فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی شماره ۸۵
سال بیست و ششم، بهار ۱۳۹۷، صفحه ۲۱۸-۱۸۹

تحلیل مقایسه‌ای رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) مطالعه موردی میدان آزادگان

روح اله کهن هوش نژاد
دکترای مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز، دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع) (نویسنده مسئول)
kohan3@gmail.com
داوود منظور
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق(ع)
manzoor@isu.ac.ir
مسعود امانی
استادیار دانشکده حقوق دانشگاه امام صادق(ع)
amani.masoud@gmail.com

نظام یا رژیم مالی حاکم بر قراردادها از مهمترین وجوه تفاوت قراردادهای بالادستی صنعت نفت با یکدیگر است. به لحاظ اقتصادی، رژیم مالی قراردادها از دو منظر کارآمدی نظام طراحی شده و میزان سهم بری (واقعی) طرفین از پروژه قابل مقایسه است. مقایسه قراردادهای بیع‌متقابل با قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) از دو منظر ملاحظات اقتصادی کارآمد بودن رژیم مالی و میزان واقعی سهم‌بری پیمانکار خارجی (از طریق شبیه‌سازی قراردادها در پروژه میدان نفتی آزادگان) حاکی از کارآمدتر بودن نظام مالی قرارداد IPC (به استثنای نظام مالیاتی) نسبت به بیع‌متقابل و مطلوب‌تر بودن و کم‌هزینه‌تر بودن آن برای کشور میزبان (ایران) است.

طبقه‌بندی JEL: D86
واژگان کلیدی: رژیم مالی، قرارداد بیع‌متقابل، قرارداد نفتی ایران (IPC)، سهم‌بری، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۴/۱۸ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۹/۸

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

۱. مقدمه

قراردادهای نفتی چارچوب‌هایی هستند که از زمان کشف نفت، به عنوان ابزار رسیدن به منافع مشترک طرفین قرارداد یعنی دولت میزبان و شرکت پیمانکار و تنظیم روابط آن‌ها به کار گرفته شده‌اند. مفاد قراردادهای نفتی به طور عمده از شروط حقوقی، شروط فنی و مهندسی و شروط مالی و حسابداری[۱] تشکیل شده که این شروط، در عین حال که دارای ماهیتی منحصر به فرد هستند، ولی در یک قرارداد نفتی در کنار یکدیگر مجموعه‌ای یکپارچه را تشکیل داده و در ارتباط و تأثیر و تأثر مستقیم از هم قرار دارند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۶۷۹).

نظام یا رژیم مالی[۲] حاکم بر قراردادها از مهمترین وجوه تفاوت قراردادها با یکدیگر است. برخی معتقدند که بیش از ۸۰ درصد مفاد قراردادهای بالادستی یکسان بوده و آنچه آنها را از یکدیگر متمایز می‌سازد، نظام مالی این قراردادهاست (دوال[۳]، ۲۰۰۹).

نظام مالی قرارداد مقرر می‌کند که چگونه عواید و درآمدهای ناشی از اجرای یک قرارداد نفتی بین دولت صاحب نفت و شرکت‌های بین‌المللی تقسیم می‌شود. نظام مالی باید به‌گونه‌ای طراحی شود که اهداف اقتصادی دولت میزبان را محقق کرده و منافع آن را بیشینه سازد. از سوی دیگر، نظام مالی باید درآمدهای شرکت نفتی را کنترل نموده و در عین حال به اندازه کافی جذاب باشد تا بتواند آن را به سرمایه‌گذاری ترغیب نماید (توردو[۴]، ۲۰۰۷).

ایران به عنوان یکی از بزرگترین صادرکنندگان نفت در طی حدود ۲۰ سال از قرارداد بیع‌متقابل برای توسعه صنعت نفت خود استفاده کرده لکن در سال ۱۳۹۲ از قراردادی تحت عنوان

---

۱. که به ثبت و ضبط هزینه‌ها و نظارت بر آن‌ها از یک سو و سازوکار بازیافت هزینه‌ها و دریافت سود سرمایه‌گذاری یا حق‌الزحمه بر حسب نوع قرارداد از سوی دیگر اختصاص دارند.

2. Fiscal Regime
3. Duval
4. Tordo

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

"قرارداد نفتی ایران (Iran Petroleum Contract) تدوین و پس از قراردادهای امتیاز، مشارکت در تولید و خدمت، از آن به عنوان قرارداد "نوع چهارم" یاد شده، رونمایی شد؛ گفته شده که قرارداد نفتی مزبور در پاسخ به نارسایی‌ها و خلأهای موجود در نسل‌های مختلف قرارداد بیع‌متقابل و غیرجذاب بودن این نوع قرارداد از نقطه‌نظر شرکت‌های خارجی، تهیه و تدوین شده است.

در این مقاله قصد داریم به مقایسه رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل با قرارداد IPC بپردازیم. این مقایسه از دو منظر صورت می‌گیرد؛ برای این منظور، ابتدا به بررسی چالش‌ها و الزامات طراحی رژیم مالی بهینه در صنعت نفت پرداخته و ملاحظات اساسی در طراحی رژیم مالی قراردادهای نفتی را استخراج نموده و از این رهگذر، به مقایسه رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و IPC خواهیم پرداخت. در نگاه دوم، باتوجه به اینکه اصلی‌ترین شاخص برای ارائه مقایسه‌ای کلی از رژیم‌های مالی، میزان سهم‌بری طرفین از پروژه[1] است، ارزش اسمی و واقعی (زمانی) سهم‌بری پیمانکار در قرارداد بیع‌متقابل در میدان نفتی آزادگان را محاسبه و با استفاده از تکنیک شبیه‌سازی، با حالت قرارداد IPC مقایسه خواهیم کرد.

۲. پیشینه پژوهش

باتوجه به جدید بودن بحث، مطالعات درخصوص قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) به ویژه رژیم مالی و مقایسه آن با سایر قراردادها انگشت‌شمار است. در یکی از مطالعات انجام شده، عسکری و همکاران (۱۳۹۴) معتقدند قراردادهای مشارکت در تولید(PSC)، بیع‌متقابل(BBC) و اخیراً نفتی ایران (IPC) به‌منزله سه رقیب در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور به‌شمار می‌روند. لذا با هدف تبیین ظرفیت‌های اقتصادی این سه قرارداد نسبت به یکدیگر و برمبنای روش بهینه‌سازی ایستا، آنها را از منظر دو مؤلفه اقتصادی مهم سطح سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت مقایسه کرده و در نهایت اولویت‌بندی کرده‌اند. سرانجام برمبنای رویکرد ساختاری نتیجه گرفته‌اند که قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع‌متقابل از نظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه به ترتیب در

1. Project Government/Contractor Take

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

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.

بهادری (۱۳۹۵) تأثیر اِعمال الگوی جدید قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) را بر توسعه میادین نفت و گاز مورد بررسی قرار داده است. میادین مورد بررسی به دو دسته میادین کوچک و بزرگ با ذخایر و طول دوره توسعه متفاوت، تقسیم بندی شده‌اند. در هریک از این میادین خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران، در صورت عقد قراردادهای جدید نفتی، با قراردادهای خدماتی صِرف مقایسه شده است. جهت محاسبه خالص ارزش فعلی، هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای با توجه به اندازه و نوع میادین و تولید بر اساس میانگین ضریب بازیافت میادین گازی و نفتی تخمین زده شده است. طبق نتایج به دست آمده، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران (NIOC) برای هر دو نوع میدان گازی بزرگ و کوچک، در صورت عقد قرارداد خدماتیِ صِرف بیشتر می‌باشد. اما برای میادین نفتی، خالص ارزش فعلی این شرکت در صورت عقد قراردادهای جدید نفتی (IPC) برای میادین کوچک بیشتر از حالتی است که این شرکت این میادین را از طریق قرارداد خدماتی صرف توسعه دهد. در حالی که برای میادین نفتی بزرگ، خالص ارزش فعلی شرکت ملی نفت ایران در صورت عقد قراردادهای خدماتی صِرف بیشتر می‌باشد.

البته در چندسال اخیر مطالعات مقایسه‌ای نسبتاً خوبی در خصوص سایر انواع قراردادهای نفتی انجام شده است. به عنوان مثال؛ در مطالعه کاظمی نجف‌آبادی و همکاران (۱۳۹۴) قراردادهای بیع‌متقابل گازی از منظر اقتصادی مورد ارزشگذاری قرار گرفته‌اند و به منظور ارزیابی بهتر، این قراردادها با قرارداد مشارکت در تولید مقایسه شده‌اند. برای این مقاله، فازهای ۲ و ۳ و همچنین ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی انتخاب شده‌اند و چون این پروژه‌ها در قالب قرارداد بیع‌متقابل واگذار شده‌اند، ضمن تعریف سناریوهای متفاوت، قالب قراردادی مشارکت در تولید برای آنها شبیه‌سازی شده است. پس از استخراج سناریو برتر در قالب قرارداد مشارکت در تولید برای هر دو پروژه، مشخص شد در اجرای فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، استفاده از قرارداد مشارکت در تولید و در فاز ۴ و ۵

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

پارس جنوبی، استفاده از قرارداد بیع‌متقابل، برای کشور ایران مطلوب‌تر بوده‌اند. فنگ و همکاران[1] (۲۰۱۴) با مقایسه سطوح تولید و سرمایه‌گذاری در دو قرارداد مشارکت در تولید و بیع‌متقابل با استفاده از یک مدل تئوریک، نشان داده‌اند قراردادهای مشارکت در تولید منجر به سطوح بالاتری از سرمایه‌گذاری نسبت به قراردادهای بیع‌متقابل می‌شوند. البته اگر سهم سود شرکت پیمانکار افزایش یابد، آنگاه سطوح سرمایه‌گذاری در قراردادهای بیع‌متقابل بیشتر خواهد بود.

