الزحمه بر اساس عملکرد تولید (حق الزحمه بازاء هر بشکه تولید[1]) که تعادل نسبی بیشتری بین ریسک پذیرفته شده و حق الزحمه پرداختی پرداختی به پیمانکار ایجاد می‌نماید. این مکانیزم، مشوق پیمانکار در استفاده از تکنولوژی پیشرفته‌تر و انجام عملیات بهبود ضریب بازیافت در زمان لازم خواهد بود.

مدل قراردادی جدید تلاش می‌نماید تا مهم‌ترین مشکلات مدل سنتی بیع متقابل یعنی عدم انعطاف‌پذیری در مقابل تغییرات در شناخت رفتار مخزن (انعطاف‌پذیری برنامه‌ی توسعه)، شرایط بازار نهاده‌ها (کارایی عملیات)، شرایط بازار محصول (انعطاف‌پذیری مقدار پرداخت حق الزحمه در مقابل تغییرات شدید قیمت محصول)، استفاده از تکنولوژی و دانش روز، تأمین سرمایه کافی و در زمان لازم و نگاه یکپارچه به مخزن در عمده سال‌های عمر اقتصادی آن را مرتفع نماید. از این دیدگاه تا آنجا که مدل مفهومی ارائه شده نشان می‌دهد، چارچوب قراردادی جدید به لحاظ زمینه‌سازی برای برنامه‌ریزی تولید صیانتی، شرایط مطلوب‌تری را نسبت به مدل بیع متقابل فراهم می‌نماید.

۸- خلاصه و نتیجه‌گیری

۸-۱- خلاصه

حداکثرسازی ارزش اقتصادی استخراج در طول عمر مخزن، هدف دولت به‌عنوان مالک مخزن تعریف شده است. دستیابی به این هدف، مستلزم تأمین منابع مالی کافی،

1. Fee Per Barrel(FPB)

استفاده از تکنولوژی پیشرفته و تقبل ریسک بالا می‌باشد. یکی از روش‌هایی که دولت‌ها برای وصول به هدف خود انتخاب می‌کنند، استفاده از همکاری شرکت‌های بزرگ نفتی به‌عنوان سرمایه‌گذار در این مسیر می‌باشد که معمولا از طریق طراحی سیستم‌های مالی و قراردادی که در چارچوب آن هم دستیابی به هدف دولت مد نظر قرار می‌گیرد و هم منافع سرمایه‌گذاران متناسب با ریسکی که برعهده می‌گیرند، تأمین می‌گردد. بنابراین یک چارچوب قراردادی از نظر دولت زمانی مطلوب ارزیابی می‌شود که در آن، امکان حداکثرسازی ارزش اقتصادی حاصل از بهره‌برداری از مخزن در طول عمر آن فراهم باشد. این هدف در شرایطی محقق می‌شود که مقدار استخراج از مخزن در هر زمان به‌نحوی تعیین شود که با در نظر گرفتن همزمان ویژگی‌های زمین شناسی، شرایط بازار و نرخ ترجیحات زمانی بهره‌بردار، مجموع جریان ارزش خالص انتظاری از بهره‌برداری از مخزن در طول عمر آن حداکثر شود. مقادیر استخراج از مخزن طی سال‌های عمر آن که تأمین کننده شرایط فوق باشد، اصطلاحا مسیر بهینه تولید گفته می‌شود. با مروری بر تعریف "تولید صیانت شده از مخزن یا به اصطلاح تولید صیانتی در ماده‌ی ۱ اصلاحیه‌ی قانون نفت مصوبه‌ی ۲۲ خرداد ۱۳۹۰ مجلس شورای اسلامی ملاحظه می‌گردد که دو واژه مسیر بهینه تولید و تولید صیانتی، حکایت از مفهوم واحدی دارند. بر این اساس می‌توان نتیجه گرفت در صورتی که یک چارچوب قراردادی مبنای تنظیم مناسبات بین دولت به‌عنوان مالک منابع و شرکت بین‌المللی نفتی به‌عنوان بهره‌بردار قرار داشته باشد و یا تأثیر حاصل از رفتار پیمانکار در آن قرارداد به نحوی بر شکل دهی رفتار بهره‌بردار در طول عمر مخزن تأثیر گذار باشد، مهم‌ترین معیار مطلوب بودن این قرارداد از نظر دولت این خواهد بود که استفاده از این قرارداد، امکان برنامه‌ریزی تولید بهینه در طول عمرمخزن یا تولید صیانتی را توسط بهره‌بردار فراهم نماید. در ادامه با در نظر گرفتن یک مدل نظری بهینه سازی پویا (که در ادبیات، برای به‌دست آوردن شرایط لازم و کافی جهت استخراج مسیر بهینه تولید مورد استفاده قرار می‌گیرد) و همچنین ویژگی‌ها و الزامات فنی بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز، شرایط و الزاماتی که در صورت رعایت آن، امکان برنامه‌ریزی تولید بهینه نفت و گاز از یک مخزن فراهم گردد، استخراج گردید. مهم‌ترین این الزامات در جدول ۱ به‌صورت خلاصه ارائه شده است.

