فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هجدهم / شماره ۷۴/ پاییز ۱۴۰۱ / صفحات ۲۱۱-۱۸۳

بررسی عامل زمان در توسعه میادین مشترک در قالب قراردادهای Buy Back و IPC مطالعه موردی میدان نفتی یادآوران

محمد محمودی[۱]
دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز گرایش حقوق و قراردادهای نفتی، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران –ایران، mahmoodi3686@yahoo.com

علی اصغر اسمعیل نیا کتابی
استادیار، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران –ایران، aeketabi@gmail.com

هوشنگ مومنی وصالیان
گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران –ایران، hooshang.momeni@gmail.com

مرجان دامن کشیده
استادیار، گروه اقتصاد، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران –ایران، m.damankeshideh@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۲/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۴/۱۱

چکیده

در این مقاله صرف‌نظر از تحریم‌های حاکم بر کشور، با بررسی اهمیت عامل زمان در شروع عملیات توسعه و برداشت از میدان مشترک نمونه، تولید بهینه بر اساس معادلات مهندسی مخزن برآورد و با استفاده از معادله دارسی و معادله تراکم‌پذیری و حل مدل ریاضی (حداکثر کردن NPV)، سه سناریوی تولید همزمان، زودتر و با تاخیر از رقیب در قالب بکارگیری دو روش قراردادی بیع‌متقابل وIPC مورد بررسی و مقایسه قرار گرفته است. نتایج حاصله نشان می‌دهد در سناریوی تولید همزمان، خسارتی متوجه ایران نخواهد بود. اما آنچه منافع حاصله برای دو کشور رقیب را متمایز می‌سازد، حجم سرمایه‌گذاری و تکنولوژی برداشت می‌باشد که با نصب تاسیسات سطح‌الارضی ظرفیت بالا و حفر تعداد چاه‌های بیشتر انجام می‌شود. در سناریوی دوم، علاوه بر آنکه ۱۰ سال زودتر از منابع میدان استخراج کرده و منافع کسب نموده‌ایم، عوارض تولید کمتر ناشی از افت فشار مخزن نیز بیشتر متوجه رقیب گردیده و در سناریوی سوم نیز بالعکس این خواهد شد. همچنین در هر سه سناریو، برآورد میزان تولید بهینه از میدان و خالص ارزش حال با بکارگیری روش IPC بیشتر از روش بیع‌متقابل می‌باشد.

طبقه‌بندی JEL: Q38, Q35, K12.

کلیدواژه‌ها: میادین مشترک نفت و گاز، خالص ارزش حال، قراردادهای بیع‌متقابل، قراردادهای نفتی ایران (IPC).

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۱- مقدمه

ایران ازلحاظ ذخایر اثبات شده نفت و گاز طبیعی به ترتیب رتبه چهارم و دوم را در جهان به خود اختصاص داده است در حال حاضر از مجموع ذخایر نفتی کشف شده، ۴۵ درصد توسعه نیافته است که این مقدار در بخش گاز به ۷۷ درصد می‌رسد (وزارت نفت، ۱۴۰۰). بخشی از این ذخایر در میادین خشکی و دریا در مرزهای مشترک با کشورهای همسایه واقع گردیده که از مجموع ۲۴ میدان مشترک نفت و گاز کشور هنوز حدود نیمی از آنها از طرف ایران توسعه نیافته‌اند. بررسی‌ها نشان می‌دهد عمده موانع و محدودیت‌های توسعه این میادین کمبود منابع مالی و فقدان تکنولوژی لازم می‌باشد. بنابراین لزوماً باید جهت توسعه میادین از سرمایه‌گذاری خارجی و شرکت‌های صاحب تکنولوژی بهره برد. در مقابل کشورهای همسایه با توجه به اهمیت عامل زمان در توسعه و تولید از میادین مشترک، با استفاده از روش‌های مختلف، میادین خود را در دست توسعه و تولید دارند. در ایران بعلت محدودیت‌های قانون اساسی و قانون نفت بعد از پیروزی انقلاب در سال ۱۳۵۷، توسعه میادین نفت و گاز تنها با استفاده از روش قراردادی بیع متقابل امکان پذیر بوده (درخشان، ۱۳۹۲، ۱۱۳-۵۳)، و در سال۱۳۹۵ با تصویب «قراردادهای نفتی ایران»[1] (IPC) امکان بهره‌گیری از این روش نیز فراهم گردیده است.

با در نظر گرفتن رفتار حاکم بر مخازن نفت و گاز که همه آنها در ابتدای امر از یک فشار متوسط اولیه‌ای برخوردار بوده و با شروع تولید، فشار آنها کاهش می‌یابد، در میادین مشترک با شروع زودتر عملیات توسعه و بهره‌برداری توسط رقیب از مخزن، منجر به حرکت و جابجایی سیال و همچنین کاهش فشار مخزن خواهد شد. در این تحقیق با توجه به اهمیت عامل زمان در توسعه و برداشت از یک میدان، در قالب دو مدل قراردادی Buy Back و IPC سناریوهای انجام توسعه و برداشت همزمان با رقیب و همچنین توسعه و برداشت زودتر و با تاخیر از رقیب را بررسی خواهیم کرد تا رابطه زمان شروع عملیات توسعه و بهره‌برداری از یک میدان با فشار و تابع تولید مخزن و در نهایت تاثیر آن بر روی خالص ارزش فعلی (NPV)[2]، مشخص گردد. برای انجام این کار

1. Iran Petroleum Contracts
2. Net Present Value

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

با استفاده از مدل «الگوی بهینه یابی پویا» میزان NPV با لحاظ نمودن محدودیت‌های مخزنی، اقتصادی و قراردادی مورد محاسبه قرار داده و حالتی را که خالص ارزش فعلی آن بیشتر باشد، به عنوان حالت بهینه انتخاب خواهیم نمود.

در این مقاله بعد از اشاره مختصری به پیشینه تحقیق در بخش دوم، وضعیت کلی میادین مشترک نفت و گاز ایران با کشورهای همسایه در بخش سوم آورده شده است. در بخش چهارم شیوه‌های مختلف توسعه و تولید از میادین مشترک در کشورهای نفت‌خیز بررسی و در بخش پنجم با توجه به امکان بکارگیری تنها دو روش قراردادی بیع‌متقابل و IPC در توسعه میادین ایران، رژیم مالی این دو روش قرارداد مقایسه شده و در ادامه در بخش ششم مشخصات میدان مورد مطالعه ذکر شده است. و بخش هفتم روش شناسی تحقیق می‌باشد که برای محاسبه خالص ارزش حال، درآمدها و هزینه‌های میدان، نرخ تنزیل، مدل ریاضی و حل آن تشریح گردیده است. بخش هشتم یافته‌های تحقیق بوده که با استفاده از معادلات مربوطه، تولید بهینه از میدان مشترک نمونه، در سه سناریو (تولید همزمان با رقیب، تولید ده سال زودتر و تولید با ده سال تاخیر از رقیب) برآورد و مورد بررسی قرار گرفته است. در بخش نهم نیز نتیجه‌گیری از تحقیق و در بخش آخر با عنایت به یافته‌های تحقیق، پیشنهادها ارائه گردیده است.

۲- پیشینه تحقیق

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد، بعد از انقلاب اسلامی با توجه به محدودیت‌های بکارگیری قراردادهای بین‌المللی که مهمترین آن محدودیت‌های قانونی بوده، توسعه میادین صرفا در قالب قراردادهای خدماتی[1] به شیوه بیع‌متقابل انجام شده است. شرکت ملی نفت ایران در اواسط دهه ۱۳۹۰ به منظور ایجاد انگیزه در شرکت‌های خارجی جهت حضور در فعالیت‌های بالادستی صنایع نفت و گاز ایران و رفع ایرادات وارده بر قراردادهای بیع‌متقابل، به استناد تکالیف مقرر در قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت (۱۳۹۱)، تصویب نامه‌ای در مردادماه سال ۱۳۹۵ در خصوص «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» مصوب نمود که در آن مدل جدیدی از قراردادها بنام IPC طراحی و تصویب گردید (امامی میبدی، ۱۴۰۰، ۱۹۶-۱۵۱). اولین

1. Service Contracts

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

قرارداد در این قالب برای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی میان شرکت ملی نفت ایران و کنسرسیوم توتال، سی ان پی سی و پتروپارس در سال ۱۳۹۵ به امضا رسید. ولی متاسفانه بعلت تحریم‌های آمریکا علیه ایران، این قرارداد مسکوت مانده و اجرایی نشد و تا کنون نیز قرارداد دیگری در این قالب منعقد نگردیده است. در ادامه به طور خلاصه به برخی تحقیقات که از دیدگاه اقتصادی، مالی و فنی، مرتبط با دو مدل قراردادی مدنظر در این تحقیق انجام شده، خواهیم پرداخت.

عسگری و صادقی شاهدانی (۱۳۹۷)، در پژوهش خود با موضوع «تحلیل حساسیت متغیرهای اصلی جریان نقدی در قرارداد IPC و مقایسه آن با قرارداد بیع‌متقابل، مطالعه موردی میدان دارخوین» و با هدف تعیین میزان تاثیرگذاری هر یک از عوامل؛ قیمت نفت، سطح تولید، هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی و دستمزد بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای جدید نفتی ایران یعنی قراردادهای IPC و مقایسه آن با قرارداد بیع متقابل انجام شده است. نتایج حاصله نشان می‌دهد مهمترین عامل در افزایش یا کاهش نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها دستمزد می‌باشد. بعد از دستمزد نیز کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای بیشترین تاثیر را بر افزایش نرخ بازده پیمانکار دارد. البته کاهش شدید قیمت نفت نیز می‌تواند تاثیرات جدی بر نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار داشته باشد. نتایج حاصل از مقایسه تاثیر هریک از عوامل ریسکی بر نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل و IPC نشان می‌دهد تاثیر عوامل ریسکی بر کاهش نرخ بازده پیمانکار در قراردادهای IPC کمتر از قراردادهای بیع‌متقابل است. در قراردادهای بیع‌متقابل هزینه‌های سرمایه‌ای بیشترین تاثیر را بر نرخ بازده پیمانکار داشته که ریسک آن در قراردادهای IPC مدیریت شده است.

