[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین[1]

حامد صاحب‌هنر[2]، علی طاهری‌فرد[3]، فاضل مریدی فریمانی[4]، روح‌اله مهدوی[5]

تاریخ دریافت: ۹۵/۰۲/۲۷ تاریخ پذیرش: ۹۶/۰۴/۲۰

چکیده

در این مقاله با بررسی مؤلفه‌های اقتصادی رژیم مالی قراردادهای نفتی ایران (IPC) به شبیه سازی مالی این قراردادها پرداخته شده است. مهمترین مؤلفه‌های مالی قراردادهای جدید عبارتند از: هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی، هزینه بانکی، دستمزد، سقف بازپرداخت، دوره بازپرداخت و عامل R. در این مطالعه از اطلاعات فنی و اقتصادی مربوط به طرح توسعه فاز سوم میدان دارخوین جهت شبیه‌سازی مالی استفاده شده است. 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 تنزیل شده) 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 به دست آمده، نرخ دستمزد مهمترین عاملی است که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت سرمایه در اختیار سرمایه‌گذار است، لذا باید در انتخاب نرخ پایه دستمزد توجه کافی صورت گیرد. 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 شبیه سازی 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

---

۱. این مقاله مستخرج از طرح پژوهشی باعنوان "بررسی قراردادهای نفتی ایران" است که با حمایت مؤسسه مطالعات انرژی سبحان انجام شده است.

۲. دانشجوی دکتری علوم اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد و کارشناس ارشد مؤسسه مطالعات انرژی سبحان (نویسنده مسئول)
Email: h.sahebhonar@gmail.com

۳. عضو هیئت علمی دانشگاه امام صادق (ع) و کارشناس ارشد مؤسسه مطالعات انرژی سبحان Email: taherifard@isu.ac.ir

۴. دانشجوی دکتری اقتصاد انرژی دانشگاه داندی و مشاور ارشد مؤسسه مطالعات انرژی سبحان
Email: fmoridifarimani@dundee.ac.uk

۵. دکتری اقتصاد نفت و گاز و کارشناس ارشد مؤسسه مطالعات انرژی سبحان Email: r_mahdavi_ir@yahoo.com

مسئله از جذابیت قرارداد می‌کاهد. یکی از اشکالات اساسی این قرارداد از لحاظ مالی و اقتصادی وجود انگیزه انجام هزینه‌های اضافی و غیر ضروری توسط پیمانکار است که به دلیل استفاده از مکانیسم عامل R جهت کنترل سودآوری انباشتی پیمانکار، به وجود می‌آید. استفاده از شاخص صرفه‌جویی می‌تواند این مشکل را تا حدود زیادی مرتفع نماید.

واژه‌های کلیدی: قراردادهای نفتی ایران (IPC)، رژیم مالی قرارداد، شبیه‌سازی مالی، میدان دارخوین، هزینه‌های اضافی.

طبقه‌بندی JEL: C22,Q43.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

۱. مقدمه

نسل جدید قراردادهای بالادستی که از آن تحت عنوان قراردادیکپارچه نفتی ایران (IPC[1]) یاد می‌شود به تازگی طراحی و در دستور کار وزارت نفت قرار گرفته است. ساختار کلی مدل مالی این قراردادها از نوع خدماتی با ریسک است. طول دوره قرارداد (در صورت وجود فاز اکتشاف) ۲۵ سال است که با احتساب امکان تمدید ۲ ساله برای دوره اکتشاف و ۵ ساله برای دوره توسعه و تولید می‌تواند تا ۳۲ سال ادامه یابد. در واقع در این قراردادها که تمام فازهای اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید را شامل می‌شود، برای اولین بار بعد از انقلاب اسلامی امکان حضور پیمانکار در فاز بهره‌برداری فراهم شده است. به گونه‌ای که در صورت کشف میدان تجاری توسط پیمانکار پروژه وارد مرحله توسعه می‌شود[2]؛ در این مرحله نیز بمنظور اجرای عملیات، شرکت عملیات توسعه‌ای تشکیل شده و کلیه هزینه‌ها و ریسک‌های عملیات توسعه در این مرحله، برعهده شرکت نفتی خارجی بوده و تحت هدایت و راهبری او اجرایی می‌شوند. همچنین به منظور انتقال دانش فنی و ارتقای توانمندی داخلی از ابتدا یک شرکت ایرانی با تأیید شرکت ملی نفت ایران، به عنوان شریک فنی درکنار پیمانکار خارجی قرار خواهد گرفت. نحوه مشارکت شرکت ایرانی و تقبل ریسک و هزینه توسط آن از ابهامات این قرارداد است که در ادامه به آن اشاره شده است.