جدول ۱- خلاصه الزامات رعایت موازین تولید صیانتی از مخازن نفت و گاز

عنوان	شرح
انعطاف‌پذیری: - در مورد افزایش شناخت از مخزن - در مورد تغییر سرایط بازار	- امکان تصمیم‌گیری و اجرای مرحله‌ای توسعه - امکان بروز نمودن برنامه و بودجه عملیاتی کوتاه‌مدت - امکان افزایش کارایی عملیات با استفاده از دانش و تکنولوژی روز - انعطاف‌پذیری و حمایت مدل مالی از سیستم تصمیم‌گیری با تخصیص مناسب ریسک و بازده تصمیمات بین مالک و بهره‌بردار - ارزیابی مسیر مورد انتظار برای قیمت جهت منظور کردن در برنامه‌ی توسعه‌ی منابع و بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز
جامعیت و یکپارچگی	- فراگیری افق برنامه‌ریزی تصمیمات در مورد همه عمر میدان و کل زنجیره ارزش در میدان - انسجام درونی تصمیمات (منظور کردن تبعات بلندمدت تصمیمات در برنامه‌ریزی‌ها و رعایت تعادل ریسک و پاداش تصمیمات در تعریف تعهدات پیمانکار - بهینه سازی ظرفیت تاسیسات سطح الارضی و تحت الارضی در هر مرحله مطابق با شناخت مخزن و شرایط بازار - برنامه‌ریزی با توجه به نرخ تنزیل مورد نظر بهره‌بردار
دسترسی به منابع	- امکان دسترسی به منابع مالی و تکنولوژی و سایر نیازها در زمان لازم در طول عمر میدان -حمایت مدل مالی (تعادل مناسب ریسک و بازده در پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار به‌ویژه در اقداماتی که نیازمند استفاده از تکنولوژی و دانش روز جهت افزایش کارایی عملیات است). - منظور نمودن امکان تأمین زیر ساخت‌های لازم در مدل توسعه‌ی مخزن - طراحی نظام مالی مشخص جهت تعیین سهم دولت و بهره‌بردار از منافع ناشی از بهره‌برداری از مخزن (میدان) با هدف ایجاد امکان برنامه‌ریزی منابع مورد نیاز برنامه‌ی توسعه‌ی بلندمدت میدان

منبع: نتایج حاصل از تحقیق

با توجه به الزامات ذکر شده در جدول۱، قراردادهای بیع متقابل و اصلاحات انجام شده در آن مورد ارزیابی قرار گرفت. بررسی‌های انجام شده نشان داد که با وجود اصلاحات انجام گرفته، این قرارداها همچنان با چالش‌های مختلفی در تطبیق با الزامات تولید صیانتی مواجه می‌باشد. در جدول ۲ این چالش‌ها به‌طور خلاصه آورده شده است.