۳. نظام مالی قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل

قرارداد بیع‌متقابل یکی از انواع قراردادهای خدمت[2] است که ویژگی‌های منحصر به فردی دارد و از این جهت بعضاً تحت عنوان یک روش قراردادی جداگانه بحث می‌شود. قرارداد بیع‌متقابل ممکن است صرفاً برای توسعه میدان کشف شده و یا برای اکتشاف و توسعه به صورت توأم استفاده شود. از آنجا که اکثریت قاطع قراردادهای بیع‌متقابل که تاکنون منعقد شده‌اند و کلیه قراردادهایی که تاکنون اجرا شده‌اند تنها برای توسعه میدان بوده‌اند، در اینجا نیز مدل مالی و مالیاتی بیع‌متقابل توسعه مورد بررسی قرار می‌گیرد.

در قراردادهای بیع‌متقابل «هزینه‌های نفتی»[3] به چهار گروه هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های بانکی تقسیم می‌شوند که بازپرداخت هر گروه تابع نظام خاصی است.

---

1. Feng

۲. این قراردادها به نوبه خود به دو دسته قراردادهای خدماتی صرف و قراردادهای خدماتی ریسکی تقسیم می شوند. تفاوت این دو دسته در این است که در یکی پرداخت‌ها به دولت ثابت (خدماتی صرف) است و در دیگری پرداخت‌ها براساس مقدار سود حاصل شده (قراردادهای خدماتی همراه با ریسک) حساب می‌شود. نوع دیگر قراردادهای نفتی، قرارداد یا موافقت‌نامه مشارکت در تولید (PSA/PSC) می‌تواند برای اکتشاف، توسعه و تولید، یا تنها برای توسعه یک میدان خاص یا ترکیبی از این دو مورد استفاده قرار گیرد. اگر دولت میزبان، شرکت جوینت ونچر پیمانکار نیز باشد، طرفین سهم هزینه‌ای خود را به تناسب پرداخت نموده و سهم متناسب خود از درآمد را دریافت می‌کنند. به علاوه، پیمانکار درصدی از سهم خود را با دولت میزبان تسهیم می‌کند. (Mian, 2011, p. 247).

3. Petroleum Costs

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

شرط اصلی استحقاق پیمانکار برای بازیافت هزینه‌ها و حق‌الزحمه، تحقق اهداف عملیات توسعه (از جمله رسیدن به تولید نهایی تعیین شده در طرح جامع توسعه و تحویل تأسیسات به کارفرما) است. در صورتی که پیمانکار به این سطح از تولید نرسد، اساساً مستحق دریافت هیچ‌گونه مبلغی نخواهد بود. از طرفی در صورتی که بعد از رسیدن به تولید نهایی، کاهش تولید روی دهد، با جریمه‌های پیش‌بینی شده در تعدیل حق‌الزحمه مواجه خواهد شد (زهدی،۱۳۸۸: ۱۸۹). طبیعی است در کنار هزینه‌های قابل بازیافت، برخی از هزینه‌ها غیرقابل بازیافت باشند. در رویه حسابداری مدل اکتشافی توسعه‌ای قرارداد بیع به تفصیل هزینه‌های غیرقابل بازیافت در ۱۸ بخش طبقه بندی شده‌اند، که از میان مهمترین آنها می‌توان به هزینه تأسیس دفتر خارج از ایران، هزینه‌های ناشی از تخلف پیمانکار در اجرای عملیات توسعه مطابق استانداردهای عمومی صنعت نفت و هزینه‌های مربوط به کسور و عوارض قانونی پرداختی در خارج از ایران اشاره کرد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۹۴۹).

افزون بر هزینه‌های نفتی، پیمانکار در برابر انجام عملیات نفتی سزاوار حق‌الزحمه[1] است. به عبارت دیگر، در برابر سرمایه‌گذاری پیمانکار و ریسک‌پذیری وی، مبلغ ثابتی در قرارداد به عنوان پاداش برای پیمانکار در نظر گرفته می‌شود که به آن حق‌الزحمه اطلاق می‌شود. حق‌الزحمه زمانی به پیمانکار تعلق می‌گیرد که به اهداف تولید (آنگونه که در طرح جامع توسعه تعریف شده است) برسد (ابراهیمی و شیروی، ۱۳۸۸: ۲۵۲). حق‌الزحمه بر اساس «نرخ بازگشت سرمایه»[2] مقرر در قرارداد و با لحاظ سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، برآورد هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، جریان نقدی پروژه[3] شامل جداول سرمایه‌گذاری و بازپرداخت و نرخ بهره هم زمان با تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای محاسبه می‌شود. پس از تعیین، چنانچه فرضیات محاسبه حق‌الزحمه، مثل جریان نقدی پروژه، تغییر کند، حق‌الزحمه قابل افزایش نیست ولی اگر به افزایش نرخ بازگشت سرمایه منجر شود، حق‌الزحمه تا سقف نرخ بازگشت سرمایه کاهش پیدا می‌کند (شیروی، ۱۳۹۳: ۴۳۸).

1. Remuneration Fee
2. Rate of Return (ROR)
3. Cash Flow (Cash out and Cash in)

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

در صورت تغییر تولید نسبت به مقدار تعیین شده در قرارداد نیز پیمانکار مشمول تعدیل حق-الزحمه خواهد شد و نسبت به کاهش تولید یا افزایش تولید به همان نسبت حق‌الزحمه وی نیز تعدیل خواهد شد (رکنی حسینی، ۱۳۹۳: ۱۱۴). بنابراین در قراردادهای بیع‌متقابل نرخ بازگشت سرمایه به عنوان یک عامل کنترل درآمد پیمانکار عمل نموده که در قراردادهای مشارکت در تولید این کار بر عهده فاکتور R است.[۱]

٤. نظام مالی قرارداد IPC

در کلیات مدل ارائه شده برای قرارداد IPC در سمینار "هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت" (تهران: اسفندماه ۱۳۹۲)[۲] که برای نخستین بار از ساختار کلی و برخی شروط قرارداد نفتی

۱. شایان ذکر است برای مقابله با عدم قطعیت‌هایی طبیعی موجود در پروژه‌های نفت و گاز، بسیاری از پارامترهای مالی در قراردادها (بهره مالکانه، مالیات‌ها، هزینه‌های بازیافتنی (نفت هزینه) و نحوه تقسیم نفت سود) به مقیاس متغیر (Sliding Scale) بیان می‌شود. این پارامترها به عواملی مانند، قیمت متوسط هر بشکه نفت، فاکتور -R، تعداد متوسط بشکه نفت تولید شده و یا به ترکیبی از عوامل فوق وابسته می‌شود. (Mian, 2011, pp. 266-267). در قراردادهای مشارکت در تولید، نفت براساس درصد از قبل تعیین شده در مذاکرات، میان دولت میزبان و شرکت تقسیم می‌شود. این تقسیم می‌تواند ثابت و یا متغیر مرتبط با نرخ روزانه یا تجمعی تولید و یا تصاعدی بر مبنای میزان سودآوری پروژه باشد. منظور از سودآوری پروژه در واقع همان نرخ بازگشت (ROR) است. در نظام مبتنی بر نرخ بازگشت، سهم‌بری مؤثر دولت با افزایش نرخ بازگشت پروژه افزایش می‌یابد. در واقع هدف نرخ بازگشت و فاکتور R، مرتبط کردن سهم‌بری دولت و پیمانکار به سودآوری پروژه است (Nakhle, 2010, p. 100). در بیشتر قراردادها از فاکتور -R برای تعیین مقیاس متغیر استفاده می‌شود. فاکتور -R، در واقع عبارت است از نسبت درآمد تجمعی پیمانکار بعد از کسر بهره مالکانه و مالیات به هزینه تجمعی پیمانکار از روزی که قرارداد را منعقد کرده است. نقطه R =۱ یک نقطه سر به سری اقتصادی برای پیمانکار به حساب می‌آید (Mian, 2011, p. 268).

۲. در پی دستور وزیر نفت مبنی بر ارائه پیشنهادات لازم برای ایجاد اصلاحات در مفاد و ساختار قراردادهای بیع متقابل با هدف حفظ هرچه بهتر منافع کشور و نیز تداوم حاکمیت ملی بر منابع هیدروکربوری با استفاده از تجارب صنعت نفت کشور و همچنین جلب سرمایه‌ها و فناوری‌های نوین، کمیته‌ای تحت عنوان ((کمیته بازنگری در قراردادهای نفتی)) به ریاست سیدمهدی حسینی تشکیل و متعاقب آن سمیناری تحت ((هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت)) جهت رونمایی از کلیات مدل جدید قراردادی در اسفند ماه ۱۳۹۲ در تهران برگزار شد.

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

جدید به وسیله "کمیته بازنگری قراردادهای نفتی" تحت عنوان "قرارداد نفتی ایران" رونمایی شد تدوین کنندگان این مدل قراردادی اعلام کردند قرارداد نفتی ایران پس از قراردادهای امتیاز، مشارکت در تولید و خدمت، به عنوان قرارداد نوع چهارم اعلام شده است.