مهمترین وجه تمایز این قراردادها با قراردادهای بیع متقابل، حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و بلندمدت بودن طول دوره قرارداد است. که این مسئله در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل می‌تواند باعث ایجاد انگیزه کافی برای پیمانکار جهت حداکثر نمودن تولید انباشتی از میدان و تولید صیانتی از میدان گردد.تفاوت مهم دیگر که در قراردادهای بیع متقابل مسئله‌ای مهم و عامل کاهش جذابیت قراردادهای مذکور می‌گردید

1. Iran Integrated Petroleum Contract

۲. در صورت عدم کشف میدان/مخزن تجاری نیز قرارداد خاتمه یافته و هیچ هزینه‌ای به پیمانکار بازپرداخت نمی‌شود و در واقع ریسک اکتشاف تماما بر عهده پیمانکار خواهد بود.

این است که به جای مشخص شدن و ثابت بودن هزینه‌های سرمایه‌ای در زمان انعقاد قرارداد، هزینه سرمایه‌ای اصطلاحا سقف باز[1] است و ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای به دلیل تغییر رفتار مخزن در طول زمان و یا تغییر شرایط بازار از دوش پیمانکار برداشته شده است. همچنین بر خلاف گذشته پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید از میدان شناور است و نسبت به فاکتورهای مختلفی همچون قیمت نفت‌خام، عامل R، سطح تولید و نوع میدان تعدیل می‌شود[۲].

در این مقاله به ارزیابی این قراداد از جنبه‌مالی و اقتصادی پرداخته شده است و سعی شده است نقاط ضعف و قوت آن تبیین گردد. متأسفانه علی‌رغم آنکه توجه ویژه‌ای در رسانه‌های داخلی و خارجی به این قراردادها شده است هنوز به لحاظ علمی و مکتوب ساختار مالی و اقتصادی این قرارداد درمحافل آکادمیک و نشریات معتبر علمی مورد بحث و بررسی قرار نگرفته است. این مقاله با تمرکز بر شبیه‌سازی مالی این نوع از قراردادها سعی دارد فارغ از رویکردهای سیاسی ژورنالیستی و بعضا غیرعلمی به تحلیل و ارزیابی کمی و دقیق ساختار مالی قرارداد بپردازد و با تجزیه و تحلیل نتایج حاصل از مدل شبیه‌سازی مالی، نقاط ضعف و قوت رژیم مالی قرارداد را نمایان سازد.

در قسمت بعد برخی از مهمترین مطالعات این حوزه مرور شده است. در قسمت سوم ساختار قراردادهای نفتی ایران (IPC) مورد بررسی قرار گرفته و رژیم مالی قرارداد تشریح می‌گردد. در بخش چهارم شبیه‌سازی مالی قرارداد به همراه فروض اصلی و نتایج به دست آمده ارائه شده و تحلیل حساسیت نسبت به مؤلفه‌های مالی قرارداد صورت گرفته است. در انتها نیز نقاط ضعف و قوت ساختار مالی قرارداد تشریح شده است.