جدول۲- تحلیل اصلاحات انجام شده در چارچوب قراردادی بیع متقابل از دیدگاه تولید صیانتی

شاخص‌های تولید صیانتی	اشکالات مطرح شده	اصلاحات انجام شده
افق برنامه‌ریزی بلندمدت و جامعیت تصمیمات	دوره‌ی کوتاه قرارداد نسبت به طول عمر میدان	دوره قرارداد از ۱۲-۹ سال در نسل اول به ۲۵ سال (با احتساب دوره‌ی اکتشاف و توصیف) در نسل‌های دوم و سوم
	عدم پوشش همه مراحل بهره‌برداری از مخزن در قرارداد	عرضه‌ی چارچوب یکپارچه حقوقی جهت انجام مراحل اکتشاف و توصیف و توسعه‌ی میدان در نسل دوم و ایجاد امکان عملی حضور پیمانکار به‌عنوان مشاور فنی در دوره‌ی بازپرداخت (بخشی از دوره‌ی بهره‌برداری) در نسل سوم بیع متقابل
	ناسازگاری منطقی ضمانت تعهدات تولید صیانتی توسط پیمانکار با توجه به عدم حضور وی در همه مراحل بهره‌برداری از میدان	به‌دلیل عدم حضور مسئولانه پیمانکار (امکان تأمین مالی، پذیرش ریسک و انتفاع از اجرای پیشنهادهای فنی وی) در دوره‌ی بهره‌برداری همچنان مشکل وجود دارد
انعطاف‌پذیری	انعطاف ناپذیری قرارداد در مقابل تغییرات رفتار مخزن و شرایط بازار	در نسل سوم با طراحی مکانیسم توسعه‌ی مرحله‌ای (با شرایط یکسان قراردادی) و ارائه مجوز تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای پس از انجام مطالعات جامع مهندسی و انجام مناقصات پیمانکاران فرعی، انعطاف‌پذیری قرارداد نسبت به افزایش شناخت از مخزن و تغییرات بازار داده‌های پروژه بیشتر شد.
امکان تأمین منابع مالی و دانش روز	ناکافی بودن مکانیزم‌های انگیزشی جهت افزایش کارایی عملیات در بلندمدت و وجود انگیزه اقتصادی جهت اتخاذ روش‌های کوتاه‌مدت جهت کاهش هزینه	با وجود منظور کردن مکانیزم‌های کاهش هزینه‌ی بدون آسیب به تولید صیانتی، به‌دلیل ریسک بالای به‌کارگیری تکنولوژی‌های جدید برای پیمانکار و عدم امکان کنترل اثرات بلندمدت آن توسط کارفرما عملا اصلاحات مؤثر صورت نگرفته است.

منبع: نتایج حاصل از تحقیق

۸-۲- نتیجه‌گیری

در مدل مفهومی منتشر شده در مورد قراردادهای جدید ایران (IPC) با طراحی مکانیزم‌های الف- افزایش پوشش زمانی قرارداد به بخش زیادی از عمر مخزن، ب- یکپارچه نمودن فرایند مدیریت میدان (ایجاد شرکت/توافقنامه مشترک بهره‌برداری)، ج- برقراری شرایط open capex و طراحی مدل مالی مناسب جهت اجرای مکانیزم توسعه‌ی مرحله‌ای، اجرای پروژه‌های نگهداشت سطح تولید و ازدیاد برداشت در زمان لازم و استفاده از مکانیزم برنامه‌ریزی و بودجه‌ریزی سالانه جهت کنترل عملیات توسعه‌ی و بهره‌برداری و د- قطع ارتباط مکانیزم پرداخت حق الزحمه به پیمانکار و بودجه‌ریزی سرمایه‌ای پروژه و برقراری ارتباط آن با عملکرد تولید و مدیریت میدان، تلاش گردیده تا مهم‌ترین مشکلات مدل سنتی بیع متقابل یعنی عدم انعطاف‌پذیری قرارداد (پروفایل تولید، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، افزایش کارایی عملیات، پرداخت حق الزحمه مرتبط با مقدار تولید و درآمد میدان در دوره‌ی قرارداد، نوسانات شدید قیمت محصول، استفاده از تکنولوژی و دانش روز)، امکان رقابت در تأمین سرمایه کافی و در زمان لازم برای عملیات توسعه‌ی مخزن در همه مراحل و نگاه یکپارچه به مخزن در عمده سال‌های عمر اقتصادی آن را مرتفع نماید، از این دیدگاه تا آنجا که مدل مفهومی ارائه شده نشان می‌دهد، چارچوب قراردادی جدید به لحاظ زمینه‌سازی برنامه‌ریزی تولید صیانتی، شرایط مطلوب تری را نسبت به مدل بیع متقابل فراهم می‌نماید.

