فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هجدهم / شماره ۷۶/ بهار ۱۴۰۲ / صفحات ۵۶-۲۹

تأثیر مؤلفه‌های اقتصادی قراردادهای IPC و PSC بر تولید و سود انباشتی میدان مشترک نفتی فروزان[۱]

هادی طالبیان مقدم [۲]
دکترای مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز، گروه مدیریت مالی و بیمه، دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران، htmoghaddam@yahoo.com

سعید شیرکوند
استادیار مدیریت مالی و بیمه، دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران، shirkavnd@ut.ac.ir

رضا دهقان
معاون امور توسعه و مهندسی شرکت ملی نفت ایران، rdehghan@nioc.ir

شاپور محمدی
دانشیار مدیریت مالی و بیمه، دانشکده مدیریت دانشگاه تهران، shmohmad@ut.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۶/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۱۰/۲۰

چکیده

در این پژوهش با استفاده از رویکرد برنامه‌ریزی پویای تصادفی، مؤلفه‌های قراردادی برای دو قراردادIPC وPSC[۳] معرفی و در ساختار مدل برای یک دوره بیست‌ساله با قیمت نفت تصادفی منظور گردید. همچنین مدلسازی بر اساس پارامترهای میدان‌نفتی فروزان دیگر نوآوری این کار است. نتایج در خصوص قرارداد IPC نشان می‌دهد که از بین مولفه‌های اقتصادی قرارداد شامل تغییر در نرخ دستمزد، دوره تقسیط و سقف بازپرداخت‌هزینه‌های پیمانکار؛ کاهش سقف بازپرداخت‌هزینه‌ها از ۵۰ به۳۰ درصد، منجر به افزایش در تولید انباشتی می‌شود. این موضوع به‌مفهوم تولید تا سرحد نزدیک‌شدن به پوشش هزینه‌ها در رژیم داشتن سقف بازپرداخت هزینه‌های پایین می‌باشد. به‌بیانی تغییر در سقف بازپرداخت هزینه را می‌توان مهم‌ترین عامل‌موثر در تولید انباشتی میدان دانست اما این عامل سود انباشتی را تا حدی می‌کاهد که می‌توان آن را به‌دلیل افزایش هزینه‌های تولید انباشتی دانست که منجر به سود انباشتی کم‌تر و به مفهوم ناهم‌سویی سود انباشتی و تولید انباشتی در این قرارداد است. با توجه به نتایج حاصله در مقاله، کاهش سقف بازپرداخت در قرارداد IPC موجب افزایش تولید انباشتی نشده است و بهترین حالت تقسیط به ۵

---

۱. این مقاله مستخرج از رساله دکتری هادی طالبیان مقدم با عنوان «ارائه مدل بهینه قراردادی با تمرکز بر بهینه‌سازی پویا مولفه‌های اقتصادی قراردادها (رویکرد مقایسه‌ای قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران) مطالعه موردی مخازن فروزان و آزادگان جنوبی» می‌باشد.

۲. نویسنده مسئول

۳. از آن‌جا که قرارداد نفتی ایران (IPC) نسلی جدید از قراردادهای ارائه خدمات نفتی است و قرارداد مشارکت‌درتولید (PSC) نیز مدل قراردادی متداول و رایجی در جهان برای سرمایه‌گذاری، توسعه، تولید و بهره‌برداری میادین نفتی می‌باشد؛ لذا تمرکز این مقاله بر این دو مدل قراردادی می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

قسط برای تولید انباشتی میباشد. در خصوص تاثیر مولفه‌های اقتصادی قرارداد PSC که شامل تغییر در نرخ بهره مالکانه، سهم‌دولت در نفت‌فایده و سقف بازپرداخت‌هزینه‌های پیمانکار می‌باشد، طبق نتایج اجرای مدل، کاهش سهم‌دولت در نفت‌فایده از ۵۰ به ۳۰ درصد منجر به افزایش تولید انباشتی گردید. با این‌حال بالابردن سقف بازپرداخت‌هزینه برای این مدل قرارداد به ۸۰ درصد باعث شد که تولید انباشتی به کمینه میزان در بین سناریوهای دیگر و در نتیجه آن کاهش سود انباشتی طی دوره منجر شود. یعنی افزایش سقف بازپرداخت‌هزینه به ۸۰ درصد توجیه اقتصادی ندارد. همچنین افزایش نرخ بهره مالکانه به ۲۰ درصد گرچه منجر به کاهش تولید نسبت به سناریوی مرجع می‌شود اما بیشینه سود انباشتی را نسبت به سایر سناریوها نصیب دولت خواهد کرد. همچنین افزایش سهم‌دولت در نفت‌فایده به ۸۰ درصد و نیز کاهش سقف بازپرداخت‌هزینه از ۵۰ به ۳۰ درصد، کمینه اثر کاهشی را بر تولید انباشتی در قرارداد داشته است. در قرارداد PSA نیز نتایج نشان میدهد افزایش سهم دولت در نفت فایده و افزایش سقف بازپرداخت هزینه بیشترین اثر کاهشی در تولید انباشتی را دارد. ضمنا نکته مهم آن است که الزاما سودانباشتی و تولیدانباشتی در قراردادهای مختلف هم‌سو نیستند و به نوعی یک ناسازگاری بین منافع دولت و پیمانکاران ایجاد می‌شود.

طبقه‌بندی JEL: K32, P28, P4, P52, Q4
کلیدواژه‌ها: IPC، PSC برنامه‌ریزی پویای تصادفی، نفت فایده(Profit Oil)، نفت هزینه(Cost Oil).

۱- مقدمه

توسعه میادین مشترک و اولویت‌دار کشور از مهم‌ترین دغدغه‌های وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران می‌باشد. در این راستا، شرکت ملی نفت ایران اقدامات مختلفی داشته و دارد تا بتواند به این هدف مهم نائل آید. یکی از این اقدامات، طراحی الگوی جدید قراردادهای بالادستی می‌باشد که هم اکنون نهایی و عملیاتی شده است. اما تغییر قالب قرارداد از بیع‌متقابل به الگوی جدید قراردادی، تنها یکی از ابعاد و الزامات توسعه بخش بالادست کشور می‌باشد. با توجه به شرایط هر کدام از میادین نفتی کشور که دارای رفتار و اقتضائات خاص و متفاوت از یکدیگر می‌باشند، می‌باید توسعه میادین نفتی از طریق قرارداد مشارکت در تولید به‌ویژه برای میادین مشترک، که قانون و روش خاص خود را می‌طلبد، نیز بررسی شود تا شرایط بهینه‌تری برای کشور و شرکت شرکت بین‌المللی نفتی به منظور سرمایه‌گذاری ایجاد گردد. نخستین و مهم‌ترین مطلب وجود تحریم‌های گسترده علیه ج.ا.ا. و جذابیت اندک سرمایه‌گذاری خارجی درکشور می‌باشد. لذا به جهت جذب سرمایه‌گذاری خارجی باید شرایطی را ایجاد کرد که سرمایه‌گذاری برای پیمانکار

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

خارجی جذابیت کافی داشته باشد[۱] و هزینه فرصت شرکت بین‌المللی نفتی را کاهش دهد. عامل دیگر برای بررسی و مقایسه قراردادهای مشارکت در تولید در فازهای پیش روی توسعه میادین کشور؛ به‌دلیل استفاده از این قرارداد در غالب کشورها می‌باشد که ضمن داشتن جذابیت و آشنایی کافی از حیث ادبیات رایج جهانی برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی، منافع کشور میزبان را نیز جلب می‌کند. لذا در این مقاله پس از مرور پیشینه تحقیق در زمینه مدل‌سازی طرف عرضه و رژیم‌های مالی نفت و گاز، معادلات مدل برای دو نوع قرارداد نفتی ایران(IPC) و مشارکت در تولید(PSC) را تصریح می‌کنیم. پس از آن با استفاده از داده‌های مربوط به میدان مشترک نفتی فروزان مدل اجرا و نتایج آن مورد تحلیل و بررسی قرار می‌گیرد. به بیان دیگر در این پژوهش به دنبال پاسخ به دو سؤال اصلی هستیم، این دو سؤال عبارتند از: ۱) کدام‌یک از مولفه‌های قرارداد مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران؛ تاثیر بیشتری بر تغییرات تولید بهینه دارد؟ و ۲) آثار هر یک از مولفه‌های اقتصادی قرارداد بر تولید بهینه چگونه است؟ لازم به ذکر است دادگان مربوط به میدان‌های مذکور با توجه به اطلاعات موجود در برخی مقالات و دسترسی نویسندگان این مقاله به نویسندگان کارهای قبلی داخلی گردآوری گردید.

۲- پیشینه پژوهش

پژوهش‌های خارجی انجام شده عبارتند از:

یی و همکاران[۲] (۲۰۱۹) در پژوهشی با عنوان «رژیم مالی جدید نفتی اندونزی: تغییرات مالی، تاثیرات و روند آینده» به بررسی شرایط مالی نفت تحت شرایط مالی جدید و مقایسه دو نوع قرارداد در سناریوهای مختلف پرداختند. این مطالعه برای شرکت ملی نفت اندونزی انجام شده است. در حالت‌های مختلف هزینه‌ای نتایج متفاوتی به‌دست آمد. با فرض کم بودن هزینه، جریان خالص نقدی پیمانکار در حالت قرارداد PSC با شرایط جدید بالاتر از جریان نقدی خالص در قرارداد PSC استاندارد است. بنابراین استراتژی کم هزینه برای شرکت نفت ضروری است تا سود خود را براساس PSC جدید حفظ کند.