---

[1] . Open Capex

۲. البته به نظر می‌رسد برخی کاستی‌ها در زمینه نحوه تعدیل نرخ حق‌الزحمه وجود دارد. به عنوان مثال از آنجا که نرخ پایه حق‌الزحمه توسط پیمانکار در مناقصه پیشنهاد می‌گردد، ایجاد ارتباط میان نرخ پایه با نوع میدان و میزان ریسک آن چندان معنادار نیست و پیشنهاد می‌گردد جهت افزایش انگیزه پیمانکار در توسعه میادین با ریسک بالا یا میادین مستقل، به جای تعدیل نرخ پایه (که توسط پیمانکار در مناقصه مد نظر قرار می‌گیرد) ترتیبات مربوط به عامل R در این میادین به نفع پیمانکار تعدیل گردد. نکته دیگر آن است که در جدول مربوط به عامل R دسته بندی صورت گرفته بین ۱ تا ۴ است که بسیار عجیب و غیر کارشناسی به نظر می‌رسد. به این معنا که معمولا هیچگاه در قرارداد نسبت دریافتی انباشتی پیمانکار به هزینه انباشتی از ۲ فراتر نمی‌رود. متأسفانه این مسئله در متن کامل قرارداد نیز مورد غفلت واقع شده است.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

۲. ادبیات موضوع

مدلسازی در حوزه انرژی به دو دسته کلی تقسیم می‌شود مدلسازی تقاضا، مدلسازی عرضه.مدلسازی اقتصادی عرضه نفت به مراتب پیچیده‌تر از مدلسازی تقاضای نفت است. مهمترین دلیل آن مسائل فنی مربوط به ذخایر نفت و گاز و رفتار عرضه‌کنندگان مختلف در بازار نفت است. علاوه بر این برخی از نااطمینانی‌ها به دلیل رخدادهای ناشناخته آینده شامل عوامل ژئوپلیتیکی، اختلالات عرضه، فجایع زیست محیطی و پیشرفت‌های تکنولوژی نیز پیش‌بینی عرضه را مشکل‌تر می‌کند.

در گروهی از مطالعات مدلسازی سمت عرضه به تأثیر رژیم‌های مالی نفت و گاز بر تولید نفت پرداخته شده است. اغلب مطالعات تأثیر سیستم‌های امتیازی (نرخ بهره مالکانه و مالیات) بر تولید نفت را مدلسازی کرده‌اند (ورلگر[1] ۱۹۸۰، کمپ ۱۹۹۲ و ۱۹۹۴، استافر و گالت[2] ۱۹۸۵، احمدیان[3] ۱۹۹۷، لازاری و پیروگ[4] ۲۰۰۸، اسمیت[5]۲۰۱۲). همچنین در دسته کوچکی از مطالعات این حوزه تأثیر رژیم‌های قراردادی (قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای خدماتی) بر تولید نفت مدلسازی و ارزیابی شده است (یاسگیانتورو و سایو[6] ۱۹۹۳، قندی ۲۰۱۲، ژائو[7] و همکاران ۲۰۱۲، اسمیت ۲۰۱۲، طاهری فرد ۱۳۸۷).

شبیه‌سازی مالی رژیم مالی قراردادهای نفتی نیز بسیار محدود و عمدتا توسط مشاوران بین‌المللی جهت استفاده توسط شرکت‌های نفتی صورت گرفته است. از میان مقالات بسیار محدود منتشر شده در این حوزه می توان به مقالات ون‌مورز[8] (۲۰۰۹) لیو دانگکون و یان نا[9] (۲۰۱۰)، زو ژائو[10] و همکاران (۲۰۱۲) و لئو ژو[11] و همکاران (۲۰۱۵) اشاره نمود.

1. Verlegcr. P.K
2. Stauffer and Gault
3. Ahmadian
4. Lazzari & Pirog
5. Smith
6. Yusgiantoro & Hsiao
7. Zhao
8 . Van Meurs
9. Luo Dongkun, Yan Na
10. Xu Zhao
11. Lei Zhu