براساس مدل ارائه شده از IPC، هزینه‌های نفتی شامل هزینه‌های عملیات اکتشاف، توسعه و تولید، از محل نفت هزینه مستهلک خواهند شد. نفت هزینه‌ای به شرح زیر تعریف شده است: نفت هزینه‌ای بخشی از تولید تخصیص داده شده برای بازیافت هزینه‌های نفتی شامل کلیه هزینه‌های مترتب بر اکتشاف، توسعه، تولید، هزینه‌های پول به همراه حق‌الزحمه توسعه و بهره‌برداری به وسیله متصدی اکتشاف یا متصدی توسعه، متصدی تولید حسب مورد است. نفت هزینه نمی‌بایست از ۵۰ درصد درآمد کل یا تولید میدان فراتر رود (کمیته بازسازی قراردادهای نفتی[1]، ۲۰۱۴).

در تصویب نامه مورخ ۱۳۹۵/۵/۱۳ هیأت دولت درخصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز دستمزد (Fee) به این صورت تعریف شده است: "رقمی می‌باشد که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام از میدان‌ها/ مخزن‌های گازی مستقل، حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود." باتوجه به اینکه این دستمزد که از آن تحت عنوان Fee Per Barrel یاد می‌شود بابت تولید اضافه بوده و به معنای حق‌الزحمه بابت اکتشاف و تولید نفت نیست. در واقع، در مدل جدید قرارداد نفتی ایران، از یک طرف به واسطه اختصاص بخشی از محصولات میدان (حداکثر ۵۰٪)[2] به شرکت نفتی بین المللی، عملاً آن را به یک قرارداد مشارکت در تولید تبدیل کرده است. ولی از طرف دیگر از

1. Oil Contracts Restructuring Committee

۲. ماده ۶ بند پ: دستمزد برای تولید هر بشکه نفت از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت‌مکعب استاندارد گاز و هر بشکه میعانات گازی از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم و هزینه‌های بهره‌برداری به همراه هزینه‌های تأمین مالی متعلقه بر اساس قرارداد حسب مورد جهت اجرای طرح از محل حداکثر ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۵ درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آن‌ها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقیمانده، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد.

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

آنجا که هزینه و عواید شرکت خارجی صرفاً از منابع ناشی از فروش نفت مسترد می‌گردد، این نوع از قرارداد به قراردادهای خدمت نیز نزدیک می‌گردد. بنابراین، این نوع قراردادهای خدمت را می‌توان یک نوع «مشارکت در تولید کنترل شده» نامید، زیرا در آنها شرکت نفت بین‌المللی در بخشی از نفت شریک می‌شود ولی میزان سهم آن از نفت تولیدی بر اساس دلار به ازای هر بشکه نفت تعیین می‌گردد (شیروی، ۱۳۹۳: ۴۳۳ و ۴۳۴). به بیان دیگر، از آنجایی که در قرارداد نفتی ایران همچون قرارداد بیع‌متقابل 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 می‌توان نتیجه گرفت که توزیع منافع قرارداد نفتی ایران ترکیبی از این سازوکار در قراردادهای نفتی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید است (عسکری و همکاران، ۱۳۹۴: ۱۲۸).

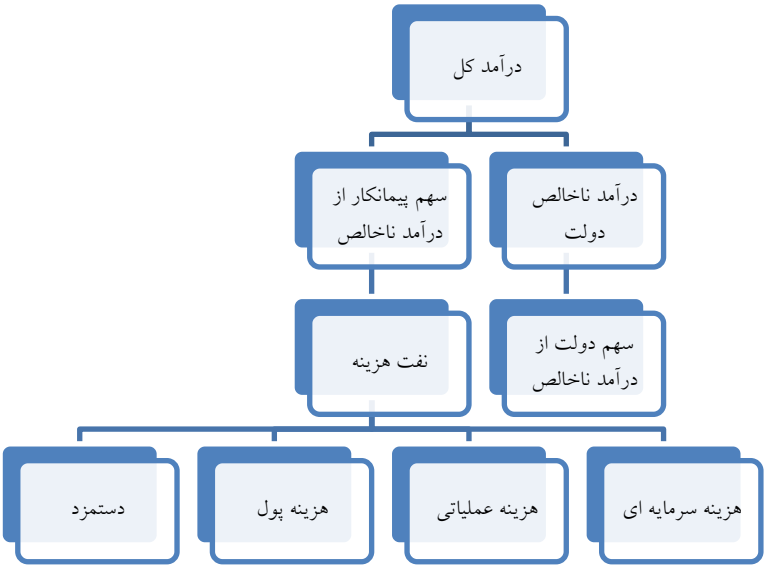
هزینه‌های عملیاتی قرارداد نفتی ایران که توسط شرکت نفتی خارجی صورت می‌گیرد به سه دسته زیر تقسیم‌بندی می‌شود (حسینی، ۱۳۹۳: ۶۶):

- هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم(DCC[1]): 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
- هزینه‌های غیرمستقیم(IDC[2]): مشتمل بر هزینه‌هایی است که متصدی عملیات توسعه در بازه‌زمانی انجام عملیات به مراجع دولتی ایران پرداخت می‌کند و در فرآیند بازیافت مطالبات به وی بازپرداخت خواهد شد.

1. Direct Capital Cost
2. Indirect Capital Cost

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

ـ هزینه‌های پول (COM[1]): 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.



شکل ۱. نظام مالی قرارداد IPC

مأخذ: عسکری و همکاران، ۱۳۹۴، ص ۱۲۷؛ صاحب هنر[2]، ۲۰۱۶.

۵. ملاحظات اساسی در طراحی رژیم مالی قراردادهای نفتی

برای طراحی یک نظام مالی مناسب، باید عوامل گوناگون اقتصادی، حقوقی، اجتماعی و سیاسی مدنظر قرار گیرند، لکن ملاحظات اقتصادی اولویت دارند. برخی از مهمترین ملاحظات عبارتند از:

ـ اول اینکه نظام مالی باید بتواند شرایطی را فراهم کند که حداکثر میزان برداشت از میدان محقق گردد. به این منظور باید تولید صیانتی از میدان مدنظر قرار گیرد. ایجاد انگیزه برای حداکثر برداشت و افزایش نرخ بازیافت نفت با استفاده از آخرین تکنولوژی‌ها باید در نظام مالی در نظر

1. Cost of Money
2. Sahebonar

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

گرفته شود. حضور طولانی‌تر شرکت‌های نفتی در میدان و سهیم شدن آنها در عواید حاصله در این جهت توجیه می‌شوند.

- دوم اینکه سهم دولت صاحب نفت به حداکثر برسد. به این منظور باید ترتیباتی پیش‌بینی گردد که شرکت‌های نفتی نتوانند هزینه‌های بادآورده به‌دست آورند. اتخاذ معیارهای تعدیل‌پذیر نظیر فاکتور R و یا اعمال مالیات‌های سنگین برای درآمدهای بادآورده و اتفاقی در این جهت است.
- سوم، کاهش هزینه‌هاست. بعضی از مواقع نظام مالی قرارداد طوری طراحی می‌شود که شرکت‌های نفتی هرچه بیشتر هزینه کنند، پاداش بیشتری دریافت می‌کنند. مثلاً اگر میزان پاداش پیمانکاران با میزان هزینه‌های آنها مرتبط باشد بنحوی که هرچه بیشتر هزینه کنند پاداش بیشتری می‌گیرند، در این‌صورت شاید پیمانکاران تمایلی به صرفه‌جویی نداشته باشند. حذف بهره بانکی از هزینه‌های سرمایه‌ای و مرتبط کردن پاداش به عوامل دیگری غیراز میزان هزینه می‌تواند در رابطه با رفع این نگرانی لحاظ شود.
- چهارم باید بین ریسک‌هایی که شرکت‌های نفتی تقبل می‌کنند و پاداشی که به آنها داده‌می‌شود، تعادل وجود داشته باشد. اگر از پیمانکاران خواسته می‌شود که ریسک عملیات اکتشاف را تقبل کنند و اگر میدان تجاری کشف نشد، حقی به بازیافت هزینه‌های اکتشافی ندارند، در این‌صورت باید پاداش درخوری به آنها داده شود که ریسک آنها را جبران کند (شیروی، ۱۳۹۳: ۴۴۲-۴۴۱).

۵-۱. مقایسه رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل با قرارداد IPC براساس ملاحظات اقتصادی

باتوجه به مطالب فوق و ملاحظات اقتصادی استخراج شده برای یک رژیم مالی مناسب، اکنون می‌خواهیم به مقایسه قراردادهای بیع‌متقابل و IPC بپردازیم.