فرخی و عباییان (۱۳۹۷)، در مقاله خود با عنوان «مطالعهٔ مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید (IPC) و بیع‌متقابل نمونهٔ موردی میدان نفتی در بلوک اناران»، الگوی مالی ـ قراردادی بیع‌متقابل و IPC را برای میدان مذکور بررسی و مقایسه نموده اند و نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که، قراردادهای IPC امکانات جدیدی برای طرفین ایجاد خواهند نمود که به واسطهٔ آن‌ها هم کارفرما با رسیدن به تولید تجمعی، بیشتر منتفع خواهد شد و هم پیمانکار پاداش بیشتری کسب خواهد کرد. ضمن اینکه طرفین در برابر نوسانات قیمت نفت مصونیت بیشتری خواهند داشت.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

بهادری (۱۳۹۵)، در رساله خود موضوع «تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت خام: مطالعه موردی کشورهای ایران و عربستان سعودی»، را مورد بررسی قرار داده است. طبق نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی تولید نفت خام از مخزن نمونه، میزان تولید در صورت وجود قرارداد بلندمدت با شرکت بین‌المللی نفتی، بیشتر از حالتی است که مدیریت تولید در دست شرکت ملی نفت ایران باشد. همچنین با افزایش سهم شرکت بین‌المللی نفتی در قرارداد، میزان تولید وی از مخزن نیز افزایش می‌یابد. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد در مقطعی که مدیریت تولید در دست شرکت‌های بین‌المللی نفتی بوده است، به‌دلیل انگیزه بیشتر این شرکت‌ها جهت تولید و کسب منفعت بیشتر، میزان تولید از تولید بالقوه بیشتر بوده است. در حالی که این میزان در دوره‌ای که صرفاً قراردادها خدماتی جهت توسعه میادین منعقد گردیده و مدیریت تولید در دست شرکت ملی نفت ایران بوده است، به‌دلیل ریسک‌گریزی دولت و عدم بکارگیری فناوری مناسب و سرمایه‌گذاری کافی جهت توسعه میادین، کمتر از میزان تولید بالقوه می‌باشد.

شکوهی و همکاران (۱۳۹۵)، با مقایسه کارایی نظام مالی قرارداد بیع متقابل و قرارداد نوین نفتی(IPC) با استفاده از مدل سازی مالی، در مورد یک میدان نفتی به عنوان نمونه موردی، شاخص‌های نرخ بازگشت سرمایه، دوره بازگشت سرمایه، شاخص سودآوری و ارزش فعلی خالص برای پیمانکار و برای کشور میزبان، شاخص سهم دولت را مورد بررسی قرار داده‌اند. هم چنین، مقایسه قرارداد نوین نفتی در حالت همراه با عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت مدل سازی مالی شده است و با حالت بدون انجام این عملیات از منظر شاخص‌های مالی مذکور مورد مقایسه قرار گرفته اند. نتایج مطالعه نشان می‌دهند رژیم مالی قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع متقابل برای پیمانکار مطلوب تر است و برای کارفرما نیز با وجود این که سهم دولت میزبان در قرارداد نوین نفتی نسبت به بیع متقابل کمتر شده است، در عین حال این سهم، کماکان درصد قابل ملاحظه‌ای را تشکیل می‌دهد. در مورد مقایسه مدل مالی قرارداد نوین نفتی در حالت همراه با عملیات افزایش/ بهبود ضریب بازیافت و بدون آن می‌توان گفت این امر برای دولت در ایران نسبت به پیمانکار منفعت اقتصادی بیشتری دارد به همین دلیل پیمانکار انگیزه کافی برای انجام این عملیات را ندارد و بایستی با انگیزه‌های بیشتری او را به سمت انجام این عملیات سوق داد .

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

نوری و خوش چهره (۱۳۹۵)، در تحقیق خود با عنوان «موانع و راهکارهای بهره‌برداری از میادین مشترک نفت و گاز ایران»، به صورت نظری به موانع توسعه و تولید از میادین مشترک پرداخته‌اند. در تحقیق آنها نتیجه گیری شده که با توجه به تجارب کشورهای دارای میادین مشترک، مناسب‌ترین روش در توسعه و بهره‌برداری از میادین مشترک، روش انتخاب بهره‌بردار مشترک توسط شرکای میدان بوده که می‌تواند منافع حداکثری برای هر دوکشور ایجاد نماید. اما مشکلات ناشی از نظام قراردادی مانع از بکارگیری این روش در ایران گردیده و در پایان بر اصلاح نظام قراردادهای بیع‌متقابل به سمت قالب‌های نوین قراردادی تاکید نموده است.

قربانی پاشاکلایی و همکاران (۱۳۹۳)، در پژوهشی با عنوان «الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه - مطالعه موردی برای یکی از میادین نفتی ایران» بررسی نموده اند. آنها بدین منظور از مدل کنترل بهینه جهت حداکثر سازی سود تنزیل شده استفاده کرده اند. نتایج تحقیق نشان می‌دهد اولا هزینه تولید میدان فوق با کاهش ذخائر باقیمانده افزایش می‌یابد و ثانیا الگوی بهره‌برداری بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده به طوری که کاهش وابستگی دولت به درآمدهای نفتی منجر به برداشت متوازن تر از میدان و در غیر این صورت به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی عمر میدان منجر خواهد شد.

محمودی (۱۳۸۹)، در یک تحقیق با هدف «انتخاب روش بهینه قراردادها در تامین مالی و اجرای پروژه‌ها در بخش بالادستی، برای میادین مستقل و مشترک نفت و گاز ایران»، دو گزینه بیع متقابل و مشارکت در تولید را مورد بررسی قرار داده و با استفاده از مدل «تحلیل فرایند سلسله مراتبی» (AHP) با هم مقایسه نموده و در راستای آن، مباحث مرتبط با موضوع تحقیق را، تشریح نموده است. با توجه به معیارهای انتخاب شده برای سنجش دو نوع روش قرارداد مذکور، طی انجام پرسشنامه و ورود داده‌ها به نرم‌افزار EC نتیجه گرفته؛ بکارگیری روش قراردادهای مشارکت در تولید در میادین مستقل ۶۶/۷ درصد و در میادین مشترک ۶۸/۳درصد، نسبت به قراردادهای بیع‌متقابل ارجحیت دارند.

برکسندروف و یول (۲۰۰۷) با بررسی موضوع «سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ایران از نقطه نظر قانونی و بازرگانی» با تحلیل قراردادهای بیع‌متقابل در صنعت نفت

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

ایران، به وجود یکسری از محدودیت‌های قانونی همچون برخی مفاد قانون اساسی ایران بر سر راه سرمایه‌گذاری خارجی اشاره نموده‌اند.

۳- میادین مشترک نفت و گاز ایران با کشورهای همسایه:

بخشی از منابع نفت و گاز ایران در مرزهای خشکی و دریایی با کشورهای قطر، عراق، ترکمنستان، عربستان، کویت، امارات متحده عربی، دوبی و عمان مشترک بوده و در مرزهای غربی، خلیج فارس و شمال ایران امتداد یافته اند. از ۲۴ میدان مشترک، ۱۷ میدان نفتی (۱۰ میدان در دریا و ۷ میدان در خشکی) و ۷ میدان گازی (۵ میدان در دریا و ۲ میدان در خشکی) می‌باشد. میادین مشترک در خشکی هم مرز با کشورهای عراق و ترکمنستان واقع گردیده‌اند. از تعداد ۷ میدان مشترک نفتی بین ایران و عراق، میادین آزادگان، نفت شهر، دهلران و پایدار غرب در حال تولید و میادین یادآوران، اروند و آذر هنوز توسعه نیافته‌اند. در مجموع درحال حاضر نیمی از میادین مشترک (۸ میدان نفتی و ۴ میدان گازی) توسعه یافته و درحال تولید بوده و نیم دیگر هنوز از طرف ایران توسعه نیافته اند (نوری، ۱۳۹۵).

در میادین مشترک شروع عملیات توسعه و بهره‌برداری رقیب از مخزن، علاوه بر حرکت و جابجایی سیال، منجر به کاهش فشار مخزن شده و عملیات برداشت از ذخایر مخزن نیز دشوارتر می‌گردد، بطوریکه می‌بایست تعداد چاه ها بیشتر، حفاری عمیق تر و یا عملیات برداشت ثانویه انجام شود که به تبع آن هزینه‌های استخراج به مراتب افزایش خواهد یافت، چرا که هزینه استخراج، تابعی از میزان تجمعی تولید و یا ذخایر باقی مانده در هر دوره می‌باشد که به آن «اثر ذخیره[1]» می‌گویند. (محدث[2]، ۲۰۱۳)

۴- شیوه توسعه و تولید از میادین مشترک در کشورهای نفت‌خیز

مخازن نفت و گاز موجود در کشورها یا بصورت مستقل در محدوده ارضی و سرزمینی آنها بوده و یا بصورت مشترک در اراضی دو کشور واقع گردیده است. در میادین مستقل، اگر دارای توان مالی و فنی لازم باشند، خود نسبت به توسعه و بهره‌برداری از میدان

1. Stack effect
2. Mohaddes

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

اقدام می‌نمایند، در غیر اینصورت یک شرکت بین‌المللی صاحب صلاحیت بکار خواهند گرفت. اما در میادین مشترک به یکی از دو روش زیر عمل خواهند نمود:

۱. شرکای میدان بصورت مستقل در داخل محدوده مرزی، خود و یا توسط شرکت بین‌المللی نفتی نسبت به توسعه و تولید از مخزن اقدام می‌نمایند.
۲. شرکای میدان بصورت مشترک، میدان را توسعه و مورد بهره‌برداری قرار می‌دهند.