---

۱. مصطفوی، محمد و همکاران (۱۴۰۰)

2. Yi et al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

دیئوف و لاپورته[1] (۲۰۱۸) در مقاله‌ای تحت عنوان "قراردادهای نفتی و دولت: مسائل مربوط به سنگال و کشورهای در حال توسعه" به تجزیه و تحلیل رژیم مالیات نفتی سنگال بر اساس تقسیم درآمد نفت بین دولت و شرکت‌های عامل براساس دو نوع قرارداد: یک قرارداد اعطای امتیاز و یک قرارداد مشارکت در تولید پرداخته‌اند. نتایج نشان داد صرف‌نظر از قرارداد، میانگین نرخ مالیات مؤثر در سنگال در مقایسه با سایر کشورهای تولیدکننده آفریقا پایین است و رژیم مالیات دارای رکود است. قوانین مالیاتی که قرارداد تقسیم تولید را مشخص می‌کند باید با ترکیب ماهرانه مالیات‌های مبتنی بر درآمد و مالیات‌های مبتنی بر تولید برقرار شود تا یک سیستم مالیاتی مترقی ایجاد شده و پاداش مناسب برای هردو طرف، دولت و سرمایه‌گذار تعریف شود.

رضوان اغلو[2] (۲۰۱۶) در مقاله‌ای با عنوان «تولید پویا بهینه از یک میدان نفتی بزرگ در عربستان سعودی» به گسترش مطالعه گائو و همکاران[3] (۲۰۰۹) در زمینه تولید بهینه از بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان، یعنی قوار عربستان پرداخته است که با استفاده از الگوی مهندسی استخراج نفت، تولید پویای حداکثر سود را مدل می‌کند. این مطالعه دانش و بینش کاملی را در مورد آینده فرض می‌کند. با این حال، تصمیم تولید ممکن است که نه مبتنی بر سناریوهای مختلف بلکه براساس انتظارات متفاوتی در مورد آینده باشد. بنابراین، رضوان اغلو این مدل را با ترکیب عدم اطمینان ناشی از ورود تصادفی یک فناوری جدید پشتیبان که امکان تولید یک جایگزین مناسب برای نفت را فراهم می‌کند، گسترش داده است.

گرینر و همکاران[4] (۲۰۱۲) در مطالعه‌ای نرخ بهینه استخراج نفت با عنوان "یک مدل اقتصادی اکتشاف نفت و استخراج نفت"را محاسبه کردند. بر اساس نتایج این مقاله، در شرایط بهینه مسیر قیمت نفت به‌صورت U شکل و نرخ استخراج نفت نیز U معکوس است. تابع قیمت واقعی نفت بین سال‌های ۱۸۶۱ تا ۲۰۰۷ به‌صورت U شکل بوده است. با استفاده از روش SP-Line تابع قیمت نفت در سال‌های فوق‌الذکر برآورد می‌شود. این تابع نشان می‌دهد که بین سال‌های ۱۸۶۱ تا ۱۹۵۰ قیمت واقعی نفت

1. Diouf & Laporte
2. Rizvanoghlu et al
3. Gao et al
4. Greiner et al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

نزولی و پس از آن قیمت واقعی نفت صعودی بوده است. تابع تولید و اکتشاف نفت نیز در سطح جهان به‌صورت U معکوس است.

ژائو و همکاران[1] (۲۰۱۲) در مقاله‌ای با عنوان «مدل‌سازی نرخ تولید بهینه با اثرات قرارداد برای پروژه‌های توسعه نفت بین‌المللی» یک مدل کنترل بهینه برای ارزیابی آثار مؤلفه‌های اقتصادی رژیم‌های مالی نفت و گاز بر تولید نفت طراحی کرده‌اند. بر اساس این مقاله، عوامل مؤثر بر تولید بهینه عبارتند از: شرایط زمین‌شناسی میدان، عوامل فناورانه و رژیم‌های مالی. بر اساس نتایج مقاله، تغییرات دریافتی دولت بر مقدار بهینه نرخ تخلیه میدان را تغییر می‌دهد، اما نوسانات قیمت نفت تأثیری بر مقدار بهینه استخراج ندارد.

پژوهش‌های داخلی انجام شده عبارتند از:

خورسندی و همکاران (۱۳۹۷) در پژوهشی تحت عنوان "محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیع متقابل" مدل مالی مشارکت در تولید مرسوم در کشور آذربایجان را در میدان نفتی درود شبیه‌سازی نموده و پس از تبیین مسأله بهینه‌سازی، مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد را برآورد و با تولید قراردادیِ قرارداد بیع‌متقابل منعقد شده در آن میدان نفتی مقایسه کردند. نتایج نشان می‌دهد: که مسیر تولید قراردادی مندرج در قرارداد بیع‌متقابل، منعقد شده در میدان نفتی درود، بالاتر از مسیر بهینه تولید مد نظر هر دو طرف قرارداد مشارکت در تولید بوده و از طرفی دیگر میزان تزریق گاز سالیانه که در قرارداد بیع‌متقابل میدان نفتی درود مصوب گردیده کمتر از میزان مطلوب شرکت جوینت ونچر در حالت قرارداد مشارکت در تولید آذربایجان می‌باشد و این مسأله حاکی از نزدیک‌تر بودن قرارداد مشارکت در تولید به تولیدِ صیانتی در مقایسه با قرارداد بیع‌متقابل، می‌باشد. ضمناً اتکا به یک شاخص ارزیابی برای ارزیابی یا مقایسه قراردادها می‌تواند گمراه‌کننده باشد.

دیباوند و دیگران (۱۳۹۷) در پژوهشی تحت عنوان «مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع‌متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی» تفاوت‌های بین قراردادهای IPC و بیع‌متقابل مذکور را مورد بررسی قرار داده

1. Zhao et al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

اند. این پژوهش از طریق شبیه‌سازی مالی دو مدل قراردادی و مقایسه خروجی‌های آن انجام شده است. نتایج نشان می‌دهد عایدی دولت در مدل بیع‌متقابل در طول دوره برداشت در مقادیر جاری و تنزیل‌شده بیش از مدل جدید قراردادی است. اما اگر در مدل بیع‌متقابل، همزمان با تسویه کامل پیمانکار، افت تولید سالانه بیش از ۳٪ از میدان آغاز گردد، آنگاه انتخاب مدل جدید قراردادی از منظر ایجاد منافع مالی برای دولت نسبت به بیع‌متقابل ارجحیت پیدا می‌کند. همچنین امامی میبدی و همکاران (۱۳۹۶) نیز در پژوهشی به بررسی نظام مالی دو قرارداد فوق‌الاشاره پرداخته‌اند.

صاحب‌هنر و دیگران (۱۳۹۶) در مقاله خود با عنوان «ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین» بررسی مؤلفه‌های اقتصادی رژیم مالی قراردادهای نفتی ایران (IPC) به شبیه‌سازی مالی این قراردادها پرداخته‌اند. مهم‌ترین مؤلفه‌های مالی قراردادهای جدید عبارتند از: هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی، هزینه بانکی، دستمزد، سقف بازپرداخت، دوره بازپرداخت و بررسی مالی و اقتصادی مدل مالی قرارداد حاکی از وجود برخی نقاط ضعف و قوت در قرارداد است. مهم‌ترین خروجی مدل این است که سهم پیمانکار بسیار اندک است (حدود ۳ درصد در حالت تنزیل‌شده) و نرخ بازده داخلی پیمانکار همزمان با افزایش قیمت نفت از میزان مشخصی ۱۴/۶ درصد نمی‌تواند فراتر برود که بیانگر حفظ ماهیت خدماتی قرارداد است. همچنین بر اساس نتایج به‌دست آمده، نرخ دستمزد مهم‌ترین عاملی است که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت سرمایه در اختیار سرمایه‌گذار است. از دیگر مواردی که باید مورد توجه قرار گیرد، نحوه انتخاب بازه‌های تغییر عامل R و نرخ دستمزد است که باید به دقت و بر اساس مدل شبیه‌سازی مالی انتخاب شود. رژیم مالی قرارداد در سطوح قیمتی پایین‌تر از ۵۰ دلار کاهنده و در سطوح بالاتر فزاینده است، اما میزان مطلق سودآوری پیمانکار در سطوح قیمتی بالاتر ثابت است که این مسیله از جذابیت قرارداد می‌کاهد.

محمدی و معتمدی (۱۳۸۸) در مقاله‌ای با عنوان «بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی)» با استفاده از مدل گائو و همکاران (۲۰۰۴) مسیر بهینه تولید را در چارچوب یک مدل معین برنامه‌ریزی پویا استخراج نموده و با تولید نفت از این میدان طی سال‌های ۱۳۶۵-۱۳۴۲ مقایسه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

نموده است. نتایج بررسی حاکی است، صرف‌نظر از تفاوت در سناریوها به لحاظ نرخ تنزیل یا دوره برنامه‌ریزی، مسیرهای بهینه تولید نفت و تزریق گاز فاصله قابل توجهی با مقادیر تحقق یافته دارد.