مدت قرارداد

اولین ملاحظه در این خصوص، مدت قرارداد است. در بیع‌متقابل، طول دوره قرارداد بین ۷ - ۵ سال بوده است و همان‌طور که اشاره شد پیمانکار تنها در دوره توسعه (و اکتشاف در قراردادهای اکتشاف و توسعه) حضور داشته است و بهره‌برداری از میدان توسط شرکت ملی نفت

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

صورت می‌گرفته است. یکی از انتقادات وارد شده به قرارداد بیع‌متقابل این است که به سبب کوتاه‌مدت بودن قرارداد، پیمانکار منافع خود را در راستای منافع شرکت ملی نفت ایران و تولید صیانتی از میدان نفتی نمی‌بیند؛ از این‌رو با توسل به روش‌هایی، در پی آن است که مخزن نفتی در طول دوره استهلاک، حداکثر تولید را به ارمغان بیاورد تا هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمه وی در مدت کوتاه قرارداد، بازیافت شود. در بسیاری از موارد ممکن است روش‌های مزبور باعث آسیب جدی مخزن شوند؛ به نحوی که در کوتاه‌مدت سطح تولید افزایش یابد؛ ولی در طول عمر میدان، امکان تحقق بالاترین نرخ بهره‌وری و بازیافت نفت محقق نشود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۰۷). در واقع، بعد از رسیدن تولید به سطح پلتو مندرج در قرارداد طی یک دوره ۲۱ روزه در بازه ۲۸ روزه، پیمانکار مسئولیتی در قبال افت تولید در دوره بهره برداری نداشته است (طاهری فرد و صاحب‌هنر، ۱۳۹۵: ۲۹).

مدت قرارداد جدید نفتی ایران به دلیل یکپارچگی عملیات نفتی و قلمرو خدمات، شامل عملیات اکتشاف، توسعه، تولید و عندالاقتضاء عملیات نگهداشت ظرفیت تولید و ارتقا و بهبود بازیافت نفت، در مقایسه با قرارداد بیع‌متقابل، طولانی‌تر است؛ این امر در کنار سازوکار بازیافت هزینه‌ها و حق‌الزحمه و مشارکت پیمانکار در منافع نفتی از یک سو و هم‌راستایی منافع طرفین قرارداد در بهره‌وری عملیات نفتی از سوی دیگر، می‌تواند تولید صیانتی از میدان را به همراه خواهد داشت (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۰۶). در واقع، طول دوره قرارداد در IPC بین ۲۵ - ۲۰ سال است. علاوه بر عواید حاصل از میدان، حضور بلندمدت شرکت خارجی در ایران متضمن منافع غیرمستقیم و استراتژیک همچون دسترسی بلندمدت به منابع انرژی مطمئن است (طاهری فرد و صاحب‌هنر، ۱۳۹۵: ۲۹).

یکپارچگی مراحل تولید

ملاحظه دوم، یکپارچگی مراحل تولید است. توضیح اینکه پروژه‌های نفتی کارکردی یکپارچه دارند، به‌نحوی‌که عملیات اکتشاف، توسعه و تولید هر میدان، به سبب ویژگی‌های فنی، مهندسی و تکنولوژیک این پروژه ها، دارای ارتباط مستقیم و مؤثر بر یکدیگرند؛ به عبارت دیگر

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

پس از اکتشاف یک میدان، برنامه توسعه براساس اطلاعات حاصله از مرحله اکتشاف و ارزیابی تهیه شده و پروژه وارد فاز توسعه می شود؛ پس از اجرای عملیات توسعه و ایجاد زیرساخت های لازم برای تولید، برنامه تولید میدان بر اساس داده‌های عملیات توسعه تهیه و اجرا می‌شوند. در قرارداد بیع متقابل؛ تصدی گری عملیات توسعه، بر عهده پیمانکار و تصدی گری عملیات تولید با شرکت ملی نفت ایران است؛ ترتیب مقرر در این نوع قراردادها اگرچه در راستای رعایت الزامات قانونی و با هدف صیانت از منابع نفتی از طریق اجرای عملیات تولید توسط شرکت ملی نفت پیش بینی شد، ولی به سبب نبود زیرساخت های لازم و عدم دسترسی به تکنولوژی نوین برای تولید بهینه از چاه‌ها از یک سو و به دلیل نبود تمایل و استقبال شرکت‌های صاحب تکنولوژی به چنین ساختار غیریکپارچه و متشتتی از سوی دیگر، دستیابی به هدف مزبور در عمل محقق نشد. ضمیمه "p" قرارداد بیع‌متقابل، تحت عنوان "مساعدت و پشتیبانی عملیات تولید"[1]، با رویکردی مساعدتی و نه مشارکتی، مقررات ناظر به کمک‌های پیمانکار در جریان عملیات تولید و نیز دستیابی به بالاترین نرخ بهره‌وری تولید[2] را پیش بینی کرده است. به عبارت دیگر، در قرارداد بیع‌متقابل به سبب خلأهای فنی، مهندسی، تکنولوژیک و مدیریتی موجود در تصدی‌گردی عملیات تولید از سوی شرکت ملی نفت ایران، ضمیمه فوق‌الذکر به منظور بهره‌گیری از خدمات پیمانکار در این عملیات پیش بینی شده است. با این وجود، پیش‌بینی ضمیمه مزبور، همچنان راهکار انتخاب شده، غیرکارآمد و حتی زیان بار است؛ زیرا برای پیمانکاری که متصدی عملیات توسعه بوده است در عملیات تولید نقشی ناچیز و فرعی در نظر گرفته شده که این امر با استقبال پیمانکاران نفتی مواجه نمی‌شود. در مقابل، اجرای عملیات تولید یکسره در اختیار شرکت ملی نفت که نقشی هم در عملیات توسعه نداشته، قرار می گیرد. وانگهی به سبب عدم هم‌راستایی منافع طرفین در قراردادهای بیع متقابل، همیاری و مساعدت پیمانکار در عملیات تولید، صرفاً به منظور تأمین یک سویه منافع خود اوست و کارکرد بلندمدت و برابر با عمر میدان ندارند. همین امر سبب شده است قلمرو

1. Production Support And Assistance
2. Maximum efficient Rate

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

خدمات در قراردادهای بیع متقابل که ناظر به عملیات توسعه است و با وجود طراحی مدل اکتشافی– توسعه‌ای برای بیع‌متقابل، این سازوکار نیز به سبب ماهیت بیع‌متقابل توفیق چندانی نیافت (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۰۳-۷۰۱).

یکی از ویژگی‌های قرارداد جدید نفتی ایران نیز، جامعیت، یکپارچگی و وابستگی مراحل مختلف عملیات نفتی شامل عملیات اکتشاف، توسعه و تولید است؛ بر اساس این قرارداد، با اکتشاف میدان تجاری و ارزیابی مخزن و احراز قابلیت تولید تجاری از آن، پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود؛ سرانجام با اجرای عملیات توسعه، میدان تجاری تحت عملیات تولید و عندالاقتضا عملیات نگهداشت ظرفیت تولید و ارتقا و بهبود بازیافت نفت قرار می‌گیرد. در قرارداد مزبور قلمرو خدمات شامل عملیات اکتشاف، توسعه، تولید و عندالاقتضا عملیات نگهداشت ظرفیت تولید و ارتقا و بهبود بازیافت نفت است (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۰۳). در واقع، بهره‌برداری از میدان به صورت یکپارچه صورت می‌گیرد و گسل‌های مدیریتی حداقل می‌شوند و از آنجا که شرکت پیمانکار در دوره بهره‌برداری از میدان حضور دارد و دستمزد تعلق گرفته به وی مستقیماً با میزان تولید از میدان در ارتباط است، پیمانکار تمام تلاش خود را برای حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان در طول دوره قرارداد به کار خواهد بست (طاهری فرد و صاحب‌هنر، ۱۳۹۵: ۲۹).

نظام مالیات بر درآمد

سیستم مالیاتی حاکم بر قراردادهای بیع‌متقابل دارای تفاوت اساسی با دیگر قراردادهای خدمت بوده و مالیات بر درآمد پرداختی توسط پیمانکار به عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در حساب پروژه منظور شده و در دوره استهلاک مطابق شرایط مقرر در قرارداد و ضمیمه مربوط به فروش تولیدات میدان به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. در بیان توجیه این دوگانگی، استدلال روشنی وجود ندارد؛ براین اساس می‌توان گفت که در قراردادهای بیع‌متقابل، پیمانکار از پرداخت بخش عمده‌ای از مالیات بر درآمد معاف است؛ به عبارت دیگر، در این قراردادها مالیات جنبه صوری داشته و نقشی در کنترل میزان درآمد پیمانکار ندارد؛ زیرا مالیات‌های متعلقه بوسیله پیمانکار پرداخت شده و عیناً تحت عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به پیمانکار بازپرداخت می‌شوند. به این

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

معنا که در زمان اختصاص نفت به پیمانکار، رقم‌ها طوری تعدیل می‌شوند که خالص پرداختی به پیمانکار بدون مالیات محسوب شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۸۸۶). در واقع، طبق توافق میان شرکت ملی نفت ایران و شرکت پیمانکار، پرداخت‌کننده نهایی مالیات بر درآمد پیمانکار نخواهد بود و از محل عواید پروژه خواهد بود. این مسأله به نوعی نقض غرض قانون‌گذار در وضع مالیات به‌عنوان ابزار کسب درآمد برای دولت است (رکنی حسینی، ۱۳۹۳: ۴۶).

