نشریه علمی(فصلنامه) پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی
سال پنجم/ شماره ۱۷/ زمستان ۱۳۹۸/ صفحات ۶۶ - ۳۳

مقایسه مسیر بهینه تولید شرکت‌های بین‌المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چارچوب قراردادهای جدیدی نفتی ایران (IPC) با تاکید بر تولید صیانتی – مطالعه موردی میدان نفتی درود

وحید محمودی
استاد دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران (نویسنده مسئول)
vmahmodi@ut.ac.ir
سید نصراله ابراهیمی
استادیار دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه تهران
snebrahimi@ut.ac.ir
صادق قاسمی
دانشجوی دکتری، دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران
sadeghasemi1979@gmail.com

در اسناد بالادستی کشور بر ضرورت تولید صیانتی از مخازن نفتی تاکید شده است. به‌منظور اصلاح نوع قراردادهای قبلی، وزارت نفت طراحی نسل جدیدی از قراردادهای بالادستی تحت عنوان قراردادهای نفتی ایران (IPC) را با هدف تولید صیانتی از میادین نفتی در دستور کار قرار داد. میدان درود از جمله میدان‌های نفتی می‌باشد که قرارداد بیع متقابل نتوانسته است اهداف تولید صیانتی را در آن محقق کند. براین اساس در تحقیق حاضر به منظور بررسی اثربخشی قراردادهای IPC در تحقق تولید صیانتی، با استفاده از روش بهینه‌سازی پویا مسیر بهینه تولید در قراردادهای IPC با مسیر بهینه تولید شرکت ملی نفت ایران در میدان درود با تغییر پارامترهای قراردادی و تحت سه سناریوی مرجع، سختگیرانه و جذاب محاسبه و با استفاده از روش تحلیل داده‌ها نتایج با همدیگر مقایسه شده است. نتایج نشان می‌دهد که اولا، علی‌رغم تلاش شرکت ملی نفت ایران برای طراحی نوع مؤثرتری از قرارداد نفتی و ایجاد جذابیت برای سرمایه‌گذار، در قرارداد IPC نیز آنچه که اصطلاحا به اثر اختلالی مشهور است دیده می‌شود. این موضوع بدان معنی است که مسیر بهینه تولید از منظر شرکت ملی نفت ایران با مسیر بهینه قابل دستیابی به‌وسیله شرکت‌های بین‌المللی متفاوت بوده و در عمل پیمانکار قادر به برآورده ساختن خواسته‌های تولیدی شرکت ملی نفت در چارچوب نوع قرارداد IPC نیست. ثانیاً، جذابیت رژیم مالی قراردادهای IPC تأثیری بر انجام عملیات ازدیاد برداشت و تولید صیانتی از مخزن توسط پیمانکار ندارد. در همه سناریوهای قراردادی، پیمانکار عدم تزریق یا تزریق سطح محدودی از سیال را به‌عنوان گزینه بهینه انتخاب خواهد کرد.

واژگان کلیدی: قرارداد IPC، میدان نفتی درود، بهینه‌یابی پویا، مسیر بهینه تولید، تولید صیانتی

تاریخ دریافت: ۶ / ۱۰/ ۱۳۹۸ تاریخ پذیرش: ۲۷ / ۱۲ / ۱۳۹۸

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

۱. مقدمه

در اسناد بالادستی کشور (قانون نفت، سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، سند ملی راهبرد انرژی کشور و...) بارها بر ضرورت تولید صیانتی از مخازن نفتی تاکید شده است. در بند (۱۳) سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی افزایش ذخائر راهبردی و حفظ و توسعه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز، به‌ویژه در میادین مشترک مورد تاکید قرار گرفته است. در بند (۱۴) همین سند برداشت صیانتی از منابع نیز مورد اشاره واقع شده است. در بخش راهبردهای نفت و گاز «سند ملی راهبرد انرژی کشور» مصوب مردادماه ۹۶ نیز در بند (۱) افزایش حداقل ۵ درصد ضریب بازیافت میادین نفتی کشور تا پایان افق زمانی سند مزبور از طریق بکارگیری روش‌های ازدیاد برداشت و تولید صیانتی هدف‌گذاری شده است. در بند (۴) همین سند نیز مجدداً به تولید صیانتی اشاره شده است. در بندهای مختلفی از قانون نفت مصوب سال ۱۳۶۶ و همچنین قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۱ نیز بارها به ضرورت تولید صیانتی از مخازن تأکید شده است. تولید صیانتی مشتمل بر دو مؤلفه «حداکثر نرخ تولید کارا» و «فرایندهای ازدیاد برداشت» است. بر این اساس ضرورت دارد که اولاً مفهوم صحیح تولید صیانتی و ثانیاً میزان تولید بهینه و صیانتی در خصوص هر قرارداد نفتی به صورت مجزا و دقیق، مشخص گردد.

از دیدگاه فنی، تولید صیانتی مترادف با اصطلاح «حداکثر نرخ تولید کارا[1]» (MER) می‌باشد که عبارتست از حداکثر نرخ تولید روزانه‌ای از میدان که به‌واسطه آن بیشترین نفت در پایان عمر مخزن با اتکا به نیروهای طبیعی درون مخزن برداشت شود. همان‌گونه که می‌دانیم با استناد به به اصطلاح ضریب بازیافت نفت، همه نفت درون مخزن بخصوص با تکیه بر روش‌های

1. Maximum Efficient Rate

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

تولید اولیه[1] (با استفاده از نیروهای طبیعی درون مخزن) قابل استحصال نیست. یعنی همواره بخشی از نفت درون مخزن باقی خواهد ماند. روش‌های نوینی که در آن یا با استفاده از روش‌های بازیافت ثانویه یعنی تقویت نیروهای طبیعی درون مخزن بصورت تزریق موادی مثل آب یا گاز از خارج بدرون مخزن (IOR[2]) یا با تسهیل جریان یافتن نفت درون مخزن با استقاده از روش‌های بازیافت ثالثیه یا تزریق مواد شیمیائی و حرارت از بیرون مخزن (EOR[3]) که باعث استحصال میزان بیشتری نفت می‌شود را اصطلاحاً روش‌های ازدیاد برداشت می‌نامند که جمع آن با حاصل نهائی MER مفهوم تولید صیانتی را تشکیل می‌دهد. بنابراین از دیدگاه فنی و اقتصادی MER را نمی توان مترادف برداشت بهینه از مخزن یا تولید صیانتی در خلال عمر مخزن دانست، زیرا برداشت بهینه از مخزن مستلزم اجرای دقیق و به موقع برنامه‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه است (درخشان[4]، ۱۳۹۳). بنابراین، تولید صیانتی مشتمل بر دو مولفه «حداکثر نرخ تولید کارا» و «فرایندهای ازدیاد برداشت» است که اولی متکی به صرف هزینه برای توسعه میدان به منظور استفاده بهینه و حداکثری از توان طبیعی مخزن و دومی متکی به صرف هزینه برای روش‌های ازدیاد برداشت برای تخلیه بخشی از نفت به‌جای مانده در مخزن است.

مسأله اساسی دیگر در برداشت بهینه از مخزن، تضاد منافع پیمانکار و کارفرما در خصوص بهره برداری از مخزن می‌باشد. با توجه به اختلاف دیدگاه پیمانکار و کارفرما در برداشت از مخزن (کارفرما به‌دنبال اهداف بلند مدت و بین نسلی و حداکثر سازی تولید است و پیمانکار نیز به‌دنبال حداکثر رساندن سود خود در کوتاه‌ترین زمان است) ضروری است قرارداد نفتی به نحوی منعقد شود که منافع هر دو طرف را حداکثر سازد. در این راستا و به منظور اصلاح نوع قراردادهای قبلی، وزارت نفت با مبنا قراردادن اسناد بالادستی صنعت نفت و گاز، طراحی نسل

1. Primary Recovery
2. Improved Oil Recovery (Secondary Recovery)
3. Enhanced Oil Recovery (Tertiary Recovery)
4. Derakhshan

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

جدیدی از قراردادهای بالادستی، تحت عنوان قراردادهای نفتی ایران (IPC)، را با هدف صیانتی کردن تولید از میادین نفتی و گازی کشور در دستور کار قرار داد.

هدف اصلی قراردادهای جدید نفتی کاهش اثر اختلالی[1] میان کارفرما و پیمانکار بوده و از این رو این قراردادها دارای ویژگی‌های زیر است:

- قراردادهای جدید نفتی از نوع اکتشاف و تولید[2] هستند. یعنی بر این اساس پیمانکار علاوه بر مرحله اکتشاف و توسعه در مرحله تولید و بهره‌برداری نیز مشارکت جدی خواهد داشت.
- به منظور کاهش اثر اختلالی، معمولاً در قراردادها سعی می‌شود که انعطاف‌پذیری قرارداد بالا نگه داشته شود. قرادادهای جدید نفتی ایران به دنبال تسهیم منصفانه دریافتی دولت و شرکت طرف قرارداد در شرایط متغیر بازار نفت و گاز می‌باشد.
- اجرای برنامه توسعه و تولید میدان بر اساس یک مطالعه جامع توسعه‌ای صورت خواهد گرفت که ماحصل کار مشترک پیمانکار و کارفرماست.
- تولید و بهره‌برداری در قراردادهای جدید به‌صورت تدریجی و فازبندی است. در قراردادهای جدید بعد از اجرای فازهای اولیه و ثانویه برداشت، فاز ازدیاد برداشت نیز قابل اجراست.
- در اجرای قراردادهای جدید نفتی یک عملیات نفتی در سه سطح تحت نظارت قرار گرفته است که عبارتند از سطح فنی و کارشناسی (JWG[3])، سطح مدیریتی (JMC[4]) و سطح عالی (هیات عالی نظارت بر منابع نفتی).
- تضمین بازپرداخت به پیمانکار (شامل اصل و فرع سرمایه) از مواردی است که می‌تواند پیمانکار را به دنبال کردن مسیر بهینه تولید مد نظر شرکت ملی نفت ایران ترغیب نماید.