نوآوری این مقاله در این است که در این مقاله با استفاده از رویکرد برنامه‌ریزی پویای تصادفی، مؤلفه‌های قراردادی برای دو قرارداد IPC و PSC [۱] معرفی و در ساختار مدل برای یک دوره بیست‌ساله منظور گردید که در هیچ یک از پژوهش‌های داخلی و یا خارجی تا کنون چنین کاری انجام نشده است. ضمنا در این مقاله قیمت نفت و تغییرات آن به صورت متغیری تصادفی در نظر گرفته شده است. همچنین مدل سازی بر اساس پارامترهای میدان‌نفتی فروزان که از میادین مشترک نفتی ایران با عربستان و یکی از میادین با اهمیت در خصوص قیمت‌گذاری که مشخصات نفت آن از جمله نفت‌های مرجع ایران برای فروش و صادرات می‌باشد، دیگر نوآوری این کار است.

۳- تصریح مدل

در این قسمت مدل بهینه‌سازی پویای تصادفی برای چارچوب قراردادهای نفتی ایران (IPC) و مشارکت در تولید(PSC) تصریح می‌شود.

الف) مسیر بهینه تولید در چارچوب قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)

بهینه‌سازی مسیر تولید در چارچوب قراردادهای نفتی به دلیل اضافه شدن پارامترهای مالی مختلف و بعضا پیچیده، بسیار دشوارتر از بهینه‌سازی مسیر خنثی در حالت نبود قرارداد است. در این قسمت، بر اساس چارچوب رژیم مالی قراردادهای IPC، تصریح مدل مربوط به مسیر بهینه تولید در چارچوب این قراردادها ارائه می‌گردد. به همین منظور، ابتدا متغیرهای به کار رفته، در جدول زیر توضیح داده شده است.

۱. از آن‌جا که قرارداد نفتی ایران (IPC) نسلی جدید از قراردادهای ارائه خدمات نفتی است و قرارداد مشارکت‌درتولید (PSC) نیز مدل قراردادی متداول و رایجی در جهان برای سرمایه‌گذاری، توسعه، تولید و بهره‌برداری میادین نفتی می‌باشد؛ لذا تمرکز این مقاله بر این دو مدل قراردادی می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

جدول ۱. تعریف متغیرهای به‌کار رفته در مدل قراردادهای نفتی ایران (IPC)

متغیر	شرح	متغیر	شرح
Y_t^{HG}	عایدی دولت در سال t	S_t	ذخیره باقی‌مانده در سال t
P_t	متوسط قیمت در سال t	SR_t	میزان بازیافت ثانویه در سال t
Q_t	تولید در سال t	inj_t	میزان تزریق گاز/آب
ϕ_t	میزان دستمزد بهره‌بردار در سال t که تابعی از قیمت، تولید، عامل R و نوع میدان است.	Y_t^{FOC}	عایدی شرکت خارجی (بهره‌بردار) در سال t
R_t	عامل R که برابر است با مجموع عایدی انباشتی پیمانکار از ابتدا تا پایان دوره قبل نسبت به مجموع هزینه‌های پرداخت شده توسط بهره‌بردار در دوره مشابه	β	عامل تنزیل
A	نوع میدان (میزان ریسک، منطقه عملیاتی، مستقل یا مشترک بودن)	η	نسبت ازدیاد برداشت به گاز تزریقی
DCC	مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم انجام شده در دوره توسعه که به صورت داده شده مفروض است.	q_{max}	حداکثر تولید ممکن در هر دوره
τ	طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه های سرمایه‌ای مستقیم که بین ۷-۵ سال عنوان شده است.	AP_t	مبلغ پرداخت واقعی به شرکت خارجی در سال t
IDC	هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم	μ	سقف بازپرداخت از محل درآمد میدان در هر دوره
CoM_t	هزینه بانکی که به مطالبات دوره قبل تعلق می‌گیرد.	$LIBOR$	London Interbank Offered Rate
CF_t	میزان مطالبات بهره‌بردار که به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده به دوره بعد منتقل می‌گردد. (Carry forward)	prm	مازاد نرخ بهره نسبت به لایبور (۱٪ در IPC)
sp	سهم شرکت داخلی از پاداش پروژه[۱]	AC_t	مجموع هزینه‌های صورت‌گرفته از ابتدا تا سال t ام
		OPX_t	هزینه‌های عملیاتی در سال t ام

۱. از آن‌جا که هنوز نحوه مشارکت شرکت داخلی در قراردادهای IPC مبهم است می‌توان برای دو سناریو مدل را اجرا نمود. در سناریو اول فرض بر آن خواهد بود که مشارکت مذکور تأثیری بر ترتیبات مالی قرارداد نداشته و تنها از نوع عملیاتی باشد. در سناریو دوم فرض بر آن خواهد بود که مشارکت از نوع UJV (Unincorporated Joint Venture) است که در صنعت نفت متداول بوده و در اینجا با فرم free participation می‌باشد. به گونه‌ای که شرکت داخلی در پرداخت هزینه‌ها هیچ مشارکتی نداشته و فقط در پاداش شریک است. نوع دیگر مشارکت، مشارکت به صورت سهامدار بودن در شرکت بهره‌بردار است که بیشتر در صنعت معدن کاربرد دارد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

قبل از بیان تابع هدف و قیود پیش‌روی بهره‌بردار لازم است نحوه تقسیم عواید میدان میان طرفین (دولت میزبان HG و شرکت خارجی FOC) تشریح گردد. در قراردادهای IPC تقسیم عواید حاصل از اجرای پروژه در دوره بهره‌برداری به صورت زیر است:

(۱)

$$Y_t^{HG} = P_t Q_t - \left[(1-sp)\phi_t\left(P_t.\,Q_t.\,R_t\right) + \frac{DCC}{\tau} * s + IDC_t + CoM_t + OPX_t - CF_t\right]$$

$$;\, s = \begin{cases} 1 & if\ t < \tau \\ 0 & otherwise \end{cases}$$

$$Y_t^{FOC} = (1-sp)\phi_t\left(P_t.\,Q_t.\,R_t\right) - CF_t$$

در واقع همان‌طور که ملاحظه می‌گردد، با کسر بازپرداخت دستمزد و هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار (هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیر مستقیم، هزینه‌های بانکی و هزینه‌های عملیاتی، از درآمد ناخالص میدان، عایدی دولت از محل میدان در چارچوب قرارداد مشخص می‌گردد. در هر دوره زمانی، ممکن است بخشی از مطالبات پیمانکار به دلیل سقف ۵۰ درصدی ذکر شده در قرارداد، معوق گردد و به پرداخت آن به دوره بعد موکول گردد، لذا از مجموع مطالبات پیمانکار قابل پرداخت در هر دوره که در بالا اشاره شد، میزان معوقات منتقل شده به دوره بعد (CF) کسر خواهد شد.

درآمد خالص پیمانکار در هر دوره (Y_t^{FOC}) در این قرارداد معادل دستمزدی است که بر اساس قیمت نفت، سطح تولید از میدان و عامل R در همان دوره مشخص می‌گردد. البته در صورت وجود مشارکت داخلی، sp درصد از دستمزد مذکور کسر شده و به شرکت داخلی تعلق خواهد گرفت. همچنین همان‌طور که اشاره شد، درصورت عبور مجموع دستمزد و بازپرداخت هزینه‌های صورت گرفته از سقف تعیین شده در قرارداد (۵۰ درصد از درآمد میدان) مازاد مذکور تحت عنوان معوقات (CF) از درآمد خالص پیمانکار در دوره مذکور کسر شده و پرداخت آن به دوره بعد موکول خواهد شد. در صورتی‌که بازپرداخت مطالبات و معوقات به علاوه دستمزد پیمانکار در دوره بعد از سقف ۵۰ درصد کمتر باشد، امکان بازپرداخت معوقات به وجود آمده و CF در دوره بعد منفی خواهد شد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

در نهایت چارچوب کلی مسئله بهینه‌سازی پویا از منظر بهره‌بردار در قراردادهای IPC به‌صورت زیر خواهد بود:

$$max\ E_{0_{Q_t}} \sum_{t=0}^{T} \beta^t Y_t^{FOC} \quad (۲)$$

S.t. Constraints

مجموعه قیود فنی و مالی مدل به شرح زیر است.

$$Constraints: \begin{cases} S_{t+1} = S_t - Q_t + \eta * inj_t \\ R_{t+1} = \dfrac{\phi_t + CR_t + R_t * AC_t}{AC_t + TC_t} \\ AC_{t+1} = AC_t + TC_t \\ ACF_{t+1} = ACF_t + CF_t * (1 + CoM) \\ AC_t = \sum_{k=1}^{t-1} TC_k \\ \sum_{t=1}^{T} Q_t \le S \\ Q_t \le q_{max} = kS_t \\ S_t \ge 0;\ Q_t \ge 0;\ inj_t \ge 0;\ P_t \ge 0 \\ S_0 = S;\ P_0 = P;\ \varepsilon_0 = \varepsilon \\ AP_t = ((1 - sp)\phi_t + (s * DCC/\tau + COM_t + OPX_t) - CF_t \le \mu P_t Q_t \\ s = \begin{cases} 1 & if\ t < \tau \\ 0 & otherwise \end{cases} \\ \mu = 0.5\ ;\tau = 5 \\ OPX_t = C_t\big(Q_t.S_t.SR_t(inj_t)\big) \\ COM_t = (1 + LIBOR + prm) * CF_{t-1} \\ \phi_t = \varphi(P_t.R_t) * Q_t \\ CF_t = max(TP_t - \mu P_t Q_t, -ACF_t) \\ \sum CF_t \ge 0 \\ R_t = \dfrac{\sum_{k=1}^{t-1} AP_k}{\sum_{k=1}^{t-1} TC_k} \\ V(S_{T+1}) = min(ACF_{T+1}, \mu * P_{T+1} * S_{T+1}) \end{cases}$$

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

لازم بهد ذکر است، فضای حالت این مسئله شامل چهار متغیر S_t, R_t, AC_t و ACF_t است.