ون‌مورز[1] (۲۰۰۹) در مقاله خود به ارزیابی مالی و اقتصادی قرارداد توسعه میدان رمیله عراق پرداخته است. طبق نتایج این مقاله مهمترین اشکال قراردادهای عراق این است که برای بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای سقف وجود ندارد و تنها عاملی که پرداخت مطالبات پیمانکار را محدود می‌نماید سقف ۵۰ درصدی از محل درآمد میدان است که در صورت افزایش قیمت نفت به محدوده ۸۰ دلار پیمانکار قادر خواهد بود کل هزینه‌های خود را ظرف دو سال اولیه بازیافت نماید. اشکال دیگر مسئله وجود انگیزه انجام هزینه‌های اضافی است که در این مقاله نشان داده شده است که نرخ بازده داخلی پیمانکار در حالتی که هزینه‌های توسعه میدان بیشتر باشد، نسبتا بیشتر خواهد بود. لیو دانگکون و یان نا[2] (۲۰۱۰) در مقاله خود با اشاره به کاستی‌های شاخص دریافتی دولت به معرفی شاخص‌های مختلف جهت ارزیابی رژیم مالی قرارداد پرداخته و در انتها با استفاده از یک شاخص ترکیبی جذابیت قراردادهای نفتی در ۱۱ کشور مختلف را مورد بررسی و مقایسه قرار داده‌اند. زو ژائو و همکاران (۲۰۱۲) به مدل‌سازی نرخ بهینه تولید نسبت به آثار قراردادی در پروژه‌های توسعه میادین نفتی پرداخته‌اند. در این مطالعه تولید بهینه در یک پروژه اکتشاف و تولید بر اساس شرایط زمین‌شناسی و مؤلفه‌های قراردادی محاسبه شده است. نتایج به دست آمده حاکی از آن است که مؤلفه‌های قراردادی تأثیر به سزایی در نرخ بهینه تولید داشته و تولید در فاز پلتو در مرز تعیین شده بر اساس مقیاس‌های پله‌ای[3] قرارداد تعیین می‌گردد. لئو ژو[4] و همکاران (۲۰۱۵) نیز با استفاده از نظریه اختیار واقعی و شبیه‌سازی مونت‌کارلو به ارزیابی سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نفتی پرداخته‌اند. در این مطالعه نااطمینانی‌های قیمت نفت، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و نرخ ارز به همراه شرایط سرمایه‌گذاری در مدل مربوطه وارد شده و نحوه ارزش‌گذاری پروژه‌های سرمایه‌گذاری در میادین مختلف نفتی (کوچک، متوسط و بزرگ) در رژیم‌های مالی مختلف (سیستم امتیازی و قراردادهای مشارکت در تولید) مدلسازی شده است. نتایج به دست آمده در این مطالعه حاکی از آن است که

1. Van Meurs
2. Luo Dongkun, Yan Na
3. Sliding Scales
4. Lei Zhu

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

قراردادهای مشارکت در تولید می‌تواند برای کشور میزبان قدرت چانه‌زنی بیشتری ایجاد نماید و از آنجا که بین کشور میزبان و سرمایه‌گذار خارجی تعارض‌های مهمی وجود دارد، در میادین کوچک و متوسط، شرکت نفتی باید تلاش نماید که سقف نفت هزینه را در قرارداد افزایش داده و مانع از وضع مالیات بر درآمد بادآورده گردد تا ریسک سرمایه‌گذاری کاهش یابد.

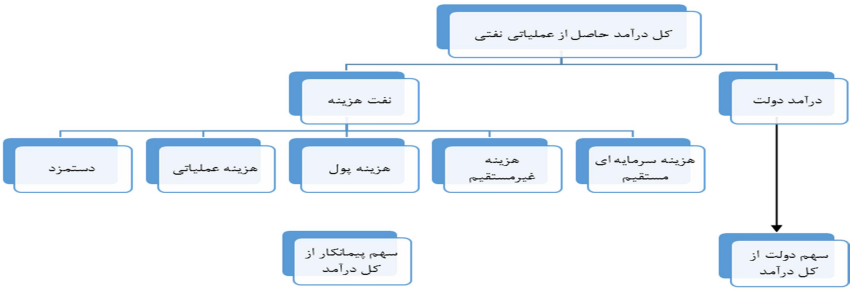
همانطور که بیان گردید شبیه‌سازی مالی قراردادهای نفتی در میان مطالعات خارجی بسیار محدود و اندک است و در ایران نیز تاکنون هیچ مطالعه‌ای در این زمینه صورت نگرفته است. بنابراین مقاله حاضر اولین مطالعه در این حوزه می‌باشد که سعی دارد با در نظر گرفتن ساختار مالی و اقتصادی قراردادهای جدید نفتی، نتایج اقتصادی حاصل از اجرای قرارداد را محاسبه نموده و تأثیر هر یک از مؤلفه‌های مالی قرارداد بر نتایج مذکور را بررسی نماید.