1. Distortionary Effect
2. E&P
3. Joint Working Group
4. Joint Management Committee

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

این قرارداد در میدان دریایی درود[۱] نیز با هدف حفظ تولید صیانتی اجرا خواهد شد. میدان درود از جمله میدان‌های نفتی می‌باشد که قرارداد بیع متقابل نتوانسته است اهداف تولید صیانتی را در آن محقق کند. با وجود آنکه هدف شرکت توتال (پیمانکار میدان) و براساس قرارداد بیع متقابل، افزایش تولید میدان نفتی درود از روزانه ۱۴۰ هزار بشکه به ۲۲۰ هزار بشکه از طریق بازیافت ثانویه بوده است، اما در عمل اهداف تعیین شده در این قرارداد هیچ‌گاه محقق نشده و متوسط تولید سالیانه از این میدان از ۱۸۷ هزار بشکه در روز فراتر نرفته است.

براین اساس در تحقیق حاضر سعی شده است به منظور بررسی اثربخشی قراردادهای نسل جدید (IPC) در تحقق تولید صیانتی و شرایط حاکم بر آن در میدان درود به‌عنوان یک میدان نمونه، از طریق روش بهینه‌سازی پویای تصادفی و تحلیل داده و با استفاده از اطلاعات تخصصی میدان درود، به سه سؤال اصلی زیر پاسخ داده شود:

- مسیر بهینه تولید در قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) چگونه است و چه تفاوت‌هائی با مسیر بهینه تولید شرکت ملی نفت ایران دارد؟
- آیا اثر اختلالی در مدل قراردادهای جدید نفتی ایران وجود دارد؟
- حساسیت این اثر اختلالی نسبت به تغییرات و یا اصلاحات پارامترهای قراردادی و تولیدی به چه میزان است؟

۲. پیشینه تحقیق

به دنبال کار اولیه هوتلینگ (۱۹۳۱) تحقیقات تئوریک زیادی در زمینه برداشت بهینه از منابع هیدروکربوری انجام شد. از محورهای مهم این بررسی‌ها، پیگیری نحوه تأثیرگذاری رژیم‌های

۱. میدان درود واقع در جزیره خارک و سواحل آن در یکی از مناطق شش‌گانه حوزه دریایی خلیج فارس، منطقه خارک قرار دارد. این میدان از دو بخش دریایی و خشکی تشکیل شده که به‌ترتیب به‌نام درود یک و دو نامگذاری و در سال ۱۳۴۰ کشف گردیده است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

مالی و قراردادی بر رفتار و تصمیم‌گیری بهره‌برداران از منابع است. در تحقیق حاضر نیز سعی شده است که تأثیر پارامترهای قراردادی بر مسیر بهینه تولید شرکت بین‌المللی نفتی مورد ارزیابی قرار بگیرد.

اندونزی اولین کشوری است که از قراردادهای اشتراکی تولید (PSC) استفاده کرده است. در نوع قراردادی که کشور اندونزی از آن استفاده می‌کند برای کارآمدتر شدن قرارداد، دولت سال به سال قرارداد را تعدیل می‌کند. از این‌رو در سال ۲۰۱۷ مقررات MEMR 8/2017 تصویب شده و شرایط برای کلیه قراردادهای جدید بالادست از PSCهای استاندارد را به PSC های تقسیم ناخالص[1] تغییر داد. هدف اصلی دولت بهبود کارآیی و کاهش بار اداری در بخش بالادست با از بین بردن بازیابی هزینه بود. یی و همکاران[2] (۲۰۱۹) در مقاله‌ای به بررسی شرایط مالی و استراتژی شرکت نفت اندونزی تحت شرایط مالی جدید و مقایسه دو نوع قرارداد در سناریوهای مختلف پرداختند. در حالت‌های مختلف هزینه‌ای نتایج متفاوتی به دست می‌آید. با فرض کم بودن هزینه، جریان خالص پول نقدی پیمانکار در حالت PSC تقسیم ناخالص، بالاتر از PSC استاندارد است. اما اگر پیمانکار هزینه بالایی را بپردازد، گردش نقدی پیمانکار PSC ناخالص پایین تر از PSC استاندارد است. بنابراین استراتژی کم هزینه برای شرکت نفت ضروری است تا سود خود را بر اساس PSC جدید حفظ کند.

دیئوف و لاپورته[3] (۲۰۱۸)، به تجزیه و تحلیل رژیم مالیات نفتی سنگال بر اساس تقسیم درآمد نفت بین دولت و شرکت‌های عامل براساس دو نوع قرارداد: یک قرارداد

1. Gross Split
2. Jiexin Yi et al.
3. Diouf & Laporte

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

اعطای امتیاز و یک قرارداد مشارکت در تولید پرداخته‌اند. نتایج نشان داد صرف نظر از قرارداد، میانگین نرخ مالیات مؤثر در سنگال در مقایسه با سایر کشورهای تولید کننده آفریقا پایین است و رژیم مالیات دارای رکود است. بنابراین کشورهای در حال توسعه باید در تعریف رژیم مالیاتی قابل استفاده چه برای بخش نفت و چه به طور کلی برای صنایع استخراجی هوشیار باشند. 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 هر دو طرف، دولت و سرمایه‌گذار، تعریف شود. تعادل بین این دو نوع مالیات باید با استفاده از یک مدل اشتراکی اجاره کالیبره شود. به ویژه، برای سنگال این امر مستلزم تجدید نظر در آئین نامه نفتی موجود است.

رضوان اغلو[1] (۲۰۱۶) به گسترش مطالعه گائو و همکاران (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 در عربستان مدل می‌کند. اگرچه در مطالعه گائو و همکاران، بررسی و مقایسه سناریوهای مختلف برای متغیرهای برونزا بینش مهمی در مورد پویایی تولید نفت ارائه می‌دهد، اما 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. در نتیجه مسیر تولید بهینه تحت این مشخصات جدید

1. Rizvanoghlu

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

دارای پویایی متفاوت است که ممکن است رفتار تولید کننده قبل از سال ۲۰۰۰ را توضیح دهد، رفتاری که در نتیجه‌گیری توسط گائو و همکاران از نظر اقتصادی غیرمنطقی بوده است.

خورسندی و همکاران[1] (۱۳۹۷) 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 نمودند. نتایج نشان داد مسیر تولید قراردادی مندرج در قرارداد بیع‌متقابل، بالاتر از مسیر بهینه تولید مد نظر هر دو طرف قرارداد مشارکت در تولید بوده و این مسأله ناشی از تمایل زیاد شرکت اِلف فرانسه برای بازپرداخت سریع هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه در کوتاه‌ترین زمان ممکن می‌باشد. از طرفی دیگر میزان تزریق گاز سالیانه که در قرارداد بیع متقابل میدان نفتی درود مصوب گردیده کمتر از میزان مطلوب شرکت جوینت‌ونچر در حالت قرارداد مشارکت در تولید آذربایجان است و این مسأله حاکی از نزدیکتر بودن قرارداد مشارکت در تولید به تولیدِ صیانتی در مقایسه با قرارداد بیع متقابل می‌باشد.

شکری و همکاران[2] (۱۳۹۶) در مطالعه‌ای مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی را با تاکید بر تولید صیانتی در یک دوره سی ساله برآورد نموده است. نتایج نشان داد در صورت اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت (EOR) و تزریق گاز به طاقدیس سروک این میدان، همزمان با تولید از آن، در طول دوره شبیه سازی، بیش از ۶ میلیارد بشکه نفت اضافی به حجم قابل استحصال میدان اضافه شده و تولید تجمعی میدان نیز از ۱/۴ میلیارد بشکه براساس تولید برنامه‌ریزی شده کنونی در RMDP میدان، به بیش از ۳ میلیارد بشکه براساس مسیر بهینه پیشنهادی این مطالعه می‌رسد.

1. Khorsandi et al.
2. Shokri et al.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

صابری و همکاران[1] (۱۳۹۶) به برآورد مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد پرداخته و تأثیر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر روی آن را مورد بررسی قرار داده‌اند. نتایج نشان می‌دهد با تغییر نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، به‌رغم وجود اختلاف طرفین قرارداد در مسیر بهینه تولید، تمایل طرفین قرارداد برای تغییر مسیر بهینه تولید مد نظر خود، زیاد نبوده و لذا در صورتی که دولت میزبان خواهان تغییر پارامتر قراردادی بدون اثرگذاری بر مسیر بهینه تولید طرفین قرارداد باشد، این پارامتر به خوبی این نقش را ایفا می‌نماید.

صاحب‌هنر و همکاران[2] (۱۳۹۶) در مقاله‌ای تحت عنوان «مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران وقراردادهای مشارکت در تولید (مطالعه موردی میدان نفتی آزادگان)» برای نخستین بار رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی و قراردادهای مشارکت در تولید را شبیه‌سازی و مورد ارزیابی و مقایسه قرار می‌دهد. روش به‌کار رفته در این مقاله مبتنی بر رویکرد سناریوسازی می‌باشد که در آن زمان‌بندی و حجم سرمایه‌گذاری به همراه پروفایل تولید ثابت فرض شده و اثر تغییر مؤلفه‌های مالی قرارداد بر متغیرهای کلیدی همچون نرخ بازدهی داخلی و دریافتی طرفین محاسبه قرار گرفته است. در این مطالعه از اطلاعات فنی و اقتصادی مربوط به طرح توسعه میدان آزادگان جنوبی جهت شبیه‌سازی مالی استفاده شده است. یکی از مهم‌ترین نتایج این مطالعه، امکان دستیابی به نتایج یکسان مالی و اقتصادی، صرف نظر از نوع قرارداد است. همچنین بر اساس نتایج این مطالعه، قراردادهای IPC از انعطاف‌پذیری و فزایندگی[3][4] کمتری نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید برخوردار بوده و جذابیت این

1. Saberi et al.
2. Sahebhonar et al.
3. Progressivity
۴. یکی از مهم‌ترین شاخصه‌های قراردادهای نفتی، میزان انعطاف‌پذیری و اصطلاحاً فزایندگی آن است. فزایندگی رژیم مالی به این معنا است که همزمان با افزایش درآمد پروژه، سود هر دو طرف (و نه فقط یکی از طرفین) افزایش یابد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

قراردادها به خصوص در میادین با هزینه سرمایه‌ای بالاتر کم‌تر است. دلیل این مسأله وجود برخی محدودیت‌های تعیین شده در قراردادهای نفتی ایران همچون تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و طولانی‌تر بودن دوره بازگشت سرمایه و عدم ارتباط مستقیم میان دستمزد پیمانکار و درآمد حاصل از میدان می‌باشد.