در نهایت تابع بلمن به‌صورت زیر به دست می‌آید:

$$V_t(S_t, R_t, AC_t, ACF_t) = \max_{Q_t} \left\{ Y^{FOC}(X_t, Q_t) + \beta EV_{t+1}(\tilde{X}) \right\} \quad (۳)$$

به‌گونه‌ای‌که X_t و $\tilde{X}$ به ترتیب مجموعه متغیرهای حالت در دوره فعلی و دوره آتی است و به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود:

$$X_t = (S, R, AC, ACF)$$
$$\tilde{X} = X_{t+1} = (\tilde{s}, \tilde{R}, \widetilde{AC}, \widetilde{ACF})$$

به‌صورت مفهومی در هر دوره بهره‌بردار با در نظر گرفتن میزان ذخیره باقی‌مانده، عامل R، قیمت نفت و هزینه‌های انباشتی و معوقات تا دوره قبل و ارزش انتظاری از دوره بعد (که تابعی از متغیرهای حالت در دوره بعد است) میزان تولید بهینه را انتخاب می‌نماید.

در صورتی‌که فرم تابعی تابع ارزش در دوره بعد (V_{t+1})، مشخص می‌بود، حداکثرسازی طرف راست معادله فوق، به فرم تابعی تابع ارزش در دوره فعلی و سپس به تابع سیاست بهینه منجر می‌شد. لیکن به دلیل مشخص نبودن شکل تابعی مذکور، بایستی از روش گسسته‌سازی تابع ارزش جهت حل مسئله فوق بهره جست.

ب) مسیر بهینه تولید در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید

مسیر بهینه تولید از منظر بهره‌بردار در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید نیز به‌طور مشابه قابل محاسبه است. پارامترها و متغیرهای به‌کار رفته در این مدل در جدول زیر تشریح شده‌اند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

جدول ۲. تعریف متغیرهای به کار رفته در مدل قراردادهای مشارکت در تولید

متغیر	شرح	متغیر	شرح
Y_t^{HG}	عایدی دولت در سال t	CF_t	میزان مطالبات شرکت خارجی که به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف بازپرداخت هزینه به دوره بعد منتقل می‌گردد. (Carry forward)
P_t	متوسط قیمت در سال t	S_t	ذخیره باقی‌مانده در سال t
Q_t	تولید در سال t	SR_t	میزان بازیافت ثانویه در سال t
α	نرخ بهره مالکانه	inj_t	میزان تزریق گاز/آب
β_t	نسبت هزینه‌های بازپرداخت شده به درآمد میدان در سال t $(\frac{CR_t}{P_tQ_t})$	Y_t^{FOC}	عایدی شرکت خارجی (بهره‌بردار) در سال t
γ_t	سهم دولت از نفت فایده که با افزایش عامل R به صورت پلکانی افزایش می‌یابد.	η	نسبت ازدیاد برداشت به گاز تزریقی
sp	سهم شرکت داخلی در هزینه و سود[1]	q_{max}	حداکثر تولید ممکن در هر دوره
tx	نرخ مالیات	μ	سقف بازپرداخت هزینه از محل درآمد میدان
CR_t	میزان بازپرداخت هزینه‌ها در سال t (cost recovery)	β	عامل تنزیل
R_t	عامل R که برابر است با مجموع عایدی انباشتی پیمانکار از ابتدا تا دوره قبل نسبت به مجموع هزینه های پرداخت شده توسط بهره‌بردار در دوره مشابه	δ_t	سهم سود خالص شرکت خارجی از کل درآمد میدان
AC_t	مجموع هزینه‌های صورت گرفته از ابتدا تا سال t ام	AP_t	مبلغ پرداخت واقعی به شرکت خارجی در سال t

۱. در این‌جا فرض شده است مشارکت شرکت دولتی داخلی از نوع UJV و فرم استفاده شده در این مدل به صورت مشارکت در پرداخت هزینه‌های غیر اکتشافی و دریافت سود (Carry through exploration) می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

عایدی دولت میزبان و شرکت خارجی در هر سال در چارچوب این قرارداد به‌صورت زیر می‌باشد:

$$Y_t^{HG} = P_t Q_t\left[\alpha + \left(1-\alpha-\beta_t\right)\left(\gamma_t + sp + \left(1-\gamma_t - sp\right)tx\right)\right] + CF_t \quad (۴)$$

$$Y_t^{FOC} = \delta_t P_t Q_t - CF_t \;\; ; \;\; \delta_t = \left(1-\alpha-\beta_t\right)\left(1-\gamma_t - sp\right)(1-tx) \quad (۵)$$

به‌گونه‌ای‌که میزان معوقات منتقل شده به دوره بعد در هر دوره (carry forward) به صورت زیر مشخص می‌گردد:

(۶)

$$CF_t = TC_t - CR_t$$

مدل بهینه‌سازی پویا از منظر شرکت بهره‌بردار در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید به‌صورت زیر می‌باشد:

(۷)

$$\max_{Q_t.inj_t} E_0 \sum_{t=0}^{T} \beta^t Y_t^{FOC}$$

$St\ Constraints$

مجموعه قیود فنی و مالی مدل در این حالت به شرح زیر است:

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

$$
Constraints: \begin{cases}
S_{t+1} = S_t - Q_t + \eta * inj_t \\
R_{t+1} = \dfrac{Y_t^{FOC} + CR_t + R_t * AC_t}{AC_t + TC_t} \\
AC_{t+1} = AC_t + TC_t \\
ACF_{t+1} = ACF_t + CF_t * (1 + CoM) \\
\sum_{t=0}^{T} Q_t \le S \\
Q_t \le q_{max} \\
S_t \ge 0;\ Q_t \ge 0;\ inj_t \ge 0;\ P_t \ge 0 \\
S_0 = S;\ P_0 = P;\ \varepsilon_0 = \varepsilon \\
CR_t = TC_t\big(Q_t.S_t.SR_t(inj_t)\big) - CF_t \le \mu(1-\alpha)P_tQ_t \\
\beta_t = CR_t/(P_tQ_t) \\
\alpha = 10\%\,;\ \mu = 70\%\,;\gamma_t = \gamma_t(R_t);\ tx = 30\%\,;sp = 10\% \\
TC_t = TC_t\big(Q_t.S_t.SR_t(inj_t)\big) \\
CF_t = max(TC_t - (1-\alpha)\mu P_tQ_t, -ACF_t) \\
\sum CF_t \ge 0 \\
R_t = \dfrac{\sum_{k=1}^{t} AP_k}{\sum_{k=1}^{t} TC_k};\ AP_k = Y_k^{FOC} + CR_k \\
V(S_{T+1}) = min(ACF_{T+1}, \mu * (1-\alpha) * P_{T+1} * S_{T+1})
\end{cases}
$$

در نهایت معادله بلمن همانند معادله در مدل قبل، برای این مدل به‌دست خواهد آمد. با مشخص شدن چارچوب کلی مدل‌های مقاله، در قسمت بعد معادلات به کار رفته تصریح می‌گردد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

پ) معادله هزینه

در مطالعات صورت گرفته، مدل‌سازی تابع هزینه در صنعت نفت به مراتب کم‌تر از اقتصاد ذخایر پایان‌پذیر مورد توجه قرار گرفته است. آدلمن[1] (۱۹۷۲)، فرانکل[2] (۱۹۷۳) و اسکیت[3] (۱۹۸۸) مهم‌ترین و نخستین مطالعات مربوط به این موضوع را انجام داده‌اند. فرانکل دو ویژگی صنعت نفت را هزینه‌های کاهنده و وجود انحصار طبیعی می‌دانست. در مقابل آدلمن بر این باور بود که در هر مقطعی از زمان نسبت به گذشته هزینه‌های متوسط افزایش می‌یابد اما به واسطه پیشرفت‌های فنی منحنی هزینه نهایی طی زمان به پایین منتقل می‌شود. بنابراین به‌طور طبیعی در صنعت نفت موانع اندکی برای محدود کردن رقابت وجود دارد (استیونس[4]، ۲۰۰۰).

در اغلب مطالعات، تابع هزینه تولید در قالب یک مدل کلی تصریح و محاسبه شده است و کم‌تر در مقاله‌ای به‌طور مستقل به هزینه‌های تولید پرداخته می‌شود. برخی از این مطالعات عبارتند از حلمی و همکاران [5] (۱۹۹۲)، رائو[6] (۲۰۰۰)، قندی و لین[7] (۲۰۱۲)، گرینر و همکاران (۲۰۱۲)، گائو و همکاران (۲۰۰۹)، لین (۲۰۰۹).

