فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی
سال پانزدهم، شماره ۵۸، پاییز ۱۳۹٤، صفحات ۱۵۸-۱۱۱

تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران

محمدمهدی عسگری*، محمد شیریجیان** و علی طاهری‌فرد***

تاریخ دریافت: ۱۳۹۴/۳/۱۷ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۴/۱۰/۶

چکیده

قرارداهای مشارکت در تولید(PSC)، بیع متقابل(BBC) و اخیراً نفتی ایران(IPC) به‌منزله سه رقیب در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور به‌شمار می‌روند. از این رو تصمیم‌گیران این حوزه در فرآیند انتخاب قرارداد مطلوب از میان این سه قرارداد مجموعه ای از شرایط فقهی، قانونی و اقتصادی را در بررسی های خود درنظر می گیرند. در این مقاله با هدف تبیین ظرفیت‌های اقتصادی این سه قرارداد نسبت به یکدیگر و برمبنای روش بهینه سازی ایستا، آنها را از منظر دو مؤلفه اقتصادی مهم سطح سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت مقایسه کرده و در نهایت اولویت‌بندی می‌کنیم. سرانجام برمبنای رویکرد ساختاری نتیجه می‌گیریم که قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع متقابل از نظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار دارند و از نظر سطح تولید بهینه نیز در صورت مشارکت بیشتر بخش خصوصی و دخالت کمتر دولت میزبان می‌توانند به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار گیرند.

طبقه‌بندی JEL: *Q49 ،Q48 ،K12.*

کلیدواژه ها: *قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت در تولید، قرارداد نفتی ایران، سرمایه‌گذاری بهینه، تولید بهینه.*

---

* دانشیار دانشگاه امام صادق (ع)، پست الکترونیکی:
askari@isu.ac.ir
** دانشجوی دکتری «مدیریت قراردادهای بین المللی نفت و گاز» دانشگاه امام صادق (ع)، پژوهشگر پژوهشکده مطالعات فناوری، نویسنده مسئول، پست الکترونیکی:
shirijian@tsi.ir
*** استادیار دانشگاه امام صادق (ع)، پست الکترونیکی:
taherifard@isu.ac.ir

۱- مقدمه

امروزه همکاری شرکت های ملی نفت به عنوان نماینده دولت میزبان متبوع خود با شرکت‌های بین‌المللی نفتی به منظور جذب سرمایه‌گذاری و استفاده از ظرفیت و تجارب ایشان در مدیریت میادین هیدروکربوری واقع در حوزه حاکمیتی دولت‌های خود امری اجتناب ناپذیر است، از این رو آنچه حائز اهمیت است نوع و شیوه همکاری بین شرکت‌های ملی و شرکت‌های نفتی خارجی است که این تعامل از طریق قراردادهای خاص حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز اتفاق می‌افتد.

کارآمدی این قراردادها به ویژه از منظر اقتصادی یکی از مهم‌ترین شرایط انتخاب قرارداد بهینه برای این حوزه محسوب می‌شود و می‌توان از متغیرهای ظرفیت جذب سرمایه و توانایی تولید نفت از میادین هیدروکربوری به عنوان دو شاخص اقتصادی بسیار مهم در فرآیند اولویت‌بندی قراردادهای نفتی حوزه بالادستی نفت و گاز استفاده کرد.

در همین راستا بر آن شدیم تا در چارچوب تحقیق حاضر سطوح بهینه سرمایه‌گذاری کل و تولید نفت قراردادهای بالادستی رقیب بیع متقابل (BBC)[1]، مشارکت در تولید (PSC)[2] و نفتی ایران (IPC)[3] را در مقطع مشخصی از زمان و با استفاده از روش بهینه سازی ایستا[4] مقایسه کنیم. در واقع هدف از انجام این پژوهش پاسخ به این دو سئوال قراردادی- اقتصادی است که به لحاظ ساختاری از بین سه قرارداد بیع متقابل، مشارکت در تولید و نفتی ایران، اولا، کدام یک منجر به سرمایه گذاری بهینه بالاتری در میدان هیدروکربوری می‌شود؟ و ثانیا، کدام‌یک منجر به تولید بهینه بالاتری از میدان هیدروکربوری می‌شود؟

با هدف پاسخگویی به این دو سوال نخست برخی از مطالعات پیشین مرتبط و وجوه افتراق این تحقیق با آن مطالعات را مرور کرده و سپس با معرفی اجمالی نظام مالی سه

---

1. Buy Back Contract (BBC)
2. Production Sharing Contract (PSC)
3. Iranian Petroleum Contract (IPC)
4. Static Optimization Method

قرارداد یاد شده، مدل ریاضی توزیع منافع بین‌الطرفینی (یعنی شرکت ملی نفت (NOC)[۱] (یا به طور کلی نماینده دولت میزبان (HG)[۲]) و شرکت نفت خارجی(FOC)[۳]) هر سه قرارداد را تصریح خواهیم کرد.[۴] در نهایت نیز شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت قراردادهای مورد بررسی را استخراج کرده و با استفاده از این شروط و سایر مفروضات سطح سرمایه‌گذاری کل بهینه (I*)[۵] و تولید نفت بهینه (Q*)[۶] این قراردادها را با یکدیگر مقایسه خواهیم کرد. سرانجام از مجموعه مباحث مطروح شده نتیجه‌گیری شده و به دو سوال طرح شده به طور مشخص پاسخ خواهیم داد.

۲- مرور مطالعات پیشین

مطالعاتی که تأثیر رژیم مالی قراردادهای بالادستی را بر تولید نفت و یا سرمایه‌گذاری در میادین هیدروکربوری بررسی کرده‌اند، اغلب تأثیر مؤلفه‌های قراردادی نظیر نرخ بهره مالکانه، مالیات، نسبت‌های نفت هزینه و یا نفت فایده و... را بر تولید نفت مدلسازی کرده‌اند (کمپ[۷] (۱۹۹۹)، استافر و گالت[۸] (۱۹۸۵)، احمدیان[۹] (۱۹۹۷)، لازاری و پیروگ[۱۰]

---

1. National Oil Company (NOC)

۲. در این پژوهش به‌جای شرکت ملی نفت ((National Oil Company (NOC)) از عنوان کلی‌تر نماینده دولت میزبان ((Host Government (HG)) استفاده می‌شود.

۳. در این پژوهش به‌جای شرکت بین‌المللی نفت ((International Oil Company (NOC)) از عنوان کلی‌تر شرکت نفت خارجی((Foreign Oil Company(FOC)) استفاده می‌شود.

۴. ساختار نظام مالی قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) در قالب دو کنفرانس علمی «هم‌اندیشی نظام جدید قراردادهای نفتی» مورخ ۴ اسفند ۱۳۹۲ و «دوره معرفی و ارزیابی الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران» مورخ ۱ خرداد ۱۳۹۳ از سوی «کمیته بازنگری قراردادهای نفتی» معرفی شد.

5. Optimal Total Investment(I*)
6. Optimal Oil Production(Q*)
7. Kemp
8. Stauffer & Gault
9. Ahmadian
10. Lazzari & Pirog

(۲۰۰۸)، اسمیت[1] (۲۰۱۲)) و بخش کوچکی از مطالعات این حوزه تأثیر انواع رژیم‌های قراردادی (مشارکت در تولید، خدماتی و یا بیع متقابل) را بر تولید نفت و یا سرمایه‌گذاری در میادین هیدروکربوری مدلسازی کرده‌اند.

این قبیل مطالعات را می‌توان برحسب روش محاسبه تولید بهینه نفت و یا سرمایه‌گذاری بهینه به دو دسته تقسیم کرد: دسته اول مشتمل بر آن دسته از پژوهش‌هایی است که به صورت ایستا و در مقطع مشخصی از زمان سطح تولید بهینه ناشی از قراردادهای حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز را تبیین کرده‌اند (فنگ و همکاران[2](۲۰۱۴)، هارت[3](۲۰۰۳)، بیندر[4](۲۰۱۲) و...). دسته دوم نیز دربردارنده تحقیقاتی است که به صورت پویا و در طول زمان سطوح تولید بهینه این قراردادها را مدل‌سازی کرده‌اند (قندی (۲۰۱۲)، ژائو[5] و همکاران (۲۰۱۲)، اسمیت[6] (۲۰۱۲)، طاهری‌فرد (۱۳۸۷) و...).

با توجه به رویکرد مطالعه حاضر، برخی از معدود مطالعات پیشین مرتبط با روش بهینه‌سازی، فروض و تابع هزینه این تحقیق را مختصرا مرور کرده و در نهایت مهم‌ترین وجوه افتراق این پژوهش با مطالعات پیشین را تبیین می‌کنیم.

لین (۲۰۰۹) در مطالعه‌ای به نحوه مدلسازی تابع هزینه در مدل هوتلینگ اشکال وارد می‌کند. در حالی که پایان‌پذیری منابع باید از طریق افزایش در هزینه‌های تولید طی زمان آشکار شود، اما در تئوری هوتلینگ هزینه‌های استخراج به حجم ذخایر باقیمانده بستگی ندارد و هزینه تولید با کاهش حجم ذخیره افزایش می‌یابد. دلیل این افزایش هزینه نیز بیشتر افزایش عمق چاه‌های برداشت نفت به دلیل کاهش ستون نفتی و یا حفر چاه‌های جدید است. وی در نتیجه این مطالعه حداقل یکی از مهم‌ترین کاستی‌های مدل هوتلینگ، یعنی عدم

1. Smith
2. Feng
3. Hart
4. Binder
5. Zhao
6. Smith

تبعیت معکوس هزینه تولید از حجم ذخیره میدان را اصلاح می‌کند. شکل کلی تابع هزینه ارائه شده به صورت (۱) است.

$$C(S,E,t) = C(S,Q).h(t) \qquad (۱)$$

$$\frac{\partial C}{\partial S} \leq ۰ \quad , \quad \frac{\partial C}{\partial Q} \geq ۰$$

$h(t)$: تعدیل‌کننده هزینه (با افزایش سطح تکنولوژی و کیفیت سرمایه‌گذاری کاهش می‌یابد)

$S(t)$:حجم ذخایر باقیمانده

$Q(t)$: تولید نفت

هارت (۲۰۰۳) در مطالعه‌ای به بررسی نحوه تعامل بخش خصوصی با بخش دولتی به منظور انجام سرمایه‌گذاری در پروژه‌ای خاص و پیرو آن تأثیر این سرمایه‌گذاری بر تولیدات آن پروژه می‌پردازد. مرور این مطالعه از آن جهت اهمیت دارد که با توجه به نقش بخش خصوصی و دولتی در طول اجرا و بهره‌برداری از یک پروژه، بدیهی است که نحوه ارزیابی سرمایه‌گذاری بهینه و همچنین مدل اجرای قرارداد در مراحل مختلف طرح متأثر از کیفیت همکاری ایشان در این مراحل باشد.

با فرض آنکه دولت به عنوان کارفرما و بخش خصوص به عنوان پیمانکار ایفای نقش کرده و پروژه نیز در بازه زمانی ۰ تا ۱ احداث و در بازه زمانی ۱ تا ۲ بهره‌برداری شود، می‌توان انتظار داشت که کیفیت سرمایه‌گذاری‌های صورت گرفته در مرحله احداث پروژه تأثیر بسزایی بر هزینه‌های بهره‌برداری و منافع حاصل از اجرای آن داشته باشد. بر این اساس اگر i سرمایه‌گذاری‌های ماقبل بهره‌برداری باشد که هم منجر به کاهش هزینه‌های بهره‌برداری و هم منجر به افزایش منافع طرح شود و e نیز مشتمل بر سرمایه‌گذاری‌های ماقبل بهره‌برداری است که با وجود کاهش هزینه‌های بهره‌برداری اثرات سویی بر منافع حاصل از اجرای طرح داشته باشد در آن صورت می‌توان شکل کلی توابع هزینه بهره‌برداری (C) و منافع (B) این طرح

می‌تواند به صورت (۲) باشد.

$$B = B_{.} + B(i) - b(e) \quad , \quad C = C_{.} - C(i) - c(e) \qquad (۲)$$

در نهایت در این مطالعه با تشکیل تابع منفعت نهایی بخش خصوصی به صورت (۳)،

$$B - C = \left[B_{.} + B(i) - b(e)\right] - \left[C_{.} - C(i) - c(e)\right] \qquad (۳)$$

و با فرض آنکه شروط (۴) بر متغیرهای مندرج در رابطه (۳) برقرار باشد،

$$\beta, b, \gamma, c > ۰, \beta', b', \gamma', c' > ۰, \beta'', \gamma'', c'' < ۰, b'' > ۰ \qquad (۴)$$

در نهایت سطوح بهینه دو نوع سرمایه‌گذاری اشاره شده (e^*, i^*) محاسبه می‌شود.

بیندر (۲۰۱۲) در مطالعه‌ای مسیر بهینه تولید نفت و میزان تزریق بهینه سیال در هفت میدان هیدروکربوری مفروض را در یک افق زمانی مشخص و از طریق روش بهینه‌سازی ایستا و با استفاده از تابع هدف (۱) محاسبه می‌کند،

$$\underset{U_{pc,i},\, U_{gl,i}, U_{r,i}}{Max} \sum_{i=۱}^{۷} W_{op,i}(U_{pc,i}, U_{pgl,i}) \qquad (۱)$$

با این فرض که محدودیت‌های (۲) درخصوص متغیرهای مدل (۱) درنظر گرفته شده است،

$$۰ < U_{pc,i} < ۱ \quad , \quad U_{gl,i} > ۰ \quad \forall i \in \{۱,...,۷\} \qquad (۲)$$

متغیرهای $U_{pc,i}$، $U_{gl,i}$، $U_{pgl,i}$ به ترتیب بیانگر گشایش دریچه تولید نفت، گشایش دریچه تزریق گاز و گشایش دریچه تزریق آب است. در این پژوهش، مسیر بهینه تولید نفت میادین موردنظر فارغ از رژیم مالی و حقوقی مترتب بر آنها برآورد می‌شود و از این رو بیانگر مسیر بهینه تولید مبتنی بر قراردادهای حاکم بر میادین نیست.

اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA)[1] (۱۹۹۶) در مطالعه‌ای به بررسی عوامل موثر بر هزینه تولید نفت در منطقه خلیج فارس می‌پردازد. در این مطالعه نتیجه گرفته می‌شود که

1. Energy Information Adminstration (EIA)

میزان هزینه بهره‌برداری با اندازه میدان (حجم ذخایر) رابطه معکوس دارد و پس از انجام مطالعات اقتصادسنجی شکل کلی تابع هزینه بهره‌برداری به صورت (۱) ارائه می‌شود،

$$OC_t = ۰/۳۱۴ S_t^{-۰/۲۴۳} \qquad (۱)$$

همانطور که مشهود است بر اساس این مطالعه نیز میان هزینه بهره‌برداری و ذخیره نفت میدان رابطه معکوس وجود دارد. در برخی از مطالعات داخلی و خارجی از جمله گائو و همکاران[1] (۲۰۰۴) با استناد به همین مطالعه EIA به اشتباه هزینه بهره‌برداری را تابع معکوسی از تولید فرض کرده و به‌جای ذخیره از تولید میدان در رابطه (۱) استفاده کرده‌اند.

با توجه به مباحث مطروحه برخی از مهم‌ترین وجوه متمایزکننده این پژوهش نسبت به مطالعات پیشین در قالب سه بند زیر تبیین می‌شود:

۱- تاکنون تمامی مطالعات داخلی و خارجی انجام شده پیرامون بهینه سازی تولید نفت از میادین هیدروکربوری تنها در چارچوب استخراج مسیر بهینه تولید نفت از میدان و فارغ از نوع قرارداد و رژیم مالی مترتب بر آن انجام شده درحالی که پر واضح است که میزان استخراج نفت از یک میدان متأثر از پارامترهای حقوقی و مالی حاکم بر عملیات بالادستی در آن میدان است. این پارامترها نیز منبعث از ساختار و رویکرد قرارداد اجرایی آن است.

۲- در این مطالعه برای اولین بار رژیم مالی قرارداد نفتی ایران (که ساختار آن تا زمان نگارش مقاله در تعداد محدودی جلسات تخصصی تبیین شده است) مدل‌سازی شده و پیرو آن با استخراج شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید سه قرارداد بالادستی بیع‌متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران برای نخستین بار سطوح بهینه یاد شده در این سه قرارداد با یکدیگر مقایسه شده است.

۳- یکی از نکاتی که در مطالعات پیشین به آن توجه نشده است عدم در نظر گیرفتن نقش و تعهدات طرفین در مراحل مختلف عملیات بالادستی مندرج در یک قرارداد است در حالی

---

1. Gao

که در این مطالعه برآورد و مقایسه سطوح بهینه تولید و سرمایه‌گذاری قراردادهای مورد بررسی مبتنی بر وظایف طرفین در طول عملیات بالادستی انجام می‌پذیرد.

در ادامه مبانی و ساختار حقوقی و مالی سه قرارداد مورد نظر را بررسی کرده و سپس با مدل‌سازی رژیم مالی این قراردادها، شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید آنها را احصا و در نهایت با عنایت به مفروضات تحقیق با یکدیگر مقایسه خواهیم کرد.

۳- بررسی و مدل‌سازی نظام مالی قراردادهای بالادستی موردنظر

در این بخش با هدف مدل‌سازی نظام مالی قراردادهای بالادستی مورد نظر این پژوهش، ساختار و ویژگی‌های مهم نظام مالی و مدل ریاضی توزیع منافع میان طرفین قراردادهای بیع‌متقابل، مشارکت در تولید و نفتی ایران را تبیین خواهیم کرد.

۳-۱- بررسی و مدل‌سازی نظام مالی قرارداد بیع متقابل

قرارداد بیع متقابل حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز قراردادی است که بر اساس آن شرکت نفت خارجی به عنوان پیمانکار[1] مجموعه‌ای از عملیات بالاد ستی مورد توافق را در یک منطقه قراردادی[2] دنبال کرده و در صورت دستیابی به تولید تجاری از محل عواید میدان واقع در همان منطقه و در قالب توافقنامه بلندمدت فروش نفت خام(LTCOSA)[3] هزینه ها و حق‌الزحمه قراردادی خویش را باز یافت می‌کند. به عبارت بهتر، بر اساس مقررات عمومی این قبیل قراردادها بازیافت مطالبات پیمانکار از محل درصدی از درآمد ناخالص میدان تحقق می‌یابد. (ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۳، ص۱۶)

1. Contractor
2. Contract Area
3. Long Term Crude Oil Sells Agreement (LTCOSA)

هزینه‌ها و مطالبات پیمانکار در عموم قراردادهای نفتی بیع‌متقابل به پنج دسته زیر تقسیم می‌شوند (حاتمی،۱۳۹۳، ص۹۴۶):

۱- هزینه‌های سرمایه‌ای (Capex)[۱]

۲- هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (NON-Capex)[۲]

۳- هزینه‌های عملیاتی (Opex)[۳]

۴- هزینه‌های بانکی (BC)[۴]

۵- هزینه‌های همیاری و پشتیبانی تولید (PSAC)[۵]

---

۱. هزینه‌های سرمایه‌ای (Capital Expenditure): مشتمل بر هزینه‌های مستقیم مربوط به عملیات اکتشاف، توسعه و یا نوسازی میدان (حسب مفاد قرارداد بیع متقابل) است. این میزان حسب توافق طرفین دارای سقف بوده و مازاد بر آن نیز در صورتی که در راستای تحقق اهداف مندرج در طرح جامع توسعه باشد برعهده خود شرکت نفت خارجی است.

۲. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (Non Capital Expenditure): مشتمل بر مالیات‌ها، عوارض گمرکی، هزینه‌های تامین اجتماعی، هزینه آموزش کارکنان ایرانی و به طور کلی هزینه‌هایی است که در رابطه با عملیات توسعه به مراجع دولتی ایران پرداخت می‌شود. چنین هزینه‌هایی سقف نداشته و معمولا تخمین آن هنگام انعقاد قرارداد دشوار است. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸، ص۲۵۱)

۳. هزینه های عملیاتی (Operational Expenditure): مشتمل بر هزینه های عملیات تولید و نگهداری میدان هیدروکربوری است. این نوع هزینه‌ها در قرارداد بیع‌متقابل فاقد سقف بوده و اغلب توسط نماینده دولت میزبان پرداخت می شود؛ اگرچه در صورت پرداخت هر بخشی از آن توسط پیمانکار بلافاصله با دستیابی به تولید تجاری از میدان (حداکثر ظرف سه ماه) تسویه می‌شود به همین دلیل به این نوع هزینه بهره بانکی تعلق نمی‌گیرد. (زهدی، ۱۳۸۷، ج ۱، ص۳۴)

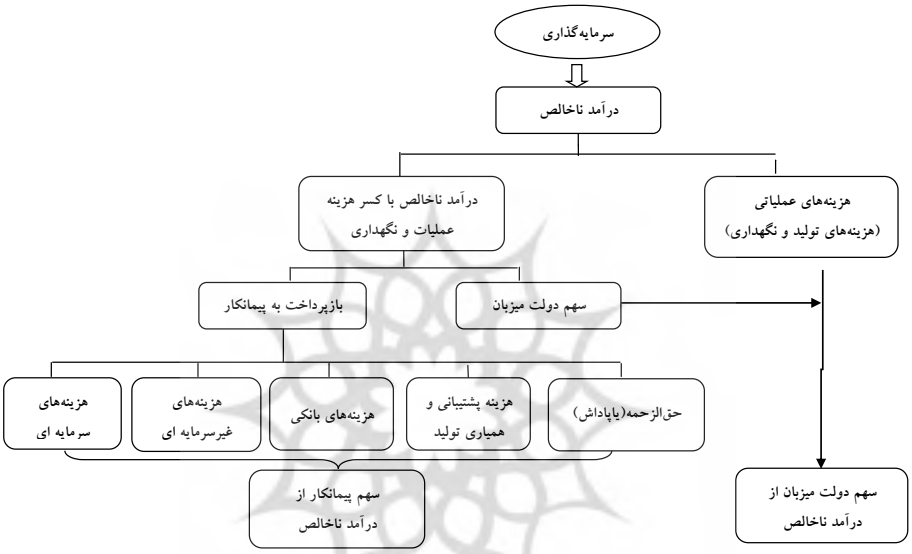
۴. هزینه‌های بانکی (Bank Charges): مشتمل بر هزینه‌های بانکی تامین مالی عملیات بوده و سقف پرداخت نیز ندارد. معیار محاسبه این نوع هزینه مبتنی برمجموع نرخ بهره شناور (لایبور) و درصدی ثابت است. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸، صص ۲۵۰ و ۲۵۱)

۵. هزینه‌های همیاری و پشتیبانی تولید (Production Support & Assistance Expenditure): مشتمل بر تمام مخارجی است که پیمانکار در راستای اجرای ضمیمه «P» قرارداد، تحت عنوان «مساعدت و پشتیبانی عملیات تولید» و پس از اتمام عملیات توسعه هر فاز و در حین عملیات تولید از میدان فارغ از طرف بهره‌بردار، پرداخت می‌کند. (حاتمی، ۱۳۹۳، ص ۹۵۵)

۶- حق‌الزحمه (یا پاداش) (RF)[۱]

که در صورت دستیابی به تولید تجاری از میدان، از محل حداکثر بخشی از درآمد ناخالص حاصـــله از آن پرداخت مطالبات هزینه‌ای و پاداش پیمانکار صـــورت می‌گیرد. نمودار (۱) گویای مکانیزم عمومی توزیع منافع در این نوع قراردادها است.

نمودار (۱)- ساختار نظام مالی قرارداد نفتی بیع متقابل(Buy Back)



منبع: بانک مرکزی روسیه

در ادامه با توجه به توضـــیحات ارائه شـــده منافع طرفین قراردادهای نفتی بیع‌متقابل را مدل سازی می شود. با فرض آنکه P معادل با قیمت نفت خام به ازای هر بشکه و Q معادل با تعداد بشکه نفت خام تولیدی در هر دوره باشـد، در آن صـورت شـکل کلی تابع درآمد ناخالص از میدان این قرارداد به صورت رابطه (۱) است:

$$GR = P \times Q \qquad (۱)$$

---

۱. حق‌الزحمه (Remuneration Fee)(یا پاداش): این میزان بابت خدمات فنی پیمانکار پرداخت می‌شـود و مقدار آن معادل با درصد ثابتی از هزینه‌های سرمایه‌ای است. پرداخت این مورد به پیمانکار منوط به دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی از سوی وی است.

اما از آنجایی که با آغاز فرآیند تولید تجاری از میدان هیدروکربوری، مدیریت و تقبل هزینه‌های عملیات تولید از سوی شرکت نفت خارجی به نماینده دولت، یعنی شرکت ملی نفت ایران (NIOC)[1] واگذار شده و شرکت ملی نیز پس از کسر هزینه‌های تولید (PC)[2] مابقی درآمد ناخالص را برحسب نسبت مورد توافق و در چارچوب مکانیزم مالی یاد شده میان طرفین تقسیم می‌کند، نابراین با فرض آنکه α معادل با حداکثر نسبت سهم پیمانکار از درآمد ناخالص میدان در هر دوره باشد در آن صورت شکل کلی حداکثر دریافتی خالص شرکت نفت خارجی از این درآمد به صورت رابطه (۲) است،

$$Net\ Take_{FOC}^{BBC} = \alpha\left(P\times Q - PC_{HG}^{BBC}\right) \qquad (۲)$$

حال با فرض آنکه $\lambda = ۱-\alpha$ باشد در آن صورت شکل کلی حداقل دریافتی خالص دولت میزبان از درآمد ناخالص میدان در همان دوره معادل است با

$$Net\ Take_{HG}^{BBC} = (۱-\alpha)\left(P\times Q - PC_{HG}^{BBC}\right) = \lambda\left(P\times Q - PC_{HG}^{BBC}\right) \qquad (۳)$$

در بخش‌های آتی پس از تصریح شکلی کلی تابع هزینه تولید قرارداد بیع متقابل (PC_{HG}^{BBC})، روابط (۲) و (۳) را بازنویسی کرده و با استفاده از روابط جدید شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید این قرارداد را تعیین خواهیم کرد.

۳-۲- بررسی و مدل‌سازی نظام مالی قرارداد مشارکت در تولید

ماهیت قرارداد مشارکت در تولید (PSC) اقتضا می‌کند که طرفین قرارداد مطالبات قراردادی خویش را از محل تولیدات میدان و برحسب نسبت‌های مورد توافق برداشت کنند. بر این اساس، قبل از هرگونه توزیع منفعت خالص ناشی از قرارداد، نخست بخشی از تولیدات میدان صرف پرداخت مطالبات قانونی دولت میزبان و تسویه هزینه‌های عملیاتی پیمانکار شده و پس از آن مابقی تولیدات به عنوان نفت فایده و برحسب نسبت‌های مورد

1. National Iranian Oil Company (NIOC)
2. Production Costs (PC)

توافق قراردادی میان ایشان تقسیم می شود. اجزای هزینه‌ای متعارف قراردادهای مشارکت در تولید که به دولت میزبان تعلق می‌گیرد، عبارتند از:

- بهره مالکانه[۱]
- مالیات[۲]

اجزای هزینه‌ای عموم قراردادهای مشارکت در تولید که به شرکت نفت خارجی تعلق می‌گیرد، عبارتند از:

- نفت هزینه[۳]: پس از پرداخت هزینه های تکلیفی پیمانکار و دولت میزبان، باقیمانده عایدات میدان ذیل عنوان نفت فایده[۴] و برحسب نسبت مورد توافق میان طرفین تقسیم می‌شود. این میزان در واقع دلالت بر پاداش و حق‌الزحمه‌ای دارد که پیمانکار بابت تحمل ریسک عملیات بالادستی و دولت میزبان نیز به واسطه مالکیت خود نسبت به منابع هیدروکربوری مخزن از آن منتفع می‌شوند.