در عرصه بین‌الملل متداول‌ترین روش در خصوص بهره برداری از میادین مشترک، توسعه میدان بصورت مشترک در قالب یکی از روش های؛ بهره‌برداری از سوی یک دولت، مشارکت دو کشور در بهره‌برداری یا ایجاد مقام مشترک کشور انجام می‌شود.

در روش بهره‌برداری از سوی یک دولت، یکی از دولت‌ها بهره‌برداری از مخزن را به عهده می‌گیرد و به میزان هزینه‌های صورت گرفته منافع حاصله را نیز تقسیم می‌کنند. در روش مشارکت دو کشور در بهره برداری، دولت‌های ذی‌نفع در منطقهٔ اشتراکی به انعقاد نظام مشارکتی برای توسعهٔ مشترک اقدام می‌کنند و کلیهٔ تصمیمات و اقدامات در خصوص منبع مشترک با تأیید این نهاد اشتراکی صورت می‌گیرد. در نظام ایجاد مقام مشترک نیز که نسبت به دو مدل مذکور از پیچیدگی‌های بیشتری برخوردار است، بین دول ذی‌نفع برای ایجاد یک نهاد یا کمیسیون مشترک دارای شخصیت حقوقی توافقی صورت می‌گیرد و این سازمان از کلیهٔ اختیارات لازم برای اعمال مدیریت و نظارت بر بهره‌برداری منطقهٔ موصوف برخوردار خواهد بود (نوری و خوش چهره، ۱۳۹۵).

هر یک از این مدل‌ها طرفدارانی دارند و در عمل نیز موافقت نامه‌هایی بر مبنای هر کدام از این روش ها منعقد شده است، اما تاکنون در ایران توسعه و بهره‌برداری از هیچ میدان مشترکی به روش مشترک با کشور همسایه (شریک میدان) انجام نشده است. بر این اساس ما نیز در این تحقیق به بررسی این روش نخواهیم پرداخت و سناریوی اول را که توسعه میدان بصورت مستقل با بکارگیری یک شرکت بین‌المللی نفتی خواهد بود، آنهم صرفا در قالب یکی از دو روش بیع‌متقابل و IPC را بررسی خواهیم نمود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۵- رژیم مالی دو مدل قراردادی Buy Back و IPC

به طور کلی ترتیبات قراردادهای بین‌المللی در بخش نفت و گاز را می‌توان در سه دسته قراردادهای امتیازی[1]، قراردادهای مشارکتی و قراردادهای خدماتی[2] طبقه‌بندی نمود. در ایران با توجه به محدودیت‌های بکارگیری انواع روش قراردادهای مرسوم در عرصه بین‌المللی ـ که مهمترین آنها محدودیت‌های قانونی می‌باشد ـ بعد از پیروزی انقلاب اسلامی (سال ۱۳۵۷) صرفا قراردادهای منعقده در صنایع بالادستی نفت و گاز به روش بیع‌متقابل بوده است (محمودی، ۱۳۸۹). در سال ۱۳۹۵ به منظور جذب و ایجاد انگیزه سرمایه‌گذاران خارجی برای توسعه میادین، روش جدیدی از قراردادها به نام «قراردادهای نفت ایران» یا همان IPC طراحی و تصویب گردید که در حال حاضر تنها بکارگیری این دو روش قراردادی (بیع‌متقابل و IPC)، امکان پذیر می‌باشد.

در قرارداد بیع‌متقابل، شرکت بین‌المللی نفتی با سرمایه خود میدان نفتی و یا گازی را توسعه داده و به محض شروع تولید، عملیات بهره‌برداری و مدیریت تولید از میدان با دولت میزبان بوده و هزینه‌های سرمایه‌گذار از محل درصدی از تولید در قالب اصل سرمایه، پاداش و هزینه‌های بانکی پرداخت می‌گردد (شیروی و ابراهیمی، ۲۰۰۶). اما در مدل قراردادی IPC، شرکت‌های بین‌المللی نفتی عهده دار توسعه و تولید از میدان در طول دوره قرارداد هستند و در طول دوره قرارداد علاوه بر اصل سرمایه و هزینه بانکی، دستمزد به ازای هر واحد تولید نیز به سرمایه‌گذار پرداخت می‌شود. بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد تفاوت‌های اساسی این دو مدل قرارداد در موارد ذیل می‌باشد (مرکز پژوهش‌های مجلس، ۱۳۹۵):

۵-۱- دوره قراداد

یکی از عوامل مهم در فرایند سرمایه گذاری خارجی و انتخاب نوع قرارداد «دوره فعالیت پیمانکار خارجی در کشور میزبان» می‌باشد. در قراردادهای بیع متقابل دوره قرارداد کوتاه مدت بوده و دوره فعالیت شرکت بین‌المللی محدود به دوره توسعه می‌باشد و به طور متوسط بین ۳ تا ۵ سال است. سپس کنترل عملیات بهره‌برداری توسط کشور

1. Concession Contracts
2. Service Contracts

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

صاحب نفت صورت می‌گیرد. در مدل قراردادهای IPC دوره قرارداد بلند مدت بوده و شرکت بین‌المللی در دوره بهره‌برداری حضور دارد. دوره این قراردادها بیش از ۲۰ سال می‌باشد.

۵-۲- مدیریت عملیات و بهره‌برداری و شرایط پرداخت و بازپرداخت هزینه‌ها

در قراردادهای بیع‌متقابل، مدیریت عملیات و بهره‌برداری از میدان با دولت میزبان بوده و هزینه‌های سرمایه‌گذار از محل درصدی از تولید در قالب اصل سرمایه، پاداش و هزینه‌های بانکی پرداخت می‌گردد. پیمانکار نسبت به هرگونه هزینه اضافه، محدود گردیده و برای انجام هزینه‌ها سقف وجود دارد. در صورت بیشتر شدن هزینه‌ها از میزان مورد توافق، ریسک این کار با پیمانکار بوده و هزینه‌های اضافی بازپرداخت نخواهد شد. اما در مدل قراردادی IPC، شرکت یا شرکت‌های‌های بین‌المللی نفتی عهده‌دار توسعه و تولید از میدان در طول دوره قرارداد هستند و علاوه بر دریافت اصل هزینه‌ها شامل؛ هزینه‌های سرمایه‌ای، بهره برداری و هزینه مالی توافقی متناسب تولید هر واحد نفت یا گاز دستمزد دریافت می‌نمایند (مصطفوی و همکاران، ۱۴۰۰، ۱۰۵-۶۷).

۵-۳- دستمزد[1] و پاداش[2]

در قراردادهای بیع متقابل به پیمانکار (Rem) تعلق می‌گیرد و مقدار آن ثابت بوده و در دو حالت کاهش می‌یابد:

الف) در صورت تغییر برنامه زمان‌بندی سرمایه‌گذاری سالانه پیمانکار و تاخیر بیش از حد مجاز قرارداد.

ب) در صورت افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای

در قراردادهای IPC، به جای (Rem) دستمزد به پیمانکار تعلق می‌گیرد که در واقع تابعی از میزان تولید می‌باشد. برای طرح‌های نفتی به صورت دلاری هر بشکه و برای طرح‌های گازی به صورت دلار در هر هزار فوت مکعب گاز مبلغی تحت عنوان "Fee" به پیمانکار پرداخت می‌گردد.

1. Fee
2. Rem

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد مهم ترین عامل در افزایش یا کاهش نرخ بازده پیمانکار در این قراردادها دستمزد می‌باشد. بعد از دستمزد نیز کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای بیشترین تاثیر را بر افزایش نرخ بازده پیمانکار دارد (عسگری و همکاران، ۱۳۹۷).

۵-۴- اثرات افزایش یا کاهش تولید برای ذینفعان

در روش قراردادهای بیع متقابل، شرکت سرمایه‌گذار پس از توسعه میدان، آن را به کشور صاحب نفت واگذار نموده و پیمانکار فقط هزینه‌های خود را دریافت می‌کند. منافع مستقیم افزایش یا کاهش تولید ارتباطی به پیمانکار ندارد ولی با افزایش تولید، سرمایه‌گذاری پیمانکار توسط کشور میزبان زودتر مستهلک می‌گردد.

در قراردادهای IPC، شرکت سرمایه‌گذار عهده‌دار توسعه و تولید از میدان در طول دوره قرارداد بوده و از افزایش تولید میدان نیز منتفع می‌شود. البته در این روش قراردادای با افزایش تولید تجمعی هم کشور میزبان بعنوان کارفرما منتفع می‌گردد و هم شرکت سرمایه‌گذار دستمزد یا پاداش بیشتری کسب خواهد کرد. (فرخی و عباییان، ۱۳۹۷)

با توجه ویژگی‌های قرارداد بیع‌متقابل که مدیریت عملیات و بهره‌برداری از میدان با دولت میزبان بوده و متغیر تصمیم (میزان تولید) نیز توسط او تعیین می‌گردد. کل عایدات میدان نیز متعلق به او می‌باشد و از طرفی هزینه‌های سرمایه‌گذار از محل درصدی از تولید در قالب اصل سرمایه، پاداش و هزینه‌های بانکی پرداخت می‌گردد. بنابراین خالص ارزش حال توسط دولت میزبان حداکثر می‌شود. اما در قراردادهای IPC که شرکت بین‌المللی نفتی عهده دار توسعه و تولید بهینه در طول دوره قرارداد بوده و علاوه بر اصل سرمایه و هزینه بانکی، دستمزد به ازای هر واحد تولید نیز به وی پرداخت می‌شود، خالص ارزش فعلی نیز از دید او حداکثر می‌شود.