وضعیت مالیات در قرارداد IPC نیز همانند بیع‌متقابل مناسب نیست. در کلیات ارائه شده از این قرارداد، مصادیق هزینه‌های قانونی ایران تعیین نشده و معلوم نیست آیا رویه قرارداد بیع‌متقابل که پرداخت مالیات از سوی پیمانکار به موجب این قرارداد جنبه صوری دارد، تکرار شده یا مالیات بر درآمد وی به مثابه سایر قراردادهای نفتی به صورت واقعی قابل پرداخت است (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۱۱). در بند ۱۷ ماده ۱ تصویب نامه دولت در تعریف هزینه‌های غیرمستقیم چنین آمده است: "کلیه هزینه‌های پرداختنی به دولت، وزارتخانه‌ها و مؤسسات عمومی از جمله شهرداری‌ها شامل و نه محدود به انواع مالیات‌ها، انواع عوارض، گمرک و بیمه تأمین اجتماعی. باتوجه به بازپرداخت هزینه‌های غیرمستقیم، در اینجا نیز مالیات به شرکت خارجی بازپرداخت می‌شود". این بازپرداخت مغایر با هدف و روح قوانین آمره مالیاتی و بیمه‌ای است. زیرا این قوانین برای تأمین رفاه اجتماعی وضع گردیده‌اند. مضافاً اینکه در تمام دنیا شرکت‌های پیمانکار در محاسبات خود مالیات‌ها را در نظر گرفته و آنرا غیر قابل بازگشت می‌دانند. در مورد شرکت‌های ایرانی که وارد حوزه بالادستی شدند شرکت‌های نفتی از بازپرداخت هزینه‌های موصوف به جهت تصریحات قانونی در ماده ۱۰۴ قانون مالیات مستقیم و ماده ۳۵ قانون تامین اجتماعی امتناع نمودند. زیرا در این قوانین تصریح شده این امر وظیفه پیمانکار می‌باشد. لذا اگر قرار باشد این هزینه‌ها برای پیمانکاران خارجی بازپرداخت گردد اولاً این امر به منزله اعطای امتیاز و ایجاد موقعیت انحصاری برای ایشان در مقابل پیمانکاران ایرانی بوده و ثانیاً مغایر با مصرحات قانونی و رویه‌های معمول بین‌المللی است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

هزینه‌ها

هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای بیع‌متقابل دارای سقف هستند. البته در نسل سوم، ابتدا سقف هزینه‌های سرمایه‌ای با امضای قرارداد برآورد می‌شود. پس از انجام مهندسی پایه و برگزاری مناقصه‌ها و واگذاری سرویس‌های فرعی به پیمانکاران جزء، میزان دقیق و قطعی هزینه‌های مزبور، توسط شرکت ملی نفت و پیمانکار تعیین خواهند شد. اما رویکرد نسل سوم قرارداد بیع‌متقابل در تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، به صورت سقف باز[1] نیست و در این مورد نیز سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین می‌شود، ولی به جای تخمین هزینه‌های مزبور در هنگام امضای قرارداد و بستن سقف هزینه‌ها بر مبنای برآورد صورت گرفته، این هزینه‌ها پس از برگزاری مناقصه‌ها و ظرف مدت مشخصی از تاریخ مؤثر شدن قرارداد، به صورت واقعی و عینی تعیین می‌شوند. هزینه‌محوری قراردادهای بیع‌متقابل، چالشی ماهوی است که به ماهیت این نوع قراردادها و عدم انعطاف و تناسب این قرارداد با الزامات اجرایی پروژه‌های نفتی بازمی‌گردد؛[2] در واقع ماهیت قرارداد بیع‌متقابل به‌گونه‌ای است که هزینه‌محوری جزء ارکان این قراردادها محسوب می‌شود و در نتیجه سازوکار بازیافت هزینه‌ها در این نوع قراردادها، به جای تفاهم و هم‌راستایی منافع طرفین، همواره به تعارض این منافع منجر خواهد شد. رویکرد هزینه‌محوری صرف و بستن سقف هزینه‌ها به ایجاد

1. Open Capex

۲. در پاسخ به این انتقاد گفته شده که اولاً موکول کردن تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای بعد از واگذاری قراردادهای فرعی به پیمانکاران فرعی بوده و این کار ریسک پیمانکار را کاهش می‌دهد. ثانیاً اساساً تنها هزینه‌های سرمایه‌ای دارای سقف هستند. ثالثاً امکان کاهش یا افزایش هزینه‌ها متعاقب کارها پیش‌بینی شده است (ابراهیمی و همکاران، ۱۳۹۱: ۳). لکن در پاسخ چنین استدلال شده که اولاً تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای پس از واگذاری قراردادهای فرعی، ریسک افزایش هزینه‌ها در مواردی مانند افزایش هزینه‌ها به دلیل افزایش قیمت‌ها یا تغییر پیش-بینی‌های اولیه باتوجه به شناخت بیشتر از میدان را کاهش نمی‌دهد. عمده موارد افزایش هزینه‌های نفتی نسبت به سقف تعیین شده نیز در این موارد اتفاق می‌افتد. ثانیاً عمده هزینه‌های نفتی را هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه تشکیل می‌دهند. ثالثاً در موارد تغییر در محدوده کارها، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای افزایش نمی‌یابد. کاهش یا افزایش کارها نیز باتوجه به تعریف ارائه شده در قرارداد، ریسک افزایش قیمت‌ها را کاهش نمی‌دهد (رکنی حسینی، ۱۳۹۳، صص ۱۱۱-۱۱۲).

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

مسابقه بین شرکت نفتی خارجی در افزایش هرچه بیشتر هزینه‌ها و شرکت ملی نفت به کنترل و نظارت این هزینه‌ها می‌انجامد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۰۸).

در قرارداد جدید نفتی ایران نیز این چالش به خوبی تشخیص داده شده است و برنامه توسعه و هزینه های لازم برای اجرای عملیات توسعه فازهای مختلف به صورت برآوردی تهیه و تعیین می‌شود، به طوری که رفتار مخزن و سایر الزامات اجرایی پروژه در طول اجرای عملیات توسعه، مبنای تغییر، تجدید نظر و اصلاح برنامه توسعه قرار خواهد گرفت. وانگهی به منظور نظارت بر میزان هزینه‌های نفتی، به جای معیار غیرمنعطف و چالش برانگیز قرارداد بیع‌متقابل به شرح فوق، از سازوکار برنامه کاری و بودجه سالیانه که در هر سال برای سال بعد عملیات تهیه می‌شود و به تصویب شرکت توسعه‌ای مشترک و شرکت ملی نفت ایران می‌رسد، استفاده شده است. در قرارداد جدید، انحراف از بودجه سالیانه صرفاً تا میزان ۵ درصد مبالغ مصوب هر سال مجاز است؛ در صورتی که متصدی عملیات تولید (شرکت ملی نفت ایران یا شرکت توسعه‌ای مشترک و یا شرکت تولیدی مشترک حسب مورد) برای اجرای عملیات ارتقا و یا بهبود بازیافت نفت، تزریق سرمایه به پروژه را ضروری تشخیص دهد، پیمانکار عملیات را از حیث مالی و فنی حمایت و پشتیبانی خواهد کرد. هزینه‌های مزبور به همراه حق‌الزحمه عملیات ارتقا و بهبود بازیافت نفت، به عنوان هزینه‌های نفتی در حساب پروژه منظور شده و مطابق سازوکار تعیین شده در قرارداد، در دوره بازیافت، مستهلک خواهند شد (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۷۱۱).

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

جدول۱. مقایسه ساختار مالی قراردادهای بیع‌متقابل و IPC

	بیع‌متقابل	أپا
مدت قرارداد	کوتاه‌مدت بودن قرارداد و در نتیجه عدم توجه به تولید صیانتی و عدم امکان تحقق بالاترین نرخ بهره‌وری و بازیافت نفت	حضور بلندمدت پیمانکار و حداکثرسازی منافع خود در طول مدت قرارداد، تولید صیانتی منافع غیرمستقیم و استراتژیک همچون دسترسی بلندمدت به منابع انرژی مطمئن
یکپارچگی مراحل تولید	عدم حضور پیمانکار در عملیات تولید (یا داشتن نقش اندک همیاری و مساعدت) و در نتیجه عدم توجه به کارکرد بلندمدت و برابر با عمر میدان برای رسیدن به تولید عدم امکان تحقق بالاترین نرخ بهره‌وری و بازیافت نفت	جامعیت، یکپارچگی و وابستگی مراحل مختلف عملیات نفتی شامل عملیات اکتشاف، توسعه و تولید و ارتباط مستقیم دستمزد و در نتیجه تلاش پیمانکار برای حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان در طول دوره قرارداد
نظام مالیات بر درآمد	ثبت مالیات بر درآمد پرداختی توسط پیمانکار به عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در حساب پروژه و بازپرداخت ن به پیمانکار و در نتیجه معاف بودن پیمانکار از پرداخت مالیات	ثبت مالیات بر درآمد پرداختی توسط پیمانکار به عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در حساب پروژه و بازپرداخت ن به پیمانکار و در نتیجه معاف بودن پیمانکار از پرداخت مالیات
هزینه ها	هزینه‌محوری صرف و بستن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و در نتیجه تلاش شرکت نفتی خارجی در افزایش هرچه بیشتر هزینه‌ها	با توجه به امکان تغییر رفتار میدان و تحولات بازار، در هنگام عقد قرارداد سقفی برای هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته نشده است و میزان هزینه هر ساله در قالب برنامه و بودجه تصویب شده توسط کمیته مشترک توسعه میدان، تعیین میگردد و انحراف تا ۵ درصد از میزان تعیین شده در این برنامه جایز است.