لین (۲۰۰۹) و قندی و لین (۲۰۱۲) از توابع نمایی[8] برای تصریح تابع هزینه تولید نفت استفاده کرده‌اند. گرینر و همکاران (۲۰۱۲) تابع هزینه نفت را به‌صورت تابع درجه ۲ معکوس تصریح کرده‌اند. طاهری‌فرد (۱۳۹۵) از شکل تابعی زیر استفاده می‌کند:

$$C_t = \alpha q_t^{\alpha} S_t^{\gamma} \qquad (۸)$$

در این مقاله نیز از این فرم تابع استفاده شده است. زیرا اولاً این تابع از لحاظ ریاضی خوش‌رفتار است و ثانیاً قابلیت تطبیق با شرایط مدل مقاله جهت افزودن برخی از متغیرها را داراست. هزینه‌های تزریق گاز $\left(g_t\right)$ نیز باید به مدل لیتلی و لین افزوده شود. در این صورت تابع اولیه هزینه به‌صورت زیر خواهد بود:

1. Adelman
2. Frankel
3. Skeet
4. Stevens
5. Helmi et al
6. Rao
7. Ghandi & Lin
8. Exponential function

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

$$C_t = Aq_t^{\alpha} S_t^{\gamma} g_t^{\theta} \quad (۹)$$

علاوه بر متغیرهای تولید نفت و حجم ذخیره نفت و تزریق گاز، برخی از متغیرها به‌صورت برون‌زا بر هزینه تولید اثر می‌گذارد. از آن‌جاکه تابع اولیه هزینه برای سال ۲۰۱۶ کالیبره می‌شود لذا برای به‌روزرسانی آن شاخص زیر به تابع هزینه افزوده خواهد شد:

$$d(t) = 0.28\frac{p_t - p_{2016}}{p_t} \quad (۱۰)$$

در این صورت تابع نهایی هزینه به‌صورت زیر خواهد بود:

$$C_t = d(t) A q_t^{\beta} S_t^{\gamma} g_t^{\theta} \quad (۱۱)$$

که بر اساس تئوری بایستی هزینه نهایی برای تولید نفت (q_t) و تزریق گاز (g_t) مثبت و برای حجم ذخیره (S_t) منفی باشد لذا خواهیم داشت:

(۱۲)

$$\frac{\partial C_t}{\partial q_t} = \alpha \frac{C_t}{q_t} \geq 0 \Longrightarrow \alpha \geq 0$$
$$\frac{\partial C_t}{\partial g_t} = \theta \frac{C_t}{g_t} \geq 0 \Longrightarrow \theta \geq 0$$
$$\frac{\partial C_t}{\partial S_t} = \gamma \frac{C_t}{S_t} \leq 0 \Longrightarrow \gamma \leq 0$$

مقادیر A, β, θ, γ بر اساس داده‌های مورد استفاده توسط طاهری‌فرد (۱۳۹۳) در نظر گرفته شده است.

ت) حل مدل‌ها

حل مدل‌های طراحی شده در این مقاله به صورت تحلیلی امکان‌پذیر نیست. برای حل مدل‌های مذکور به‌صورت روش عددی یا نیومریک از روش گسسته‌سازی متغیرهای حالت و کنترل استفاده شده است. برای این منظور مجموعه کرانداری از متغیرهای حالت که اعضای آن در فواصل مساوی قرار دارند تشکیل می‌دهیم. تعداد مقادیر

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

متغیرهای حالت را گره‌های[1] مدل می‌گویند. متغیرهای حالت S_t, R_t, AC_t, ACF_t در مدل را می‌توان به‌صورت زیر گسسته نمود:

$$S_t = \{s_1, s_2 \cdots s_m\}$$
$$R_t = \{R_1, R_2, \dots R_n\}$$
$$AC_t = \{AC_1, AC_2, \dots AC_o\}$$
$$ACF_t = \{ACF_1, ACF_2, \dots ACF_p\}$$

همان‌طور که ملاحظه می‌گردد، فضای حالت چهار بعد دارد. در صورت تصادفی در نظر گرفتن قیمت، یک بعد دیگر نیز به فضای حالت اضافه خواهد شد. نکته‌ای که باید مورد توجه قرار گیرد، نحوه تعیین تعداد گره‌های هریک از متغیرهای حالت است. به‌طور کلی هر چقدر تعداد گره‌ها افزایش یابد، سرعت حل مدل نیز به‌صورت تصاعدی کاهش می‌یابد. در واقع اگر مدل دارای m متغیر حالت باشد که هر کدام از آنها n مقدار بتواند داشته باشد، معادله بلمن بایستی برای n^m نقطه در هر دوره زمانی (stage) حل شود.[2] لذا در این مدل سعی شده است با در نظر گرفتن محدودیت مذکور که از آن تحت عنوان مصیبت ابعاد[3] نیز یاد می‌شود، تعداد گره‌ها تا جای ممکن بالا انتخاب گردد تا نتایج به دست آمده تحت تأثیر قرار نگیرد. این مدل‌ها تحت نرم‌افزار متلب کدنویسی شده است. در این تحقیق فرایند گسسته‌سازی قیمت نفت برای ایجاد زنجیره مارکوف را با استفاده از روش میانگین- واریانس انجام می‌دهیم.

1. nodes

۲. بنابراین در صورتی‌که در یک مدل ۴ متغیر حالت وجود داشته باشد که هر کدام ۱۰ گره داشته باشد، در هر دوره کامپیوتر باید ۱۰۴ یا ۱۰۰۰۰ مرتبه معادله بلمن را حل نماید. اگر هر محاسبه تنها یک دهم ثانیه زمان لازم داشته باشد، هر مرحله (دوره) ۱۰۰۰ ثانیه یا ۱۶,۷ دقیقه زمان می‌برد. حال اگر تعداد متغیرهای حالت از ۴ به ۵ و ۶ افزایش یابد، محاسبات هر مرحله به ترتیب ۲,۷ ساعت و یک روز کامل زمان نیاز خواهد داشت! لذا برخلاف اقتصادسنجی که می‌توان تقریبا آزادانه تعداد متغیرهای توضیحی را افزایش داد، مسائل برنامه‌ریزی پویا ماهیت بسیار متفاوتی دارند و در این زمینه با محدودیت جدی مواجه هستند. علی‌رغم افزایش باورنکردنی سرعت کامپیوترها، این محدودیت همچنان پابرجا است. طبق قانون مور (Moore's law) با توجه به سرعت افزایش قدرت کامپیوترها، اندازه یک مدل شبیه‌سازی هر ۱,۵ سال می‌تواند دو برابر شود بدون آن‌که سرعت محاسبه آن تغییر یابد که این بسیار مطلوب است. اما در مسائل برنامه‌ریزی پویا این چنین نیست. به‌عنوان مثال در یک مدل که هر متغیر حالت تنها ۸ مقدار می‌تواند داشته باشد، ۴,۵ سال طول می‌کشد تا سرعت کامپیوترها به اندازه‌ای افزایش یابد تا بتوان یک متغیر حالت دیگر به مدل اضافه کرد و سرعت اجرای برنامه تغییر پیدا نکند.

3. the curse of dimensionality

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

۴- پارامترهای مورد استفاده در میدان فروزان

پارامترهای مربوط به میدان فروزان با استفاده از داده‌های پژوهش شیریجیان و همکاران (۱۳۹۵) استخراج شده است. این پارامترها عبارتند از قید سقف تولید، پارامتر ذخیره میدان، نرخ تنزیل و نرخ تخلیه کارا که در جدول زیر مقادیر آن ارائه می‌شود.

جدول ۳. پارامترهای مربوط به میدان فروزان

پارامتر	مقدار
پارامتر ذخیره میدان	-۰,۲۴
قید سقف تولید	٪۳,۳
نرخ تنزیل	٪۹۵
نرخ تخلیه کارا	٪۵

منبع: شیریجیان و همکاران (۱۳۹۵)

۵- اجرای مدل و نتایج

در این قسمت مدلی که در قسمت قبل تصریح شد برای قراردادهای IPC و PSC و در سناریوهای مختلف اجرا می‌شود. به‌عبارت دیگر برای هر قرارداد یک سناریوی مرجع و ۶ سناریوی دیگر که در آن‌ها مؤلفه‌های قراردادی نسبت به سناریوی مرجع تغییر می‌کند، تعریف و مدل اجرا می‌شود. ابتدا قرارداد IPC و سپس قرارداد PSC را مورد مطالعه قرار می‌دهیم. باید توجه داشت که در این قسمت منظور از سود انباشتی، سود مربوط به شرکت ملی نفت است و از تفریق هزینه‌های پرداخت شده به خریدار از درآمد نفت استخراج شده میدان به‌دست می‌آید.

الف) قرارداد IPC برای میدان فروزان

در این قسمت به بررسی هفت سناریو یعنی یک سناریوی مرجع به همراه ۶ سناریو با تغییر در مؤلفه‌های قراردادی IPC برای میدان فروزان می‌پردازیم. این سناریوها عبارتند از:

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

۱- سناریوی مرجع:

در این سناریو نرخ دستمزد پایه برابر با ۵ دلار در هر بشکه، دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، ۷ سال و سقف بازپرداخت در هر دوره معادل ۵۰ درصد در نظر گرفته می‌شود.