در این مرحله با توجه به بررسی‌های مذکور، قراردادهای بیع‌متقابل و IPC را در یک دسته‌بندی کلی به دو دسته کوتاه‌مدت[1] و بلندمدت تقسیم می‌نماییم.

---

۱. مقصود از قراردادهای کوتاه مدت آن نوع قراردادهایی است که شرکت های بین‌المللی و خدماتی نفتی صرفاً یا در دوره اکتشاف و توسعه حضور دارند یا به ارائه خدمات مطابق نظر شرکت نفتی دولت میزبان، در دوره تولید می‌پردازند و مدیریت تولید در دست دولت میزبان است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

قراردادهای بیع‌متقابل در دسته قراردادهای کوتاه مدت بوده که دوره قرارداد به طور متوسط بین ۳ تا ۵ سال است و مدیریت عملیات و بهره‌برداری از میدان با دولت میزبان می‌باشد، لذا از دید دولت میزبان خالص ارزش فعلی در طول عمر میدان حداکثر میگردد. بر اساس رژیم مالی این مدل قراردادی، دولت میزبان هزینه‌های توسعه و تولید را یا رأساً، خود متقبل شده و یا اینکه این هزینه‌ها در دوره توسعه توسط شرکت بین‌المللی نفتی تأمین گردیده و بوسیله دولت میزبان بازپرداخت می‌گردد.

قراردادهای IPC را در دسته قراردادهای بلندمدت در نظر می‌گیریم. زیرا دوره این قراردادها بیش از ۲۰ سال می‌باشد. در این مدل قراردادی، شرکت‌های بین‌المللی نفتی عهده‌دار توسعه و تولید از میدان در طول دوره قرارداد هستند. لذا نرخ تولید بایستی از حداکثر کردن خالص ارزش فعلی این شرکت‌ها بدست آید.

بنابراین در این تحقیق یک رژیم مالی مربوط به قراردادهای کوتاه مدت (بیع‌متقابل) که در آن نرخ دستمزد ثابت بوده و یک رژیم مالی متفاوت مربوط به قراردادهای بلند مدت (قراردادهایIPC) که دستمزد شرکت سرمایه‌گذار بین‌المللی به ازای هر بشکه تغییر می‌کند، مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۶- مشخصات میدان نفتی مورد مطالعه

میدان نمونه مورد بررسی در این تحقیق، میدان نفتی یادآوران بوده که در استان خوزستان، حدود ۷۰ کیلومتری جنوب غربی اهواز، در منطقه جغرافیایی کوشک و حسینیه واقع گردیده است. این میدان متشکل از دو میدان کوشک و حسینیه می‌باشد که به ترتیب درسال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۱ کشف و پس از اثبات پیوستگی این دو میدان، یادآوران نامیده شدند. این میدان، مشترک با کشور عراق می‌باشد. ابعاد میدان حدود ۱۵ در ۴۵ کیلومتر است. با توجه به اطلاعات موجود متوسط ذخیره نفت خام، مایعات[۱] و میعانات گازی[۲] این میدان برابر با ۳۴ میلیارد بشکه می‌باشد که با ضریب بازیافت حدود ۹/۱ درصدی ذخیره قابل بازیافت آن ۳/۱ میلیارد بشکه برآورد می‌شود. لایه‌های

۱. مایعات گازی یا Natural Gas Liquids به ترکیبات سنگین‌تر از اتان (+C2) اطلاق می‌گردد که در واحدهای گاز و گازمایع استحصال می‌گردد.

۲. میعانات گازی یا Condensates معمولاً بدون انجام فرایند تبرید در لخته‌گیرها استحصال شده و عمدتاً شامل ترکیبات سنگین‌تر از پنتان می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

مخزنی این میدان شامل سروک، کژدمی (بورگان)، گدوان و فهلیان است. نفت تولیدی از لایه سروک، نیمه سنگین با درجه API 22 و نفت به دست آمده از فهلیان، سبک و با درجه API 34 می‌باشد.

قرار بوده این میدان در ۳ فاز اجرایی شود. توسعه فاز نخست این میدان توسط شرکت ساینوپک چین در سال ۱۳۹۵ به اتمام رسیده و در حال حاضر اجرای دیگر فازهای این طرح متوقف می‌باشد (شرکت مهندسی و توسعه نفت، ۱۴۰۰).

۷- روش شناسی تحقیق

جهت محاسبه خالص ارزش فعلی، باید درآمدها و هزینه‌ها بر اساس نرخ تنزیل مشخصی به زمان حال آورده شود. در انجام پروژه‌های توسعه و تولید از یک میدان، درآمدها از منافع تولید و فروش منابع استخراج شده از مخزن حاصل می‌گردد. بنابراین درآمدها تابعی از تولید در هر دوره می‌باشد. تولید نفت خام نیز وابسته به فشار مخزن و تراکم‌پذیری[1] سیالات مخزنی است، همچنین در فرایند تولید مواردی همانند شناخت خواص و محدوده مخزن از طریق حفاری، فشار سرچاهی و ممانعت از پدیده مخروطی شدن بایستی مد نظر قرار گیرد. علاوه بر اینها رژیم مالی و ویژگی‌های هر یک از قراردادها در روند تولید از میدان اثر گذار می‌باشد. این تحقیق نیز در راستای این هدف که کدامیک خالص ارزش حال و در نهایت منافع ما را حداکثر می‌کند انجام پذیرفته است.

هزینه‌ها نیز به عنوان تابعی از اندازه مخزن، تعداد چاه‌ها و تأسیسات سطح‌الارضی مورد نیاز برآورد می‌گردد. مقدار نرخ تنزیل نشان دهنده میزان رحجان و رغبت تولیدکننده نسبت به درآمدها در طول زمان می‌باشد. هر چه تولیدکننده درآمدهای حال را به درآمدهای آتی بیشتر ترجیح دهد، نرخ تنزیل بیشتر شده، لذا درآمدهای نزدیکتر وزن بیشتری به خود می‌گیرند. در نتیجه تولیدکننده سعی می‌کند که تولیدات بیشتر در زمان‌های نزدیکتر جهت حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود داشته باشد.

اکنون با توجه به فرایند محاسبه خالص ارزش فعلی و بررسی تاثیر رژیم مالی دو مدل قراردادی بیع‌متقابل و IPC بر روی تولید بهینه، در ادامه به موارد تعیین کننده در محاسبه NPV خواهیم پرداخت.

1. Compressibility

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۷-۱- تابع تولید از میدان

مهمترین پارامتر جهت محاسبه خالص ارزش فعلی، تخمین تابع تولید از مخزن با توجه به خصوصیات آن می‌باشد. برعکس توابع تولید عادی اقتصادی که در آن میزان تولید، تابعی از نهاده‌های نیروی کار، سرمایه و انرژی است، تولید از یک مخزن از نهاده‌های متعارف اقتصادی چندان طبعیت نمی‌کند و بایستی تابع تولید را از خصوصیات مخزنی و محدودیت‌های تولید استخراج نمود (بهادری، ۱۳۹۵). در نتیجه در این تحقیق بر اساس دو معادله دارسی[1] و تراکم‌پذیری[2]، تابع تولید تخمین زده شده می‌شود که در آن اثر افت فشار هر چاه ناشی از تولید چاه‌های مجاور و محدودیت‌های حداکثر میزان تولید از هر چاه جهت ممانعت از ایجاد پدیده مخروطی شدن[3] و حداقل فشار ته چاهی[4] در نظر گرفته شده است.

در این تحقیق ابتدا تولید را براساس معادلات مهندسی مخزن برآورد می‌کنیم. در این حالت بوسیله مشخصات مخزن (نفوذ پذیری، ضخامت مخزن، فشار اولیه مخزن، گرانروی سیال (نفت)، تراکم‌پذیری) و با استفاده از معادله دارسی[5]، تولید در زمان صفر (زمان مبدأ) تعیین می‌گردد (اسپیوی و لی[6]، ۲۰۱۳).

$$q_t = A \times (\bar{p}_t - p_{wb_t}) \qquad \text{معادله (۱)}$$

در این معادله : q_t میزان تولید، $\bar{p}_t$ فشار متوسط مخزن، p_{wb_t} فشار دهانه چاه در دوره "t" و A نشان‌دهنده خواص سیال و سنگ مخزن (همانند تخلخل، نفوذپذیری، گرانروی، ضریب حجمی سازند نفت، اندازه دهانه چاه، شعاع مخزن و سطح تماس مخزن و چاه می‌باشد.)

سپس براساس تولید صورت پذیرفته در زمان صفر و با استفاده از معادله تراکم‌پذیری، میزان فشار مخزن در ابتدای دوره یک را محاسبه نموده و با استفاده از فشار محاسبه شده، تولید در دوره یک محاسبه می‌گردد (دیک[7]، ۱۹۷۸):

1. Darcy Equation
2. Compressibility
3. Coning
4. Minimum Bottom-hole Pressure
5. Darcy Equation
6. Spivey & Lee
7. Dake

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

معادله (۲) $$c = -\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial p}\Big|_T$$

در این معادله c تراکم پذیری و V حجم مخزن می‌باشد. از آنجا که حجم ذخایر مخزن ثابت می‌باشد، تغییرات حجم مخزن در هر دوره برابراست با میزان تولید از مخزن، یعنی $\partial V = q_t$، لذا افت فشار مخزن در هر دوره مطابق معادله زیر محاسبه می‌گردد:

معادله (۳) $$\Delta p_t = \frac{q_t}{c \times V}$$

در این معادله : Δp_t = افت فشار مخزن در دوره t، q = میزان انبساط سیال در دوره t (که همان میزان نفت تولیدی (ΔV) در دوره "t" است)، c = تراکم‌پذیری بر حسب psi-1 و V = حجم آب همزاد[1]، نفت و تخلخل

بنابراین میزان تولید برای هر چاه بر اساس دو معادله فوق در هر دوره تعیین می‌شود. به اینصورت که با قرار دادن فشار اولیه مخزن در معادله (۱)، میزان تولید در دوره اول بدست می‌آید. پس از تخمین میزان تولید در دوره اول، میزان افت فشار تحقق یافته (با توجه به میزان نفت تولیدی در این دوره) طبق معادله (۳) تخمین زده می‌شود. این میزان افت فشار، از فشار دوره قبل کسر شده و در معادله (۱) قرار داده می‌شود تا میزان تولید در دوره دوم بدست آید و به همین شکل یک رابطه رفت و برگشتی بین معادله دارسی و معادله تراکم‌پذیری برقرار می‌گردد تا میزان تولید در هر دوره بدست آید و این فرایند تا انتهای عمر مخزن ادامه می‌یابد.