مأخذ: نتایج تحقیق

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

۵-۲. مقایسه قراردادهای بیع‌متقابل با قرارداد IPC براساس شاخص سهم‌بری (مطالعه موردی میدان آزادگان)

در قراردادهای نفتی، طراحی دقیق و تعامل میان اجزای مختلف رژیم مالی نقش مهمی ایفا می‌کند. برخی از رژیم‌های مالی ممکن است دارای ساختاری ظاهراً مشابه باشند، لکن تأثیر آن‌ها بر پروژه‌های نفتی و سهم‌بری دولت و سرمایه‌گذار می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. از سوی دیگر، ساختارها و رژیم‌های مالی متفاوت نیز می‌توانند به نتایج یکسانی از حیث درآمد و میزان سهم‌بری دست یابند. اما علی‌رغم این تنوع، چند اصل اقتصادی راهنما[1] وجود دارد که می‌توان از آن‌ها به هنگام ارزیابی یا طراحی رژیم مالی استفاده کرد. البته استفاده از تجربه کشورها نیز در این میان اهمیت بسیاری دارد. اصلی‌ترین شاخص برای ارائه مقایسه‌ای کلی از رژیم‌های مالی، میزان سهم‌بری طرفین از پروژه[2] است که به صورت ارزش فعلی خالص کل درآمدهای طرفین به عنوان سهمی از درآمدهای پیش از مالیات تعریف می‌شود (نخله[3]، ۲۰۱۰). لذا این مطالعه در نظر دارد ارزش فعلی میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی را در قرارداد بیع‌متقابل میدان نفتی آزادگان محاسبه و با استفاده از تکنیک شبیه‌سازی، با حالت قرارداد IPC مقایسه نماید.

۵-۲-۱. طرح توسعه میدان نفتی آزادگان

میدان نفتی آزادگان در ۸۵ کیلومتری جنوب غربی شهر اهواز در جنوب منطقه هورالعظیم و در ۱۰ کیلومتری مرز کشور عراق واقع شده است. این میدان از لحاظ ساختار زمین‌شناسی دارای ۴لایه نفتی سروک، کژدمی، گدون و فهلیان می‌باشد. بیش از ۹۰ درصد نفت درجای این میدان در سازند سروک قرار گرفته است که طبق تخمین‌های اولیه ۲۰ میلیارد بشکه ارزیابی گردید و بعدها این میزان به ۳۰ میلیارد بشکه افزایش پیدا نمود (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵: ۳۱۲). قرارداد توسعه این میدان عظیم به‌صورت بیع‌متقابل بین شرکت ملی نفت ایران و

1. guiding economic principles
2. project government/contractor take
3. Nakhle

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

شرکت INPEX[1] با سهم ۷۵ درصد و مشارکت تأمین مالی نیکو با سهم ۲۵ درصد در فوریه سال۲۰۰۴ منعقد شد. اما شرکت ژاپنی پس از چند سال معطلی عملاً و به بهانه‌های عدم امنیت منطقه عملیاتی اقدام خاصی انجام نداد و با افزایش شدید قیمت نفت خام و به تبع آن افزایش شدید هزینه سرمایه‌ای از قرارداد خارج و جای خود را به شرکت توسعه پتروایران داد. البته پیمانکار با استناد به افزایش شدید قیمت‌ها و هزینه‌ها و با دریافت حدود ۱۲۰ میلیون دلار از پروژه خارج شده است. بررسی اقدامات دوره اپراتوری شرکت پتروایران نشان می‌دهد که بی‌نظمی و برنامگی مفرط و عدم قدرت بر تصمیم‌گیری به‌شدت بر فضای پروژه حاکم بوده و میدان با تأخیرات بسیار به تولید اولیه رسیده است (دهقانی، ۱۳۹۳: ۲۶۳).

مشخصات قراردادی فاز اول پروژه به شرح جدول زیر است.

جدول۲. اطلاعات مالی قرارداد توسعه میدان آزادگان

هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی (CAPEX-OPEX)	۱۰۲۶ میلیون دلار
هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (NON-CAPEX)	۲۰۵ میلیون دلار
هزینه بانکی (BANK-CHARGES)	۳۳۰ میلیون دلار
دستمزد ریسک و پاداش (REMUNERATION)	۶۹۹ میلیون دلار
فرمول محاسبه هزینه بانکی	۰.۷۵+ژرخبه

مأخذ: دهقانی، ۱۳۹۳: ۲۶۱

براساس طرح نهایی توسعه میدان نفتی آزادگان، میزان تولید پس از گذشت ۴ سال در سال ۲۰۰۷ به‌صورت آزمایشی ۵۰ هزار بشکه خواهد بود که در اواسط سال ۲۰۰۸ تولید به ۱۵۰ هزار بشکه نفت افزایش خواهد یافت (دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵: ۳۱۴).

۵-۲-۲. محاسبه ارزش فعلی میزان سهم‌بری پیمانکار در قرارداد بیع‌متقابل و شبیه‌سازی با قرارداد IPC

در این قسمت قصد داریم براساس اطلاعات قراردادهای بیع‌متقابل در میدان مورد مطالعه، به این سؤال پاسخ دهیم که در صورت انعقاد قرارداد IPC، چه اتفاقی برای میزان سهم‌بری پیمانکار

1. Japan’s Indonesia Petroleum Exploration

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

می‌افتاد. در واقع ما در این مطالعه ارزش فعلی وجوه دریافتی شرکت خارجی را در قرارداد بیع‌متقابل محاسبه کرده و آن را با حالت IPC مقایسه می کنیم. هر کدام که کمتر نشان می‌دهد منافع کارفرما یا دولت میزبان در آن قرارداد بیشتر بوده چراکه توانسته سهم کمتری به پیمانکار بدهد. شایان ذکر است امکان محاسبه سهم دولت در قرارداد بیع‌متقابل و مقایسه آن با قراردادIPC وجود ندارد زیرا در قرارداد بیع‌متقابل اساساً پیمانکار در مرحله تولید حضور نداشته و از ابتدای مرحله تولید، کار در اختیار دولت قرار می‌گرفته و دولت باتوجه به توان خود اقدام به تولید و فروش نفت می‌کرده است. باتوجه به اینکه قراردادهای IPC بلندمدت بوده و بخش قابل توجهی از عمر میدان را پوشش می‌دهند، فرض کرده‌ایم قرارداد میدان مورد مطالعه که از سال ۲۰۰۷ آغاز شده، تا سال ۲۰۱۶ ادامه پیدا می‌کند. بدین ترتیب مدت قرارداد برای میدان آزادگان ۱۰ سال می‌شود. با ادامه قرارداد، میزان تولید میدان[1] در مدت قرارداد ثابت در نظر گرفته شده است. البته برای ایجاد قابلیت مقایسه، فرض کرده‌ایم قرارداد بیع‌متقابل نیز برای ۱۰ سال ادامه یابد هرچند که در عمل قراردادهای بیع‌متقابل کمتر از ۱۰ سال بوده‌اند.

۵-۲-۳. هزینه‌ها

هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی در قرارداد بیع‌متقابل با استفاده از رابطه ارزش آتی اقساط مساوی محاسبه می‌شود. اگر بخواهیم ارزش آتی معادل یک مجموعه پرداخت‌های یکسان (مجموعه‌ای از جریان‌های نقدی برابر که در انتهای دوره‌های متوالی رخ می‌دهند) را محاسبه کنیم، از معادله زیر استفاده می‌کنیم (میان[2]، ۲۰۱۱: ۵۹):

$$F_v = A_v \left[\frac{(1+i_e)^t - 1}{i_e}\right] \qquad (۱)$$

در رابطه فوق، در F_v ارزش آتی (future value) و A_v مجموعه پرداخت‌های یکسان (annuity) است؛ واقع در اینجا فرض کرده‌ایم که هزینه‌های سرمایه‌ای از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه به کارفرما در هر سال به نسبت‌های مساوی، سرمایه‌گذاری شده‌اند.

۱. در اینجا میزان تولید را معادل حداکثر میزان تولید روزانه میدان در مطالعات مربوط به قراردادهای بیع متقابل در نظر گرفته‌ایم.

2. Mian

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

برای محاسبه هزینه‌های غیرسرمایه‌ای از رابطه ارزش آتی (F_v) مقداری که در زمان حال دریافت یا سرمایه‌گذاری شده (P_v) (با بهره مرکب) استفاده می‌کنیم (میان، ۲۰۱۱: ۵۵):

$$F_v = \sum_{t=1}^{n-1}(P_v)_t(1+i_e)^t \qquad (۲)$$

زیرا هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در بازه حد فاصل تاریخ مؤثر شدن قرارداد و تاریخ تولید زودهنگام هزینه شده و در پایان پروژه بازپرداخت می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۹۴۷).