عسکری و همکاران[1] (۱۳۹۴) معتقدند قراردادهای مشارکت در تولید(PSC)، بیع متقابل(BBC) و اخیراً نفتی ایران(IPC) به‌منزله سه رقیب در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور به‌شمار می‌روند. لذا با هدف تبیین ظرفیت‌های اقتصادی این سه قرارداد نسبت به یکدیگر و برمبنای روش بهینه‌سازی ایستا، آنها را از منظر دو مؤلفه اقتصادی مهم سطح سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت مقایسه کرده و در نهایت اولویت‌بندی کرده‌اند. سرانجام برمبنای رویکرد ساختاری نتیجه گرفته‌اند که قراردادهای بالادستی مشارکت در تولید، نفتی ایران و بیع متقابل از نظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار دارند و از نظر سطح تولید بهینه نیز در صورت مشارکت بیشتر بخش خصوصی و دخالت کمتر دولت میزبان می‌توانند به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار گیرند.

عسکری و همکاران (۱۳۹۵) در مقاله‌ای تحت عنوان «الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل مطالعه موردی میدان نفتی فروزان» به بررسی الگوی بهینه تولید نفت از میدان نفتی فروزان در چارچوب قرارداد بیع متقابل پرداخته است و ضمن مدل‌سازی تابع درآمد و هزینه شرکت ملی نفت ایران در طول دوره قرارداد با استفاده از روش کنترل بهینه (گرادیان کاهشی تعمیم یافته) الگوی تولید بهینه از میدان را در سه سناریو تدوین کرده است. بر این اساس نتایج حاکی از آن است که سطح تولید بهینه از میدان فروزان با قیمت انتظاری نفت و نیز نرخ تخلیه میدان رابطه مستقیم و با عامل تنزیل خالص عایدات میدان رابطه معکوس دارد. همچنین

1. Askari et al.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

سطح تولید بهینه میدان نامبرده به دلیل رعایت تولید اصول تولید صیانتی پایین‌تر از سطح الگوی تولید پیشنهادی از آن می‌باشد.

آنچه که در بالا به آن اشاره شد پاره‌ای از مطالعاتی است که به بررسی بهینه‌سازی مسیر تولید شرکت‌های نفتی و در چارچوب مدل‌های مالی قراردادهای نفتی پرداخته است. در عمده مطالعات بالا از روش بهینه‌سازی پویا استفاده شده است. در تحقیق حاضر نیز روش مورد استفاده روش بهینه‌سازی پویا است. اگرچه مطالعات قبلی بیشتر به بررسی مدل‌های قراردادی بیع‌متقابل و مشارکت در تولید پرداخته‌اند در این مطالعه سعی شده که مدل قراردادی IPC به‌عنوان آخرین ویرایش از قراردادهای جدید نفتی کشور مورد بررسی قررا گیرد. با توجه به جدید بودن این مدل قراردادی و تجربه عملی بسیار کم کشور در زمینه عملیاتی این قرارداد بنظر می‌رسد که مطالعات اینچنینی می‌توانندکمک بسیاری در درک و پیش‌بینی نواقص این مدل قراردادی حین اجرا ارائه دهند. در این مطالعه تولید صیانتی و مسائل ازدیاد برداشت بسیار مورد تاکید قرار گرفته شده است؛ تاکیدی که در مطالعات قبلی دیده نمی‌شود. تأثیر روش‌های ازدیاد برداشت در تعریف هر دو مسیر بهینه تولید شرکت ملی نفت و شرکت نفتی بین‌المللی لحاظ شده است. این موضوع قلب مطالعه حاضر را تشکیل می‌دهد و وجه تمایز اساسی این مطالعه با سایر مطالعات مشابه را تشکیل می‌دهد. میدان درود به‌عنوان مورد خاص برای این مطالعه در نظر گرفته شده است. دلیل این موضوع استنباط نویسندگان بر بازدهی اقتصادی نسبتا پائین‌تر توسعه این میدان به‌واسطه هزینه‌های بالاتر توسعه و تولید در دریا و البته میزان افزایش تولید نسبتاً پائین این میدان به نسبت هزینه‌هائی است که برای توسعه این میدان توسط شرکت مشاور برآورد شده است. با این استدلال نویسندگان باور دارند تا درصد بالائی نتایج مطالعه این میدان قابل تعمیم به سایر موارد به‌خصوص میادین نفتی خشکی و میادینی با نرخ بهره‌وری بالاتر می‌باشد. با توجه به عدم تغییر ماهیت فنی مخازن و میادین نفتی مشترک و غیر مشترک، نتایج این مطالعه قابل تعمیم به هر دو نوع میادین مشترک و غیر مشترک می‌باشد.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

۳. مبانی نظری و مدل تحقیق

در این بخش با استفاده از روش برنامه‌ریزی پویا و با در نظر گرفتن تابع هدف شرکت ملی نفت ایران و قیود فنی و اقتصادی مربوطه، مسیر بهینه تولید از منظر شرکت ملی نفت ایران محاسبه گردیده و سپس با در نظر گرفتن رژیم مالی قرارداد IPC مسیر بهینه تولید در چارچوب این قرارداد از منظر پیمانکار مدلسازی و محاسبه شده است.

۳-۱. مدل مربوط به مسیر بهینه از منظر شرکت ملی نفت

مسأله بهینه‌سازی مسیر تولید از منظر شرکت ملی نفت، به نوعی تعمیم یافته مدل به کار رفته توسط قندی و لین (۲۰۱۲) خواهد بود. در مطالعه قندی و لین سعی شده که تطابق خروجی قراردادهای بیع متقابل با مدل خنثی شرکت ملی نفت ایران بررسی شود و به این سؤال پاسخ داده شود که آیا قراردادهای بیع‌متقابل متضمن بهینه‌ترین مسیر تولید هستند یا خیر؟ در مدل خنثی شرکت ملی نفت ایران فارغ از قیود قراردادی بدنبال حداکثرسازی میزان تولید نهائی و به‌دست آوردن بالاترین ضریب بازیافت نهائی نفت از میدان است. قندی و لین رابطه ساده زیر را برای محاسبه سود شرکت ملی نفت ایران پیشنهاد داده‌اند:

$$\max_{Q} \sum_{t=0}^{T} \beta^t \{P_t\, Q_t - C(S_t, Q_t)\} \qquad (۱)$$

این معادله مقید به قیود زیر می‌باشد:

$$Q_t \geq 0 \qquad (۲)$$

$$S_t \geq 0 \qquad (۳)$$

$$S_0 = s_0 \qquad (۴)$$

$$S_{t+1} - S_t = -Q_t \qquad (۵)$$

$$\sum_{t=0}^{T} Q_t \leq S_0 \qquad (۶)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

$$Q_t \leq Q_{max} \quad (۷)$$

$$Q_t \geq Q_{min} \quad (۸)$$

$$C(S_t, Q_t) \geq C_0 \quad (۹)$$

$$ABS(Q_t - Q_{t-1}) \leq Q_f \quad (۱۰)$$

با بررسی مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد بیع متقابل برای دو میدان سروش و نوروز، قندی و لین به این نتیجه می‌رسند که خروجی مسیر تولید قراردادی با هیچ یک از حالت‌های بهینه کاملاً مشابه نیست. اگر چه تولید در سال‌های نخست تقریباً با تولید بهینه با فرض نرخ‌های تنزیل بالا یکسان است اما در سال‌های پایانی اینچنین اتفاقی نمی‌افتد. تشابه تولید نفت در سال‌های نخست با تولید نفت در نرخ تنزیل بالا بیانگر این مسأله است که تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع متقابل با تولید بهینه نفت از دیدگاه شرکت بین‌المللی نفت همخوانی دارد، زیرا نرخ تنزیل شرکت‌های بین‌المللی نفت به مراتب بالاتر از شرکت ملی نفت است.

مطالعه قندی و لین از این بابت که دو میدان دریائی مورد بررسی قرار گرفته‌اند به تحقیق حاضر شباهت دارد. ولی تفاوت اصلی این دو مطالعه در این است که در تحقیق حاضر ضمن تفکیک هزینه‌ها به هزینه‌های مستقیم و عملیاتی، چه از نظر تولیدی و چه از نظر هزینه‌ای، تأثیر عملیات ازدیاد برداشت نیز در محاسبات دیده شده است. در این مقاله، مدل قندی و لین به‌صورت زیر و با قرار دادن ترم‌های ازدیاد برداشتی اصلاح شده است:

$$\max_{Q} \sum_{t=0}^{T} \beta^t \{P_t\, Q_t - DC(\bar{Q}, \overline{inj}) - OC(S_t, Q_t, Ginj_t, Winj_t, Gl_t)\} \quad (۱۱)$$

تحت قیود زیر:

$$Q_t \geq 0 \quad (۱۲)$$

$$S_t \geq 0 \quad (۱۳)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

$$S_0 = s * OIP \quad (۱۴)$$

$$S_{t+1} - S_t = -Q_t + \eta(Ginj_t, Winj_t, Gl_t, S_t) \quad (۱۵)$$

$$\sum_{t=0}^{T} Q_t \leq S_0 \quad (۱۶)$$

$$Q_t \leq Q_{max} = Q_0 S_t / S_0 \quad (۱۷)$$

$$Q_t \geq Q_{min} \quad (۱۸)$$

$$ABS(Q_t - Q_{t-1}) \leq \delta \quad (۱۹)$$

Q: ذخیره قابل استحصال

$Winj$: میزان تزریق سالیانه آب بر حسب میلیون بشکه

OIP : میزان نفت درجا[1]

$Ginj$: میزان تزریق سالیانه گاز بر حسب میلیون متر مکعب

s: نرخ بازیافت نهایی[2]

Gl: میزان فرازآوری مصنوعی با گاز بر حسب میلیون متر مکعب

η : میزان افزایش حجم ذخیره قابل استحصال باقیمانده ناشی از فعالیت‌های ازدیاد برداشت (IOR) است که تابعی از میزان تزریق آب، گاز و فرازآوری مصنوعی با گاز و ذخیره باقیمانده میدان می‌باشد.