متغیر کنترلی که بهره بردار جهت حداکثر کردن "خالص ارزش فعلی" (NPV) خود در دست دارد میزان تولید بوده که این میزان بوسیله p_{wb_t} در معادله (۱) و از طریق بکارگیری کاهنده[2] سر چاهی کنترل می‌گردد. اما نمی‌توان به هر میزان دلخواه، کاهنده سرچاهی را باز نمود تا فشار دهانه چاه کم شده و میزان تولید افزایش یابد. در این زمینه محدودیت‌هایی از جمله حداقل فشار ته چاهی[3]، اثر افت فشار هر چاه ناشی از تولید چاه‌های مجاور (اصل بر هم نهی[4]) و حداکثر میزان تولید از هر چاه جهت ممانعت

1. Connate Water Volume
2. Choke
3. Minimum Bottom-hole Pressure
4. Superposition Principle

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

از ایجاد پدیده مخروطی شدن[1] وجود دارد. برای ورود نفت به تفکیک‌گرهای واحد بهره‌برداری، نفت خام موجود در مخزن بایستی فشار لازم جهت رسیدن به سطح چاه، طی کردن مسیر از سر چاه تا واحد بهره‌برداری و غلبه بر فشار تفکیک گر مرحله اول[2] را داشته باشد. لذا p_{wb_t} نبایستی از حداقل فشار مورد نیاز ته‌چاهی محاسبه شده در معادله (۴) کمتر باشد.

$$p_{wb} \geq \Delta p_{BH-WH} + \Delta p_{WH-PU} + p_{1^{st}\ Stage\ Sep.} \quad \text{معادله (۴)}$$

در این معادل : p_{wb} = فشار دهانه چاه، Δp_{BH-WH} = افت فشار ناشی از ستون چاه (از دهانه چاه تا سرچاه)، Δp_{WH-PU} = افت فشار ایجاد شده در خط لوله از سرچاه تا واحد بهرهبردار و $p_{1^{st}\ Stage\ Sep.}$ = فشار تفکیک گر مرحله اول واحد بهرهبردار

همچنین مطابق با اصل برهم نهی، تولید از چاه‌های مجاور در صورتی که در ناحیه تخلیه نقطه مدنظر قرار داشته باشند، باعث ایجاد افت فشار در آن نقطه می‌گردد. میزان افت فشار ناشی از تولید N چاه، در مجاورت نقطه A مخزن بوسیله معادله-۵ محاسبه می‌گردد (اسپیوی و لی، ۲۰۱۳):

$$p_A = \bar{p} - \sum_{j=1}^{N} \frac{141.2 q \mu B_o}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_{jA}}\right) - \frac{3}{4}\right] \quad \text{معادله (۵)}$$

در این معادله p_A فشار مخزن در نقطه A می‌باشد. پدیده مخروطی شدن ناشی از تولید با نرخ‌های بالا می‌باشد که در آن آب یا گاز (در صورت وجود کلاهک گازی) که به ترتیب در پایین و بالای لایه نفتی قرار دارند، همراه نفت خام تولید می‌شوند.

برای جلوگیری از بروز این پدیده میزان تولید با استفاده از کاهنده سرچاهی بایستی به میزانی تعیین گردد که همواره از نرخ تولید بحرانی کمتر باشد.

فرمول تجربی زیر بوسیله شولز[3] (۱۹۷۲) جهت پیش‌بینی نرخ بحرانی پیشنهاد شده است:

$$q_c = \frac{0.003073 k_o h^2 \Delta\rho}{B_o \mu_o} q_{Dc} \quad \text{معادله (۶)}$$

1. Coning
2. 1st Stage Separator
3. Schols

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

در این معادله: q_{Dc} نرخ بحرانی بدون بعد است که بوسیله فرمول زیر محاسبه می‌گردد:

معادله (۷) $$q_{Dc} = \frac{1}{2\pi}\left[0.432 + \frac{\pi}{ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\right]\left[1 - \left(\frac{b}{h}\right)^2\right]\left(\frac{r_e}{h}\right)^{-0.14}$$

k_o = نفوذپذیری نفت، h = ضخامت لایه نفتی، $\Delta\rho$ = تفاضل چگالی، B_o = متوسط ضریب حجمی سازند نفت، μ_o = متوسط گرانروی نفت، b = طول بازه مشبک شده[1]، r_e = شعاع تخلیه و r_w = شعاع دهانه چاه بر حسب فوت (feet) می‌باشد.

سپس بر اساس میزان هزینه‌های حفر هر چاه و تأسیسات سطح‌الارضی مورد نیاز، رژیم مالی قرارداد و نرخ تنزیل میزان از تولید کل میدان محاسبه می‌گردد.

۷-۲- هزینه‌های تولید از میدان

هزینه‌های توسعه و تولید از میدان به سه بخش تقسیم می‌شوند: ۱- هزینه‌های سرمایه‌ای[2]، ۲- هزینه‌های غیر سرمایه ای[3] و ۳- هزینه‌های عملیاتی[4]

- هزینه‌های سرمایه‌ای، این هزینه‌ها مشتمل بر دو نوع هزینه می‌باشند : حفاری چاه‌ها و تأسیسات سطح‌الارضی (بهادری، ۱۳۹۵)
- هزینه حفاری چاه‌ها، هزینه‌های حفاری وابستگی شدیدی به جنبه‌های فنی طراحی چاهی دارد که باید حفر گردد. این جنبه‌ها شامل نوع چاه (اکتشافی، ارزیابی[5]، توصیفی[6] یا توسعه‌ای)، شیوه حفاری (عمودی، جهت‌دار، افقی، چندشاخه‌ای[7]، سایدترک)، خشکی یا دریایی بودن میدان و عمق مخزن است. در این مطالعه، هزینه‌های حفاری از آمار ارائه شده توسط اداره اطلاعات انرژی[8] ایالات متحده (۲۰۱۵) بدست آمده است.

1. Perforated Interval
2. Capital Expenditures
3. Non- Capital Expenditures
4. Operating Expenditures
5. Appraisal
6. Delineation
7. Multilateral
8. Energy Information Administration

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

نکته مهم در خصوص حفر چاه‌ها آن است که بدلیل مسائل فنی و اقتصادی، همه چاه‌ها را نمی‌توان همزمان حفر کرد. با حفر هر چاه، اطلاعات بیشتری از خواص مخزن (مثل تخلخل، نفوذپذیری، همگنی یا عدم همگنی مخزن، شکاف‌ها، حدود مخزن و ...) بدست می‌آید. لذا این اطلاعات بایستی دوباره تفسیر شده و مدل شبیه‌سازی شده آن به روز گردد، تا موقعیت چاه‌های جدید توسعه‌ای[1] مشخص شود. همچنین از منظر اقتصادی، نمی‌توان همزمان دکل‌های زیادی را در یک میدان بکار گرفت چون این عمل هم باعث افزایش هزینه‌های حمل و نقل دکل می‌گردد (چون بایستی دکل‌های زیادی همزمان از یک نقطه به محل میدان جابجا شوند، اما در صورتی که دکل‌های کمتری به محل میدان آورده شود همان دکل‌های محدود پس از اتمام حفر هر چاه دوباره در همان میدان، چاه‌های بعدی را نیز حفر می‌کنند) و هم با توجه به اینکه تعداد دکل‌های حفاری در هر کشور محدود است، باعث توقف عملیات حفاری در میادین دیگر می‌گردد. لذا حداکثر تعداد چاه‌های قابل حفاری در هر دوره برابر با N فرض شده و در طول عمر مخزن حفر می‌شوند. کل چاه‌های حفر شده مطابق معادله زیر می‌باشد:

$$W_T = \sum_{t=1}^{T} w_t \ ; 0 \le w_t \le N$$ معادله (۸)

در این معادله W_T تعداد چاه‌های حفر شده در هر دوره می‌باشد که از N حلقه تجاوز نمی‌کند.

- هزینه تأسیسات سطح‌الارضی، هزینه‌های تأسیسات سطح‌الارضی شامل؛ ادوات سرچاهی، خطوط لوله جریانی، واحدهای بهره‌برداری و خطوط لوله صادرات می‌باشند. تأسیسات سطح‌الارضی بایستی در همان ابتدای دوره تولید نصب گردند. جهت برآورد هزینه‌های سطح‌الارضی نیز از معادله آدلمن[2] (۱۹۸۸) استفاده می‌شود که بر اساس آن هزینه‌های سطح‌الارضی برابر با ۶۶درصد هزینه حفاری چاه‌ها می‌باشد.

$$SFC = 0.66 c_w W_T$$ معادله (۹)

1. Infill Well
2.Adelman

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

که در این معادله cw هزینه حفر هر چاه و W_T تعداد چاه‌های حفر شده در هر دوره می‌باشد

- هزینه‌های غیر سرمایه ای، یعنی تمام هزینه‌هایی که پیمانکار به طور غیر مستقیم برای انجام عملیات توسعه متحمل می‌شود. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های بیمه، مالیات، آموزش، عوارض گمرکی، تامین اجتماعی و ... را در بر می‌گیرد. (زهدی، ۱۳۸۸)
- هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های عملیاتی شامل هزینه‌هایی است که بصورت متناوب در طول دوره تولید از میدان صورت می‌گیرد و به دو دسته هزینه‌های عملیاتی ثابت و متغییر تقسیم می‌شود. اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده (۱۹۹۶) فرمول زیر را برای تخمین هزینه‌های عملیاتی متغیر در منطقه خلیج فارس ارائه نموده است:

معادله (۱۰) $$V.OPEX_t = 0.7714{Q_t}^{-0.2423}$$

که در آن Q_t نرخ تولید بر حسب میلیون بشکه در سال و $V.OPEX_t$ هزینه‌های عملیاتی متغییر تولید هر بشکه بر حسب دلار می‌باشد. هزینه‌ها به قیمت ثابت سال ۱۹۹۴ بوده که جهت تبدیل این ارقام به قیمت ثابت سال ۲۰۰۰ بایستی به جای ضریب ۰/۷۷۱۴ مقدار ۱/۱۰۷۲ در فرمول قرار داده شود. هزینه‌های عملیاتی ثابت نیز که مرتبط با تولید نمی‌باشد برابر ۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای فرض شده است (اداره اطلاعات انرژی، ۱۹۹۶).