در قرارداد IPC، شرکت نفتی بین‌المللی هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی و غیرسرمایه‌ای داشته لکن به این مبالغ هزینه‌های استخراج نیز اضافه می‌شود زیرا در قرارداد IPC برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل، مرحله تولید به مرحله توسعه متصل است. هزینه استخراج هر بشکه نفت برای ایران ۱۲دلار در نظر گرفته شده است.[۱]

۱. آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) در گزارش چشم‌انداز جهانی انرژی در سال ۲۰۰۸، هزینه تولید نفت در خاورمیانه و شمال آفریقا را بین ۶ تا ۲۸ دلار در هر بشکه اعلام کرده و هزینه تولید در میادین متعارف نفتی (معمولی) در نقاط مختلف دنیا را ۶ تا ۳۹ دلار برآورد کرده است (www.worldenergyoutlook.org). همچنین موسسه ریستاد انرژی با مطالعه روند تولید نفت در ۲۰ کشور جهان، به بررسی هزینه متوسط تمام شده تولید هر بشکه نفت در کشورهای مختلف پرداخته است. گزارش سال ۲۰۱۶ که با استفاده از اطلاعات جمع آوری شده از بیش از ۱۵هزار میدان نفتی در ۲۰ کشور مهم تولید کننده نفت جهان تهیه شده، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیات تولید را به تفکیک در کشورهای مختلف بیان کرده است. بر اساس این گزارش هزینه تولید هر بشکه نفت در ایران حدود ۱۲ دلار است (http://www.rystadenergy.com/Database). اگرچه هزینه استخراج بخشی از هزینه تولید است، لکن ما در مدل مالی هزینه تولید آن هم براساس مطالعه سال ۲۰۱۶ را در مدل مالی قرار داده‌ایم تا بدین ترتیب احتمال افزایش هزینه‌ها در طول زمان و نیز تلاش برای حفظ میزان تولید را پوشش دهیم. البته این حالت بازهم یک حالت بدبینانه است، زیرا هرچه این هزینه‌ها را افزایش دهیم، دریافتی پیمانکار در مدل مالی بیشتر می‌شود. شایان ذکر است در طول تاریخ قراردادهای نفتی، قیمت در بیشتر موارد به صورت بسیار قابل ملاحظه‌ای بیش از هزینه تولید بوده، به ویژه در حوزه خلیج فارس. از این رو برای کشورهای صاحب ذخایر مقرون به صرفه بوده تا آنجا که امکان دارد به دنبال افزایش ظرفیت تولید باشند (تکلیف، ۱۳۸۷: ص ۸).

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

۵-۲-٤. دستمزد پیمانکار

برای محاسبه حق‌الزحمه و هزینه‌های بانکی (لایبور + ۰/۷۵)[۱] در قرارداد بیع‌متقابل از رابطه ارزش فعلی اقساط مساوی استفاده می‌کنیم(میان، ۲۰۱۱: ۵۷):

$$P_v = A_v \left[\frac{(1+i_e)^t-1}{i_e(1+i_e)^t}\right] \quad (۳)$$

در واقع در اینجا فرض کرده‌ایم که این مبالغ در اقساط مساوی و طی یک مدت معین به شرکت نفتی پرداخت می‌گردد. در تمامی رابطه‌های i_e نرخ لایبور از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا تاریخ تحویل پروژه در نظر گرفته شده است.

در قرارداد IPC همان‌طور که اشاره شد، دستمزد و سود پیمانکار (Fee) برای طرح‌های نفتی به‌صورت دلار در هر بشکه می‌باشد. در قرارداد IPC نیز برای تعدیل دستمزد از فاکتور R (به همان معنای مورد استفاده در قراردادهای مشارکت در تولید با این تفاوت که دیگر بهره مالکانه و مالیات از هزینه‌ها کسر نمی‌شود) استفاده می‌شود. در کلیات ارائه شده از مدل IPC جدول ذیل برای دستمزد ارائه شده است؛

۱. نرخ بهره در قرارداد مورد توافق قرار می‌گیرد که معمولاً رقمی بالاتر از نرخ "لایبور" بوده که در قراردادهای مورد مطالعه ۷۵٪ به‌اضافه نرخ لایبور بوده است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

جدول۳. فاکتور R در قرارداد IPC

تولید از میدان (هزار بشکه)	فاکتور **R**				
	کمتر از ۱	۱ تا ۲	۲ تا ۳	۳ تا ۴	بزرگتر از ۴
	Fee ($/b)	Fee ($/b)	Fee ($/b)	Fee ($/b)	Fee ($/b)
تا ۵۰	A1	B1	C1	D1	E1
۵۰ تا ۱۰۰	A2	B2	C2	D2	E2
۱۰۰ تا ۲۰۰	A3	B3	C3	D3	E3
بیش از ۲۰۰	A4	B4	C4	D4	E4
ملاحظات	A1>A2>A3>A4 A1>B1>C1>D1>E1	B1>B2>B3>B4 B1>C1>D1>E1	C1>C2>C3>C4 C1>D1>E1	D1>D2>D3>D4 D1>E1	E1>E2>E3>E4

مأخذ: کاتبی و منصوریان[1]، ۲۰۱۴

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، میزان دستمزد در مدل جدید قراردادی اعلام نشده و پارامتری است که در مناقصات اعلام می‌گردد. در این مطالعه این میزان برای میدان آزادگان ۲/۷۱ در نظر گرفته شده است. چرا که باتوجه به ریسک‌های سیاسی، میزان نرخ بازگشت ۱۶ درصد برای پیمانکار فرض شده است. در واقع نرخ بازگشت ۱۶ درصد، نرخ قراردادهای بیع‌متقابل بوده هرچند در برخی از طرح‌ها عملاً محقق نشده است. لذا باتوجه به هدف قراردادهای جدید نفتی ایران که به دنبال جذاب‌تر نمودن شرایط قراردادی به نسبت قراردادهای بیع‌متقابل هستند، این میزان حداقل نرخ مفروض جهت ورود شرکت‌های بین‌المللی نفتی به پروژه‌های نفتی ایران می‌باشد. در نتیجه این فاکتور با تعیین نرخ بازگشت ۱۶ درصد برای سرمایه‌گذار برای میادین نفتی بزرگ (طبق تعریف با دارا بودن ۳ میلیارد بشکه نفت درجا) ۲/۷۱ دلار به ازای بشکه تولیدی و

1. Katebi & Mansourian

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

برای میادین کوچک (طبق تعریف با دارا بودن ۱ میلیارد بشکه نفت درجا) ۵/۸۷ دلار به ازای هر بشکه تولیدی به دست آمده است (بهادری، ۱۳۹۵: ۳۲-۲۶). براساس این تعریف و با عنایت به اطلاعات ارائه شده، میدان آزادگان جزو میادین بزرگ با دستمزد ۲/۷۱ در نظر گرفته شده است. به علاوه در قراردادهای نفتی عراق نیز که از روش پرداخت Fee per barrel استفاده می‌شود، برای میادین با تولید روزانه ۱۱۰ تا ۱۷۰ هزار بشکه در روز (مشابه با میادین مورد مطالعه ماست، پاداش‌هایی نزدیک به این اعداد در نظر گرفته شده است؛

جدول۴. پرداخت پاداش به ازای هر بشکه در میادین نفتی عراق

سال مناقصه	میدان	هدف پلاتو هزار بشکه در روز	حداکثر پاداش دلار به ازای هر بشکه
۲۰۰۸	احدب	۱۴۰	۶
۲۰۰۹	بدره	۱۷۰	۵/۵
۲۰۰۹	قیاره	۱۲۰	۵
۲۰۰۹	نجمه	۱۱۰	۶

مأخذ: موسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۱: ۱۰

۵-۳. یافته‌های شبیه‌سازی

ارزش فعلی خالص دریافتی شرکت نفتی بین‌المللی (IOC) در طرح‌های مربوط به میادین مورد مطالعه در دو حالت بیع‌متقابل و IPC به شرح جدول ذیل است.

جدول۵. ارزش فعلی خالص دریافتی شرکت خارجی در بیع‌متقابل و IPC

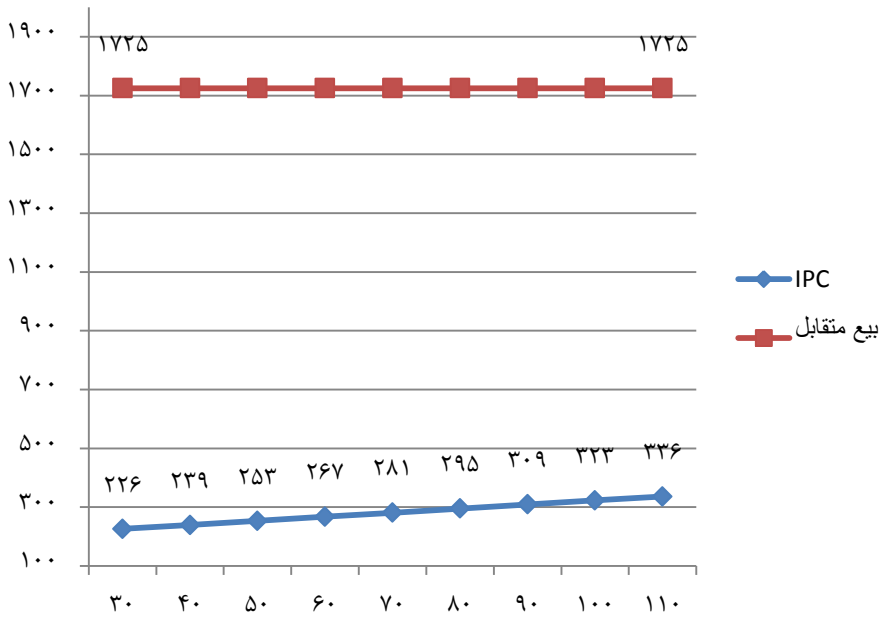
میدان نفتی	ارزش فعلی خالص دریافتی **IOC** (میلیون دلار)	
	بیع‌متقابل	IPC
آزادگان	۱۷۲۵	۳۰۴

مأخذ: نتایج تحقیق

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

مطابق نتایج به‌دست آمده، در طرح توسعه میدان نفتی آزادگان، شرکت نفتی بین‌المللی در قالب قرارداد بیع‌متقابل ۱۷۲۵ میلیون دلار (به‌صورت ارزش واقعی) منتفع می‌شود در حالی که اگر این طرح‌ها در قالب IPC دنبال می‌شد، رقم مزبور به ۳۰۴ کاهش می‌یافت.