۲- سناریو ۱ و ۲: نرخ دستمزد

متغیرهای قراردادی به جز نرخ دستمزد در این دو سناریو همانند سناریو مرجع می‌باشد. در سناریو شماره ۱، نرخ دستمزد پایه ۲,۵ و در سناریو شماره ۲، نرخ دستمزد ۷,۵ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده است.

۳- سناریو ۳ و ۴: دوره تقسیط

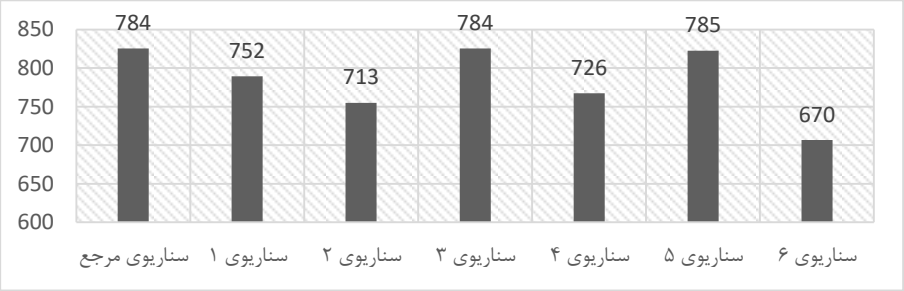
متغیرهای قراردادی به جز نرخ دستمزد در این دو سناریو همانند سناریو مرجع می‌باشد. در سناریو شماره ۳، دوره تقسیط ۵ و در سناریو شماره ۴، دوره تقسیط ۱۰ سال در نظر گرفته شده است.

۴- سناریو ۵ و ۶: سقف بازپرداخت ۳۰ و ۷۵ درصد

متغیرهای قراردادی به جز سقف بازپرداخت در این دو سناریو همانند سناریو مرجع می‌باشد. در سناریو شماره ۵، سقف بازپرداخت ۳۰ و در سناریو شماره ۶، سقف بازپرداخت ۷۵ درصد در نظر گرفته شده است.

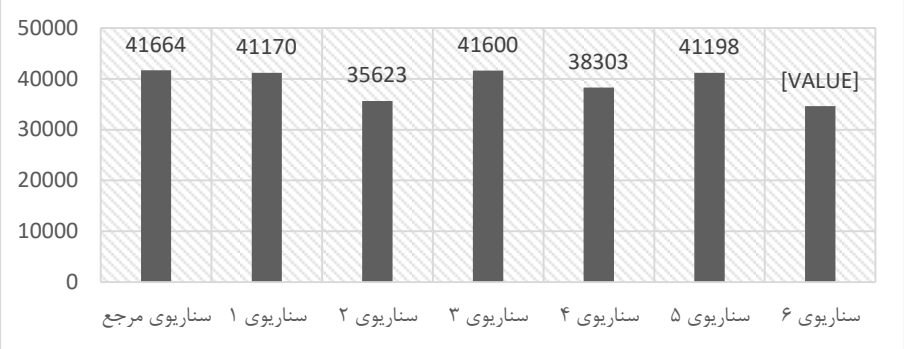
نمودارهای ۱ و ۲، تولید انباشتی و سود انباشتی میدان فروزان برای دوره ۲۰ ساله مطالعه را در سناریوهای مختلف نشان می‌دهند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]



نمودار ۱. تولید انباشتی بهینه میدان فروزان در سناریوهای مختلف قرارداد IPC (میلیون بشکه)

منبع: محاسبات تحقیق



نمودار ۲. سود انباشتی بهینه میدان فروزان در سناریوهای مختلف قرارداد IPC (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

بر مبنای نتایج به‌دست آمده از اجرای مدل برای میدان فروزان با مؤلفه‌های قراردادی IPC در جدول (۴) کاهش سقف بازپرداخت هزینه‌ها به ۳۰ درصد منجر به افزایش تولید انباشتی نسبت به سناریوی مرجع که در آن سقف بازپرداخت هزینه‌ها ۵۰ درصد بوده، گردیده است. با این حال سود انباشتی در این سناریو نسبت به سناریوی مرجع کاهش یافته است. همچنین کم‌ترین میزان تولید انباشتی مربوط به افزایش سقف بازپرداخت هزینه‌ها به ۷۵ درصد می‌باشد که سود انباشتی را نیز به کم‌ترین میزان خود در بین سناریوهای دیگر یعنی رقمی در حدود ۳۴ میلیارد دلار رسانده است. در حالی‌که بالاترین رقم سود مربوط به سناریوی مرجع می‌باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

جدول ۴. نتایج اجرای مدل برای میدان فروزان و مؤلفه‌های قراردادی IPC

		تولید انباشتی (میلیون بشکه نفت)	سود انباشتی (میلیون دلار)
سناریوی مرجع	نرخ دستمزد پایه: ۵ دلار در هر بشکه دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای: ۷ سال سقف بازپرداخت در هر دوره: ۵۰ درصد	۷۸۳,۶	۴۱۶۶۳,۶۷
تغییر در نرخ دستمزد	نرخ دستمزد پایه ۲,۵ دلار	۷۵۱,۷	۴۱۱۶۹,۹۷
	نرخ دستمزد پایه ۷,۵ دلار	۷۱۳,۳۴	۳۵۶۲۲,۵۳
تغییر در دوره تقسیط	دوره تقسیط ۵ سال	۷۸۳,۶	۴۱۵۹۹,۷۷
	دوره تقسیط ۱۰ سال	۷۲۵,۷۴	۳۸۳۰۳,۰۸
تغییر در سقف بازپرداخت	سقف بازپرداخت ۳۰ درصد	۷۸۴,۷۶	۴۱۱۹۸,۴۹
	سقف بازپرداخت ۷۵ درصد	۶۶۹,۰۴	۳۴۶۳۲,۹۹

منبع: محاسبات تحقیق

ب) قرارداد PSC برای میدان فروزان

سناریوهای مورد استفاده برای قرارداد PSC نیز برای میدان فروزان عبارتند از:

۱- سناریوی مرجع:

در این سناریو نرخ بهره مالکانه ۱۵ درصد، سهم ۵۰ درصدی دولت در نفت فایده، نرخ مالیات ۳۵ درصد و سقف بازپرداخت هزینه ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است.

۲- سناریو ۱ و ۲: نرخ بهره مالکانه

متغیرهای قراردادی به جز نرخ بهره مالکانه در این دو سناریو همانند سناریو مرجع می‌باشد. در سناریو شماره ۱، نرخ بهره مالکانه ۰ و در سناریو شماره ۲، نرخ بهره مالکانه ۲۰ درصد در نظر گرفته شده است.

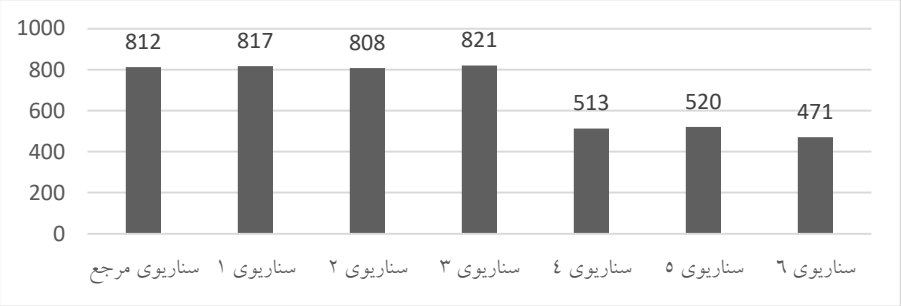
[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

۳- سناریو ۳ و ۴: سهم دولت در نفت فایده

متغیرهای قراردادی به جز سهم دولت در نفت فایده در این دو سناریو همانند سناریو مرجع می‌باشد. در سناریو شماره ۳، سهم دولت در نفت فایده ۳۰ و در سناریو شماره ۴، سهم دولت در نفت فایده ۸۰ درصد در نظر گرفته شده است.

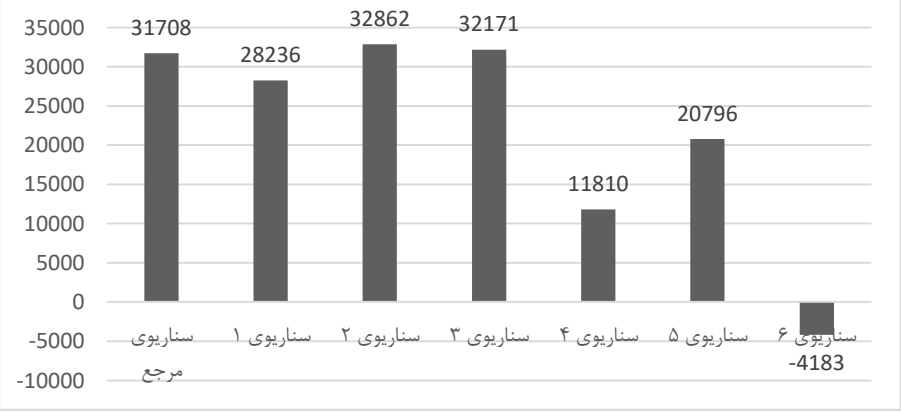
۴- سناریو ۵ و ۶: سقف بازپرداخت هزینه

متغیرهای قراردادی به جز سقف بازپرداخت هزینه در این دو سناریو همانند سناریو مرجع می‌باشد. در سناریو شماره ۵، سقف بازپرداخت هزینه ۳۰ و در سناریو شماره ۶، سقف بازپرداخت هزینه ۸۰ درصد در نظر گرفته شده است. نمودارهای (۳) و (۴) به ترتیب تولید انباشتی و سود انباشتی را در سناریوهای مختلف قرارداد PSC برای میدان فروزان نشان می‌دهند.