بزرگترین تمایز بین این سه نوع هزینه آن است که هزینه‌های سرمایه‌ای یک بار در طول عمر پروژه (معمولاً در ابتدای آن) انجام می‌شود، در حالیکه هزینه‌های غیر سرمایه‌ای و عملیاتی بصورت متناوب در طول عمر پروژه صورت می‌پذیرد.

۷-۳- نرخ تنزیل

هدف از تنزیل، قابل‌تبدیل شدن و مقایسه کردن اعداد و ارقام تحقق یافته در آینده (اعم از درآمد، هزینه و غیره) با داده‌های کنونی است. نرخ تنزیل، نرخی است که منافع یا هزینه‌های آتی بر اساس آن تنزیل می‌شوند و این به دلیل رجحان زمانی یا وجود نرخ

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

بهره، مثبت است. نوسان نرخ تنزیل در کنار نوسان دوره زمانی به‌شدت موجب تغییر ارزش حال محاسبه‌شده، می‌شود.

نرخ تنزیل نقش مهمی در محاسبه ارزش خالص ایفا نموده و می‌تواند بر روی تصمیم گیری راجع به استفاده از منابع تجدیدناپذیر در حال حاضر یا آینده تاثیر گذار باشد. در یک میدان نفتی یا گازی، نرخ تنزیل بالا موجب میزان استخراج بیشتر در ابتدای دوره شده و میزان تولید به سرعت افزایش می‌یابد، بنابراین منبع به سرعت استخراج می‌شود. به عبارت دیگر، نرخ تنزیل پایین تر باعث نرخ استخراج کمتر در ابتدای دوره و میزان تولید را کاهش داده و در ادامه امکان دسترسی طولانی مدت به منبع را فراهم می‌کند (بهمنی، ۱۳۹۵). البته این استدلال برای میادین مشترک نفت و گاز متفاوت بوده و موضوعیت ندارد. زیرا در این میادین رقبا (مالکین میدان مشترک) با هدف کسب بالاترین منافع از مخزن مشترک و پیشی گرفتن از رقیب خود، از ابتدا به دنبال تولید با حداکثر ظرفیت بوده و خالص ارزش حال آنها نیز از همان ابتدای دوره با میزان تولید بیشتر حداکثر می‌گردد. نرخ تنزیل برای هر بخش خصوصی از فرمول ذیل بدست می‌آید:

معادله (۱۱) $$DR = RF + \beta(RM - RF)$$

که در آن: RF = نرخ بازده بدون ریسک، β = کواریانس بین نرخ بازده بازار و صنعت مورد نظر و RM = میزان بازده بازار یا بازده انتظاری از یک پرتفولیوی متنوع از دارایی‌ها است.

نفت یک کالای ملی و در اختیار دولت‌ها است و لذا نرخ تنزیل وابسته به آن نیز از نرخ فوق تبعیت نمی‌کند. لذا محققین نرخ دیگری به نام نرخ تنزیل اجتماعی[1] را بیان می‌کنند. در خصوص نرخ تنزیل برای کشورهایی که اقتصاد آن‌ها وابسته به نفت خام است، آدلمن (۱۹۸۶) در مقاله خود تحت عنوان «نرخ تنزیل کشورهای تولید کننده نفت خام»، بیان می‌کند که این کشورها به دلیل افق کوتاه[2] دارای نرخ تنزیل بالایی می‌باشند. وی دلیل عمده این بالا بودن نرخ تنزیل را، وابستگی بودجه این کشورها به نفت و ایجاد تعهد برای درآمدهای نفتی در بودجه می‌داند.

نرخ تنزیل در محاسبات این تحقیق ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است.

1. Social Discount Rate
2. Short Horizon

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۷-۴- مدل ریاضی

در صورت عقد قرارداد بیع‌متقابل با شرکت‌های بین‌المللی و در حالتی که دولت میزبان بهره‌برداری و تصمیم گیرنده نرخ تولید است، خالص ارزش حال در هر دوره با حل معادله زیر حداکثر می‌گردد: معادله (۱۲)

$$\max(NPV) = \max\{\sum_{t=j_0}^{T}[(p_t q_t - c_{wi} w_t - V.OPEX_t - F.OPEX_t) - (REM + B.Ch. + CAPEX.Rep_t)]\beta_t + RR_{T+1} pr_{T+1} \beta_{T+1}\}$$

در این معادله: j0 شروع دوره تولید از میدان، c_{wi} هزینه حفر هر حلقه چاه در دوره توسعه، w_t تعداد چاههای حفر شده، $OPEX$ هزینه عملیاتی، $CAPEX$ هزینه سرمایه ای، SFC هزینه تأسیسات سطح الارضی، pt قیمت نفت خام، Rem پاداش، B.Ch هزینه بانکی، β نرخ تنزیل، RR میزان ذخیره نفتی باقیمانده در مخزن بعد از دوره T می‌باشد.

در صورت عقد قرارداد IPC با شرکت بین‌المللی و حضور وی در مرحله بهره‌برداری، خالص ارزش حال از طریق معادله زیر حداکثر خواهد شد. معادله (۱۳)

$$\max(NPV) = \max\{\sum_{t=t_1}^{T}[(p_t q_t - c_{wd} w_t - V.OPEX_t - F.OPEX_t) - CAPEX.Rep_t - B.Ch. - FEE \times q_t]\beta_t\}$$

در این سناریو، پارامترها و متغیرها همانند الگوی بیع‌متقابل هستند فقط FEE برابر با دستمزد به ازای هر بشکه نفت خام تولیدی می‌باشد.

۷-۵- حل مدل تولید نفت از مخزن نمونه

مدل بدست آمده یک مدل برنامه‌ریزی عددصحیح مختلط غیرخطی بوده که در آن تعداد چاه‌ها صرفاً می‌تواند یک عدد صحیح باشد. جهت حل آن از نرم‌افزار ریاضی GAMS بهره گرفته می‌شود و با استفاده از حل کننده AIMMS Outer Approximation (AOA) حل می‌گردد. این حل‌کننده بصورت تکراری مدل را بصورت یک مسئله عدد صحیح مختلط خطی به همراه محدودیت‌های خطی شده و یک مسئله غیرخطی که در آن همه متغیرهای صحیح، ثابت فرض می‌شوند، حل می‌کند (روئلوفز و بیشاپ،۲۰۱۱).

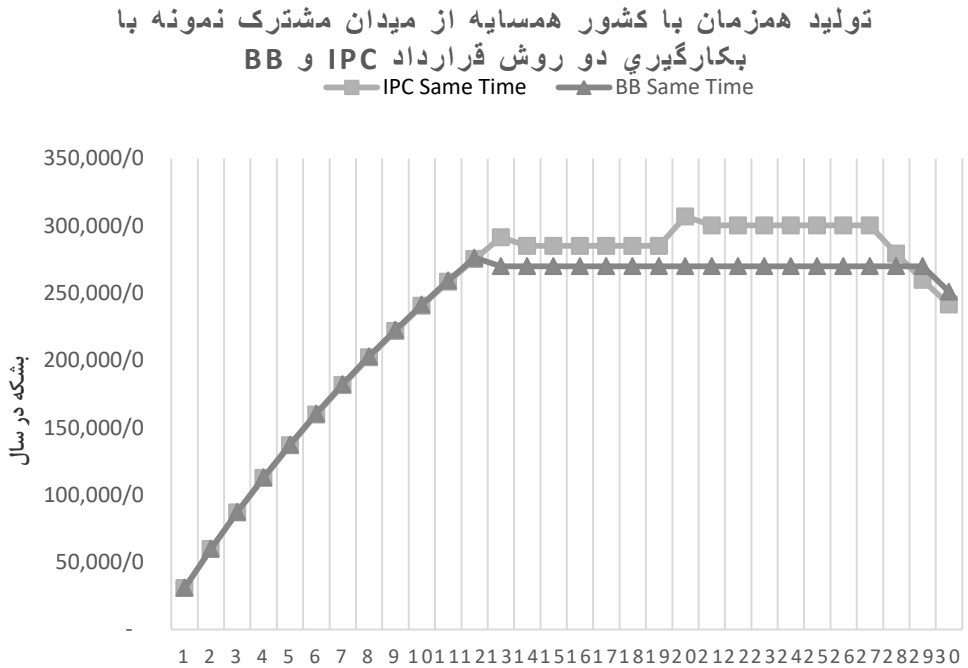
[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۸- تولید بهینه در سناریوهای مختلف

با توجه به اهمیت عامل زمان در توسعه و برداشت از میادین مشترک و رابطه آن با فشار و تابع تولید مخزن و تاثیر مستقیم آن بر روی خالص ارزش حال (NPV)، تولید بهینه در سه سناریوی؛ توسعه و برداشت همزمان با رقیب از میدان، ۱۰ سال زودتر از رقیب و پس از ۱۰ سال تاخیر، در قالب دو مدل قراردادی Buy Back و IPC برای میدان مورد مطالعه مورد بررسی قرار گرفته که در ادامه تشریح می‌گردد. شایان ذکر است که خالص ارزش فعلی برای الگوی قراردادی Buy Back از منظر دولت میزبان و خالص ارزش فعلی برای الگوی قراردادی IPC از منظر پیمانکار محاسبه شده است.