همان‌طور که اشاره شد، در فروض مربوط به محاسبات ، از قیمت‌های واقعی نفت استفاده شده است، لکن چناچه بخواهیم تحلیل حساسیتی نسبت به قیمت نفت در بازه ۳۰ تا ۱۲۰ دلار (با فواصل ۱۰ دلاری) داشته باشیم، نتایج ذیل حاصل می‌شود.



نمودار ۱. تحلیل حساسیت نسبت به قیمت نفت

همان‌طور که ملاحظه می‌شود، در قرارداد بیع‌متقابل تغییر قیمت نفت تأثیری بر دریافتی پیمانکار ندارد زیرا شرکت خارجی در مرحله تولید حضور نداشته و دریافتی آن به قیمت نفت مرتبط نیست. البته در قراردادهای بیع‌متقابل، بازپرداخت سرمایه‌گذاری بر مبنای قیمت روز بازار به نفت تبدیل می‌شود و

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

طبیعتاً با کاهش قیمت نفت، پیمانکار نفت بیشتری به‌عنوان اقساط دریافت می‌کند و چنانچه قیمت نفت افزایش یابد، پیمانکار نفت کمتری به‌دست می‌آورد (حسنتاش[1]، ۲۰۰۹).

لکن همان‌طور که اشاره شد، در قرارداد IPC دریافتی پیمانکار از طریق فاکتور R به صورت کنترل شده با قیمت نفت در ارتباط بوده و همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش قیمت نفت، سهم پیمانکار افزایش یافته لکن این افزایش چندان قابل توجه نبوده و همچنان وضعیت IPC برای دولت میزبان بهتر است.

٦. نتیجه‌گیری

رژیم مالی یک کشور محصول ایجاد توازن میان منافع دولت میزبان و شرکت های بین‌المللی است. کشورهای تولیدکننده نفت از رژیم های مالی با ویژگی های مختلف و متناسب با شرایط اقتصادی، سیاسی، اجتماعی و انتظارات از قیمت نفت استفاده کرده‌اند. آن‌ها می‌توانند میان رژیم‌های امتیازی و ترتیبات قراردادی (شامل قراردادهای مشارکت در تولید و خدمت) استفاده کنند. در چارچوب مالی و قراردادی انتخاب شده، دولت ها دامنه وسیعی از گزینه ها را برای انتخاب و طراحی رژیم مالی متناسب با شرایط و اهداف کشور خود دارند.

در این مقاله به مقایسه رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل با قرارداد IPC پرداختیم. بررسی و مقایسه قرارداد بیع‌متقابل با قرارداد IPC از منظر ملاحظات اقتصادی کارآمدی رژیم مالی یعنی حداکثر میزان برداشت از میدان (تولید صیانتی)، حداکثر شدن سهم دولت صاحب نفت، نظام مالیات بر درآمد، تعادل ریسک و پاداش و کاهش هزینه‌ها نشان می‌دهد قراردادهای بیع‌متقابل علیرغم پشت سر نهادن سه نسل، همچنان دارای ایراداتی ماهوی است؛ کوتاه‌مدت بودن این قراردادها سبب می‌شود پیمانکار در طول دوره استهلاک، حداکثر تولید را به ارمغان بیاورد تا هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمه خود را بازیافت کرده و لذا مخزن در معرض آسیب جدی قرار می‌گیرد. در این‌گونه قراردادها تصدی‌گری عملیات توسعه، بر عهده پیمانکار و تصدی‌گری عملیات تولید با شرکت ملی نفت ایران بوده و به دلیل نبود زیرساخت‌های لازم و عدم دسترسی به

1. Hassantash

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

تکنولوژی نوین، تولید بهینه از چاه‌ها به خطر می‌افتد. در نظام مالیاتی بیع‌متقابل، مالیات‌های متعلقه بوسیله پیمانکار پرداخت شده و عیناً تحت عنوان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای به پیمانکار بازپرداخت می‌شوند. همچنین هزینه‌های سرمایه‌ای در قراردادهای بیع‌متقابل دارای سقف بوده که این مسأله باعث ایجاد مسابقه بین شرکت نفتی خارجی در افزایش هرچه بیشتر هزینه‌ها و شرکت ملی نفت به کنترل و نظارت این هزینه‌ها می‌گردد. این درحالی‌است که IPC طولانی مدت، دربردارنده کلیه مراحل تولید بوده و می‌تواند تولید حاصل از میادین نفتی را در طول عمر میدان به حداکثر رسانده و تولید صیانتی را محقق کنند. البته قرارداد IPC همچنان از نظام مالیاتی معیوب رنج می‌برد.

از سوی دیگر، مقایسه میزان سهم‌بری پیمانکار خارجی براساس ارزش فعلی خالص دریافتی در پروژه میدان آزادگان نشان می‌دهد انعقاد قراردادهای IPC نسبت به بیع‌متقابل برای کشور میزبان (ایران) می‌توانست مطلوب‌تر و کم هزینه‌تر باشد.

منابع

ابراهیمی، سیدنصراله و شیروی، عبدالحسین (۱۳۸۸)، "اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل"، ترجمه مجتبی اصغریان، *مجله حقوقی بین المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال ۲۶ ، شماره ۴۱، ص ۲۶۲ـ۲۴۳.

بهادری، شیرکو (۱۳۹۵)، شرایط درست و نادرست استفاده از قراردادهای جدید نفتی ایران (ipc) از منظر ارزیابی طرح‌های اقتصادی، *ماهنامه اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شماره ۱۳۳، صص ۲۶-۳۲.

تکلیف، عاطفه (۱۳۸۷)، تغییرات ساختاری در شرکت‌های بین المللی نفتی در پی تحولات بازار نفت، *فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی*، سال شانزدهم، شماره ۴۶ ،تابستان ۱۳۸۷، صص ۳۱-۵.

حاتمی، علی و کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳)، *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*، تهران، نیسا.

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

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

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

دهقانی، تورج (۱۳۹۳)، *سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز*، تهران: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

رکنی حسینی، سید جلال الدین (۱۳۹۳)، "بررسی تطبیقی نظام‌های مالی – مالیاتی حاکم بر قراردادهای خدماتی ایران (بیع‌متقابل) و قراردادهای خدمات عراق در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز"، *پایان‌نامه کارشناسی ارشد*، دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران.

زهدی، مسعود (۱۳۸۸)، *روش‌های مالی و حسابداری در قراردادهای بین‌المللی نفتی و بیع متقابل*، تهران: انتشارات بهجت.

شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳)، *حقوق نفت و گاز*، تهران: میزان.

طاهری فرد، علی و صاحب‌هنر، حامد (۱۳۹۵)، *مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل*، گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.

عسکری، محمدمهدی، شیریجیان، محمد و علی طاهری فرد (۱۳۹۴)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران، *پژوهشنامه اقتصادی*، دوره ۱۵، شماره ۳، ص ۱۵۸-۱۱۱.

کاظمی نجف آبادی، عباس و غفاری، علیرضا و تک‌روستا، علی (۱۳۹۴)، ارزش‌گذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره ۴، ص ۱۹۰-۱۵۳.

موسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۱)، *بررسی نقش عراق در تحولات آتی بازار جهانی نفت*، تهران.

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]

Duval, C.; Le Leuch, H.; Pertuzio, A.; Lang Weaver, J.; Anderson, O.; Doak Bishop, R. and J. Bowman (2009), *International Petroleum Exploration And Exploitation Agreements: Legal, Economic & Policy Aspects*, 2ed edition, Barrows Company.

Feng, Z. et al (2014), "On Oil Investment And Production: A Comparison Of Production Sharing Contracts And Buyback Contracts", *Energy Economics*, Vol. 42, pp. 395-402.

Hassantash, S.G. (2009), "Trend of Crude Oil Prices: Buy-Back Contracts vs. PSCs", OGEL (Oil, Gas & Energy Law Intelligence), April, Vol. 7, Issue 1, pp. 1-5. http://www.Rystadenergy.Com/Database.

Katebi, A. and T. Mansourian (2014), *New Model of Oil and Gas Contracts IPC*, Petroleum University of Technology.

Mian, M.A. (2011), *Project Economics and Decision Analysis: Deterministic Models*, Pennwell Corp.; Second Edition.

Nakhle, C. (2010), *Petroleum Fiscal Regimes: Evolution And Challenges, The Taxation Of Petroleum And Minerals: Principles, Problems And Practice*, Edited By Philip Daniel, Michael Keen And Charles Mcpherson, Routledge And International Monetary Fund.

Oil Contracts Restructuring Committee (2014), "New Model: Iran Petroleum Contract (IPC)", *Tehran Conference*.

Sahebonar, H. et al (2016), Economic Analysis of New Iranian Petroleum Contract (IPC): The Case Study of Caspian Sea Fields, *International Association for Energy Economics*, Baku Conferrence.

Tordo, S. (2007), *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*, The World Bank : www.worldenergyoutlook.org

[Downloaded from qjerp.ir on 2025-07-13]