---

۱. بهره مالکانه (Royalty): مبلغی است که به منظور بهره‌برداری از امتیاز منابع دارای ارزش اقتصادی یا برای بهره گرفتن از امتیاز حقوق مالکیت معنوی،حق امتیاز، نشانه تجاری و یا دانش فنی و تکنولوژی به دولت یا مالک پرداخت می‌شود. در صنعت نفت و گاز نیز شرکت‌ها موظف بودند در مقابل دریافت امتیاز عملیات بر میدان هیدروکربوری فارغ از دستیابی به تولید تجاری از آن مبلغی تحت عنوان بهره‌مالکانه به دولت میزبان پرداخت کنند. (حاتمی، ۱۳۹۳، ص۹۹۲)

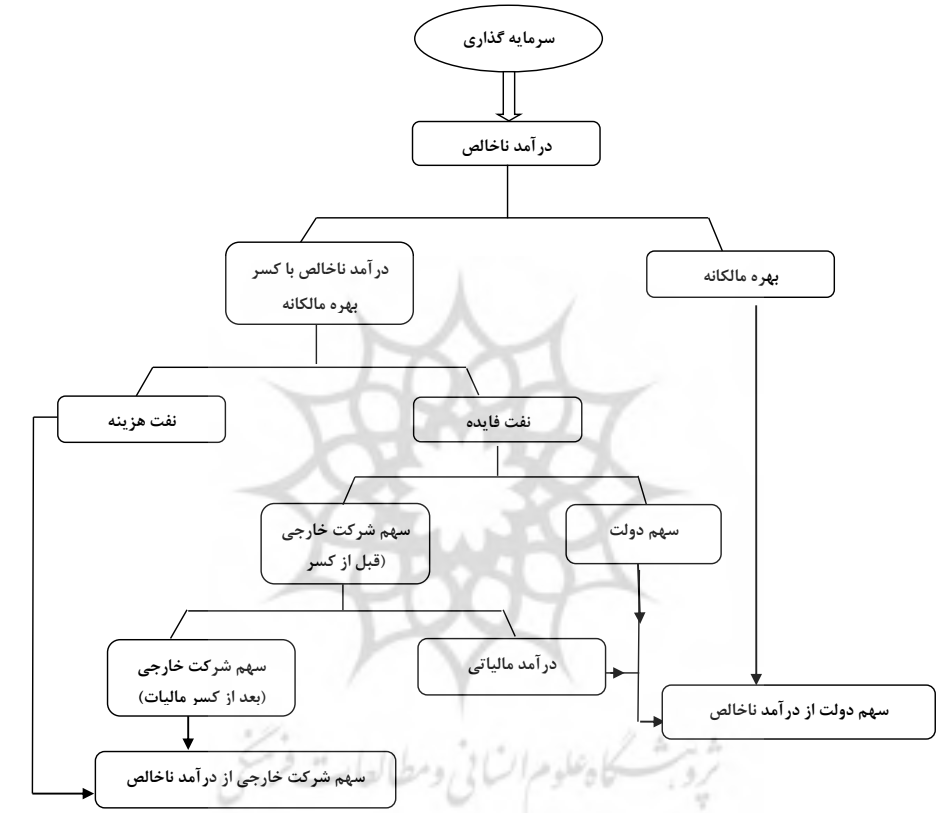
۲. مالیات (Tax): این میزان معادل با درصدی از سهم نفت فایده شرکت نفت خارجی است که پس از تخصیص عایدات میدان به وی تعلق می گیرد.

۳. نفت هزینه (Cost Oil): هزینه‌های نفتی معادل با مجموع مخارجی است که بمنظور اجرای عملیات نفتی توسط پیمانکار تعهد و پرداخت شده‌اند و پیرو آن بر اساس قرارداد و رویه‌های حسابداری پیوست بازیافت می‌شوند. این هزینه‌ها مشتمل بر «هزینه‌های رفع آثار قرارداد و برچیدن تأسیسات نفتی در منطقه قراردادی (Decommissioning Cost)»، «هزینه‌های توسعه‌ای (Development Cost)»، «هزینه‌های اکتشافی (Exploration Cost)»، «هزینه‌های بازاریابی (Marketing Cost)» و «هزینه‌های تولیدی (Production Cost)» هستند

۴. نفت فایده (Profit Oil): عبارت است از درصدی از نفت یا گاز باقیمانده از میدان هیدروکربوری که پس از تخصیص بهره مالکانه (به دولت میزبان) و نفت هزینه (به پیمانکار) بر حسب مکانیزم و نسبت مورد توافق میان طرفین قرارداد تقسیم می‌شود.

به هر حال تسهیم درآمد ناخالص میدان هیدروکربوری میان طرفین قراردادهای مشارکت در تولید با وجود برخی تفاوت‌ها اما در مجموع از سازوکار تقریبا یکسانی پیروی می‌کند. نمودار (۲) گویای مکانیزم کلی تسهیم عایدات هیدروکربوری این قرارداد است.

نمودار (۲)– ساختار نظام مالی قرارداد نفتی مشارکت در تولید (PSC)



منبع: بانک مرکزی روسیه

بر اساس نمودار (۲) می‌توان مجموع دریافتی خالص طرفین قرارداد مشارکت در تولید را به شرح (۳) بیان کرد:

(۳)

نفت هزینه (Cost Oil)+ درصدی از نفت فایده پس از کسر مالیات (Net Profit Oil)=دریافتی خالص پیمانکار (یا بهره‌بردار)
مالیات بر تولید (Tax)+ نفت فایده (Net Profit Oil)+ بهره مالکانه (Royalty)=دریافتی خالص دولت میزبان

در ادامه با فرض پارامترهایی برای ردیف هزینه‌های یاد شده اقدام به مدل سازی ریاضی سهم طرفین قرارداد می‌کنیم. اما با فرض آنکه قیمت هر بشکه نفت خام در هر دوره معین معادل با P و میزان تولید نفت خام نیز در همان دوره معادل با Q باشد، می‌توان نتیجه گرفت که درآمد ناخالص از میدان بموجب این قرارداد معادل است با:

$$GR = P \times Q \qquad (۴)$$

حال با عنایت به نمودار (۲) و روابط (۳) و (۴) می‌توان نحوه تخصیص عایدات میان طرفین قرارداد را به شرح جدول (۱) تصریح کرد:

جدول (۱)- تخصیص درآمد ناخالص کل میدان میان طرفین قرارداد مشارکت در تولید

ترتیب تخصیص	عنوان	ضریب تخصیص	مدل‌سازی تخصیص	مالک
تخصیص اول	بهره مالکانه(R)	β	$R = \beta(P \times Q)$	دولت میزبان
تخصیص دوم	نفت هزینه(CO)	σ	$CO = \sigma(۱-\beta)(P \times Q)$	شرکت نفت خارجی(پیمانکار)
تخصیص سوم	سهم پیمانکار از نفت فایده(PO_{FOC})	μ	$PO_{FOC} = \mu(۱-\sigma)(۱-\beta)(P \times Q)$	شرکت نفت خارجی(پیمانکار)
تخصیص چهارم	سهم دولت از نفت فایده(PO_{HG})	$۱-\mu$	$PO_{HG} = (۱-\mu)(۱-\sigma)(۱-\beta)(P \times Q)$	دولت میزبان
تخصیص پنجم	مالیات بر PO_{FOC}	τ	$T = \tau\mu(۱-\sigma)(۱-\beta)(P \times Q)$	دولت میزبان
سهم ناخالص شرکت نفت خارجی (پیمانکار)			$Gross\ Take_{FOC}^{PSC} = (۱-\beta)\left[\sigma + \mu(۱-\tau)(۱-\sigma)\right](P \times Q)$ با فرض آنکه $\left[\sigma + \mu(۱-\tau)(۱-\sigma)\right] = \theta$ باشد پس $Gross\ Take_{FOC}^{PSC} = \theta(P \times Q)$ (۵)	
سهم ناخالص دولت میزبان			$Gross\ Take_{HG}^{PSC} = (۱-\theta)(P \times Q)$ (۶)	

با توجه به اینکه در قراردادهای نفتی مشارکت در تولید مدیریت عملیات تولید از میدان توسط شرکت نفت خارجی انجام می‌پذیرد، پس می‌توان فرض کرد که هزینه‌های تولید نیز برعهده همین شرکت است، بنابراین با توجه به نتایج جدول (۱) و فرض مطرح شده

می‌توان میزان دریافتی خالص طرفین از عایدات میدان در چارچوب این قرارداد را به شرح (۷) و (۸) تبیین کرد.

$$NetTake_{FOC}^{PSC} = \theta\left(P \times Q\right) - PC_{FOC}^{PSC} \quad (۷)$$

$$NetTake_{HG}^{PSC} = \left(۱-\theta\right)\left(P \times Q\right) \quad (۸)$$

در بخش‌های آتی پس از تصریح تابع هزینه تولید قرارداد مشارکت در تولید(PC_{FOC}^{PSC}) شکل کلی توابع (۷) و (۸) را بازنویسی کرده و با استفاده از آن شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید این قرارداد را تعیین خواهیم کرد.

۳-۳- بررسی و مدل‌سازی نظام مالی قراردادهای نفتی ایران

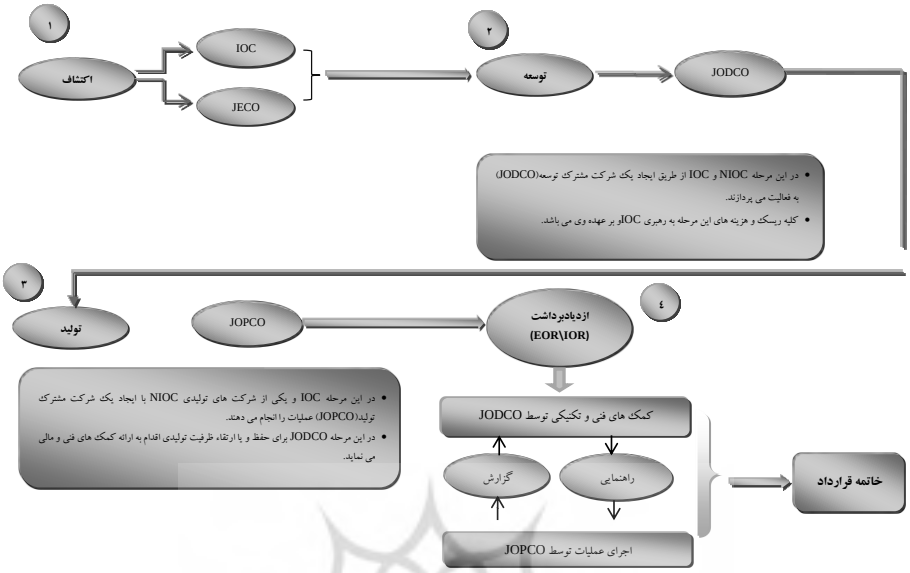
قرارداد نفتی ایران بر اساس اصل یکپارچگی[1] عملیات قراردادی طراحی شد. بر این اساس پیش‌بینی شده است که در صورت اکتشاف تجاری میدان توسط پیمانکار فرآیند توسعه آن نیز به صورت خودکار به وی واگذار شده و سرانجام همان پیمانکار، میدان توسعه داده شده را تحت عملیات تولید و عندالاقتضا حفظ ظرفیت تولید[2] و ارتقا و بهبودبازیافت قرار می‌دهد.

اجرای مراحل مختلف عملیات بالادستی به صورت مشارکتی[3] انجام می‌پذیرد به گونه‌ای که در این قرارداد در مراحل مختلف از شرکت‌های مشترک طرفین قرارداد (شرکت اکتشافی مشترک (JOECO)[4]، شرکت توسعه‌ای مشترک (JODCO)[5] و شرکت تولیدی مشترک (JOPCO)[6] جهت انجام عملیات مربوطه استفاده می‌شود. فرآیند مشارکت طرفین در مراحل مختلف عملیات بالادستی این قرارداد در قالب (۳) ترسیم شده است (ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۳، ص۳۳).

---

1. Integration
2. Capacity Maintenance
3. Partnership
4. Joint Exploration Company (JOECO)
5. Joint Development Company (JODCO)
6. Joint Production Company (JOPCO)

نمودار (۳)- فرآیند مشارکت طرفین در قرارداد نفتی ایران (IPC)



منبع: ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۳، ص۳۳

هزینه‌های عملیاتی قرارداد نفتی ایران که توسط شرکت نفتی خارجی صورت می‌گیرد به سه دسته زیر تقسیم‌بندی می‌شود:

۱- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (DCC)[۱]

۲- هزینه‌های غیرمستقیم (IDC)[۲]

۳- هزینه‌های پول (COM)[۳] (حسینی، ۱۳۹۳، ص۶۶)

---

۱. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم (Direct Capital Cost): دربردارنده مخارجی است که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف برنامه توسعه ضروری است. این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شود:

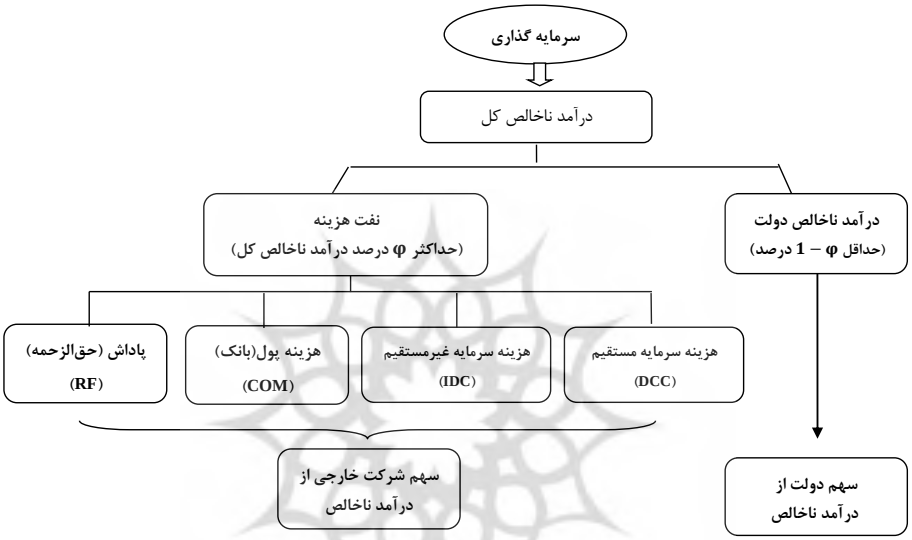
- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به هدف تولید اولیه
- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی. (Conference IPC, 2014, p56)

۲. هزینه‌های غیرمستقیم (Indirect Capital Cost): مشتمل بر هزینه‌هایی است که متصدی عملیات توسعه در بازه زمانی انجام عملیات به مراجع دولتی ایران پرداخت می‌کند و در فرآیند بازیافت مطالبات به وی بازپرداخت خواهد شد.

۳. هزینه‌های پول (Cost of Money): دربردارنده هزینه‌های تأمین منابع مالی پروژه است. این هزینه بر اساس مجموع نرخ بهره لایبور به علاوه درصد مورد توافق محاسبه شده و تاریخ احتساب آنها روز نخست اولین ماه پس از ماهی است که هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای تعهد و پرداخت شده‌اند.

بازیافت این هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار در صورت د ستیابی به تولید تجاری و تحقق اهداف قراردادی از محل بخشی از درآمد ناخالص میدان تحت عنوان «نفت هزینه»[1] انجام می‌پذیرد (حاتمی، ۱۳۹۳، صص ۷۱۷-۷۱۶). نمودار (۴) گویای مکانیزم توزیع عایدات نفتی میان طرفین قرارداد مبتنی بر قرارداد نفتی ایران است.