۸-۱- توسعه و برداشت همزمان با رقیب از میدان

چنانچه عملیات توسعه و برداشت از میدان مشترک همزمان با شریک میدان با دو روش قراردادی متفاوت بیع‌متقابل و IPC انجام پذیرد، نتایج حاصله در نمودار زیر نشان داده شده است.



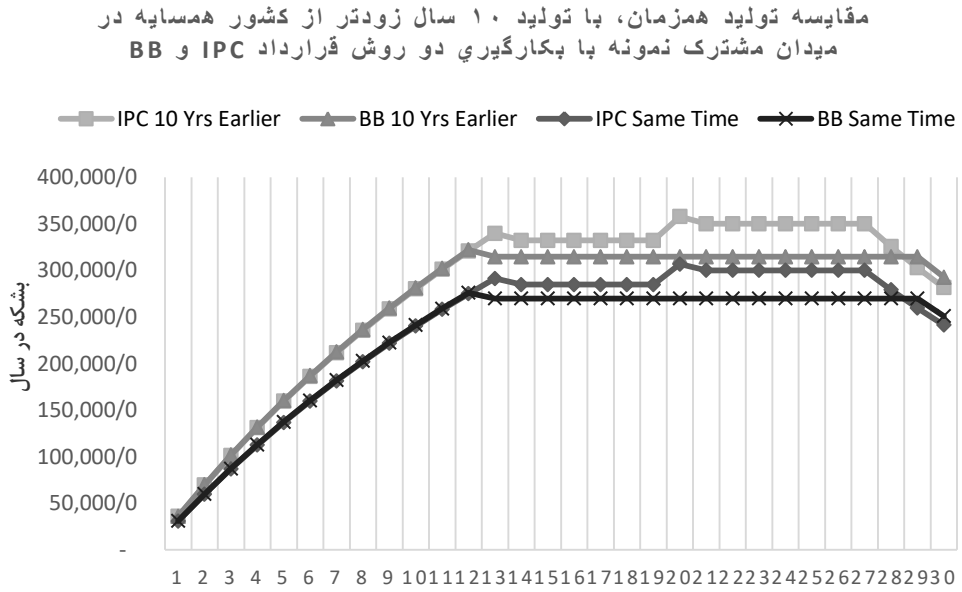
نمودار ۱. روند تولید در سناریوی تولید همزمان با رقیب از میدان مشترک، (محاسبات محقق)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

در این حالت که تولید از مخزن همزمان با رقیب انجام می‌شود، از بعد زمان برداشت از میدان، خسارتی متوجه ایران نخواهد بود. اما در این شرایط همزمانی، آنچه منافع حاصله برای دو کشور رقیب را متمایز می‌سازد، حجم سرمایه‌گذاری و تکنولوژی برداشت بوده که با نصب تاسیسات سطح‌الارضی ظرفیت بالا و حفر تعداد چاه‌های بیشتر انجام می‌گردد. در حالت تولید همزمان، خالص ارزش فعلی پروژه در قالب قرارداد بیع‌متقابل به میزان ۲۵/۱۹۹ میلیارد دلار و در قالب قرارداد IPC، ۲۶/۰۷۶ میلیارد دلار برآورد گردیده که اختلاف آنها ۸۷۷ میلیون دلار می‌باشد.

۸-۲- توسعه و برداشت ۱۰ سال زودتر از رقیب

در این سناریو چنانچه ما ۱۰ سال زودتر از رقیب، میدان مشترک را توسعه داده و برداشت نمائیم علاوه بر آنکه ۱۰ سال زودتر از رقیب از منابع میدان استخراج کرده و منافع کسب نموده ایم، عوارض تولید کمتر ناشی از افت فشار مخزن نیز بیشتر متوجه رقیب خواهد شد. در این حالت، خالص ارزش فعلی پروژه در قالب قرارداد بیع‌متقابل به میزان ۳۰/۲۲۸ میلیارد دلار و در قالب قرارداد IPC، ۳۱/۲۵۱ میلیارد دلار برآورد شده که اختلاف آنها ۱/۰۲۳ میلیارد دلار می‌باشد.

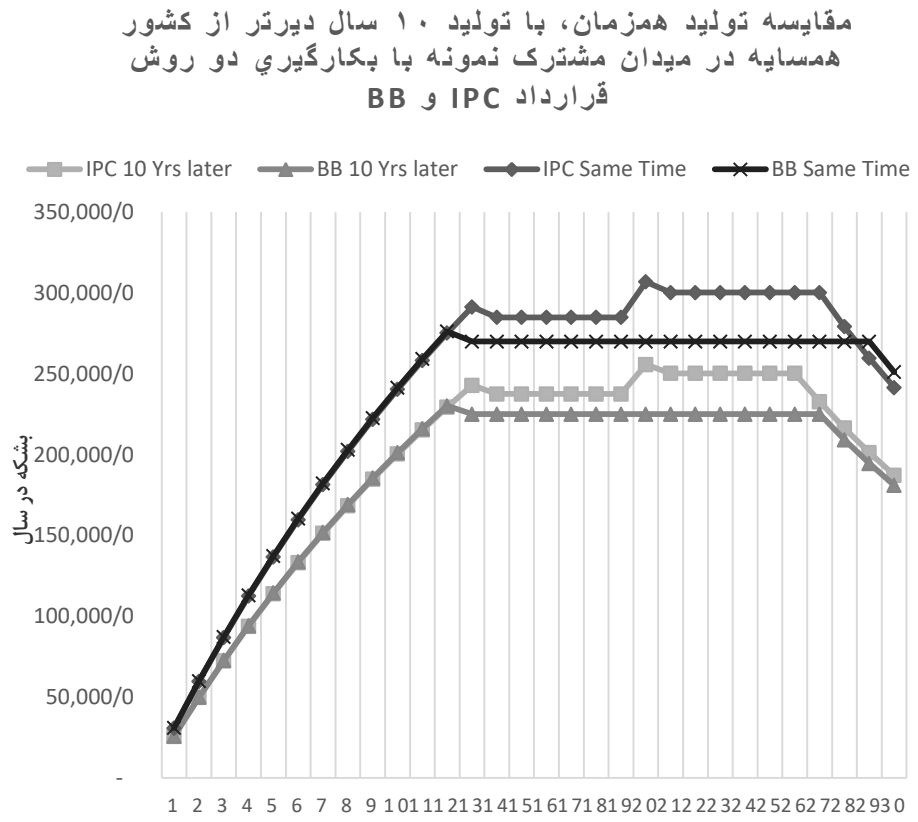


نمودار ۲. مقایسه تولید همزمان، با سناریوی تولید ۱۰ سال زودتر از رقیب، (محاسبات محقق)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۸-۳- توسعه و برداشت با ۱۰ سال تاخیر از رقیب

در این سناریو همان‌طور که نتایج حاصله در نمودار زیر نشان می‌دهد، در صورتیکه توسعه و تولید از میدان با ۱۰ سال تاخیر نسبت به رقیب صورت پذیرد، دقیقا زیان های ناشی از تاخیر که در سناریوی قبلی برای رقیب متصور بود، بر ما تحمیل خواهد شد. همچنین در این سناریو، خالص ارزش فعلی پروژه در قالب قرارداد بیع‌متقابل به میزان ۲۰/۰۸۶ میلیارد دلار و در قالب قرارداد IPC، ۲۰/۸۲۴ میلیارد دلار برآورد شده که اختلاف آنها ۷۳۸ میلیون دلار می‌باشد.



نمودار ۳. مقایسه تولید همزمان، با سناریوی تولید ۱۰ سال تاخیر از رقیب، (محاسبات محقق)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

۹- نتیجه گیری

در انتخاب نوع قراردادهای بالادستی در صنایع نفت و گاز پارامترها و معیارهای مختلفی همچون ملاحظات سیاسی، امنیتی، حقوقی، مالی و اقتصادی و ... وجود دارد که در این تحقیق با در نظر گرفتن محدودیت قانونی بکارگیری انواع قراردادهای بین المللی در کشور، دو روش بیع متقابل IPC بیشتر از منظر اقتصادی و فنی مورد بررسی قرار گرفته و تمرکز بر روی اثرات تحقیق در توسعه میادین (بالاخص میادین مشترک نفت و گاز می‌باشد)

در این تحقیق با بررسی اهمیت عامل زمان در شروع عملیات توسعه و بهر برداری در میادین مشترک، سناریوهای تولید با تاخیر و زودتر از رقیب، با تولید همزمان با رقیب مورد بررسی و مقایسه قرار گرفت که نتایج حاصله نشان می‌دهد در رژیم قراردادی کوتاه مدت بیع‌متقابل که بهره‌برداری و کنترل تولید از میدان در اختیار کشور میزبان می‌باشد، او در این حالت خالص ارزش حال را در طول عمر میدان حداکثر می‌کند و سعی ندارد به یکباره با حداکثر ظرفیت ممکن از مخزن تولید نماید. اما در رژیم قراردادی بلند مدت IPC، سرمایه‌گذار خارجی بدنبال کسب سود بیشتر - ناشی از افزایش نرخ دستمزد که از افزایش تولید برای او حاصل می‌گردد - تمایل دارد از همان ابتدا با سرمایه‌گذاری بیشتر و بکارگیری تکنولوژی روز، با بالاترین ظرفیت از میدان تولید نموده و خالص ارزش حال خود را حداکثر نماید. که این موضوع برای میادین مشترک دقیقا نقطه اشتراک شرکت بین‌المللی و کشور میزبان بوده و اهداف آنها هم راستای هم می‌باشد زیرا در میادین مشترک، رقبا (مالکین میدان مشترک) با هدف کسب بالاترین منافع از مخزن مشترک و پیشی گرفتن از رقیب خود، از ابتدا به دنبال تولید با حداکثر ظرفیت می‌باشند. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت در میادین مشترک خالص ارزش حال کشور میزبان نیز از همان ابتدای دوره با میزان تولید بیشتر حداکثر می‌گردد. ضمنا در هر سه سناریوی تحقیق، میزان تولید بهینه از میدان و خالص ارزش حال با بکارگیری روش IPC، بیشتر از روش بیع‌متقابل برآورد گردیده است.