نمودار ۳. تولید انباشتی بهینه میدان فروزان در سناریوهای مختلف قرارداد PSC (میلیون بشکه)

منبع: محاسبات تحقیق



نمودار ۴. سود انباشتی بهینه میدان فروزان در سناریوهای مختلف قرارداد PSC (میلیون دلار)

منبع: محاسبات تحقیق

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

جدول (۵) نتایج اجرای مدل برای پارامترهای میدان فروزان و مؤلفه‌های قراردادی مشارکت در تولید را ارائه می‌دهد. بر اساس نتایج حاصل از اجرای مدل کاهش سهم دولت در نفت فایده از ۵۰ درصد به ۳۰ درصد منجر به افزایش تولید انباشتی به ۸۲۰ میلیون بشکه گردیده است. با این حال بالا بردن سقف بازپرداخت هزینه برای قرارداد PSC در این میدان به ۸۰ درصد باعث شده است که تولید انباشتی به کم‌ترین میزان در بین سناریوهای دیگر یعنی ۴۷۰,۶ میلیون بشکه برسد و در نتیجه آن سود انباشتی طی دوره بیست ساله منفی شود. بنابراین افزایش سقف بازپرداخت هزینه به ۸۰ درصد در قرارداد PSC برای میدان فروزان عملا نمی‌تواند توجیه اقتصادی داشته باشد. همچنین افزایش نرخ بهره مالکانه به ۲۰ درصد اگرچه منجر به کاهش ۴ میلیون بشکه نسبت به سناریوی مرجع می‌شود اما بالاترین سود انباشتی را نسبت به سایر سناریوها نصیب شرکت ملی نفت خواهد کرد.

جدول ۵. نتایج اجرای مدل برای میدان فروزان و مؤلفه‌های قراردادی PSC

		تولید انباشتی (میلیون بشکه نفت)	سود انباشتی (میلیون دلار)
سناریوی مرجع	نرخ بهره مالکانه ۱۵ درصد، سهم ۵۰ درصدی دولت در نفت فایده، نرخ مالیات ۳۵ درصد و سقف بازپرداخت هزینه ۵۰ درصد	۸۱۲,۳۱	۳۱۷۰۷,۵۴
تغییر در نرخ بهره مالکانه	نرخ بهره مالکانه ۰	۸۱۶,۵	۲۸۲۳۶
	نرخ بهره مالکانه ۲۰	۸۰۸,۱۲	۳۲۸۶۲,۴۴
تغییر در سهم دولت در نفت فایده	سهم دولت در نفت فایده ۳۰ درصد	۸۲۰,۶۹	۳۲۱۷۱,۳۶
	سهم دولت در نفت فایده ۸۰ درصد	۵۱۲,۵۳	۱۱۸۱۰,۰۵
تغییر در سقف بازپرداخت هزینه	سقف بازپرداخت هزینه ۳۰ درصد	۵۲۰,۵	۲۰۷۹۶,۰۱
	سقف بازپرداخت هزینه ۸۰ درصد	۴۷۰,۶۴	-۴۱۸۳,۱

منبع: محاسبات تحقیق

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

۶- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

قراردادهای نفتی که در سال‌های اخیر در صنعت نفت کشور منعقد شده، به‌زعم برخی کارشناسان نواقصی داشته است و به نظر می‌رسد منافع ملی[1] کشور و در عین حال بهینه‌سازی منافع مادی پیمانکاران در قراردادها را تأمین نکرده است. از این رو و باتوجه به منافع گسترده و کلان موجود در قراردادهای نفتی و لزوم دستیابی به حد بهینه قرارداد که منافع پیمانکار و کارفرما را همزمان تامین کند مطالعه قراردادهای نفتی امری ضروری می‌باشد. بر این اساس در گام نخست باتوجه به وجود پیچیدگی‌های گسترده در قراردادهای نفتی و رفتار مخازن نفتی و شرایط حاکم بر فروش نفت در فضای بین‌الملل می‌باید از منظر نظری و تکنیکی به مدل بهینه یک قرارداد دست پیدا کنیم و تمامی شرایط و احتمالات موجود را برای تدوین یک قرارداد بهینه مورد بررسی قرار دهیم.

بر این اساس، طراحی مدلی مناسب در قالب الگوی مشارکت در تولید جهت توجیه‌پذیر نمودن سرمایه‌گذاری، افزایش ارزش پروژه برای سرمایه‌گذاری و منعطف نمودن شرایط قراردادی برای تصمیم‌گیری‌های آتی مدیران سرمایه‌گذار از ممیزه‌های اصلی قابل بیان جهت توسعه این میادین مهم و با ارزش است که موضوع این تحقیق قرار گرفته است. بر همین اساس در مقاله حاضر مؤلفه‌های فنی و اقتصادی قراردادهای نفتی ایران و قراردادهای مشارکت در تولید با استفاده از یک مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی مورد بررسی قرار گرفتند و مسیر بهینه تولید و مبتنی بر آن مسیر بهینه سود شرکت ملی نفت استخراج گردید. الگوی تصادفی قیمت نفت با استفاده از ماتریس انتقال مارکوف و فرایند گسسته‌سازی آن انجام گرفت.

الف) براساس نتایج حاصل از اجرای مدل بهینه‌سازی پویای تصادفی، نرخ دستمزد پایه در قراردادهای IPC عامل بسیار تعیین‌کننده در تولید و سود انباشتی است. این نتیجه با این واقعیت که پیش از این مقاله توسط دیگر پژوهشگران[2] نیز اشاره شده است، با انتظار تطابق دارد. به بیان دیگر نرخ دستمزد مهمترین عاملی است که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت سرمایه در اختیار سرمایه‌گذار است، لذا باید در انتخاب

1. National Interests

۲. صاحب‌هنر و دیگران (۱۳۹۶)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

نرخ پایه دستمزد توجه کافی صورت گیرد. بنابراین مذاکره‌کنندگان باید در قراردادهای IPC مربوط به میدان فروزان به این عامل توجه ویژه داشته باشند.

ب) از سوی دیگر در قراردادهای PSC سقف بازپرداخت هزینه مؤلفه‌ای اثرگذار بر تولید انباشتی است. به گونه‌ای‌که کاهش آن تولید انباشتی را کاهش می‌دهد. این موضوع در جلوگیری از هزینه کرد سرمایه‌ای در ابتدای امر توسعه میدان موثر است و همچنین به منظور اجتناب از پدیده‌ای در هزینه کرد به عنوان Gold Plating [۱] کمک می‌کند، هرچند طبیعتا در کاهش سود پیمانکار در بازه زمانی مشخص تاثیر مستقیم دارد، لیکن این موضوع با توجه به ارتباطش با موضوع سقف تولید و به عبارتی تولید صیانتی از میدان رابطه مستقیم دارد که در این مقاله به لحاظ پرداختن برخی منابع گذشته به آن در مدل به صورت مستقیم پرداخته نشده است. گفتنی است در قراردادهای مشارکت در تولید نیز همانند قراردادهای نفتی ایران بازیافت هزینه‌های نفتی معمولاً دارای سقف مشخصی است و پیمانکار قادر به استهلاک هزینه‌های مزبور بالاتر از سقف تعیین شده نخواهد بود. در این قراردادها حداکثر درصدی که برای بازیافت هزینه‌های نفتی تعیین می‌شود از کشوری به کشور دیگر متفاوت بوده و معمولاً بین ۳۰ تا ۶۰ درصد تولیدات میدان متغیر خواهد بود. البته در بیشتر قراردادهایی که دارای سقف خاصی برای بازیافت هزینه‌ها هستند، شرط مکملی وجود دارد که به موجب آن، هزینه‌هایی که بدلیل سقف در هر سال بازیافت نشوند به سال بعد منتقل گردیده و در آن سال بازیافت خواهند شد. فلسفه ایجاد سقف برای بازیافت هزینه‌ها از محل تولیدات میدان به‌منظور جلوگیری از هر گونه افزایش هزینه‌ها توسط پیمانکار و در نهایت کاهش عایدات دولت میزبان از نفت فایده و همچنین کاهش میزان مالیات بر درآمد پیمانکار است.