نمودار (٤)- ساختار نظام مالی قرارداد نفتی ایران (IPC)



منبع: نتایج تحقیق

از آنجایی که در قرارداد نفتی ایران همچون قرارداد بیع متقابل تسویه مطالبات پیمانکار (بدون ارائه هرگونه ضمانتی از سوی دولت میزبان) تنها از محل عایدات میدان صورت گرفته و از طرفی وی پس از بازیافت مطالبات نیز همچون قرارداد مشارکت در تولید همچنان در بخشی از عایدات میدان تا پایان مدت زمان قراردادی سهیم است، از این رو

---

۱. نفت هزینه (Cost Petroleum): دلالت بر بخشی از تولیدات میدان هیدروکربوری دارد که در صورت تحقق اهداف مندرج در قرارداد برای بازیافت هزینه‌های نفتی (هزینه‌های اکتشاف، توسعه، تولید و تأمین مالی) و پاداش پیمانکار تخصیص می‌یابد. میزان این شاخص از ۵۰ درصد عواید یا تولیدات میدان تجاوز نخواهد کرد و حسب توافق طرفین معادل با ارزش دلاری هزینه‌های یاد شده به صورت نقدی (In Cash) و یا فیزیکی (In Kind) به پیمانکار پرداخت خواهد شد. (Conference IPC (2014), p51)

می‌توان نتیجه گرفت که توزیع منافع قرارداد نفتی ایران ترکیبی از این سازو کار در قراردادهای نفتی بیع متقابل و مشارکت در تولید است.

به هر حال با فرض آنکه قیمت هر بشکه نفت خام در هر دوره معادل با P و میزان تولید نفت خام نیز در همان دوره معادل با Q بشکه باشد، پس میزان درآمد ناخالص کل میدان در هر دوره معادل است با:

$$GR = P \times Q \qquad (۹)$$

از آنجایی که بازیافت حقوق پیمانکار در این قرارداد از محل درصدی از ارزش روز نفت خام استحصالی صورت می‌گیرد (FPB)[1] از این رو با این فرض که حداکثر φ درصد از ارزش هر بشکه نفت خام در هر دوره صرف بازیافت مطالبات هزینه‌ای (اعم از هزینه‌های مستقیم (DCC)، غیرمستقیم (IDC) و پولی (COM)) و حق‌الزحمه پیمانکار شده و همچنین با توجه به این موضوع که کل هزینه‌های تولید از میدان این قرارداد هم برعهده پیمانکار (شرکت نفت خارجی) قرار گرفته است، بنابراین مبتنی بر نظام مالی این قرارداد دریافتی خالص پیمانکار و دولت میزبان از درآمد ناخالص میدان برابر است با:

$$Net\ Take_{FOC}^{IPC} = \varphi\left(P \times Q\right) - PC_{FOC}^{IPC} \qquad (۱۰)$$

$$Net\ Take_{HG}^{IPC} = \left(۱-\varphi\right)\left(P \times Q\right) \qquad (۱۱)$$

در بخش آتی شکلی کلی تابع هزینه تولید قرارداد نفتی ایران (PC_{FOC}^{IPC}) را تصریح کرده و با بازنویسی روابط (۱۰) و (۱۱) شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید این قرارداد را استخراج خواهیم کرد.

---

1. Fee Per Barrel (FPB)

۳-٤- معرفی توابع هزینه تولید و بازنویسی توابع دریافتی خالص طرفین قراردادهای نفتی بالادستی موردنظر

در اکثر قرارداد های نفتی بالادستی علاوه بر بهره‌برداری، بهره‌بردار[1] موظف به انجام اقداماتی به منظور نگهداری از مخزن و حفظ فشار آن با هدف ازدیاد برداشت (EOR/IOR)[2] و در راستای رعایت اصول تولید صیانتی است، این مهم از طریق روش‌های مختلفی همچون بازیافت ثانویه و یا ثالثیه[3] تحقق می‌یابد.

خاطر نشان می‌شود، کیفیت مدیریت تولید از میدان تأثیر مستقیمی بر میزان هزینه‌های این مرحله عملیاتی خواهد گذاشت و به طور طبع با اعمال یک فرآیند مدیریتی کارآمد هزینه‌های تولید از میدان نیز کمتر خواهد شد. با این اوصاف، تابع هزینه تولید از میدان (PC) قراردادهای نفتی بالادستی را می‌توان به سه جزء ذیل تفکیک کرده و سرانجام از مجموع این اجزا، تابع یاد شده را تصریح می‌کنیم. در نهایت هم تابع هزینه تولید از میدان هر سه قرارداد موردنظر این تحقیق با توجه به مقتضیات آنها معرفی خواهد شد.

جزء اول- هزینه‌های بهره‌برداری (OC)[4]: بیانگر هزینه‌های استخراج هر بشکه نفت خام در هر دوره به صورت طبیعی[5] یا با استفاده از فشار مخزن است. این هزینه‌ها با تولید نفت خام (Q) (به دلیل افت فشار مخزن همزمان با افزایش سطح تولید) رابطه مستقیم و با اندازه ذخایر میدان (S)[6] (به دلیل لزوم تعمیق چاه‌های بهره‌برداری کنونی و یا حفر چاه‌های جدید با هدف حفظ سطح تولید) رابطه معکوس دارد. (احمدیان، ۱۳۷۸، ص ۲۰) شکل کلی این تابع به صورت (۱۲) است.

$$OC = OC(Q,S)$$
$$\frac{\partial \mathrm{OC}}{\partial \mathrm{Q}} \geq 0 \quad , \quad \frac{\partial OC}{\partial S} \leq 0 \qquad (۱۲)$$
$$\frac{\partial^2 \mathrm{OC}}{\partial \mathrm{Q}^2} > 0 \, , \quad \frac{\partial^2 \mathrm{OC}}{\partial \mathrm{S}^2} > 0$$

1. Operator
2. Enhanced/Improved Oil Recovery (EOR/IOR)
3. Secondary/ Tertiary Recovery
4. Operating Cost (OC)
5. Natural Depletion
6. Reserve Stock

جزء دوم- هزینه‌های ازدیاد برداشت (EC)[1]: این جزء دربردارنده هزینه‌هایی است که در مرحله تولید از میدان و به منظور حفظ و یا افزایش فشار مخزن و متعاقب آن حفظ و یا افزایش سطح تولید از آن صرف می‌شود. این هزینه‌ها دلالت بر سرمایه‌گذاری در میدان پس از آغاز تولید تجاری از آن دارد. حال از آنجایی که مخازن موجود در اکثر میادین نفتی ایران و برخی دیگر از کشور از نوع نفت دوست[2] است به همین جهت ازدیاد برداشت یا بازیافت ثانویه از میادین نفتی این قبیل کشورها با استفاده از روش تزریق گاز[3] صورت می‌گیرد. بنابراین این نوع سرمایه‌گذاری (یا هزینه) را می‌توان تابع مستقیمی از گاز تزریقی (G) به میادین نفتی کشور در نظر گرفت. شکل کلی این تابع به صورت (۱۳) است.[4] (طاهری‌فرد، ۱۳۸۵، ص۱۶۴)

$$EC = EC(G)$$
$$\frac{\partial EC}{\partial G} \geq 0 \quad , \quad \frac{\partial^2 EC}{\partial G^2} < 0 \qquad (۱۳)$$

جزء سوم- عامل صرفه‌جویی در هزینه‌های بهره‌برداری (CS)[5]: این عامل تابع مستقیمی از میزان و کیفیت سرمایه‌گذاری در مراحل پیش و پس از آغاز تولید از میدان است. همانطور که می‌دانیم عملیات بالادستی بر میادین نفت و گاز مشتمل بر چهار مرحله اکتشاف (E)، تو صیف (A)، تو سعه (D) و تولید (P) است که در این بین مرحله تولید از میدان با آغاز فرآیند تولید تجاری[6] از میدان شروع شده و مستلزم هزینه یا

---

1. Enhanced Oil Costs (EC)
2. Oil Wet
3. Gas Injection

۴. بر اساس برنامه پنجم توسعه مقرر شده بود که تا پایان این برنامه، روزانه ۲۶۰ میلیون مترمکعب گاز به مخازن نفتی کشور تزریق شود، در حالی که در سال ۱۳۹۲ با وجود برنامه‌ریزی وزارت نفت برای تزریق ۱۹۰ میلیون مترمکعب گاز به مخازن نفتی کشور عملا ۹۰ میلیون مترمکعب گاز به مخازن تزریق شد.

5. Cost Saving Factor

۶. تولید تجاری (Commercial Production) از میدان بیانگر تولید مشخصی است که پس از گذشت مدت معینی از تولید اولیه میدان (Early Production) (مثلا ۲۸ روز) حاصل می‌شود. با تحقق این تولید، تجاری بودن فرآیند تولید از میدان اثبات می شود و پس از آن مدیریت عملیات بهره‌برداری از میدان در نسل اول، دوم و سوم قراردادهای بیع متقابل به دولت میزبان واگذار می‌شود.

سرمایه‌گذاری‌های خاص خود به منظور انجام بهره‌برداری و ازدیاد برداشت از مخزن است. همچنین مراحل اکتشاف، تو صیف و تو سعه نیز مربوط به عملیات قبل از آغاز بهره‌برداری تجاری از میدان بوده و م ستلزم سرمایه‌گذاری‌های اولیه (Ei)[1] جهت آماده سازی آن برای آغاز بهره‌برداری تجاری است.

یادآور می‌شـــود در تمامی مراحل قبل و پس از آغاز تولید تجاری از میدان باید یکی از طرفین قرارداد مبادرت به ســـرمایه‌گذاری‌های مورد توافق کند. بدیهی اســـت که هر چقدر درجه کارآمدی این دو بخش از سرمایه‌گذاری بالادستی بالاتر با شد، هزینه تولید از میدان نیز کمتر خواهد شد. در مجموع با عنایت به تفکیک سرمایه‌گذاری کل عملیات بالادستی میدان به دو بخش مورد اشـــاره می‌توان شـــکل کلی تابع صـــرفه‌جویی در هزینه‌های تولید میدان را به صورت (۱۴) نمایش داد (فنگ، ۲۰۱۴):

$$CS = CS\left(Ei, EC\right)$$
$$\frac{\partial CS}{\partial Ei} \geq 0 \quad , \quad \frac{\partial^2 CS}{\partial Ei^2} < 0 \qquad (۱۴)$$
$$\frac{\partial CS}{\partial EC} \geq 0 \quad , \quad \frac{\partial^2 CS}{\partial EC^2} < 0$$

در نهایت از جمع جبری سه جزء گفته شده درمی‌یابیم که شکلی عمومی تابع هزینه تولید نفت (PC) تمام قراردادهای نفتی بالادستی را می‌توان به شرح (۱۵) بیان کرد:

$$PC = OC\left(Q,S\right) + EC\left(G\right) - CS\left(Ei,EC\right)$$
$$\frac{\partial PC}{\partial Q} > 0 \quad , \quad \frac{\partial PC}{\partial S} \leq 0 \quad , \quad \frac{\partial PC}{\partial G} > 0 \quad , \quad \frac{\partial PC}{\partial Ei} \leq 0 \qquad (۱۵)$$
$$\frac{\partial^2 PC}{\partial Q^2} < 0 \quad , \quad \frac{\partial^2 PC}{\partial S^2} > 0 \quad , \quad \frac{\partial^2 PC}{\partial G^2} < 0 \quad , \quad \frac{\partial^2 PC}{\partial Ei^2} > 0$$

به دلیل عدم یکپارچگی مدیریت و نحوه نظارت بر عملیات بالادســـتی قراردادهای نفتی، شـــکل این تابع برای هر قرارداد بالادســـتی مختص ویژگی‌های آن قرارداد تنظیم می‌شـــود.

---

1. Early investment (Ei)

بر این اساس، با توجه به اینکه در قرارداد نفتی بیع متقابل مدیریت عملیات تولید توسط نماینده دولت میزبان و در قرارداد نفتی مشارکت در تولید توسط شرکت نفت خارجی انجام می‌پذیرد از این رو شکل کلی این تابع برای دو قرارداد نامبرده به صورت (۱۶) و (۱۷) است.

$$PC_{HG}^{BB} = OC\left(Q,S\right)_{HG}^{BB} + EC\left(G\right)_{HG}^{BB} - CS\left(Ei_{FOC}, EC_{HG}\right)^{BB} \qquad (۱۶)$$

$$PC_{FOC}^{PSC} = OC\left(Q,S\right)_{FOC}^{PSC} + EC\left(G\right)_{FOC}^{PSC} - CS\left(Ei_{FOC}, EC_{FOC}\right)^{PSC} \qquad (۱۷)$$

خاطر نشان می‌سازد که در قرارداد بیع متقابل سرمایه‌گذاری قبل از آغاز تولید تجاری از میدان(Ei) توسط شرکت نفت خارجی و سرمایه‌گذاری بعد از آغاز تولید تجاری از میدان(EC) توسط نماینده دولت میزبان، اما در قرارداد مشارکت در تولید هر دو نوع سرمایه‌گذاری نامبرده توسط شرکت نفت خارجی انجام می‌پذیرد.

در خصوص قرارداد نفتی ایران با وجود تأکید بر اداره یکپارچه مراحل مختلف عملیات بالادستی اما بر اساس پیش‌نویس این قرارداد می‌توان استنباط کرد که مدیریت هر مرحله از طریق شرکت مشترک خاص آن مرحله (متشکل از نمایندگان شرکت ملی نفت ایران (NIOC) و شرکت نفتی خارجی (FOC)) صورت می‌پذیرد. در واقع با وجود آنکه تمام سرمایه‌گذاری‌ها و ریسک‌های مرتبط با مراحل اکتشاف، توسعه و تولید توسط شرکت نفت خارجی (FOC) تحمل می‌شود، اما شرکت ملی نفت ایران می‌تواند از طریق شرکت‌های مشترک اکتشاف (JOECO)، توسعه (JODCO) و تولید (JOPCO) در هر سه مرحله یاد شده نظارت و یا مداخله فنی نسبی کند.