۱. بر اساس آخرین MDP میدان برابر با ۹۱۷۵ میلیون بشکه می‌باشد.

۲. نرخ بازیافت نهایی بر اساس آخرین MDP میدان در سناریوی Do nothing برای مخزن فهلیان و آسماری به ترتیب برابر با ۳۰/۶۱ و ۱۲/۶درصد است که میانگین وزنی آن برابر با ۲۸/۸ درصد است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

$$\eta(Ginj_t, Winj_t, Gl_t, S_t) = \varphi * \frac{(Ginj_t + Winj_t + Gl_t) * S_t}{S_0} \qquad (۲۰)$$

φ : ضریب تأثیر فعالیت‌های ازدیاد برداشت (IOR) بر حجم ذخیره قابل استحصال یا به بیان دیگر نسبت گاز/آب تزریقی به حجم ازدیاد برداشت محقق شده است که بر اساس داده‌های دفتر فناوری ریاست‌جمهوری (۱۳۸۵) در سناریوی تثبیت فشار برابر با ۲/۷ می‌باشد. برای این منظور حجم گاز/آب تزریقی بر پایه میلیارد پای مکعب/میلیون بشکه را به میلیون بشکه معادل نفت خام تبدیل می‌کنیم.[۱]

DC : هزینه توسعه میدان که تابعی از میزان ظرفیت ایجاد شده و تولید اولیه در پلتو ($\bar{Q}$) و هزینه ایجاد ظرفیت ازدیاد برداشت (حفر چاه‌های تزریقی، تأسیسات فشار افزایی و... که مجموعاً با $\overline{inj}$ نشان داده می‌شود) است.

δ : حداکثر نوسان ممکن در تولید که برابر با سالیانه ۱۵ هزار بشکه در روز فرض شده است.

۳-۲. مدل مربوط به مسیر بهینه از منظر پیمانکار قرارداد IPC

در قسمت قبل مسیر بهینه تولید در حالت خنثی و بدون در نظر گرفتن رژیم مالی قرارداد و از منظر شرکت ملی نفت به عنوان نماینده دولت مدل‌سازی گردید. در این مرحله با در نظر گرفتن رژیم مالی قرارداد IPC مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار در چارچوب قرارداد مذکور استخراج می‌گردد. به طور کلی 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 قراردادهای IPC تقسیم عواید حاصل از اجرای پروژه میان طرفین (دولت میزبان HG و شرکت خارجی FOC) در دوره بهره‌برداری به صورت زیر است:

۱. هر میلیارد پای مکعب گاز معادل حدود ۱۹۰۰۰۰ بشکه نفت‌خام است. لذا تزریق روزانه ۱۳۰ میلیون فوت مکعب گاز برابر با ۴۷ میلیارد فوت مکعب در سال بوده و معادل ۹/۰۱ میلیون بشکه نفت خام است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

$$Y_t^{HG} = P_t Q_t - \left[(1-sp)\phi_t(P_t.Q_t.R_t) + \frac{DCC_0}{\tau} * s + CoM_t + OPX_t - CF_t\right] \quad (۲۱)$$

$$s = \begin{cases} 1 & if\ t < \tau \\ 0 & Otherwise \end{cases} \quad (۲۲)$$

$$\mu = 0/5\ ;\ \tau = 5$$

$$Y_t^{HG} = P_t Q_t - \left[(1-sp)\phi_t(P_t.Q_t.R_t) + \frac{DCC_0}{\tau} * s + CoM_t + OPX_t - CF_t\right] \quad (۲۳)$$

$$Y_t^{FOC} = (1-sp)\phi_t(P_t.Q_t.R_t) + \frac{DCC_0}{\tau} * s - DCC_t - CF_t\ ; \quad (۲۴)$$
$$t = 0,1,\ldots,20$$

بر این اساس، عایدی دولت از محل میدان در چارچوب قرارداد 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، 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

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

مذکور تحت عنوان معوقات (CF) از درآمد خالص پیمانکار در دوره مذکور کسر شده و پرداخت آن به دوره بعد موکول خواهد شد. در صورتی که 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.

در نهایت چارچوب کلی مسأله بهینه‌سازی پویا از منظر بهره‌بردار در قراردادهای IPC بصورت زیر خواهد بود:

$$max\ E_{0Q_t} \sum_{t=0}^{T} \beta^t Y_t^{FOC} \quad (۲۵)$$

S.t. Constraints

مجموعه قیود فنی و مالی مدل در قرارداد IPC میدان درود به شرح زیر است:

$$S_{t+1} = S_t - Q_t + \eta(Ginj_t, Winj_t, Gl_t, S_t) \quad (۲۶)$$

$$R_{t+1} = \frac{(1-sp) * \phi_t + CR_t + R_t * AC_t}{AC_t + TC_t} \quad (۲۷)$$

$$AC_{t+1} = AC_t + TC_t \quad (۲۸)$$

$$ACF_{t+1} = ACF_t + CF_t * (1 + CoM) \quad (۲۹)$$

$$AC_t = \sum_{k=1}^{t-1} TC_k \quad (۳۰)$$

$$ABS(Q_t - Q_{t-1}) \leq \delta \quad (۳۱)$$

$$S_0 = S;\ \sum_{t=1}^{T} Q_t \leq S\ ;\ Q_t \leq q_{max} = kS_t \quad (۳۲)$$

$$S_t \geq 0;\ Q_t \geq 0;\ inj_t \geq 0;\ P_t \geq 0 \quad (۳۳)$$

$$AP_t = ((1-sp)\phi_t + (s * DCC/\tau + COM_t + OPX_t) - CF_t \leq \mu P_t Q_t \quad (۳۴)$$

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

$$\mu = 0/5\ ; \tau = 5$$

$$OPX_t = C_t\big(Q_t . S_t . SR_t(inj_t)\big) \quad (۳۵)$$

$$COM_t = (1 + LIBOR + prm) * CF_{t-1} \quad (۳۶)$$

$$\phi_t = \varphi_t(P_t . R_t) * Q_t \quad (۳۷)$$

$$CF_t = \max(TP_t - \mu P_t Q_t, -ACF_t) \quad (۳۸)$$

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

$$\sum CF_t \geq 0 \quad (۳۹)$$

$$R_t = \frac{\sum_{k=1}^{t-1} AP_k}{\sum_{k=1}^{t-1} TC_k} \quad (۴۰)$$

$$V(S_{T+1}) = \min(ACF_{T+1}, \mu * P_{T+1} * S_{T+1}) \quad (۴۱)$$

متغیرهای به کار رفته در مدل فوق به شرح جدول (۱) می‌باشد.

جدول ۱. تعریف متغیرهای به کار 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	Y_t^{FOC}	عایدی شرکت خارجی (بهره‌بردار) در سال t
φ_t	نرخ دستمزد در هر سال که تابعی از قیمت و عامل R است	β	عامل تنزیل
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	η	نسبت ازدیاد برداشت به آب/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 هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که بین ۷-۵ سال عنوان شده است	TP_t	مبلغ قابل پرداخت به پیمانکار در سال t ام (شامل بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد) بدون در نظر گرفتن سقف بازپرداخت
IDC	هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم	AP_t	مبلغ پرداخت واقعی به پیمانکار در سال t

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

متغیر	شرح	متغیر	شرح
CoM_t	هزینه بانکی که به مطالبات دوره قبل تعلق می‌گیرد	μ	سقف بازپرداخت از محل درآمد میدان در هر دوره (درصد از درآمد میدان)
CF	میزان مطالبات بهره‌بردار که به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده به دوره بعد منتقل می‌گردد. (Carry forward)	TC_t	کل هزینه‌های صورت گرفته در سال t ام
ACF_t	معوقات انباشتی پیمانکار از ابتدا تا سال t ام.	AC_t	مجموع هزینه‌های صورت گرفته از ابتدا تا سال t ام
sp	سهم شرکت داخلی از دستمزد پروژه[1]	$LIBOR$	$London\ Interbank\ Offe$
CR_t	میزان بازپرداخت هزینه‌ها در سال t (cost recovery)	prm	مازاد نرخ بهره نسبت به لایبور (۱٪ در IPC)
OPX_t	هزینه‌های عملیاتی در سال t ام	$V(S_{T+1})$	ارزش بازیافتنی بعد از خاتمه قرارداد
T	طول دوره قرارداد که ۲۰ سال فرض شده است.		

مأخذ: نتایج تحقیق

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 epprjournal.ir on 2026-06-01]

۴. برآورد مدل

۴-۱. مسیر بهینه تولید از منظر شرکت ملی نفت

در این قسمت بر اساس پارامترهای فنی و اقتصادی ذکر شده، مدل مربوطه در نرم‌افزار متلب اجرا شده و نتایج به دست آمده در سناریوهای مختلف ارائه شده است.

پارامترهای مدل در سناریو مرجع به صورت زیر در نظر گرفته شده است.