منابع

ابراهیمی، سید نصرالله، محمد حسن صادقی مقدم و نرگس سراج (۱۳۹۱)، "انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ‌های آن"، فصلنامه‌ی حقوق، مجله‌ی دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دوره‌ی ۴۲، شماره‌ی ۴، صفحات ۱۹-۱.

خالقی، شهلا (۱۳۹۱)، "بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران (قراردادهای خدماتی)"، چاپ اول، تهران انتشارات مؤسسه‌ی مطالعات بین‌المللی انرژی.

خواجوی، علی (۱۳۹۴)، "بررسی و مقایسه قراردادهای خدماتی عراق با قرارداهای جدید توسعه‌ی میادین نفت و گاز ایران (IPC) و ارائه پیشنهادهای اصلاحی، ماهنامه‌ی علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره‌ی ۱۲۶.

درخشان، مسعود (۱۳۹۲)، "ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران"، فصلنامه‌ی انرژی ایران سال سوم، شماره‌ی ۹.

دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (۱۳۸۵)، "گزارش نهایی طرح پژوهشی بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز"، تهران.

دهقانی، تورج (۱۳۹۳)، "سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز"، جلد اول، مؤسسه‌ی مطالعات بین‌المللی انرژی، تهران.

شیروی عبد الحسین و سید نصرالله ابراهیمی (۲۰۰۶)، "اکتشاف و توسعه‌ی میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل"، ترجمه مجتبی اصغریان (۱۳۸۸)، مجله‌ی حقوقی بین‌المللی، مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری سال ۲۶ شماره‌ی ۴۱.

عمادی، محمد علی و عباس قبادی (۱۳۸۹)، "مبانی مدیریت یکپارچه مخازن نفت و گاز"، چاپ اول، مؤسسه‌ی علم معمار رویال، تهران.

طاهری فرد، علی و مصطفی سلیمی فر (۱۳۹۲)، "بررسی توزیع ریسک در نسلهای اول، دوم و سوم قراردادهای بیع متقابل توسعه"، فصلنامه ی اقتصاد انرژی ایران سال سوم، شماره‌ی ۹.

کاتبی، آیه (۱۳۹۳)، "بررسی مختصر روند تحول قراردادهای بالادستی در ایران"، وبگاه حقوق تجارت بین‌الملل (http://icl.lxb.ir/post/21)

مطیعی، همایون (۱۳۸۹)، "مقدمه‌ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس (برای زمین شناسان)"، آرین زمین، چاپ اول جلد دوم، تهران.

وزارت نفت (۱۳۹۲)، همایش ارائه مدل جدید قراردادهای نفتی ایران، کمیته‌ی بازنگری قراردادهای نفتی، تهران.

Alexander. Frank (1999),"Host Government Contract Handbook (for the international petroleum industry)Volume NO 1, Barrows Company INC, New York.

Damianova. K. Kalina (2015),"Iran's re- emergence on global energy markets: opportunities, challenges & implications", European Center for Energy and Resource Security (EUCERS), King College London, P. 51-65

Estrada. Javier (2007). "Discount Rates in Emerging Markets: Four Models and an Application". Journal of Applied Corporate Finance. Vol 19. Number 2. IESE Business School. Morgan Stanley Publication.

Ghandi. Abbas and C.-Y. Cynthia Lin (2013), "Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review, University of California at Davis, United States.

Gandi. Abbas, Lin. C. Y. Cynthia (2012), "Economic Efficiency and Optimal Contractual Design of Iraqs Oil Service Contracts", University of California at Davis, United States.