به عبارت دیگر، قراردادهای نفتی ایران (IPC) علاوه بر نحوه توزیع منافع قراردادی از منظر مداخله دولت میزبان در فرآیند عملیات بالادستی نیز و ضعیتی بینابین دو قرارداد نفتی بیع متقابل (BB) و مشارکت در تولید (PSC) دارد، به این معنا که این قرارداد نه همانند قرارداد نفتی بیع متقابل مستلزم نظارت و دخالت تقریبا غیرمنعطف دولت میزبان بر عملیات بالادستی است و نه مشابه قراردادهای نفتی مشارکت در تولید (PSC) شرکت نفت خارجی از آزادی و استقلال عمل بالایی در مدیریت مراحل عملیات برخوردار است بلکه در این

قرارداد تمام عملیات بالادستی حتی مرحله تولید از میدان با مدیریت و سرمایه‌گذاری شرکت نفت خارجی و توأمان با نظارت و مشارکت نسبی شرکت ملی نفت ایران (به نمایندگی از دولت میزبان) انجام می‌پذیرد، بنابراین می‌توان انتظار داشت که اجزای تابع هزینه تولید از میدان (PC) این قرارداد ترکیبی از اجزای توابع قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید باشد. شکل کلی تابع هزینه تولید این قرارداد را می‌توان به صورت (۱۸) نشان داد:

$$PC_{FOC}^{IPC} = [\underbrace{\left(\gamma OC\left(Q,S\right)_{FOC}^{PSC} + \omega OC\left(Q,S\right)_{HG}^{BBC}\right)}_{OC(Q,S)^{IPC}} + \overbrace{\left(\gamma EC\left(G\right)_{FOC}^{PSC} + \omega EC\left(G\right)_{HG}^{BBC}\right)}^{EC(G)^{IPC}} - (\underbrace{\gamma CS\left(Ei_{FOC}, EC_{FOC}\right)^{PSC} + \omega CS\left(Ei_{FOC}, EC_{HG}\right)^{BBC}}_{CS(Ei,EC)^{IPC}}] \quad (۱۸)$$

در رابطه (۱۸)، γ و ω به ترتیب بیانگر نسبت حضور یا مداخله شرکت نفت خارجی (قرابت با قرارداد مشارکت در تولید (PSC)) و شرکت ملی نفت ایران (قرابت با قرارداد بیع متقابل(BB)) است، میان این دو پارامتر رابطه (۱۹) برقرار است.

$$\gamma + \omega = ۱ \quad (۱۹)$$

با توجه به تمایل این قرارداد به حداقل‌سازی دخالت‌های مدیریتی و مالی نماینده دولت میزبان در انجام مراحل مختلف عملیات بالادستی، انتظار داریم که اندازه نسبت‌های ω و γ به ترتیب کم و زیاد باشد. حال با عنایت به مباحث مطروحه در این بخش و با استفاده از روابط (۲) و (۳)، (۷) و (۸) و (۱۰) و (۱۱) که دلالت بر دریافتی خالص طرفین سه قرارداد موردنظر این پژوهش دا شت و همچنین با فرض آنکه R معادل با عامل تنزیل درآمد با شد. در این صورت می‌توان ارزش حال عایدات طرفین سه قرارداد موردنظر این پژوهش را بر مبنای آنچه در ادامه می‌آید، بیان کرد.

قرارداد بیع متقابل

(۲۰)

$$Net\ Present\ Take_{FOC}^{BBC} = R\Big[\alpha(P\times Q-\Big(OC\left(Q,S\right)_{HG}^{BBC}+EC\left(G\right)_{HG}^{BB}-CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BBC}\Big)\Big]$$

(۲۱)

$$Net\ PresentTake_{HG}^{BBC} = R\Big[\lambda(P\times Q-\Big(OC\left(Q,S\right)_{HG}^{BBC}+EC\left(G\right)_{HG}^{BBC}-CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BBC}\Big)\Big]$$

در خصوص قرارداد مشارکت در تولید:

(۲۲)

$$Net\ PresentTake_{FOC}^{PSC} = R\Big[\theta\left(P\times Q\right)-\Big(OC\left(Q,S\right)_{FOC}^{PSC}+EC\left(G\right)_{FOC}^{PSC}-CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}\Big)\Big]$$

$$Net\ Present\ Take_{HG}^{PSC} = R\Big[\left(1-\theta\right)\left(P\times Q\right)\Big] \qquad (۲۳)$$

و در خصوص قرارداد نفتی ایران:

(۲۴)

$$\begin{aligned} Net\ PresentTake_{FOC}^{IPC} = R[&\varphi\left(P\times Q\right)-[\Big(\gamma OC\left(Q,S\right)_{FOC}^{PSC}+\omega OC\left(Q,S\right)_{HG}^{BB}\Big)\\ &+\Big(\gamma EC\left(G\right)_{FOC}^{PSC}+\omega EC\left(G\right)_{HG}^{BB}\Big)-(\gamma SC\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}\\ &+\omega SC\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BB}] \end{aligned}$$

$$Net\ Take_{HG}^{IPC} = R\Big[\left(1-\varphi\right)\left(P\times Q\right)\Big] \qquad (۲۵)$$

با استفاده از ارزش حال دریافتی خالص طرفین از درآمد ناخالص میدان (روابط (۲۰) تا (۲۵)) می‌توان شرایط تعیین سطوح سرمایه‌گذاری کل بهینه (I*) و تولید بهینه نفت (Q^*) این قراردادها را استخراج و سپس آنها را با یکدیگر مقایسه کرد. در دو بخش بعدی به تحلیل این موضوع خواهیم پرداخت.

٤- تحلیل مقایسه‌ای سطح سرمایه‌گذاری بهینه قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و نفتی ایران

هدف از سرمایه‌گذاری در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز حداکثر سازی تولید نفت و گاز از میادین هیدروکربوری کشور در طول زمان است. به عبارت دیگر، سرمایه‌گذاری بهینه در این حوزه آن میزان سرمایه‌ای است که منجر به حصول حداکثری ارزش حال درآمد ناخالص ناشی از تولید نفت و یا گاز از این میادین شود.

بررسی‌ها حکایت از آن دارد که میزان درآمد ناخالص از میدان به دلایل انگیزشی رابطه مستقیمی با سهم طرف بهره‌بردار از این درآمد دارد و با افزایش برخورداری طرف بهره‌بردار از این عایدات، میزان تولید و یا درآمد ناخالص کل میدان بیشتر خواهد شد. از این رو نتیجه می‌گیریم که آن میزان سرمایه‌ای که منجر به حداکثر سازی ارزش حال سهم طرف بهره‌بردار از این عایدات می‌شود، همان میزان باعث حداکثرسازی ارزش حال درآمد ناخالص کل میدان نیز خواهد شد. همچنین همانطور که بیان شد سرمایه‌گذاری کل (I) عملیات بالادستی هر قرارداد بر اساس یک دیدگاه تفصیلی و با عنایت به تعهدات مدیریتی و هزینه‌ای طرفین همان قرارداد را می‌توان به دو بخش ذیل تقسیم کرد:

۱- سرمایه گذاری قبل از آغاز تولید تجاری از میدان (Ei): مشتمل بر مجموع سرمایه گذاری های مراحل اکتشاف (E)، توصیف (A) و توسعه (D) میدان هیدروکربوری

۲- سرمایه‌گذاری بعد از آغاز تولید تجاری از میدان (EC)[1]: مشتمل بر سرمایه‌گذاری‌های انجام شده هنگام تولید از میدان و با هدف ازدیاد برداشت از آن.

به عبارت دیگر، می‌توان بیان کرد که سرمایه‌گذاری کل (I) عملیات بالادستی هر قرارداد معادل است با:

$$I = Ei + EC \qquad (۲۶)$$

---

۱. در بسیاری اوقات فرآیند توسعه میدان به صورت تدریجی (Phasing) انجام می‌پذیرد، به این معنا که میادین در حال تولید (Brown Fields) با هدف حفظ و یا افزایش سطح تولید مورد توسعه مجدد قرار می‌گیرند.

بر این اســاس نتیجه می‌گیریم که ســطح بهینه ســرمایه‌گذاری کل (*I) هر قرارداد از برآیند سـطوح بهینه سـرمایه‌گذاری ماقبل و مابعد آغاز تولید تجاری از میدان (*Ei*,EC) همان قرارداد می‌تواند محاســبه شــود. به عبارت دیگر، شــرایط تعیین‌کننده ســطح بهینه سرمایه‌گذاری کل (*I) معادل با مجموعه شرایط تعیین‌کننده میزان *Ei و *EC است.

از آنجایی که در قرارداد بیع متقابل (BBC) مدیریت عملیات بهره‌برداری از میدان برعهده نماینده دولت میزبان اســت، از رابطه (۲۱) به عنوان تابع هدف اســتفاده کرده و شروط مرتبه اول[1] و دوم[2] تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری ماقبل و مابعد آغاز تولید تجاری (*Ei*,EC) این قرارداد را به صورت (۲۷) استخراج می‌کنیم:

$$\underset{Ei,EC}{Max}\ Present\ Take_{HG}^{BBC} \qquad (۲۷)$$

شرط مرتبه اول محاسبه *Ei و *EC:

(۲۸)

$$\frac{\partial\left(Present\ Take_{HG}^{BBC}\right)}{\partial Ei}=R\lambda\frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{\boldsymbol{BBC}}}{\partial Ei}=۰\rightarrow\frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{\boldsymbol{BBC}}}{\partial Ei}=۰$$

(۲۹)

$$\frac{\partial\left(Present\ Take_{HG}^{BBC}\right)}{\partial EC}=R\lambda\left(\frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BBC}}{\partial EC}-۱\right)=۰\rightarrow\frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BBC}}{\partial EC}=۱$$

همچنین برای بررسی شرط مرتبه دوم بهینه سازی، ماتریس هیشین[3] تابع هدف یاد شده را تشــکیل داده و وضــعیت دترمینان‌های مینور[4] این ماتریس را در ســطح نقطه بحرانی (*Ei، *EC و *Q) بررســی می‌کنیم. گفتنی اســت با توجه به شــکل تفصــیلی تابع هدف می‌توان شکل کلی این تابع را به صورت (۳۰) معرفی کرد:

$$Present\ Take_{HG}^{BBC}=F\left(Q,Ei,EC\right) \qquad (۳۰)$$

---

1. First Order Condition
2. Second Order Condition
3. Hessian Matrix
4. Minor

به این ترتیب شکل کلی ماتریس هیشین این تابع عبارت است از:

(۳۱)

$$H^{BBC}=\begin{bmatrix}\frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial Q^{2}} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial Q\times\partial Ei} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial Q\times\partial EC}\\ \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial Ei\times\partial Q} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial Ei^{2}} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial Ei\times\partial EC}\\ \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial EC\times\partial Q} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial EC\times\partial Ei} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{HG}^{BB})}{\partial EC^{2}}\end{bmatrix}$$

$$=R\lambda\begin{bmatrix}-\frac{\partial^{2}\partial OC(Q,S)_{HG}^{BB}}{\partial Q^{2}} & 0 & 0\\ 0 & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{HG})^{BB})}{\partial Ei^{2}} & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{HG})^{BB})}{\partial Ei\times\partial EC}\\ 0 & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{HG})^{BB})}{\partial EC\times\partial Ei} & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{HG})^{BB})}{\partial Ei^{2}}\end{bmatrix}$$

با توجه به مشخص بودن تعهدات طرفین در طول قرارداد و نیز الزامات هزینه‌ای هر مرحله از عملیات بالادستی، می‌توان انتظار داشت که کیفیت و جزئیات سرمایه‌گذاری در مراحل ماقبل و مابعد آغاز تولید تجاری از میدان آنچنان متأثر از یکدیگر نباشد، بنابراین نظر به خصوصیات توابع هزینه بهره‌برداری (OC) و صرفه‌جویی در هزینه تولید (SC) (روابط (۱۲) و (۱۴)) درمی‌یابیم که وضعیت دترمینان‌های مینور این ماتریس در نقطه بحرانی مورد اشاره که دلالت بر سطوح بهینه سرمایه‌گذاری ماقبل و مابعد آغاز تولید تجاری (Ei* و EC) و نیز سطح بهینه تولید (Q*) دارد، به صورت (۳۲) است:

$$\left|H_{1}^{BBC}\right|<0,\ \left|H_{2}^{BBC}\right|>0,\ \left|H_{3}^{BBC}\right|<0 \qquad (۳۲)$$

بنابراین نتیجه می‌گیریم که شرط مرتبه دوم بهینه سازی تابع هدف نیز در سطح Ei* و EC* برقرار است.

همچنین با توجه به نقش پیمانکار در مدیریت عملیات تولید قرارداد مشـارکت در تولید (PSC) می‌توان از رابطه (۲۲) به عنوان تابع هدف ا ستفاده کرده و شروط مرتبه اول و دوم محاسبه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری ماقبل و مابعد آغاز تولید تجاری از میدان (Ei*,EC*) این قرارداد را به صورت (۳۳) استخراج کنیم:

$$\underset{Ei,EC}{Max}\ Present\ Take_{FOC}^{PSC} \qquad (۳۳)$$

شرط مرتبه اول محاسبه Ei* و EC*،

(۳۴)

$$\frac{\partial\left(Present\ Take_{FOC}^{PSC}\right)}{\partial Ei} = R\frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}}{\partial Ei} = ۰ \rightarrow \frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}}{\partial Ei} = ۰$$

(۳۵)

$$\frac{\partial\left(Present\ Take_{FOC}^{PSC}\right)}{\partial EC} = R\left(\frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}}{\partial EC} - ۱\right) = ۰ \rightarrow \frac{\partial CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}}{\partial EC} = ۱$$

همچنین با توجه به شکل کلی تابع هدف،

$$Present\ Take_{FOC}^{PSC} = F\left(Q,Ei,EC\right) \qquad (۳۶)$$

شـرط مرتبه دوم بهینه‌سـازی بالا را با اسـتفاده از ماتریس هیشـین این تابع در سـطح نقطه بحرانی(Ei*،EC* و Q*) بررسی می کنیم.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

(۳۷)

$$H^{PSC}=\begin{bmatrix}\frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial Q^{2}} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial Q\times\partial Ei} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial Q\times\partial EC}\\ \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial Ei\times\partial Q} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial Ei^{2}} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial Ei\times\partial EC}\\ \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial EC\times\partial Q} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial EC\times\partial Ei} & \frac{\partial^{2}(Present\ Take_{FOC}^{PSC})}{\partial EC^{2}}\end{bmatrix}$$

$$=R\begin{bmatrix}-\frac{\partial^{2}\partial OC(Q,S)_{FOC}^{PSC}}{\partial Q^{2}} & 0 & 0\\ 0 & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{PSC})}{\partial Ei^{2}} & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{PSC})}{\partial Ei\times\partial EC}\\ 0 & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{PSC})}{\partial EC\times\partial Ei} & \frac{\partial^{2}(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{PSC})}{\partial Ei^{2}}\end{bmatrix}$$

حال با توجه به ویژگی توابع مندرج در درایه های ماتریس فوق نتیجه می‌گیریم که دترمینان‌های مینور این ماتریس در سطح مقادیر بهینه *Ei، *EC و *Q به صورت (۳۸) بوده است.

$$\left|H_{1}^{PSC}\right|<0,\left|H_{2}^{PSC}\right|>0,\ \left|H_{3}^{PSC}\right|<0 \qquad (۳۸)$$

بنابراین نتیجه می‌گیریم که شرط مرتبه دوم حداکثرسازی عایدات پیمانکار برحسب مقادیر *Ei و *EC برقرار است.