۳. رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی

بر خلاف قرادادهای بیع متقابل که پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری حضور نداشت، در قراردادهای IPC شرکت خارجی در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد. رژیم مالی این قرارداد در نحوه توزیع درآمد میدان نفتی شباهت زیادی با قرارداد خدمات فنی عراق (TSC[1]) داردو همچون قرارداد مذکور ترکیبی از قرارادهای نفتی خدماتی (بیع متقابل) و مشارکت در تولید است؛ چرا که در این قرارداد نیز همانند قرارداد خدماتی بیع متقابل پرداخت مطالبات پیمانکار صرفاً از محل عایدات میدان صورت می‌گیرد و همچون قرارداد مشارکت در تولید حتی پس از بازیافت تمام هزینه‌های عملیاتی پیمانکار وی همچنان از بخشی از عایدات میدان تا پایان مدت زمان قراردادی منتفع می‌گردد.

در نمودار زیر ساختار کلی این قرارداد نمایش داده شده است. در ادامه هر یک از مؤلفه‌های مالی قرارداد تشریح می‌گردد.

1. Technical Service Contract (TSC)



نمودار ۱- ساختار کلی قراردادهای نفتی ایران (IPC)

همانطور که مشاهده می‌گردد کلیه هزینه‌های عملیات نفتی از محل تولیدات قابل تخصیص (نفت هزینه) به شرکت پیمانکار مستهلک خواهند شد. همچنین علاوه بر هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار دستمزد معینی نیز به وی تعلق می‌گیرد که از محل درآمد میدان در کنار هزینه‌های مذکور پرداخت می‌گردد. جزئیات هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار در ادامه تشریح شده است.

۳-۱. نفت هزینه

هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت نفت خارجی مبتنی بر قرارداد نفتی ایران صورت می‌گیرد به چهار دسته ذیل تقسیم‌بندی می‌شود؛

۱- **هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم(DCC[1]):** هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم دربرگیرنده هزینه‌ها و مخارجی هستند که برای ارزیابی و توسعه میدان و دستیابی به اهداف برنامه توسعه و دیگر اهداف عملیات(توسعه) ضروری‌اند؛ این هزینه‌ها به دو دسته تقسیم می‌شود:

- **هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به هدف تولید اولیه؛** میزان این هزینه‌ها برآورد شده و در قرارداد به عنوان تعهد متصدی عملیات نفتی برای هزینه کرد این مخارج و دستیابی به اهداف تولید اولیه درج خواهد شد؛ در واقع این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم ثابت و غیر قابل تغییر خواهد بود.

1. Direct Capital Cost (DCC)

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

- **هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی؛** بر اساس نتایج حاصل از عملیات ارزیابی و تولید اولیه و با در نظر گرفتن رفتار مخزن و طرح توسعه جامع میدان هزینه‌های لازم برای دستیابی به اهداف فاز بعدی توسط طرفین هر ساله مورد بازنگری و تصویب قرار می‌گیرد. برنامه و بودجه سالیانه که باید توسط کمیته مشترک توسعه (JDC)[1] و شرکت ملی نفت تأیید گردد معیار تأیید و بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای خواهد بود و انحراف از بودجه سالیانه نباید بیش‌تر از ۵ درصد باشد. در واقع این بخش از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم بر خلاف قراردادهای بیع متقابل از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هرساله طبق رفتار مخزن و شرایط بازار (نهاده‌ها) تعیین می‌گردد.