جدول ۲. پارامترهای مدل در سناریو مرجع

نماد	تعریف	مقدار	واحد
β	عامل تنزیل	٪۹۵	درصد
$\bar{Q}$	ظرفیت تولید در پلتو	۱۲۰	هزار بشکه در روز
	سناریو قیمت	پیش‌بینی مرجع EIA	
inj	میزان تزریق (معادل بشکه نفت خام در سال)	۹	میلیون بشکه
δ	حداکثر نوسان ممکن تولید	۱۵	هزار بشکه در روز (در هر سال)
CC	ضریب هزینه سرمایه‌ای[1]	۴۵[2]	هزار دلار برای افزایش ظرفیت یک بشکه در روز

مأخذ: نتایج تحقیق

شکل زیر پیش‌بینی تولید از میدان درود در سناریوی تزریق آب و گاز و فرازآوری مصنوعی با گاز (سناریوی بهینه) را نشان می‌دهد. بر این اساس پیش‌بینی می‌شود در صورت سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت (در حالت خنثی[3] و بدون اختلال حاصل از قرارداد) مطابق با

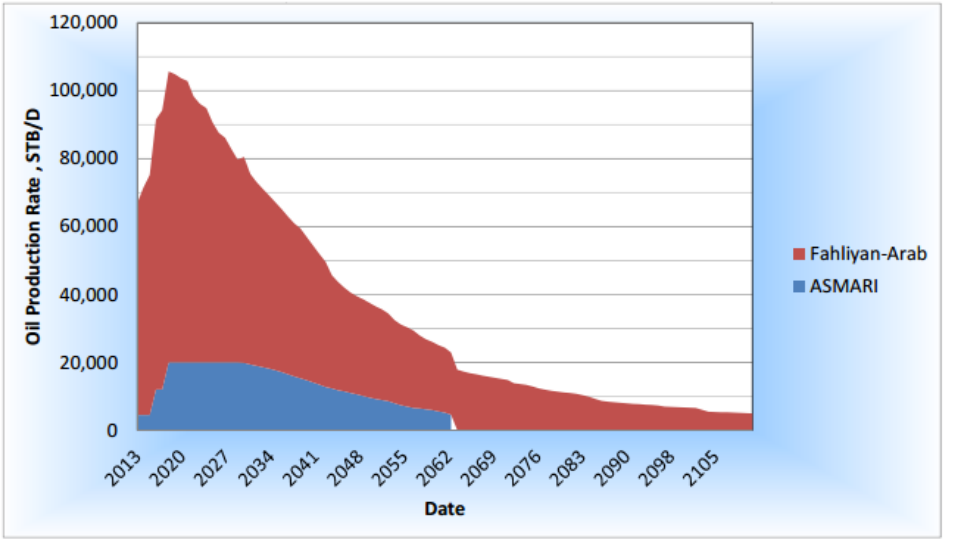
1. Capital Coefficient

۲. برای محاسبه عدد از تقسیم میزان سرمایه‌گذاری لازم (۱۰۳۰ میلیون دلار) در سناریو منتخب MDP بر میزان افزایش ظرفیت تولید در پلتو (۲۳ هزار بشکه در روز افزایش ظرفیت) استفاده شده است.

۳. در این حالت که در ادبیات رژیم مالی قراردادهای نفتی تحت عنوان حالت خنثی(Neutral) شناخته می‌شود، مسیر بهینه تولید از یک میدان نفتی صرف نظر از نوع قرارداد از حداکثر سازی سود حاصل از تولید میدان نسبت به یک سری قیود فنی و اقتصادی به دست می‌آید. در واقع در این حالت مسیر بهینه خنثی استخراج می‌گردد که

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

سناریوی فنی بهینه مطرح شده در طرح جامع توسعه میدان، ظرفیت تولید میدان از حدود ۷۵ هزار بشکه در روز به ۱۲۰ هزار بشکه در روز افزایش یابد. لذا برای محاسبه مسیر بهینه تولید از منظر شرکت ملی نفت (در حالت خنثی) حداکثر تولید ممکن به لحاظ فنی برابر با ۱۲۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته می‌شود.



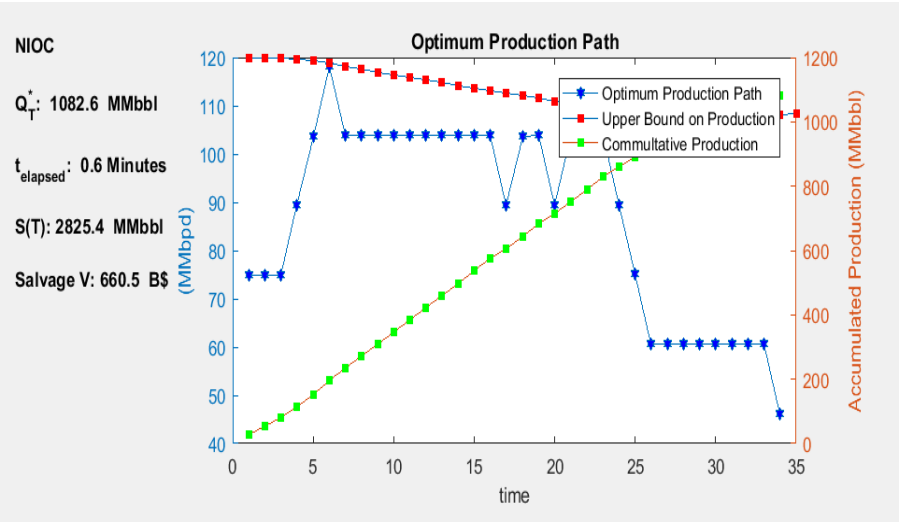
شکل ۱. پروفایل تولید نفت میدان درود براساس MDP تهیه شده توسط شرکت PPZ[1]

بر این اساس مسیر بهینه تولید از منظر دولت در سناریو مرجع به صورت زیر محاسبه شده است.

بیانگر حالتی است که در آن هیچ‌گونه اختلالی ناشی از وضع رژیم مالی قرارداد وجود ندارد و صرفا تولید بهینه از منبع مورد نظر است.

۱. این مطالعه طی قرارداد به شماره رپ‌ف/۲۸۹/۹۷ مورخ ۹۷/۵/۲۷ تحت حمایت اداره پژوهش و فناوری شرکت نفت فلات قاره ایران قرار گرفته و افشای محدود اطلاعات با هماهنگی آن اداره محترم صورت پذیرفته است.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]



شکل ۲. مسیر بهینه تولید در سناریو مرجع

بر این اساس تولید انباشتی در دوره مورد بررسی، ۱۰۸۲/۶ میلیون بشکه بوده و همان‌طور که ملاحظه می‌گردد تولید بهینه در پلتو برابر با ۱۰۸/۸ هزار بشکه در روز خواهد بود. از آنجا که شرکت ملی نفت افق زمانی بلندمدت (بالای ۳۰ سال) را مد نظر داشته و به‌دلیل داشتن نگاه ملی و بین‌نسلی به منابع طبیعی، نرخ تنزیل پایین‌تری دارد، لذا تمایل به حفظ فشار مخزن و موکول نمودن تولید بیشتر به سال‌های میانی و انتهایی دوره مورد بررسی دارد. برخلاف تصور غالب، از منظر اقتصادی لزوماً تولید انباشتی بیشتر در دوره قرارداد گزینه بهینه نخواهد بود. بلکه نگاه اقتصادی به میدان که علاوه بر ابعاد فنی، پارامترهای اقتصادی همچون قیمت، نرخ تنزیل و عدالت بین نسلی را نیز مد نظر قرار می‌دهد، مناسب‌تر است.

۴-۲. مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد IPC:

در این قسمت جهت حل مدل، روش گسسته‌سازی متغیرهای حالت در حالت افق زمانی محدود، مورد استفاده قرار گرفته است. به این منظور از نرم افزار MATLAB و با استفاده از ابررایانه جهت محاسبه مسیر بهینه تولید استفاده شده است. به منظور بررسی نتایج مختلف در حالت‌های

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

مختلف، در این قسمت نتایج مدل در سه سناریوی کلی رژیم مالی مرجع، جذاب و سخت‌گیرانه و هر کدام در سه حالت بدون تزریق، تزریق سالیانه معادل ۹ میلیون بشکه نفت خام و تزریق سالیانه معادل ۱۶ میلیون بشکه نفت خام محاسبه و گزارش شده است.

الف) سناریو مرجع

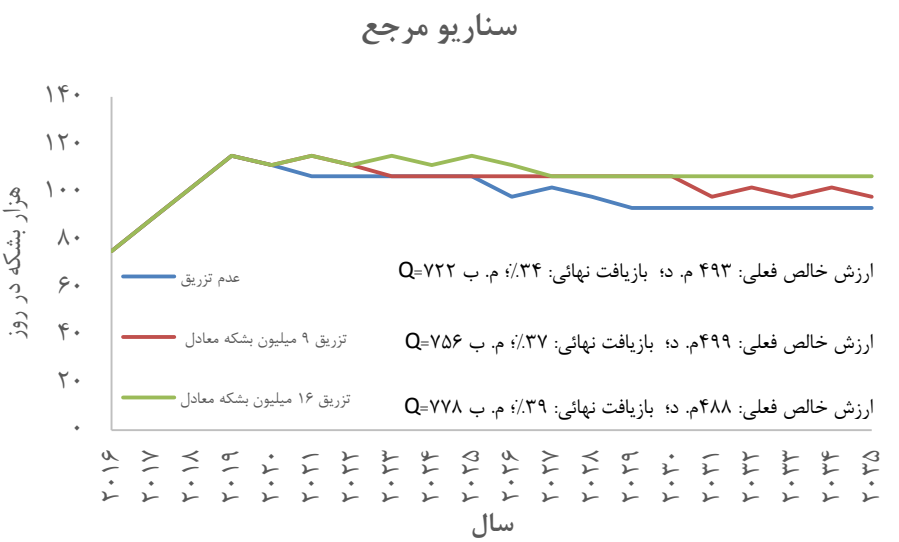
همان‌طور که در قسمت قبل اشاره شد، انجام عملیات ازدیاد برداشت به عنوان متغیر کنترل دوم در مدل در نظر گرفته شده است. البته به منظور پرهیز از پیچیدگی بیش از حد مسأله، در اینجا تعداد حالت‌های ممکن در خصوص ظرفیت عملیات ازدیاد برداشت (که به صورت ترکیبی از تزریق آب، گاز و فرازآوری مصنوعی در نظر گرفته شده است) برابر با سه حالت بدون تزریق، تزریق سالیانه ۹ میلیون بشکه معادل نفت خام و تزریق سالیانه ۱۶ میلیون بشکه معادل نفت خام در نظر گرفته شده و از مقایسه خالص ارزش فعلی سه حالت مذکور گزینه بهینه از منظر پیمانکار مشخص گردیده است.