درخصوص قرارداد نفتی ایران (IPC) نیز همچون دو قرارداد نامبرده، می‌توان به دلیل نقش مستقیم شرکت نفت خارجی در مدیریت عملیات تولید که البته با مشارکت و مداخله نسبی دولت میزبان انجام می‌پذیرد از رابطه (۲۴) به عنوان تابع هدف استفاده کرده و شروط مرتبه اول و دوم محاسبه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری ماقبل و مابعد آغاز تولید تجاری از میدان (*Ei,*EC) این قرارداد را به صورت (۳۹) استخراج کنیم:

$$\underset{Ei,EC}{Max}\ Present\ Take_{FOC}^{IPC} \qquad (۳۹)$$

شرط مرتبه اول محاسبه *Ei و *EC،

$$\frac{\partial\left(Present\ Take_{FOC}^{IPC}\right)}{\partial Ei}=R\frac{\partial\left[CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}+CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BB}\right]}{\partial Ei}=0 \quad (۴۰)$$

$$\frac{\partial\left(Present\ Take_{FOC}^{IPC}\right)}{\partial EC}=R\left(1-\frac{\partial\left[CS\left(Ei_{FOC},EC_{FOC}\right)^{PSC}+CS\left(Ei_{FOC},EC_{HG}\right)^{BB}\right]}{\partial EC}\right)=0 \quad (۴۱)$$

همچنین برای بررسی شرط مرتبه دوم این بهینه سازی ماتریس هیشین تابع یاد شده را به صورت (۴۲) تشکیل داده و وضعیت دترمینان‌های مینور این ماتریس را در نقطه بحرانی (*Ei،*EC و *Q) تبیین می کنیم:

(۴۲)

$$H^{IPC}=\begin{bmatrix}\frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial Q^2} & \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial Q\times\partial Ei} & \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial Q\times\partial EC}\\ \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial Ei\times\partial Q} & \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial Ei^2} & \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial Ei\times\partial EC}\\ \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial EC\times\partial Q} & \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial EC\times\partial Ei} & \frac{\partial^2(Present\ Take_{FOC}^{IPC})}{\partial EC^2}\end{bmatrix}$$

$$=R\begin{bmatrix}-\frac{\partial^2\partial OC(Q,S)_{FOC}^{IPC}}{\partial Q^2} & 0 & 0\\ 0 & \frac{\partial^2(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{IPC})}{\partial Ei^2} & \frac{\partial^2(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{IPC})}{\partial Ei\times\partial EC}\\ 0 & \frac{\partial^2(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{IPC})}{\partial EC\times\partial Ei} & \frac{\partial^2(CS(Ei_{FOC},EC_{FOC})^{IPC})}{\partial Ei^2}\end{bmatrix}$$

حال از آنجایی که در نقطه بحرانی یاد شده داریم،

$$\left|H_1^{IPC}\right|<0,\ \left|H_2^{IPC}\right|>0,\ \left|H_3^{IPC}\right|<0 \quad (۴۳)$$

پس می‌توان نتیجه گرفت که شرط دوم تعیین سطوح *Ei و *EC در قرارداد نفتی ایران برقرار است.

پیش از مقایسه دو قسم سرمایه‌گذاری مورد اشاره خاطر نشان می‌شود که یکی از عوامل بسیار مهم راجع به سرمایه‌گذاری در حوزه بالادستی نفت و گاز، میزان اثربخشی این شاخص در کاهش (صرفه‌جویی) هزینه‌های تولید از میدان هیدروکربوری است، به این معنا که هر چقدر امکان کاهش در میزان هزینه های تولید از طریق ارتقای کمی سطح سرمایه‌گذاری میسر با شد، در نتیجه انگیزه برای افزایش سرمایه‌گذاری در مرحله تولید و پیش از آن بیشتر خواهد شد.

در مقام مقایسه کارایی و اثربخشی در عملکرد سرمایه‌گذاری بخش خصوصی و دولتی می‌توان بیان کرد که دولت به دلیل گستردگی فعالیت‌های سازمانی و نیز انعطاف‌ناپذیری‌های ناشی از اقدامات بروکراتیک خود معمولا از کارآمدی پایین‌تری در فعالیت‌های اقتصادی خود نسبت به بخش خصوصی برخوردار است (Qiu and Wang (2011), p131) با استدلال مشابه می‌توان استنباط کرد که همین واقعیت در خصوص عملیات مرتبط با حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز هم صادق است. در این حوزه فعالیتی نیز در هر مرحله‌ای از عملیات که بازیگر اصلی آن بخش خصوصی باشد، میزان اثربخشی سرمایه‌گذاری و بازدهی اقدامات آن مرحله در مقایسه با شرایطی که دولت نقش‌آفرینی می‌کند، بیشتر است.[1] به این ترتیب می‌توان نتیجه گرفت که از آنجایی که توانایی اداره، اختیار در تصمیم‌گیری و انعطاف‌پذیری بخش خصوصی در مراحل عملیاتی (به خصوص مرحله تولید) قرارداد نفتی مشارکت در تولید از دو قرارداد دیگر بیشتر و در قرارداد نفتی ایران نیز از قرارداد نفتی بیع متقابل بالاتر است، بنابراین تابع صرفه‌جویی در هزینه‌های تولید قراردادهای مشارکت در تولید از دو قرارداد مورد نظر دیگر بزرگ‌تر بوده و پس از آن قرارداد نفتی ایران و در نهایت قرارداد بیع‌متقابل قرار

---

۱. بسیاری از مطالعات حکایت از آن دارد که از لحاظ تئوریک و تجربی خصوصی سازی صحیح شرکت‌های دولتی منجر به ارتقای بهره‌وری و ظرفیت سودآوری این شرکت‌ها خواهد شد. در این خصوص می‌توان به مطالعاتی نظیر Ehrlich et al. (1994) , Gupta (2005) , Megginson and Neffer (2001) و Turhan (2005) اشاره کرد.

می‌گیرد. رابطه (۴۴) حکایت از وضعیت توابع صرفه‌جویی در هزینه‌های تولید این سه قرارداد در مقایسه با هم دارد:

$$CS\left(Ei,EC\right)^{PSC} > CS\left(Ei,EC\right)^{IPC} > CS\left(Ei,EC\right)^{BBC} \qquad (۴۴)$$

حال با توجه به ویژگی توابع صرفه‌جویی در هزینه تولید قراردادهای مذکور نسبت به اقسام سرمایه‌گذاری‌های حوزه بالادستی (رابطه (۱۴))، می‌توان دریافت که به ترتیب قراردادهای مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع متقابل از بالاترین میزان کارایی در این سرمایه‌گذاری‌ها (سرمایه‌گذاری نهایی) برخوردار هستند. روابط (۴۵) گویای وضعیت کارایی دو قسم سرمایه‌گذاری بالادستی این سه قرارداد نسبت به یکدیگر است.

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{PSC}}{\partial Ei} > \frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{IPC}}{\partial Ei} > \frac{\partial\, CS\left(Ei,EC\right)^{BBC}}{\partial Ei} > 0 \\
&\frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{PSC}}{\partial EC} > \frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{IPC}}{\partial EC} > \frac{\partial\, CS\left(Ei,EC\right)^{BBC}}{\partial EC} > 0
\end{aligned} \qquad (۴۵)$$

با وجود مثبت بودن کارایی نهایی هر دو قسم سرمایه‌گذاری سه قرارداد موردنظر اما این میزان بر اساس ویژگی‌های تابع SC (رابطه (۱۴)) با روندی نزولی مواجه است به این معنا که درخصوص هر سه قرارد داریم:

$$\frac{\partial^{۲} CS}{\partial Ei^{۲}}, \frac{\partial^{۲} CS}{\partial EC^{۲}} < ۰ \qquad (۴۶)$$

برای مقایسه سطح بهینه سرمایه‌گذاری ماقبل آغاز تولید تجاری از میدان(Ei*) سه قرارداد نفتی مورد نظر، شروط اول محاسبه سطح بهینه سرمایه‌گذاری مورد اشاره این قراردادها را مدنظر قرار داده (روابط (۲۸)،(۳۴) و (۴۰)) و درمی‌یابیم که بین این شروط رابطه (۴۷) برقرار است:

$$\frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{PSC}}{\partial Ei^{*}_{PSC}} = \frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{IPC}}{\partial Ei^{*}_{IPC}} = \frac{\partial\, CS\left(Ei,EC\right)^{BBC}}{\partial Ei^{*}_{BBC}} = ۰ \qquad (۴۷)$$

حال با توجه به روابط (۴۵) و (۴۶) می‌توان نتیجه گرفت که شـــرط لازم برای برقراری رابطه (۴۷) آن ا ست که میان سرمایه‌گذاری ماقبل آغاز تولید تجاری (Ei) سه قرارداد یاد شده رابطه (۴۸) برقرار باشد،

$$Ei^*_{PSC} > Ei^*_{IPC} > Ei^*_{BBC} \qquad (۴۸)$$

در واقع رابطه (۴۸) حکایت از آن دارد که بر اساس ویژگی توابع صرفه‌جویی در هزینه تولید و نیز خصوصیات ساختاری این سه دسته قرارداد می‌توان مدعی شد که قراردادهای بالادســـتی مشـــارکت در تولید (PSC)، نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل (BBC) از نظر جذابیت میزان ســـرمایه‌گذاری ماقبل آغاز تولید تجاری (Ei) به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار می‌گیرند.

به طور مشابه با رجوع به شروط اول تعیین سطح بهینه سرمایه‌گذاری مابعد آغاز تولید تجاری از میدان (EC*) این ســـه قرارداد (روابط (۲۹)، (۳۵) و (۴۱)) درمی‌یابیم که میان این شروط نیز رابطه (۴۹) برقرار می‌شود:

$$\frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{PSC}}{\partial EC^*_{PSC}} = \frac{\partial CS\left(Ei,EC\right)^{IPC}}{\partial EC^*_{PSC}} = \frac{\partial\ CS\left(Ei,EC\right)^{BBC}}{\partial EC^*_{BBC}} = ۰ \qquad (۴۹)$$

در نهایت بر اســـاس روابط (۴۵) و(۴۶) هم نتیجه می‌گیریم که شـــرط لازم برای تحقق رابطه (۴۹) آن اســـت که میان ســـرمایه‌گذاری مابعد آغاز تولید تجاری (EC) ســـه قرارداد موردنظر رابطه (۵۰) برقرار باشد،

$$EC^*_{PSC} > EC^*_{IPC} > EC^*_{BBC} \qquad (۵۰)$$

بر این ا ساس می‌توان مدعی شد که همانند سطح بهینه سرمایه‌گذاری ماقبل آغاز تولید تجاری از نظر ســـطح بهینه ســـرمایه‌گذاری مابعد آغاز تولید تجاری از میدان (EC*) نیز قرارداد مشـــار کت در تولید (PSC) در مرتبه اول و قرارداد های نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل (BBC) به ترتیب در رتبه‌های دوم و سوم قرار دارند.

در نهایت با جمع کردن طرفین روابط (۴۸) و (۵۰) داریم:

$$Ei^*_{PSC} + EC^*_{PSC} > Ei^*_{IPC} + EC^*_{IPC} > Ei^*_{BBC} + EC^*_{BBC} \qquad (۵۱)$$

حال با توجه به رابطه (۲۶) که دلالت بر مجموع اجزاء سرمایه‌گذاری کل عملیات بالادستی این پژوهش دارد و نیز رابطه فوق‌الذکر می‌توان نتیجه گرفت که:

$$I^*_{PSC} > I^*_{IPC} > I^*_{BBC} \qquad (۵۲)$$

در پایان این بخش نتیجه می‌گیریم که در چارچوب بررسی ساختاری نظام مالی قراردادهای نفتی موردنظر مبتنی بر رویکرد تحلیلی بهینه‌سازی ایستا؛ می‌توان ادعا کرد که قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید (PSC)، نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل (BBC) از منظر ظرفیت سطح سرمایه‌گذاری کل بهینه (*I) به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار می‌گیرند.

۵- تحلیل مقایسه‌ای سطح تولید بهینه قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و نفتی ایران

از آنجایی که در عموم قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز مدیریت عملیات تولید از میدان هیدروکربوری توسط یکی از طرفین قرارداد و یا مجموعه‌ای متشکل از نمایندگان ایشان به عنوان عامل بهره‌بردار صورت می‌گیرد پس می‌توان انتظار داشت که میزان تولید کل هیدروکربور(نفت) از میدان معادل با آن سطحی باشد که سهم طرف بهره‌بردار از عایدات ناخالص همان میدان را حداکثر می‌کند. بر این اساس می‌توان از طریق حداکثرسازی سهم طرف بهره‌بردار از درآمد ناخالص میدان نسبت به تولید، آن سطحی از تولید کل را که بهره‌بردار انگیزه برای دستیابی به آن دارد را برآورد کرد.

به منظور محاسبه سطح بهینه تولید نفت قراردادهای بالادستی موردنظر در هر مقطع مشخصی از زمان، کافی است ارزش حال سهم طرف بهره‌بردار همان قرارداد را نسبت به تولیدات نفتی میدان حداکثر کرده و در نهایت سطوح بهینه تولید آنها را با یکدیگر مقایسه کنیم. جدول (۳) بیانگر شروط تعیین‌کننده سطح بهینه تولید قراردادهای نفتی مطلوب است.