۲- هزینه‌های غیرمستقیم(IDC[2]): هزینه‌های غیرمستقیم شامل کلیه هزینه‌هایی هستند که بوسیله پیمانکاردر ارتباط با انجام عملیات نفتی به نهادها و ارگان‌های دولتی پرداخت شده‌اند همچون انواع مالیات، عوارض گمرکی، حق بیمه تأمین اجتماعی و ...؛ این هزینه‌ها که در دوره بازیافت و مطابق ساز و کار مقرر در این قرارداد بازپرداخت خواهند شد، صرفاً شامل «هزینه‌های قانونی ایران» می‌باشند.

۳-هزینه‌های پول(COM[3]): یکی دیگر از ردیف‌های هزینه‌ای قابل بازیافت در قرارداد جدید نفتی ایران، «هزینه پول» یا هزینه‌های تأمین منابع مالی برای پروژه است. در قرارداد بیع متقابل نیز این ردیف هزینه‌ای تحت عنوان «هزینه‌های بانکی» و بمنظور جبران هزینه‌های تأمین مالی عملیات توسعه پیش‌بینی شده است؛ برخلاف قراردادهای بیع متقابل که به تمام هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیر مستقیم انجام شده توسط پیمانکار بهره تعلق می‌گرفت، در این قرارداد تنها به هزینه‌های غیر مستقیم و تأخیر در

1. Joint Development Committee.
2. Indirect Capital Cost(IDC)
3. Cost of Money(COM)

بازپرداخت هزینه‌ها در موعد مقرر بهره تعلق می‌گیرد. نرخ محاسبه این هزینه‌ها از جمع نرخ بهره لایبور بعلاوه درصد مورد توافق حاصل می‌شود.[1]

٤-هزینه‌های عملیاتی (Opex): شامل تمام هزینه‌ها و مخارجی است که توسط پیمانکار به منظور اجرای برنامه‌های توسعه و تولید و برنامه کاری و بودجه سالیانه مصوب انجام می‌گیرد به جز هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیر مستقیم و هزینه‌های بانکی.

اما درخصوص نحوه بازیافت هزینه‌ها و حقوق پیمانکار در این قرارداد پیش‌بینی شده است که این مطالبات از محل عایدات میدان تا سقف ۵۰ درصد در هر دوره، مستهلک خواهند شد. علاوه بر سقف ۵۰ درصد، محدودیت دیگری نیز درخصوص بازپرداخت مطالبات پیمانکار وجود دارد. در واقع بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای به صورت تقسیط شده انجام خواهد گرفت. به‌گونه‌ای که بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای که تا هنگام شروع تولید اولیه (یا نهایی از میدان در مورد میادین در حال تولید[2]) صورت گرفته حداکثر ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان انجام هزینه باید پرداخت شود، لیکن آغاز بازپرداخت این هزینه‌ها بعد از شروع تولید اولیه و از محل تولیدات میدان خواهد بود. هزینه‌های سرمایه‌ایی که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده است؛ نیز ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه کرد تسویه می‌گردند[3]. هزینه‌های پول یا بانکی نیز برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، از تاریخ هزینه کرد لغایت سال بازیافت منظور شده و در دوره بازیافت مستهلک می‌گردند. همچنین هزینه‌های غیرمستقیم قبل از شروع تولید اولیه ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان هزینه‌کرد و شروع پرداخت آن از تاریخ تولید اولیه خواهد بود. هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه نیز ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه کرد این مخارج تسویه خواهند شد(حسینی،۱۳۹۳: ۶۷).

---

۱. طبق مطالب ارائه شده توسط رئیس کمیته بازنگری در محافل دانشگاهی، هزینه بانکی بر تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیر مستقیم از زمان هزینه‌کرد تا بازپرداخت کامل تعلق می‌گیرد. اما در اظهارات اخیر جناب دکتر ابراهیمی از اعضای کمیته مذکور در همایش از دارسی تا IPC در دانشگاه امام صادق (ع) هزینه بانکی تنها بر هزینه‌های غیر مستقیم و تأخیر در بازپرداخت مطالبات تعلق می‌گیرد.