جدول ۲. فروض سناریوی مرجع

عامل	مقدار	عامل	مقدار
دستمزد	۵ دلار بر بشکه	نرخ هزینه پول	۳ درصد
دوره بازپرداخت هزینه سرمایه‌ای	۷ سال	سقف بازپرداخت	٪۵۰

مأخذ: نتایج تحقیق

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]



شکل ۳. مقایسه مسیر بهینه تولید در سناریو مرجع

همان‌طور که در شکل (۳) مشاهده می‌گردد در صورت عدم انجام عملیات ازدیاد برداشت، میزان تولید انباشتی در این حالت، ۷۲۱/۷ میلیون بشکه، میزان ذخیره باقیمانده در سال انتهایی قرارداد، ۲۴۴۷/۵ میلیون بشکه و خالص ارزش فعلی پیمانکار، ۴۹۳/۹ میلیون دلار خواهد بود. این در حالی‌است که با تزریق روزانه ۹ میلیون بشکه معادل نفت خام، تولید انباشتی میدان در طول دوره قرارداد ۷۵۵/۷ میلیون بشکه و خالص ارزش فعلی ۵۰۰ میلیون دلار خواهد بود که نسبت به حالت عدم تزریق مقادیر بیشتری در این حالت به دست آمده است. در حالتی‌که تزریق به میدان معادل ۱۶ میلیون بشکه نفت باشد، تولید انباشتی بهینه از میدان در طول دوره قرارداد برابر با ۷۷۸/۳ میلیون بشکه خواهد بود. خالص ارزش فعلی پیمانکار اما نسبت به حالت‌های دیگر کمتر بوده و برابر با ۴۸۸/۴ میلیون دلار خواهد بود. از این رو می‌توان گفت در سناریوی مرجع، میزان تزریق بهینه، ۹ میلیون بشکه معادل نفت خام خواهد بود.

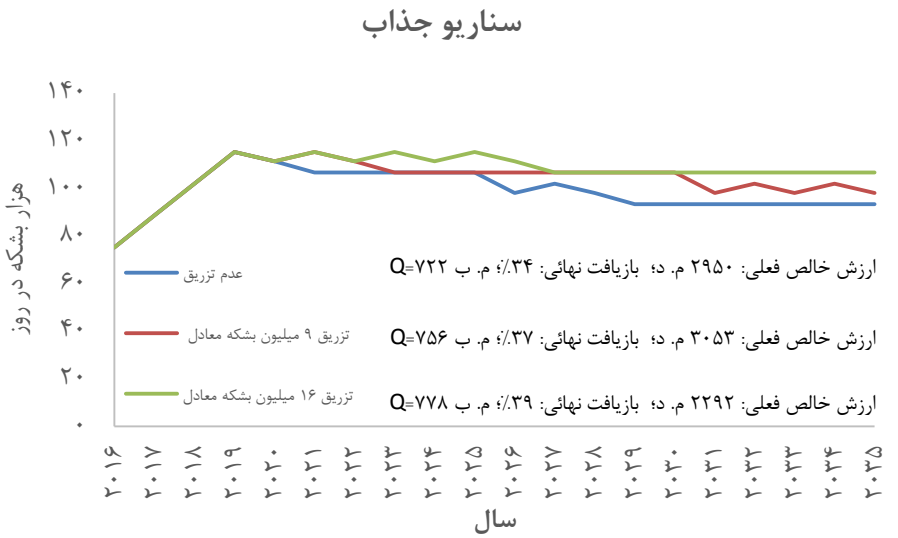
[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

ب) سناریوی جذاب

جدول ۳. فروض سناریوی جذاب

عامل	مقدار	عامل	مقدار
دستمزد	۱۵ دلار بر بشکه	نرخ هزینه پول	۹ درصد
دوره بازپرداخت هزینه سرمایه‌ای	۵ سال	سقف بازپرداخت	٪۶۰

مأخذ: نتایج تحقیق



شکل ۴. مقایسه مسیر بهینه تولید در سناریو جذاب

در شکل ۴ مسیر بهینه تولید به همراه میزان تولید انباشتی، نرخ بازیافت نهایی و خالص ارزش فعلی پروژه برای پیمانکار در طول دوره قرارداد در حالت‌های مختلف سناریوی قراردادی جذاب مقایسه شده است. همان‌طور که مشاهده می‌گردد، بیشترین خالص ارزش فعلی پروژه در حالت تزریق سالیانه معادل ۹ میلیون بشکه نفت خام محقق خواهد شد (۳۰۵۳ میلیون دلار) و لذا حالت مذکور انتخاب بهینه از منظر پیمانکار خواهد بود که به تولید انباشتی ۷۵۶ میلیون بشکه و

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

نرخ بازیافت نهایی ۳۷ درصد منجر خواهد شد. در مقایسه با سناریوی مرجع می‌توان گفت جذابیت بیشتر قرارداد تأثیری بر میزان تزریق، مسیر بهینه تولید و میزان تولید انباشتی نخواهد گذاشت و تنها دریافتی پیمانکار در این حالت به دلیل بالا بودن نرخ دستمزد و جذاب بودن سایر پارامترهای اصلی قرارداد، بیشتر خواهد بود.

ج) سناریو سخت‌گیرانه

جدول ۴. فروض سناریوی سختگیرانه

عامل	مقدار	عامل	مقدار
دستمزد	۴ دلار بر بشکه	نرخ هزینه پول	۲ درصد
دوره بازپرداخت هزینه سرمایه ای	۱۰ سال	سقف بازپرداخت	٪۴۰

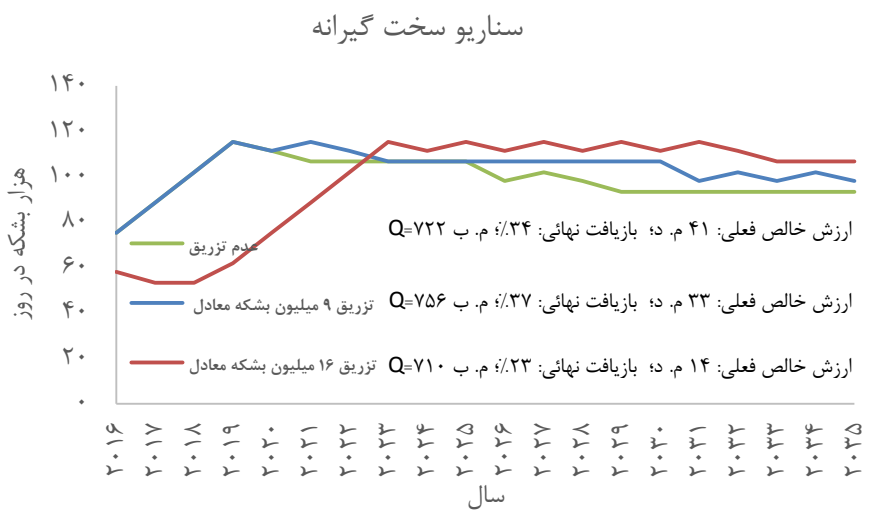
مأخذ: نتایج تحقیق

در شکل ۵ مسیر بهینه تولید در سناریوی سخت‌گیرانه در سه حالت مختلف ازدیاد برداشت به همراه میزان تولید انباشتی، نرخ بازیافت نهایی و خالص ارزش فعلی پیمانکار مقایسه شده است. آن‌گونه که از این شکل می‌توان نتیجه گرفت، در نتیجه سخت‌گیری مالی، گزینه مطلوب پیمانکار عدم تزریق به میدان می‌باشد. علی‌رغم اینکه پیمانکار در همان ابتدای پروژه می‌پذیرد که تزریق سطح محدودی از سیال را انجام دهد (تزریق ۹ میلیون)، منتهی رشد سریع‌تر هزینه‌های ناشی از سرمایه‌گذاری مستقیم در ایجاد زیرساخت‌های لازم و همچنین هزینه‌های عملیاتی ناشی از تزریق هر واحد سیال به نسبت درآمد باعث شده ارزش خالص فعلی این سناریو (۳۳ میلیون دلار) از سناریو عدم تزریق (۴۱ میلیون دلار) کمتر شود. در سناریو سوم به دلیل شدت یافتن عوامل منفی ذکر شده در بالا، پیمانکار حاضر به اجرای سناریو تزریق ۱۶ میلیون بشکه در ابتدای دوره نشده و هزینه‌کرد در این بخش را به سال‌های بعدتر موکول کرده است. هر چند که در نهایت به‌دلیل فرض افزایشی بودن قیمت نفت در همه سناریوها پیمانکار پذیرفته است که سناریو تزریق حداکثری را اجرا نماید، لیکن به‌دلیل تأخیر در شروع این پروژه و محدود بودن دوره قرارداد میزان نهائی برداشت نفت به ۷۱۰ میلیون بشکه کاهش یافته که در نتیجه آن ارزش فعلی سناریو نیز بشدت کاهش یافته است (۱۴ میلیون دلار). از این رو می‌توان گفت پارامترهای

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

قراردادی می‌تواند بر انتخاب بهینه پیمانکار در خصوص میزان تزریق، تولید و سایر متغیرهای اصلی مسأله تأثیر قابل توجهی داشته باشد.