جدول (۳) – محاسبه شروط اول و دوم تعیین سطح بهینه تولید قراردادهای بالادستی موردنظر(Q*)

قرارداد		شرایط	محاسبه شرایط
بیع متقابل (BBC) بهره‌بردار: دولت(HG)	Q^*_{BBC}	شرط اول (۵۳)	$\frac{\partial\left(Present\ Take^{BBC}_{FOC}\right)}{\partial Q}=0\rightarrow P=\frac{\partial OC(Q,S)^{BBC}_{HG}}{\partial Q}$
		شرط دوم	$\left\|H_1^{BBC}\right\|<0,\ \left\|H_2^{BBC}\right\|>0,\ \left\|H_3^{BBC}\right\|<0$
مشارکت در تولید(PSC) بهره‌بردار: پیمانکار (FOC)	Q^*_{PSC}	شرط اول (۵۵)	$\frac{\partial\left(Present\ Take^{PSC}_{FOC}\right)}{\partial Q}=0\rightarrow \theta P=\frac{\partial OC(Q,S)^{PSC}_{FOC}}{\partial Q}$
		شرط دوم (۵۶)	$\left\|H_1^{PSC}\right\|<0,\left\|H_2^{PSC}\right\|>0,\ \left\|H_3^{PSC}\right\|<0$
قرارداد نفتی ایران (IPC)[1] بهره‌بردار: پیمانکار با مشارکت دولت (در قالب JOPCO)	Q^*_{IPC}	شرط اول [2] (۵۷)	$\frac{\partial\left(Present\ Take^{IPC}_{FOC}\right)}{\partial Q}=0\rightarrow$ $\varphi P=\left(\gamma\frac{\partial OC(Q,S)^{PSC}_{FOC}}{\partial Q}+\omega\frac{\partial OC(Q,S)^{BB}_{FOC}}{\partial Q}\right)$
		شرط دوم (۵۸)	$\left\|H_1^{IPC}\right\|<0,\ \left\|H_2^{IPC}\right\|>0,\ \left\|H_3^{IPC}\right\|<0$

۱. در قرارداد نفتی ایران با توجه به روابط (۱۸) و (۲۴) می‌توان به جای عبارت $\frac{\partial OCQ,S)^{IPC}}{\partial Q}$ که گویای شـرط اول تعیین سطح بهینه تولید (Q*) است از عبارت $\frac{\partial\left[\ OC(Q,S)^{PSC}+\ OC(Q,S)^{BBC}\right]}{\partial Q}$ استفاده کرد.

۲. می‌توان با جایگذاری معادل‌های بهینه هزینه نهایی تولید قراردادهای مشـارکت در تولید و بیع متقابل (روابط (۴۸) و (۵۰)) شرط اول تعیین سطح بهینه تولید قرارداد نفتی ایران را به صورت $\varphi P=\left(\gamma\theta P+\omega P\right)$ بازنویسی کرد.

با توجه به خصوصیات تابع هزینه بهره‌برداری از میدان (OC) قراردادهای نفتی مورد نظر (رابطه (۱۲))، می‌توان نتیجه گرفت که شرط دوم تعیین سطح بهینه تولید (Q*) در خصوص هر سه قرارداد نامبرده برقرار است.

همچنین با توجه به فرض کارآمدی نسبی فعالیت‌های بخش خصوصی نسبت به بخش دولتی که در قسمت پیشین به طور مستدل بیان کردیم، می‌توان دریافت که اندازه تابع هزینه بهره‌برداری (OC) این سه قرارداد نیز برحسب میزان مشارکت بخش خصوصی در فرآیند تولید از میدان متفاوت است.

با توجه به اینکه عملیات تولید از میدان هیدروکربوری در قراردادهای نفتی بیع متقابل توسط نماینده دولت میزبان، در قراردادهای نفتی مشارکت در تولید توسط شرکت نفت خارجی و در قراردادهای نفتی ایران نیز به مدیریت شرکت نفت خارجی و البته با دخالت و نظارت نسبی نماینده دولت میزبان تحقق می‌پذیرد، می‌توان انتظار داشت که اندازه تابع هزینه تولید نفت در قراردادهای نفتی بیع متقابل از دو قرارداد دیگر بزرگ‌تر و در قرارداد نفتی ایران نیز متناسب با درجه مداخله دولت در مرحله تولید از قرارداد نفتی مشارکت در تولید بزرگ‌تر است. (Feng (2014), p 399) بر این اساس نتیجه می‌گیریم که:

$$OC(Q,S)^{BB} > OC(Q,S)^{IPC} > OC(Q,S)^{PSC} \qquad (۵۹)$$

همچنین با توجه به ویژگی کلی توابع هزینه بهره‌برداری (رابطه (۱۲)) و رابطه (۵۹) می‌توان نتیجه گرفت که میان تابع هزینه نهایی بهره‌برداری سه قرارداد مورد نظر نیز می‌تواند رابطه (۶۰) برقرار باشد:

$$\frac{\partial OC(Q,S)^{BB}}{\partial Q} > \frac{\partial OC(Q\ S)^{IPC}}{\partial Q} > \frac{\partial OC(Q\ S)^{PSC}}{\partial Q} > 0 \qquad (۶۰)$$

حال به منظور مقایسه تفصیلی‌تر سطوح بهینه تولید قراردادهای موردنظر با توجه به رابطه (۶۰) فرض می‌کنیم که میان توابع هزینه نهایی بهره‌برداری این سه قرارداد رابطه (۶۱) برقرار است.

$$\frac{\partial OC(Q,S)^{\mathrm{BBC}}}{\partial Q}=\delta\frac{\partial OC(Q,S)^{\mathrm{PSC}}}{\partial Q}$$
$$\frac{\partial OC(Q,S)^{\mathrm{BBC}}}{\partial Q}=\rho\frac{\partial OC(Q,S)^{\mathrm{IPC}}}{\partial Q} \qquad (۶۱)$$
$$\frac{\partial OC(Q,S)^{\mathrm{IPC}}}{\partial Q}=\pi\frac{\partial OC(Q,S)^{\mathrm{PSC}}}{\partial Q}$$

با فرض آنکه :

$\delta,\rho,\pi\geq ۱$

در ادامه با توجه به مباحث مطروح شـده سـطح بهینه تولید نفت از میدان هیدروکربوری سه قرارداد مورد نظر را مبتنی بر ساختار ایشان و فارغ از هرگونه تعهدات قراردادی طرف بهره‌بردار در هر مقطع مشخصی از زمان بایکدیگر مقایسه می‌کنیم.

۵-۱- تحلیل مقایسه‌ای سطح تولید بهینه قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید

به منظور مقایسه سطح بهینه تولید دو قرارداد یاد شده نخست شرط تعیین‌کننده سطح بهینه تولیـد قرارداد مشـــارکـت در تولیـد (رابطـه (۵۵)) را بر همین شـــرط در قرارداد بیع متقابل (رابطه (۵۳)) تقسیم کرده و داریم:

$$\frac{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{PSC}}}{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{BBC}}{\partial Q^{*}_{BBC}}}=\theta \qquad (۶۲)$$

حال براســاس رابطه (۶۱) به جای عبارت $\frac{\partial OC(Q,S)^{BBC}}{\partial Q^{*}_{BBC}}$ در رابطه (۶۲) از معادل آن یعنی عبارت $\delta\frac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{BBC}}$ استفاده کرد و مجدد رابطه (۶۲) را به صورت (۶۳) بازنویسی می‌کنیم:

$$\frac{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{PSC}}}{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{BBC}}}=\theta\delta \qquad (۶۳)$$

با توجه به ویژگی صعودی تابع هزینه نهایی بهره‌برداری قراردادهای موردنظر ($\frac{\partial^2 OC(Q,S)}{\partial Q^2} > 0$) (رابطه (۱۴)) می‌توان برحسب وضعیت شاخص $\theta\delta$ نسبت به عدد یک؛ سناریوهای ذیل را درخصوص وضعیت تولید بهینه این دو قرارداد نسبت به یکدیگر پیشنهاد نمود؛

جدول (٤)- مقایسه سطح تولید بهینه قراردادهای PSC و BBC در قالب سه سناریو

سناریو	میزان شاخص	مقایسه تولید بهینه قراردادهای PSC و BBC
اول	$\theta\delta > 1$	$Q^*_{PSC} > Q^*_{BBC}$
دوم	$\theta\delta = 1$	$Q^*_{PSC} = Q^*_{BBC}$
سوم	$\theta\delta < 1$	$Q^*_{PSC} < Q^*_{BBC}$

با مشاهده این سه سناریو درمی‌یابیم که شاخص $\theta\delta$ که گویای حاصلضرب دو پارامتر مهم «سهم شرکت نفت خارجی از کل درآمد ناخالص میدان(θ)» و «نسبت هزینه نهای بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل به مشارکت در تولید(δ)» است، عاملی مؤثر در تعیین وضعیت سطح بهینه تولید این دو قرارداد نسبت به یکدیگر به حساب می‌آید.

از آنجایی که عموماً δ مقداری بزرگتر از یک و θ مقداری کوچک‌تر از یک دارد لذا هر چقدر δ نسبت به یک بزرگتر و θ نیز به یک نزدیکتر باشد در آن صورت شاخص $\theta\delta$ بزرگ‌تر شده و با توجه به ویژگی صعودی تابع هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد مشارکت در تولید (PSC)، سطح تولید بهینه این قرارداد نسبت به تولید بهینه قرارداد بیع متقابل بزرگ‌تر خواهد شد و در غیر این صورت این میزان کوچک‌تر خواهد شد. در واقع هر چقدر هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل از هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد مشارکت در تولید بزرگتر باشد (δ بزرگ‌تر) در آن صورت اندازه نسبی سطح بهینه تولید نفت قرارداد بیع‌متقابل به سطح بهینه تولید نفت قرارداد مشارکت در تولید کوچک‌تر خواهد شد. همچنین هر چقدر سهم شرکت نفت خارجی از عایدات کل میدان بزرگ‌تر شود(θ بزرگ‌تر) در آن صورت سطح بهینه تولید نفت قرارداد مشارکت در تولید نسبت به

همین میزان در قرارداد بیع متقابل بیشتر خواهد شد. جدول (۵) نحوه تأثیر پارامترهای نامبرده بر شاخص مرجع مطرح شده و پیرو آن بر نسبت سطح بهینه تولید این دو قرارداد را تبیین می‌کند.

جدول (۵)- تأثیر متغیرهای شاخص سناریو بر آن و نسبت سطح بهینه تولید نفت قرارداد PSC به BBC

ردیف	پارامتر	تاثیر بر شاخص سناریو ($\theta\delta$)	تأثیر بر نسبت تولید بهینه ($\frac{Q^*_{PSC}}{Q^*_{BBC}}$)
۱	نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد نفت BBC به PSC (δ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۲	سهم FOC از درآمد ناخالص میدان(θ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)

در مجموع می‌توان مدعی شد که هرچقدر هزینه بهره‌برداری هیدروکربور در قرارداد مشارکت در تولید نسبت به همین هزینه در قرارداد بیع متقابل کمتر و یا هرچقدر سهم شرکت نفت خارجی از عایدات میدان در قرارداد مشارکت در تولید بیشتر شود، می‌توان انتظار داشت که سطح بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید در مقایسه با قرارداد بیع متقابل بزرگ‌تر شود.

۵-۲- تحلیل مقایسه‌ای سطح تولید بهینه قراردادهای بیع متقابل و نفتی ایران

به منظور مقایسه سطح بهینه تولید این دو قرارداد هم در ابتدا شرط اول تعیین سطح بهینه تولید قرارداد بیع‌متقابل(رابطه (۵۳)) را بر همین شرط در قرارداد نفتی ایران (رابطه (۵۷)) تقسیم کرده و داریم:

$$\frac{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{IPC}}{\partial Q^*_{IPC}}}{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{BBC}}{\partial Q^*_{BBC}}} = (\gamma\theta + \omega) \qquad (۶۴)$$

با توجه به رابطه (۶۱) که گویای نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل به قرارداد نفتی ایران است، می‌توان رابطه (۶۴) را به صورت (۶۵) بازنویسی کرد:

$$\frac{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{IPC}}{\partial Q^{*}_{IPC}}}{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{IPC}}{\partial Q^{*}_{BBC}}} = \rho(\gamma\theta+\omega) \qquad (۶۵)$$

به این ترتیب با توجه به مقادیر مختلف شاخص $\rho(\gamma\theta+\omega)$ نسبت به عدد یک می‌توان سناریوهای متفاوتی را پیرامون وضعیت تولید بهینه این دو قرارداد نسبت به یکدیگر طراحی نمود؛ نتایج حاصله از این سناریوها برای $\rho(\gamma\theta+\omega)$ و تأثیر آن بر وضعیت نسبی سطح بهینه تولید این دو قرارداد در ادامه شرح داده خواهد شد.

با توجه به ویژگی صعودی تابع هزینه نهایی بهره‌برداری قراردادهای موردنظر(رابطه (۱۴)) برمبنای میزان شاخص $\rho(\gamma\theta+\omega)$ نسبت به عدد یک، سناریوهای مندرج در جدول (۶) را درخصوص این مقایسه بیان می‌کنیم.

جدول (٦)- مقایسه سطح تولید بهینه قراردادهای IPC و BBC در قالب سه سناریو

سناریو	میزان شاخص	مقایسه تولید بهینه قراردادهای IPC و BBC
اول	$\rho(\gamma\theta+\omega)>۱$	$Q^{*}_{IPC}>Q^{*}_{BBC}$
دوم	$\rho(\gamma\theta+\omega)=۱$	$Q^{*}_{IPC}=Q^{*}_{BBC}$
سوم	$\rho(\gamma\theta+\omega)<۱$	$Q^{*}_{IPC}<Q^{*}_{BBC}$

با مشاهده سناریوهای مندرج در جدول (۶) درمی‌یابیم که از میان متغیرهای مؤثر بر شاخص $\rho(\gamma\theta+\omega)$ سه متغیر «نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل به نفتی ایران(ρ)»، «سهم شرکت نفت خارجی از کل درآمد ناخالص میدان(θ)» و «درجه حضور شرکت نفت خارجی در عملیات بالادستی(γ)» تأثیری مثبت بر اندازه

این شاخص و پیرو آن نسبت سطح بهینه تولید قرارداد نفتی ایران به قرارداد بیع متقابل دارد و در مقابل درجه مداخله و نظارت دولت میزبان بر عملیات بالادستی (ω) به واسطه تأثیر منفی بر حوزه اختیارات و مدیریت بخش خصوصی در نهایت اثری معکوس بر اندازه نسبت مورد اشاره خواهد داشت. جدول (۷) حکایت از نحوه تأثیر پارامترهای نامبرده بر شاخص مرجع این سه سناریو و در نهایت بر نسبت سطح بهینه تولید این دو قرارداد دارد.

جدول ۷- تأثیر متغیرهای شاخص سناریو بر آن و نسبت سطح بهینه تولید نفت قرارداد IPC به BBC

ردیف	پارامتر	تاثیر بر شاخص سناریو ($\rho(\gamma\theta+\omega)$)	تأثیر بر نسبت تولید بهینه ($\frac{Q^*_{IPC}}{Q^*_{BBC}}$)
۱	نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد نفتی BBC به IPC (ρ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۲	سهم FOC از درآمد ناخالص میدان(θ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۳	درجه حضور FOC در عملیات بالادستی(γ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۴	درجه حضور HG در عملیات بالادستی(ω)	معکوس(-)	معکوس(-)

در مجموع می‌توان مدعی شد که کارآمدی بیشتر هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد نفتی ایران نسبت به هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل و نقش‌آفرینی شرکت نفت خارجی در عملیات بالادستی و در نهایت بهره‌مندی بیشتر او از ماحصل عملیات همگی تاثیر مثبت بر اندازه نسبت تولید قرارداد نفتی ایران به قرارداد بیع متقابل خواهد داشت و در مقابل هر چقدر مداخله دولت میزبان در فرآیند عملیات بالادستی قرارداد نفتی ایران بیشتر شود، بر اندازه نسبت مذکور تاثیری منفی خواهد گذاشت.