بنابراین صرفنظر از تحریم‌های حاکم بر کشور با توجه به اینکه بخشی زیادی از منابع نفت و گاز ایران در مرزهای خشکی و دریایی با کشورهای همسایه مشترک می‌باشد و در حال حاضر این کشورها تلاش دارند به شیوه‌های مختلف و با ایجاد عوامل

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

انگیزشی، شرکتهای بین‌المللی نفتی را جذب و میادین خود را توسعه و بهره‌برداری نمایند که اگر تحرک هم‌وزن و متناسبی در این رابطه از سوی کشور ما وجود نداشته باشد این مسئله تهدید بزرگی برای ایران خواهد بود و به تبع آن منافع ما از دست خواهد رفت.

۱۰- پیشنهادها

با عنایت به مطالعات انجام شده و یافته‌های تحقیق، صرفنظر از تحریم‌های حاکم بر کشور پیشنهادهای زیر ارائه میگردد:

۱- توسعه و بهره برداری از میادین مشترک در قالب قرارداد برداشت مشترک با شریک میدان[۱] (سوابق موجود نشان می‌دهد در هیچ یک از میادین مشترک نفت و گاز ایران تا کنون در این قالب، میدانی توسعه نیافته است.)

۲- بررسی عوامل بازدارنده در توسعه میادین نفت و گاز کشور (با فرض عامل سیاسی بعنوان مهمترین عامل بازدارنده)

۱. در بخش ۴ این مقاله شیوه توسعه و تولید از میادین مشترک در کشورهای نفتخیز در قالب قرارداد برداشت مشترک بین شرکای میدان تشریح گردیده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

منابع

- امامی میبدی، علی و داشاب، مهریار و همکاران، (۱۴۰۰)، بررسی مقایسه‌ای نظام مالی قراردادهای خدماتی در صنعت نفت ایران و عراق از منظر امکان شناسایی ذخایر نفتی، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال هفدهم، شماره ۶۹، تابستان ۱۴۰۰، صفحات ۱۵۱-۱۹۶
- بهادری، شیرکو، (۱۳۹۵)، تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت خام: مطالعه موردی کشورهای ایران و عربستان سعودی، رساله دکتری، دانشگاه علامه طباطبائی
- بهمنی، مجتبی، (۱۳۹۵)، «اقتصاد انرژی مفاهیم، دیدگاه ها، بازارها وحاکمیت»، چاپ اول، تهران،الغدیر، صفحات ۳۱۵-۳۰۷
- درخشان، مسعود، (۱۳۹۲)، ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، فصلنامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم شماره (۹)، صفحات ۱۱۳-۵۳
- راسخی لنگرودی، احمد، (۱۳۸۵)، موج نفت: تاریخ نفت ایران از امتیاز تا قرارداد، انتشارات اطلاعات، تهران، صفحات ۴۱-۳۷
- زهدی، مسعود، (۱۳۸۷)، «روشهای مالی و حسابداری در قراردادهای بیع‌متقابل»،(۱۳۸۷، جلد۱)، (۱۳۸۸، جلد۲)، (۱۳۸۸، جلد۳)، تهران، نویسندگان نیلوفر
- شرکت مهندسی و توسعه نفت، (۱۴۰۰)، برگرفته از وب سایت:
https://pedec.ir/detail=70
- شکوهی، محمد رضا و همکاران، (۱۳۹۵)، مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع‌متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال پنجم، شماره ۲۰، پاییز ۱۳۹۵، صفحات ۱۱۳-۷۹
- عسگری، محمد مهدی و صادقی شاهدانی، مهدی و همکاران، (۱۳۹۷)، تحلیل حساسیت متغیرهای اصلی جریان نقدی در قرارداد IPC و مقایسه آن با قرارداد بیع متقابل مطالعه موردی: میدان دارخوین، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال هشتم، شماره ۲۹، (زمستان ۱۳۹۷)، صفحات ۱۹۳-۱۷۱

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

- فرخی، علی و عباییان، مهراس(۱۳۹۷)، مطالعهٔ مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید (IPC) و بیع‌متقابل نمونهٔ موردی میدان نفتی در بلوک اناران، نشریه مطالعات راهبردی سیاستگذاری عمومی، دوره ۸, شماره ۲۷, صفحات ۱۰۸-۸۹
- قربانی پاشاکلایی، وحید و همکاران (۱۳۹۳)، الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل بهینه – مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال چهارم، شماره ۱۳، زمستان ۹۳، صفحات ۲۲۰-۱۹۱
- مجلس شورای اسلامی، ۱۳۸۷، «لوح حق (مجموعه قوانین و مقررات کشور)»،تهران، مرکز پژوهشها، معاونت پژوهشی، دفتر فناوریهای نوین
- محمودی، محمد، (۱۳۸۹)، «بررسی آثار اقتصادی قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در صنایع نفت و گاز ایران»، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد تهران مرکزی
- مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، (۱۳۹۵)، «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز»، برگرفته از وب سایت:
http://rc.majlis.ir/fa/law/show/982405
- مصطفوی، محمد و محمدی، شاپور و همکاران (۱۴۰۰)، تجزیه و تحلیل ریسک در قراردادهای نفتی ایران از منظر سرمایه گذاری در بالادستی، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال هفدهم، شماره ۶۸، بهار ۱۴۰۰، صفحات ۱۰۵-۶۷
- نوری، جعفر و خوش چهره، فاطمه، (۱۳۹۵)، موانع و راهکارهای بهره‌برداری از میادین مشترک نفت و گاز ایران، مطالعات حقوق انرژی، دوره ۲، شماره ۲، پاییز وزمستان ۱۳۹۵، صفحات ۳۴۶-۳۲۵
- وزارت نفت، (۱۴۰۰)، برگرفته از وب سایت:
https://www.mop.ir/portal/home/news
- Adelman, M.A. (1986) “Oil producing countries’ discount rate. ” Resource Energy. 309-329
- Brexendorff, A.; & Ule, C. (2007). Investing in the Iranian Oil & Gas Industry: From a Business and Legal Perspective. Bharat Book Bureau
- Dake, L. (1978). Fundementals of Reservoir Engineering. Amsterdam, Netherlands: Elsevier Scientific Publishing Company.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

- Energy information Administration. (1996). Oil Production Capacity Expansion Costs For The Persian Gulf. Washington, D.C., USA.
- Energy Information Administration. (2015). Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled. Retrieved from http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_wellcost_s1_a.htm
- Mohaddes, Kamiar, (2013), Econometric Modelling of word Oil supplies: Terminal Price and the Time to
- Roelofs, M., Bisschop, J. (2011). AIMMS: The User's Guide. Paragon Decision Technology, Haarlem, Netherlands.
- Schols, R. S. "An empirical formula for the critical oil production rate." Erdoel Erdgas 1.88 (1972): 6-11.
- Natural Resources Forum. Vol. 30. No. 3. BLACKWELL PUBLISHERS. Hoboken, New Jersey, USA.
- Spivey, J. P., & Lee, J. W. (2013). Applied Well Test Interpretation (Vol. 13). Society of Petrolum Engineers. Texas, USA.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]

Study of Time Factor in the Development of Joint Fields in the Form of Buy Back and IPC Contracts Study of Yadavaran Oil Industry

Mohammad Mahmoudi [1]
PhD student in Oil and Gas Economics, majoring in oil law and contracts, Department of Economics, Central Tehran Branch, Islamic Azad University, Theran - Iran, mahmoodi3686@yahoo.com

Ali Asghar Ismail Nia Ketabi
Assistant Professor Department of Economics, Central Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran - Iran, aeketabi@gmail.com

Houshang Momeni Vesalian
Assistant Professor Department of Economics, Central Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran - Iran, hooshang.momeni@gmail.com

Marjan Damankeshideh
Assistant Professor Department of Economics, Central Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran - Iran, m.damankeshideh@yahoo.com

Received: 2022/3/14 Accepted: 2021/07/02

Abstract

In this paper, regardless of the sanctions in the country, by examining the importance of time factor in starting development and harvesting operations from the common sample field, optimal production is estimated based on reservoir engineering equations and using Darcy equation and compressibility equation and solving mathematical model (maximizing NPV), three scenarios of cogeneration, earlier and later than the competitor in the form of two reciprocal contract methods and IPC have been examined and compared. The results show that in the cogeneration scenario, our country will not be harmed. But what distinguishes the benefits for the two rival countries is the volume of investment and harvesting technology, which is done by installing high-capacity surface facilities and digging more wells. In the second scenario, in addition to extracting from the field resources 10 years earlier and gaining benefits, the less production effects of the reservoir pressure drop are more noticeable to the competitor, and in the third scenario, the opposite will be true. Also, in all three scenarios, the estimation of the optimal output from the field and the net present value using the IPC method is more than the reciprocal method.

JEL Classification: Q38, Q35, K12.

Keywords: Oil and Gas Fields, Net Present Value, Mutual Sale Agreements, Iran Oil Contracts (IPC).

1. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-05-27]