با مقایسه نتایج به دست آمده در سه سناریوی متفاوت رژیم قراردادی، می‌توان چنین نتیجه گرفت که هرچند رژیم مالی بیش از حد جذاب به جز افزایش دریافتی پیمانکار تأثیری بر مسیر بهینه تولید، تولید انباشتی و میزان انجام فعالیت‌های ازدیاد برداشت نخواهد داشت، اما در مقابل رژیم مالی بیش از حد سخت‌گیرانه نیز باعث ایجاد اختلال در تصمیم‌گیری پیمانکار شده و تمایل پیمانکار به اجرای عملیات تزریق را به‌شدت کاهش خواهد داد.



شکل ۵. مقایسه مسیر بهینه تولید در سناریو سخت‌گیرانه

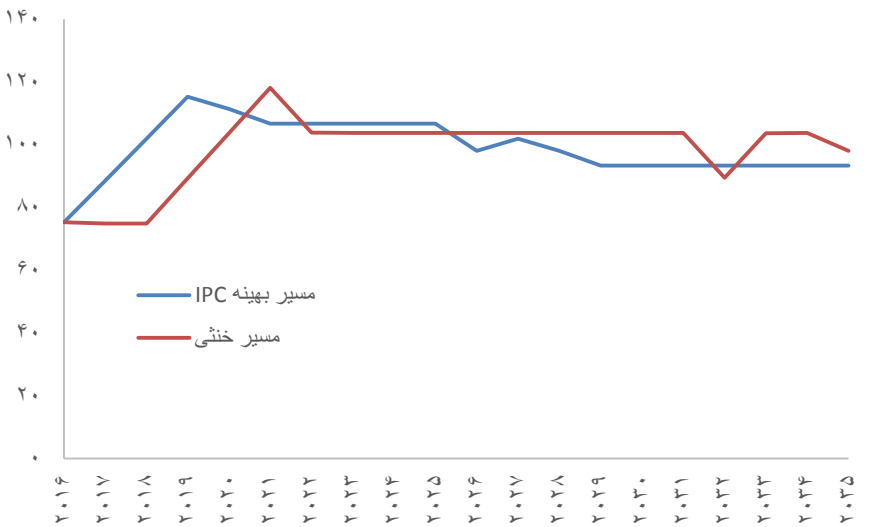
۵. مقایسه مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد و حالت خنثی

مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار در چارچوب قرارداد IPC و حالت خنثی در شکل (۶) مقایسه شده است. به این منظور از مسیرهای بهینه محاسبه شده در سناریوهای مرجع در این بخش استفاده شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌گردد به دلیل محدود بودن دوره قرارداد (۲۰ سال) و بالاتر بودن عامل تنزیل شرکت نفتی در مقایسه با دولت (۹۵ درصد در مقابل ۹۰ درصد) مسیر

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

بهینه تولید از منظر پیمانکار از ابتدا بالاتر بوده و در نهایت نیز به تولید انباشتی بیشتر (۷۵۶ میلیون بشکه در مقایسه با ۷۱۵ میلیون بشکه) منجر خواهد شد. شکل زیر اثبات می‌نماید که در قرارداد IPC نیز اثر اختلالی به‌صورت ذاتی وجود دارد.

مقایسه مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار و شرکت ملی نفت اساسا قیاس مع‌الفارق است. شرکت ملی نفت افق زمانی بلندمدت (بالای ۳۰ سال) به نسبت پیمانکار (۲۰ تا ۲۵ سال به‌دلیل محدودیت‌های قراردادی) را مد نظر دارد. همچنین با در نظر گرفتن دیدگاه ملی و بین نسلی به منابع طبیعی شرکت ملی نفت در مقابل دیدگاه سود محور شرکت‌های بین‌المللی نفتی نرخ تنزیل مورد انتظار شرکت ملی نفت به مراتب پائین‌تر از نرخ تنزیل مورد انتظار پیمانکار است. و نهایتاً با در نظر گرفتن روند صعودی قیمت که عموما نرخ رشد پیش‌بینی شده آن از نرخ تنزیل دولت بالاتر است، شرکت ملی نفت تمایل به حفظ فشار مخزن و موکول نمودن تولید بیشتر به سال‌های میانی و انتهایی دوره مورد بررسی خواهد داشت. با رجوع به آنچه در بخش‌های قبلی مورد اشاره قرار گرفت، اثر اختلالی آنچنان حساسیتی نسبت به پارامترهای قراردادی به‌ویژه دستمزد پرداختی به پیمانکار ندارد.



نمودار ۶. مقایسه مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار در چارچوب *IPC* و حالت خنثی

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

برخلاف تصور غالب، از منظر اقتصادی لزوماً تولید انباشتی بیشتر در دوره قرارداد گزینه بهینه نخواهد بود. بنابراین در ارزیابی تولید صیانتی نباید صرفاً نگاهی فنی به مخزن داشت. پارامترهای اقتصادی همچون قیمت، نرخ تنزیل و عدالت بین نسلی نقش تعیین کننده‌ای را در این راستا بازی می‌کنند. دستیابی به میزان تولید انباشتی بیشتر لزوما به معنی عملکرد صیانتی بهتر نیست بلکه عامل تعیین کننده حداکثرسازی خالص ارزش فعلی عایدات میدان در طول عمر مفید مخزن است[۱].

مطالعات طاهری‌فرد و فریمانی[۲]، فرنودی و همکاران[۳] (۱۳۹۷)، صاحب‌هنر و همکاران[۴] (۱۳۹۶) و مطالعه حاضر اثبات می‌کنند که اثر اختلالی در هر در هر سه مدل قراردادی بیع‌متقابل، IPC و مشارکت در تولید وجود دارد. طاهری فرد و فریمانی نشان داده‌اند که در قرارداد بیع متقابل اثر اختلالی مشهود است. مطالعه فرنودی و همکاران نشان می‌دهد زمانی‌که قراردادهای بیع متقابل و IPC به همدیگر مقایسه می‌شوند، مدیریت بهتر عوامل ریسکی مؤثر بر نرخ بازدهی پیمانکار در چارچوب قراردادی IPC به نسبت قراردادهای بیع‌متقابل باعث منتفع شدن بیشتر پیمانکار و بنابراین کاهش اثر اختلالی شده است. در مطالعه صاحب‌هنر و همکاران نیز با مقایسه اثر اختلالی

۱. البته اگر تنها تولید انباشتی میدان مد نظر سیاستگذار باشد، می‌توان پارامترهای قرارداد را به گونه‌ای تنظیم نمود که هدف مذکور محقق شود، که این موضوع در قسمت قبل نشان داد چارچوب قراردادی بیش از حد سختگیرانه باعث اختلال در تصمیم پیمانکار شده و تولید انباشتی کمتری را به دنبال خواهد داشت، اما در مقابل مسیر بهینه بیش از حد جذاب نیز تنها به دریافتی بیشتر پیمانکار منجر شده و تولید انباشتی بیشتر را در پی نخواهد داشت. لذا تولید انباشتی حداکثری نیز ممکن است به دلیل بالا بودن بیش از حد هزینه‌های ازدیاد برداشت و غیراقتصادی بودن عملیات EOR/IOR از منظر پیمانکار و حتی دولت به عنوان گزینه بهینه اقتصادی در نظر گرفته نشود.

2. Taherifard and Farimani
3. Farnoudi et al.
4. Sahebhonar et al.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

قراردادهای IPC و مشارکت در تولید نشان داده شده که زیان نهفته قراردادهای IPC نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید با اندکی تفاوت بیشتر است. به زبان دیگر اثر اختلالی در قراردادهای IPC به نسبت قراردادهای مشارکت در تولید بیشتر است. تفاوت عمده این سه قرارداد در میزان مشارکت پیمانکار در دوره بهره‌برداری است. هرچه طول دوره و کیفیت مشارکت پیمانکار در این دوره بیشتر و بهتر شود میزان اثر اختلالی نیز بنظر کمتر خواهد شد. البته نتیجه دیگری که می‌توان از بحث فوق استنتاج نمود این است که اساساً قراردادهای نفتی به‌دلیل حضور دو طرف با منافع متفاوت در قرارداد اثر اختلالی جزو ذاتی و جدائی ناپذیر قراردادهای نفتی می‌باشد. حذف آن غیر ممکن ولی کاهش آن به‌واسطه نوع و مدل قراردادی امکان‌پذیر می‌باشد.

با توجه به آنچه در بالا مورد اشاره قرار گرفت، تنها راه تطابق میان مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار در چارچوب قرارداد و مسیر بهینه تولید در حالت‌خنثی و از منظر دولت، نزدیک نمودن اهداف و منافع پیمانکار و افق دید پیمانکار است. روش‌هایی همچون طولانی‌تر نمودن دوره قرارداد و کاهش ریسک‌های سیستماتیک برای پیمانکار و سایر مواردی که باعث کاهش نرخ تنزیل شرکت‌های نفتی می‌شود می‌تواند در این زمینه مثمر ثمر باشد.

۶. جمع بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله با استفاده از روش برنامه‌ریزی پویا و با در نظر گرفتن تابع هدف شرکت ملی نفت ایران و قیود فنی و اقتصادی مربوطه، مسیر بهینه تولید از منظر شرکت ملی نفت ایران و سپس، با در نظر گرفتن رژیم مالی قرارداد IPC، مسیر بهینه تولید میدان درود در چارچوب این قرارداد از منظر پیمانکار مدل‌سازی و محاسبه شده است.