۵-۳- تحلیل مقایسه‌ای سطح تولید بهینه قراردادهای مشارکت در تولید و نفتی ایران

برای مقایسه ساختاری سطح بهینه تولید نفت قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد نفتی ایران، همانند دو قسمت پیشین از شروط اول تعیین سطح بهینه تولید قراردادهای یاد شده استفاده کرده و از تقسیم این دو رابطه بر هم داریم (روابط (۵۵) و (۵۷)):

$$\frac{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{PSC}}}{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{IPC}}{\partial Q^{*}_{IPC}}} = \frac{\theta}{\gamma\theta+\omega} \qquad (۶۶)$$

با توجه به رابطه (۶۱) که بیانگر وضعیت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد نفتی ایران نسبت به قرارداد نفتی مشارکت در تولید می‌باشد؛ رابطه (۶۶) را به صورت (۶۷) بازنویسی می‌کنیم:

$$\frac{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{PSC}}}{\dfrac{\partial OC(Q,S)^{PSC}}{\partial Q^{*}_{IPC}}} = \pi\left(\frac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right) \qquad (۶۷)$$

حال با توجه به مقادیر مختلف شاخص $\pi\left(\dfrac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right)$ نسبت به عدد یک می‌توان سناریوهای مقایسه سطح بهینه تولید دو قرارداد یاد شده را به شرح جدول (۸) معرفی و دسته‌بندی کرد.

با توجه به سه سناریو مندرج در جدول (۸) درمی‌یابیم که متغیرهای «نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد نفتی ایران به هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد مشارکت در تولی(π)»، «سهم شرکت نفت خارجی از کل درآمد ناخالص میدان (θ)» و «درجه حضور شرکت نفت خارجی و دولت میزبان در عملیات قرارداد نفتی ایران(γ، ω)» به عنوان چهار عامل اثرگذار بر شاخص نسبت سطح بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید به سطح بهینه تولید

قرارداد نفتی ایران محسوب می‌شوند؛ بطوریکه در این بین متغیرهای π و θ به صورت مستقیم و متغیرهای مکمل γ و ω ($\gamma+\omega=1$) نیز به ترتیب به صورت مستقیم و معکوس بر شاخص $\pi\left(\frac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right)$ اثر می گذارند. جدول (۹) نحوه تأثیر پارامترهای نامبرده بر شاخص مرجع این سه سناریو و در نهایت بر نسبت سطح بهینه تولید دو قرارداد یاد شده را روایت می‌کند.

جدول(۸) - مقایسه سطح تولید بهینه قراردادهای PSC و IPC در قالب سه سناریو

سناریو	میزان شاخص	مقایسه تولید بهینه قراردادهای PSC و IPC
اول	$\pi\left(\frac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right)>1$	$Q^*_{PSC}>Q^*_{IPC}$
دوم	$\pi\left(\frac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right)=1$	$Q^*_{PSC}=Q^*_{IPC}$
سوم	$\pi\left(\frac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right)<1$	$Q^*_{PSC}<Q^*_{IPC}$

اطلاعات مندرج در جدول (۹) بیانگر آن است که افزایش کارایی تابع هزینه نهایی بهره‌برداری شرکت‌های نفت خارجی، افزایش سهم شرکت نفت خارجی از عایدات میدان و نیز افزایش اختیارات و نقش‌آفرینی شرکت نفت خارجی نسبت به دولت میزبان در عملیات بالادستی هر سه تأثیری مثبت بر نسبت سطح بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد نفتی ایران می گذارد. به عبارت دیگر، می‌توان انتظار داشت که با ارتقای توان و انعطاف‌پذیری شرکت نفت خارجی در مدیریت عملیات بالادستی، سطح بهینه تولید نفت از میدان هیدروکربوری نیز بالاتر رود. بر این اساس، می‌توان نتیجه گرفت که به دلیل مداخله کمتر دولت در قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد نفتی ایران، احتمالا سطح بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد نفتی ایران بالاتر خواهد بود.

جدول (۹)- تأثیر متغیرهای شاخص سناریو بر آن و نسبت سطح بهینه تولید نفت قرارداد PSC به IPC

ردیف	پارامتر	تاثیر بر شاخص سناریو $(\pi\left(\frac{\theta}{\gamma\theta+\omega}\right))$	تأثیر بر نسبت تولید بهینه $(\frac{Q^*_{PSC}}{Q^*_{IPC}})$
۱	نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد نفتی IPC به PSC (π)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۲	سهم FOC از درآمد ناخالص میدان(θ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۳	درجه حضور FOC در عملیات بالادستی(γ)	مستقیم(+)	مستقیم(+)
۴	درجه حضور HG در عملیات بالادستی(ω)	معکوس(-)	معکوس(-)

٦- نتیجه‌گیری و پیشنهادات سیاستی

هدف از این تحقیق پاسخ به این دو سئوال مهم قراردادی-اقتصادی بود که از نظر ساختاری از بین سه قرارداد بیع متقابل، مشارکت در تولید و نفتی ایران؛ اولا، کدام یک منجر به سرمایه‌گذاری بهینه بالاتری در میدان هیدروکربوری می‌شود؟ و ثانیا، کدام یک منجر به تولید بهینه بالاتری از میدان هیدروکربوری می‌شود؟ برای این منظور مقاله حاضر در سه بخش اصلی تنظیم و مطالعات و دستاوردهای مطلوب در راستای پاسخگویی به دو سئوال مطرح شده گردآوری شد.

در بخش نخست این تحقیق ساختار نظام مالی این سه قرارداد را تبیین کرده و در ضمن آن مدل ریاضی رژیم مالی و سهم طرفین از منافع هر یک از این قراردادها را ارائه کردیم. سپس در بخش دوم این مقاله با استفاده از روابط و فروض مطروحه شروط تعیین سطوح بهینه سرمایه‌گذاری این قراردادها را استخراج و پیرو آن اجزا و مجموع سرمایه‌گذاری عملیاتی سه قرارداد بررسی شده را با یکدیگر مقایسه کردیم. در نهایت در بخش سوم نیز با استفاده از روابط و فروض پیشین، شروط تعیین سطح بهینه تولید سه قرارداد موردنظر را برآورد کرده و با یکدیگر مقایسه کردیم.

از مجموعه تحقیقات و مطالعات صورت گرفته دریافتیم که قراردادهای مشارکت در تولید، بیع متقابل و نفتی ایران از لحاظ وضعیت سرمایه‌گذاری کل بهینه (I*) به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار دارند، اما در خصوص مقایسه سطح بهینه تولید نفت (Q*) این سه قرارداد به نتیجه منفرد و مشخصی همانند مقایسه I* دست پیدا نکردیم، بلکه برحسب سناریوهای مختلف اقدام به مقایسه دو به دو سطح بهینه تولید نفت سه قرارداد مطرح شده کردیم.

نتایج حاصل از این سناریوسازی‌ها حاکی از آن است که بزرگی سطح بهینه تولید قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع متقابل به وضعیت پارمترهای مهمی همچون درجه مشارکت و مدیریت شرکت نفت خارجی در عملیات بالادستی(γ)، درجه نظارت و مداخله دولت میزبان در عملیات بالادستی(ω)، سهم شرکت نفت خارجی از درآمد ناخالص میدان(θ) و اندازه نسبت هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل به قراردادهای مشارکت در تولید و یا نفتی ایران(به ترتیب δ و ρ) بستگی فراوان دارد. به این ترتیب می‌توان ادعا کرد که برحسب مقادیر مختلف متغیرهای نامبرده نسبت تولید بهینه قراردادهای موردنظر متفاوت خواهد بود به گونه‌ای که با افزایش (کاهش) درجه حضور و مدیریت شرکت نفت خارجی (دولت میزبان) در فرآیند عملیات از جمله مرحله تولید، افزایش سهم شرکت نفت خارجی از درآمد ناخالص میدان و افزایش هزینه نهایی بهره‌برداری قرارداد بیع متقابل نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید و یا نفتی ایران سطح بهینه تولید قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) و نفتی ایران (IPC) زیاد و سطح بهینه تولید قرارداد بیع متقابل (BBC) کم می‌شود.

همچنین نتیجه گرفتیم که در صورت وقوع شرایط موصوف سطح بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید نسبت به سطح بهینه تولید قرارداد نفتی ایران به دلیل مشارکت بیشتر بخش خصوصی به عنوان یک طرف کارآمد با شدت بیشتری افزایش پیدا می‌کند.

خاطر نشان می‌شود، منطق تحلیل و حصول نتایج این مقاله مبتنی بر هدف تولید حداکثری از میادین هیدروکربوری است. به عبارت دیگر، از منظر این تحقیق، قرارداد بهینه قراردادی است که از ظرفیت مناسب‌تری برای دستیابی به تولید بالاتر از میدان برخوردار

ا ست. در واقع انتخاب قرارداد بهینه در این تحقیق مبتنی بر معیار کسب سهم حداکثری از جانب هر یک از طرفین صورت نمی‌گیرد و طبعا اگر مقایسه قراردادهای بالادستی بخواهد از منظر ظرفیت تسهیم منافع میان هر یک از طرفین قرارداد(مثلا دولت میزبان) انجام پذیرد، بدیهی است که نتیجه اولویت‌بندی قراردادهای مورد بررسی این تحقیق متفاوت خواهد شد. به طور مثال، مطالعات پیشین حاکی از آن است که قراردادهای بیع متقابل از لحاظ تأمین سهم حداکثری دولت میزبان نسبت به سایر قراردادهای رقیب بهتر است و به طور متوسط دو لت میز بان در چارچوب این نوع قرارداد از عا یدات میدان هیدروکربوری موردنظر قرارداد به اندازه ۹۵ درصد سهم برده است.

منابع

الف- فارسی

ابراهیمی، نصرالله و محمد شیریجیان (۱۳۹۳)، «قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید»، *مجله اقتصاد انرژی ایران*، شماره ۱۰، صص ۳۹-۱.

احمدیان، مجید (۱۳۷۸)، *اقتصاد نظری و کاربردی نفت*، تهران: پژوهشکده اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس.

حسینی، سیدمهدی (۱۳۹۳)، «فضای بین المللی صنعت نفت، قراردادها و راهبردها»، همایش ارزیابی و معرفی الگوی جدید قراردادهای نفتی، دانشگاه امام صادق(ع).

زهدی، مسعود (۱۳۸۷)، *روش‌های مالی و حسابداری قراردادهای بیع متقابل (جلد اول)*، تهران: نویسندگان نیلوفر.

شیروی، عبدالحسین، سیدنصرالله ابراهیمی و مجتبی اصغریان (۱۳۸۸)، «اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل»، مجله *حقوقی بین المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین المللی ریاست جمهوری ، شماره ۴۱.

طاهری فرد، علی (۱۳۸۷)، «بررسی آثار ساختار اقتصادی قراردادهای مشارکت در تولید بر تولید نفت، از دیدگاه شرکتهای بین‌المللی نفتی با استفاده از روش بهینه‌سازی پویا»، *فصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصاد انرژی*، سال پنجم، شماره ۱۸، صص ۱۷۵-۱۶۱.

ب- انگلیسی

Ahmadian, M. (1997), Auction Instrument Effects on Oil Extraction and Exploration , *OPEC Review*, Vol. 21, Issue. 1 , PP. 39-49.

Binder, B. J. (2012), Production Optimization in a Cluster of Gas-Lift Wells , Norwegian University of Science and Technology, Department of Engineering Cybernetics.

Central Bank of Russia (2011), Production Sharing Agreements. Twenty-fourth Meeting of the IMF Committee on Balance of Payments Statistics , 24˚ 26 October, Moscow.

Ehrlich, I., G. Gallais-Hamonno, Z. Liu and R. Lutter (1994), Productivity Growth and Firm Ownership: an Empirical investigation , *Journal of Political Economy*, Vol. 102, PP.1006˚ 1038.

Energy Information Administration (1996), Oil Production Capacity Expansion Costs For The Persian Gulf , Office of Oil and Gas U.S. Department of Energy Washington, DC, PP. 3-4.

Feng, Zh., Sh. B. Zhang and Y. Gao (2014), On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buyback Contracts *Energy Economics*, Vol. 42, PP. 395˚ 402.

Ghandi, A., C. Lin and Y. Cynthia (2012), Do Iran Buy-Back Service Contracts lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz , *Energy Policy*, Vol. 42, PP. 181˚ 190.

Gupta, N. (2005), Partial Privatization and Firm Performance , *Journal of Finance*, Vol. 60, Issue. 2, PP. 987˚ 1015.

Hart, O. (2003), Incomplete Contracts and Public Ownership: Remarks, and an Application to Public˚Private Partnerships , *Economic Journal*, Vol. 113, PP. 69˚76.

Kemp, A. G. and L. Stephen (1999), Risk:reward Sharing Contracts in the Oil Industry: the Effects of Bonus:Penalty Schemes , *Energy Policy*, Vol. 27, PP. 111-120.

Lazzari, Salvatore and R. Pirog, (2008), Oil Industry Financial Performance and the Windfall Profits Tax , CRS Report for Congress, RL43689.

Lin, C., H. Meng, T. Y. Ngai, V. Oscherov and Y. H. Zhu (2009), Hotelling Revisited: Oil Prices and Endogenous Technological Progress ,*Natural Resources Research*, Vol. 18, Issue. 1, PP. 29˚38.

Megginson, W. L. and J. M. Neffer (2001), From state to Market: a Survey of Empirical Studies on Privatization , *Journal of Economic Literature*, Vol. 39, PP. 321˚389.

Oil Contracts Restructuring Committee (2014), New Model: Iran Petroleum Contract (IPC) , The Conference of Introduction IPC, Tehran.

Qiu, L. D. and S. Wang (2011), BOT Projects: Incentives and Efficiency , *Journal of development economics*, Vol. 94, PP. 127˚138.

Smith, J. L. (2012), Modeling the Impact of Taxes on Petroleum Exploration and Development , International Monetary Fund, WP/12/278.

Stauffer, T. R. and J. C. Gault (1985), Exploration Risks and Mineral Taxation: How Fiscal Regim Affect Exploration Incentives , *Energy Journal*, Vol. 6 (Special Issue), PP. 125-35.

Turhan, A. (2005), Does the Nature of Ownership Matter? Lessons from Theory and Evidence , *Kocaeli Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, Vol. 10, Issue. 2, PP. 1˚20.