Gao Weiyu, Peter R. Hartley, Robin C. Sickles (2009), "Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia in Saudi Arabia", springer.

Johnston, Daniel (1994), "nternational Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, Pennwell books. Pennwell publishing Company, Oklahoma, U.S.A

Kakhki, Mohammad Mehdi Hedayati (2008) A critical analysis of Iranian buy-back transactions in the context of international petroleum contractual systems, Durham theses, Durham University. Available at Durham E-Theses Online: http://etheses.dur.ac.uk

Kjemperud, Alfred, "General aspects of petroleum fiscal regimes "The Bridge Group AS, Cambodia December 2004 p 21.

KrautkraemerJeffrey and Michael Toman (2003),"Fundamental Economics of Depletable Energy Supply", Discussion Paper 03-01, Resources for the Future, Washington, D.C, November 2003 , Internet: http://www.rff.org

Moradpour Tayyebi Babak. and Maasoumeh Chenani and Sohrab Najafi Kashkooli (2014),"Oil and Gas Reservoirs Management Principles: Challenges and Strategies for Optimal Preservation of Hydrocarbon Reserves in the Common Fields" , International Journal of Academic Research in Economics and Management Sciences, July 2014, Vol. 3, No. 4 ISSN: 2226-3624.

Stevens Paul (2000),"Introduction to the Economics of Energy".

Tordo, Silvana (2007),"Fiscal Systems for Hydrocarbons- Design Issues", WORLD BANK WORKING PAPER, First Printing, N O. 1 2 3,U.S.A

van Meurs. Pedro (2008) ,"Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices",VAN MEURS CORPORATION, Bahamas, U.S.A.

Introduction to A Theoretical Framework for Evaluating Petroleum Contracts from an Optimal Production Policy Point of View: Iran's Buyback Contracts

Seyyed Mohammad Ali Hajimirzaie[1]
Faculty Member, IIES, Mohammadali196645@yahoo.com

Ali Emami Meibodi
Associate professor, Faculty of Economics, University of Allameh Tabataba'i University, Ali_meibodi@yahoo.com

Seyyed Mahdi Hossini
Chairman of the Petroleum Contracts Restructuring Committee,Ministery of Petroleum, Shossini3@gmail.com

Mohsen Ebrahimi
Associate professor, Faculty of Economics, Kharazmi University, ebrahimimo@yahoo.com

Ali Sori
Associate professor Faculty of Economics, University of Tehran, ali_souri@yahoo.com
Received: 2016/05/20 Accepted: 2016/03/11

Abstract

Introduction to a theoretical framework for evaluating petroleum contracts from an optimal production policy point of view: Iran's Buyback Contracts.

In this article, compared the definition of optimal policy and implementation in theoretical framework, it would be shown that this specification is favorable for the government as the owner of the exhaustible resources in any contractual framework. However if that planning for developing reservoir obtain then could be have; A-Flexibility, B-Long-term planning horizon, C-integrity and comprehensiveness of decisions and D-ability to attract financial resources and know how . If mentioned provision in planning considered then it could be ensured about optimal policy and implementation for reservoirs. Study of the buyback contract, showed that for the reasons of determination of reservoir development model, contractor work commitment, investment costs cap and sustainable production profile before signing the contract and etc., actually contract provisions could not be obtained. Regarding to the transfer of the field operation right after the completion of development phase to the National Iranian Oil Company (NIOC) it seems on time accomplishment of optimal design and exploration EOR projects will faced by the measures taken by the contractor in the past. Study of the conceptual model of new Iranian Buy-Back contracts is presented to that an important part of structural problems of old buyback contract is considered. Flexibility in the design and implementation development models of reservoir, using the latest data available (the possibility of phasing development), flexible financial model and operational (annual capital budget, the possibility of repayment of all capital costs) and reward model based on production profile from the reservoir, which is the most important reforms as a prerequisite for the preservation of policy is considered.

JEL Classification: M11,O13,Q35

Keyword: "petroleum contract", "Iranian service contract", "optimal production policy"

1- Corresponding Author