در مدل قراردادی (بهینه‌سازی از منظر پیمانکار در چارچوب قرارداد IPC)، به‌منظور بررسی نتایج مختلف در حالت‌های مختلف، نتایج مدل در سه سناریوی کلی رژیم مالی مرجع، جذاب و سخت‌گیرانه و هر کدام در سه حالت بدون تزریق، تزریق سالیانه معادل ۹ میلیون بشکه نفت خام و تزریق سالیانه معادل ۱۶ میلیون بشکه نفت خام محاسبه و گزارش شده است. در انتها چنین نتیجه‌گیری شده است که هرچند تغییر پارامترهای قراردادی بر مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

تأثیر می‌گذارد اما رژیم مالی قرارداد توان تأثیر بر تصمیم‌گیری پیمانکار در خصوص میزان انجام عملیات ازدیاد برداشت را نداشته و در همه سناریوهای قراردادی، عدم تزریق یا تزریق سطح محدودی از سیال به عنوان گزینه بهینه که به نرخ بازده داخلی بیشتر منجر می‌شود انتخاب خواهد شد. بنابراین مشخص گردید جذابیت رژیم مالی قراردادهای IPC تأثیری بر انجام عملیات ازدیاد برداشت و به دنبال آن تولید صیانتی از مخزن توسط پیمانکار ندارد و تنها باعث سهم‌بری (دریافتی) بیشتر پیمانکار از عواید میدان می‌گردد.

برخلاف تصور غالب، از منظر اقتصادی لزوماً تولید انباشتی بیشتر در دوره قرارداد گزینه بهینه نخواهد بود، بلکه نگاه اقتصادی به میدان که فقط ابعاد فنی مخزن را در نظر نمی‌گیرد و پارامترهای اقتصادی همچون قیمت نفت، نرخ تنزیل و عدالت بین نسلی را نیز مد نظر قرارمی‌دهد تعیین کننده گزینه بهینه می‌باشد. نگاه صرف به میزان تولید انباشتی در کل دوره نمی‌تواند به معنی عملکرد بهتر و صیانتی‌تر تولید کردن باشد، بلکه مفهوم تولید صیانتی حداکثرسازی خالص ارزش فعلی عایدات میدان در طول عمر مفید مخزن است که اختلاطی است از دیدگاه‌های فنی و اقتصادی. در واقع هرچند تعریف واحدی از تولید صیانتی وجود ندارد اما از دیدگاه تولید صیانتی در خلال عمر مخزن (درخشان، ۱۳۹۳)، روندی از تولید است که هماهنگ با حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن و رعایت منافع بین نسلی فعلی و نسل‌های آینده باشد. بنابراین، تولید صیانتی مفهومی پویاست زیرا تولید فردای ما از مخازن تابعی از کمیت و کیفیت تولید امروز ما از همان مخازن است.

تنها راه کاهش اثر اختلالی و نزدیک‌تر کردن تطابق میان مسیر بهینه تولید از منظر پیمانکار در چارچوب قرارداد و مسیر بهینه تولید در حالت خنثی و از منظر دولت، نزدیک نمودن اهداف و منافع پیمانکار و افق دید پیمانکار است. روش‌هایی همچون طولانی‌نمودن دوره قرارداد و کاهش ریسک‌های سیستماتیک برای پیمانکار و سایر مواردی که باعث کاهش نرخ تنزیل شرکت‌های نفتی می‌شود می‌تواند در این زمینه مثمر باشد. در این تحقیق نشان داده شد که به‌دلیل تفاوت منافع پیمانکار و کارفرما، اثر اختلالی جزو جدائی ناپذیر و ذاتی همه قراردادهای

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

نفتی است و عملاً تغییر نوع قرارداد باعث حذف اثر اختلالی نخواهد شد. منتهی با تغییر شرایط قراردادی و انعطاف‌پذیری بیشتر بندهای قرادادی می‌توان اثر اختلالی را به حداقل ممکنی کاهش داد. آنچه که ما در تغییر از نوع قرارداد بیع‌متقابل به IPC شاهد آن بوده‌ایم نه حذف اثر اختلالی بلکه کاهش آن بنحوی است که انتظار می‌رود ذیل قرارداد IPC منافع شرکت ملی نفت ایران بیشتر تأمین شود. آن‌گونه که در بالا توضیح داده شد، اثر اختلالی در قراردادهای مشارکت در تولید به نسبت قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) کمتر است و بنابراین این مدل قراردادی ممکن است بهتر بتواند منافع شرکت ملی نفت ایران را تأمین نماید. تفاوت عمده این مدل قراردادی به نسبت قراردادهای IPC طولانی‌تر بودن طول دوره قرارداد، مشارکت بیشتر پیمانکار در طول بهره‌برداری و همچنین تسهیم نفت تولیدی است. به‌عنوان یک سیاست کلی شرکت ملی نفت ایران می‌تواند نسبت به اصلاح قراردادهای IPC با الگوگیری از انعطاف‌پذیری و مدیریت ریسک موجود در قراردادهای مشارکت در تولید اقدام نموده و قراردادی منعطف‌تر طراحی نماید. البته از منظر قانونی طبق قانون وظائف و اختیارات وزارت نفت (مصوب سال ۱۳۹۱) شرکت ملی نفت ایران با شرط عدم واگذاری نفت درون مخزن به غیر می‌تواند از هر گونه مدل قراردادی رایج در دنیا استفاده نماید وشاید جایگزینی کامل قراردادهای مشارکت در تولید (حداقل در میادین کم بازده‌تر) بتواند به‌عنوان یک سیاست کلی در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گیرد. البته مؤثرترین راه‌حل برای حذف اثر اختلالی توانمندی خود شرکت ملی نفت ایران در اجرای پروژه‌های نفت و گاز بصورت مستقل و با تکیه بر توانمندی‌های فنی خویش می‌باشد. سیاست توسعه نفت و گاز باید بنحوی طراحی شود که منجر به تقویت توان فنی و مدیریتی داخل و حذف شریک خارجی از معادلات توسعه و بهره‌برداری از منابع نفت و گاز کشور باشد و از استفاده صرف از شرکت‌های خدماتی[1] خارجی برنامه‌ریزی شود.

1. Service Company

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

منابع

خورسندی، مرتضی؛ تکلیف، عاطفه؛ فریدزاد، علی؛ طاهری‌فرد، علی و علی صابری (۱۳۹۷). "محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیع متقابل"، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال هفتم، شماره ۲۷، صص ۳۱-۷۵.

درخشان، مسعود (۱۳۹۳)، "قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی"، *دوفصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی*، سال ششم، شماره دوم، پیاپی ۱۲، صص ۵۲-۷.

سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، ابلاغی مقام معظم رهبری (۳۰ بهمن ۱۳۹۲)، ر.ک . به سایت اینترنتی مجمع تشخیص نظام.

شکری، پوریا؛ فریدزاد، علی؛ تکلیف، عاطفه و تورج دهقانی (۱۳۹۶)، "برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تاکید بر تولید صیانتی براساس الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO)"، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال ششم، شماره ۲۲، صص ۷۵-۱۰۸.

صابری، علی؛ تکلیف، عاطفه؛ خورسندی، مرتضی و علی طاهری‌فرد (۱۳۹۶)، "بررسی اثر نسبت بازپداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت و عایدی طرفین قرارداد مشارکت در تولید"، *فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، سال سوم، شماره ۹، صص ۷۵-۱۱۲.

صاحب‌هنر، حامد؛ فیضی، مهدی؛ لطفعلی‌پور، محمدرضا، و محمود هوشمند (۱۳۹۶)، "مقایسه آثار اختلالی ناشی از قراردادهای نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) با استفاده از مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی: مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی"، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال ششم، شماره ۲۲، صص ۱۳۲ – ۸۹ .

صاحب‌هنر، حامد؛ لطفعلی‌پور، محمدرضا؛ هوشمند، محمود و مهدی فیضی (۱۳۹۶)، "مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران وقراردادهای مشارکت در تولید (مطالعه موردی میدان نفتی آزادگان)"، *فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، سال چهارم، شماره ۱، صص ۷۸ – ۱۱۸.

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

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]

عسکری، محمدمهدی؛ صادقی شاهدانی، مهدی؛ شیریجیان، محمد و علی طاهری فرد (۱۳۹۵)، "الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل مطالعه موردی میدان نفتی فروزان"، *فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، سال سوم، شماره ۲، صص ۱۵۹ – ۱۸۶.

فرنودی، امیر عباس، عسگری، محمد مهدی، صادقی شاهدانی، مهدی، طاهری فرد، علی (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، صص ۱۷۱-۹۳.

قانون اصلاح قانون نفت، مصوب ۱۳۹۰/۰۳/۲۱، مجلس شورای اسلامی

قانون نفت، مصوب مهرماه سال ۱۳۶۶، مجلس شورای اسلامی

قانون وظائف و اختیارات وزارت نفت، ۱۳۹۱، مجلس شورای اسلامی.

مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۴) بررسی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران: فاز اول: عملکرد قراردادهای بیع متقابل، ویرایش سوم.

Diouf A. and Bertrand Laporte (2018), "Oil Contracts and Government Take: Issues for Senegal and Developing Countries", Post-Print hal-01993175, HAL.

Farimani F. and A. Taherifard (2017), "The Distortionary Effect of Buy-Back Contract, an Empirical Assessment", University of Dundee, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, Farimani Personal Webpage.

GAO W., Hartley P.R. and R.C. Sickles (2009). "Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia". *Empirical Economics*, 37(1), pp. 153–184.

Hotelling H. (1931), "The Economics of Exhaustible Resources", *Journal of Political Economy*, 39(2).

Jiexin Yi, Kai Wang, Yun Peng, Yuwen Chang and Kun Tan (2019), "New Orientation of Oil and Gas Contracts and Fiscal Terms in Indonesia", *International Journal of Trade, Economics and Finance*, Vol. 10, No. 3.

Rizvanoghlu I. (2016), Comment on: "Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia", *Empirical Economics*, Volume 51, Issue 3, pp 1281–1288.

[Downloaded from epprjournal.ir on 2026-06-01]