ج) عامل دیگری که اثرگذاری بالایی بر تولید انباشتی دارد سهم دولت در نفت فایده است. به‌گونه‌ای‌که با افزایش این مؤلفه تولید انباشتی کاهش می‌یابد. این مطلب با عنایت به این‌که در قراردادهای نفتی مشارکت در تولید عملیات تولید از میدان توسط شرکت نفت خارجی(پیمانکار) مدیریت می‌شود؛ می‌تواند درست باشد چه بسا بر این

۱. در مالیات، «آبکاری طلا» به تلاش‌های شرکت‌ها به منظور زیاد گردن هزینه های سنگین از طریق هزینه های بیش از حد در پروژه ها، اشاره داردبه بیان دیگر ممکن است پیمانکار هزینه های نسبتاً غیرضروری را برای حفظ ضریب R پایین تر که سهم بالاتری از شرکت را حفظ می کند، صرف کند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

اساس در این قرارداد انتظار داریم که میزان واقعی تولید نفت از میدان متأثر از انگیزه عملیاتی همین شرکت باشد؛ همچنین با عنایت به معادله تسهیم منافع بین دولت میزبان و شرکت پیمانکار نفتی بین‌المللی معادله سهم شرکت نفت خارجی از عایدات میدان در ادوار مختلف قرارداد برحسب میزان بهره‌مندی شرکت نفت خارجی از نفت فایده و نفت هزینه متفاوت می‌باشد.

د) به این ترتیب سهم دولت در نفت فایده و همچنین سقف بازپرداخت هزینه دو عاملی هستند که توجه به آن‌ها در انعقاد قراردادهای PSC برای میدان فروزان ضروری به نظر می‌رسد.

هـ) ضمنا از بعد مقایسه‌ای این دو مدل قراردادی (یعنی مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران) باید اشاره نمود در IPC نیز به دلیل این‌که مدت قرارداد کوتاهتر از مشارکت در تولید است لذا پس از پایان قرارداد شرکت ملی نفت خود باید هزینه‌ها را متقبل شود ولی در مشارکت در تولید تا انتهای فعالیت میدان این ریسک بین طرفین تقسیم می‌شود، فلذا در قرارداد نفتی ایران عامل دستمزد نقش پررنگ‌تری نسبت به قرارداد مشارکت در تولید به خود می‌گیرد.

و) بر اساس نتایج به‌دست آمده نمی‌توان گفت که یک قرارداد به تنهایی می‌تواند در همه شرایط بهترین قرارداد باشد، بلکه لازم است تا ابعاد اقتصادی و مؤلفه‌های قراردادی آن نیز به درستی مورد بررسی قرار بگیرند. ممکن است یک قرارداد با یک سری مؤلفه‌های ویژه برای یک میدان معین از یک قرارداد دیگر با شرایط تعریف‌شده بهتر عمل کند. بنابراین لازم است تا مذاکره‌کنندگان و کسانی که برای انعقاد قرارداد با طرف‌های خارجی درگیر هستند برای هر یک از میدان‌ها این مطالعات را انجام دهند.

ز) در انتها به عنوان پیشنهادهایی جهت کارهای آتی و تحقیقات و مقالات آینده می‌توان موارد زیر پیشنهاد نمود: ۱) مطالعه میدان‌های دیگر بر اساس روش بهینه یابی انجام پذیرد، ۲) قرارداد بیع متقابل نیز به عنوان یکی دیگر از مهم‌ترین قراردادهای موجود مدل‌سازی شده و مورد ارزیابی قرار گیرد، ۳) بسط سری زمانی تحقیق و اجرای آن برای مطالعات بلند مدت‌تر مانند دوره‌های ۵۰ و ۱۰۰ ساله انجام شود، ۴) جزئیات فنی مدل در کنار جزئیات اقتصادی آن توسعه یابند و ۵) باز طراحی مدل به گونه‌ای که تولید و سود انباشتی به عنوان پارامتر وارد مدل شده و مؤلفه‌های قراردادی بهینه‌یابی شوند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

منابع

- خرسندی، مرتضی؛ تکلیف، عاطفه؛ فریدزاد، علی؛ طاهری فرد، علی و صابری، علی (۱۳۹۷)، محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیعمتقابل، اقتصاد انرژی ایران (اقتصاد محیط زیست و انرژی)، شماره ۲۷، صص ۷۵-۳۱
- دیباوند، هادی؛ طاهری فرد، علی؛ فریدزاد، علی؛ تکلیف، عاطفه و بحرالعلوم، محمدمهدی (۱۳۹۷)، مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیعمتقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران سال هفتم، شماره ۲۶
- شیریجیان، محمد؛ عسکری، محمد مهدی؛ صادقی شاهدانی، مهدی و طاهری فرد، علی (۱۳۹۵)، الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان، فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد، شماره ۲، صص ۱۵۹-۱۸۶
- صاحب هنر، حامد و طاهری فرد، علی و مریدی فریمانی، فاضل و مهدوی، روح الله (۱۳۹۶)، ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، شماره ۲۸
- محمدی، تیمور؛ معتمدی، منیره (۱۳۸۸)، «بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی)»، فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، شماره ۳، صص ۲۶۵-۲۳۵
- امامی میبدی؛ علی، هادی؛ علی (۱۳۹۶)، «ارزیابی نظام مالی قراردادهای بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک تاپسیس»، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال سیزدهم، شماره (۵۵)، صص ۱۰۶-۶۹.
- مصطفوی، محمد؛ محمدی، شاپور؛ شیروی، عبدالحسین؛ فلاح‌پور، سعید (۱۴۰۰)، «تجزیه و تحلیل ریسک در قراردادهای نفتی ایران از منظر سرمایه‌گذار و اثرات آن بر توجیه‌پذیری سرمایه‌گذاری در بالادستی»، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال هفدهم، شماره ۶۸، صص ۶۷-۱۰۵.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

- Adelman, M.A. (1972), "Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum", Review of Economics and Statistics, LXII (1), February.
- Frankel, P. (1973), "The Oil Industry and Professor Adelman: A Personal View", Petroleum Review: September
- Diouf Awa & Laporte Bertrand (2018), Oil contracts and government take: Issues for Senegal and developing countries, The Journal of Energy and Development, Vol. 43, No. 1/2 , pp. 213-234
- Gao, Weiyu; Hartley, Peter & Sickles Robin (2009), "Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia", Empirical Economics, Springer, vol. 37(1), pages 153-184, September.
- Ghandi, A., and C.Y.C. Lin. (2012), "Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz", Energy Policy. 42: 181-190.
- Greiner, Alfred, Semmler, Willi, Mette, Tobias (2012), "An Economic Model of Oil Exploration and Extraction", Computational Economics, 40, 4, 387-399.
- Helmi-Oskoui, B., Narayanan, R., Glover, T., Lyon, K.S. (1992), "Optimal extraction of petroleum resources: an empirical approach". Resources and Energy 14,267–285.
- Lin, C.-Y. Cynthia (2009), "Insights from a Simple Hotelling Model of the World Oil Market", Natural Resources Research, Vol. 18, No. 1.
- Rao, Raghavendra D. (2000), "An integrated modelling framework for exploration and extraction of petroleum resources", Resources Policy, 26, 133-143.
- Rizvanoghlu I. (2016), Comment on: "Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia", Empirical Economics, Volume 51, Issue 3, 1281–1288.
- Skeet, I. (1988), "OPEC: Twenty-five Years of Prices and Politics", Cambridge: Cambridge University Press.
- Stevens, Paul (2000), "The Economics of Energy", University of Dundee, UK, An Elgar Reference Collection, vol. 1, 2.
- Yi Jie Xin, Peng Yun, Li Jia, Sun Du Fen, Chang Yu Wen, Li Hong Wei, Zhaozhe & Gao (2019), "Indonesia's New Petroleum Fiscal Regime: Fiscal Changes, Impacts and Future Trends" IOP Conference Series Earth and Environmental Science 446 (5): 052078
- Zhao, Xu, Luo, Dongkun, Xia, Liangyu (2012), "Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects", Energy Journal, 45, 662-668.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]

Evaluating the Impact of Economic Components of IPC and PSC Contracts on Cumulative Production of Oil Fields: A Case Study of Foroozan Oil Field

Hadi Talebian Moghaddam [1]
PhD in International Oil & Gas Contracts Management (IOGCM), Faculty of Management, University of Tehran, htmoghaddam@yahoo.com

Saeed Shirkavand
A Assistant Professor of Faculty of Management, University of Tehran, shirkavnd@ut.ac.ir

Reza Dehghan
Deputy of Managing Director in Engineering & Development Affairs, NIOC, rdehghan@nioc.ir

Shapoor Mohammadi
Associate professor, Faculty of management, University of Tehran, shmohmad@ut.ac.ir

Received: 2022/08/24 Accepted: 2023/01/10

Abstract

Iran's new petroleum contract, dubbed as IPC, is a new generation of oil service contracts. The most significant flaw observed in various contracts is that cumulative profits and cumulative production do not necessarily follow the same direction, a kind of incompatibility arises between the interests of governments and contractors. In this research, using stochastic dynamic programming approach, the researcher introduces contractual components for IPC and PSC contracts and includes them in the model structure. The results of this study indicate that reducing the cost recovery ceiling in the IPC contract leads to the maximum reduction in cumulative production. In addition, increasing the government's share of profit oil as well as reducing the cost recovery ceiling, has had the greatest impact on cumulative production in the PSC contract. Innovation of this research is in the randomization of oil prices. Also modeling based on the parameters of Foroozan field is another innovation of this article.

JEL Classification: K32, P28, P4, P52, Q4
Keywords: IPC (Iranian Petroleum Contract), PSC (Production Sharing Contract), stochastic dynamic programming, profit oil, cost oil.

1. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-28]