2 . Brown fields

۳. شایان ذکر است، برای مخارج سرمایه‌ای مستقیمی که در سال‌های پایانی قرارداد توسط شرکت خارجی انجام پذیرد، در صورتی که نفت هزینه به اندازه کافی نباشد که بتواند بازیافت این هزینه‌ها را پوشش دهد، شرکت ملی نفت ایران متعهد خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه انجام شده را در فرایند قابل قبول طرفین مسترد نماید. بنابراین می‌توان گفت عملا سقفی برای انجام هزینه سرمایه‌ای مستقیم وجود ندارد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

۳-۲. دستمزد

برخلاف قراردادهای بیع متقابل که دستمزد پیمانکار از ابتدا به صورت مقداری ثابت[1] تعیین می‌گردید، در قراردادهای IPC پرداخت حق‌الزحمه(پاداش) بر اساس میزان تولید محقق شده از میدان و به صورت فی در هر بشکه در هر دوره تعیین می‌گردد. در ادامه عوامل تعیین کننده نرخ دستمزد به تفصیل بیان شده است.

۳-۲-۱. عوامل تعیین‌کننده دستمزد

نرخ پایه پاداش بر اساس پنج فاکتور اصلی به شرح جدول زیر تعدیل می گردد:

جدول۱- عوامل تأثیرگذار بر نرخ پایه پاداش

ردیف	عوامل تأثیر گذار	مؤلفه‌ها	نحوه تعدیل
۱	نوع میدان	میزان ریسک – خشکی و دریایی – مستقل یا مشترک	به میادین دریایی و با ریسک بالاتر و همچنین میادین مشترک فی بالاتری تعلق می‌گیرد
۲	*R-factor*	نسبت مجموع درآمد پیمانکار به هزینه در دوره مورد بررسی	با افزایش R به صورت پلکانی میزان فی کاهش می‌یابد.
۳	سطح تولید		با افزایش تولید به صورت پلکانی فی کاهش می‌یابد.
۴	قیمت نفت		با افزایش قیمت به صورت پلکانی فی افزایش می‌یابد.
۵	قلمرو خدمات	اکتشاف – توسعه و تولید	در صورت حضور پیمانکار در فاز اکتشاف، ۱ دلار در هر بشکه/میلیون فوت مکعب به فی پایه افزوده می‌شود

۱. معمولا حدود نیمی از هزینه سرمایه‌ای به عنوان دستمزد تعیین می‌گردید. البته در زمان تحویل پروژه به کارفرما، در صورت تغییر حجم تولید محقق شده، این مقدار هم تغییر خواهد نمود.

نحوه تعدیل میزان پاداش بر اساس RI و سطح تولید از میدان نیز طبق جدول۲ انجام خواهد گرفت.

جدول۲- تعدیل پاداش بر اساس عامل R و سطح تولید از میدان

RI				
Less Than 1	*1<RI<2*	*2<RI<3*	*3<RI<4*	*RI>4*
Fee ($/b)	*Fee ($/b)*	*Fee ($/b)*	*Fee ($/b)*	*Fee ($/b)*
A1	*A2*	*A3*	*A4*	*A5*

عامل R به صورت زیر تعریف می شود:

$$RI=\frac{\text{کل دریافتی انباشتی بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی}}{\text{کل هزینه‌های انباشتی صورت گرفته و پرداخت شده توسط بهره‌بردار در سال مالی مورد بررسی}}$$

همانطور که قبلا اشاره شد با افزایش درآمد پیمانکار نسبت به هزینه‌های انجام شده (عامل R) در طول دوره انجام پروژه، نرخ پاداش کاهش می‌یابد. این عمل به منظور جلوگیری از تعلق درآمد بادآورده به پیمانکار می‌باشد و در بسیاری از قراردادهای نفتی دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرد. طبق جدول فوق در صورتی که عامل R کمتر از ۱ باشد و تولید از میدان مورد بررسی کمتر از ۵۰ هزار بشکه در روز باشد، پاداش (فی) برابر با A1 خواهد بود. در صورت افزایش عامل R به نحوی که میزان آن بین ۱ و ۲ قرار گیرد و با فرض عدم افزایش تولید میدان از سطح ۵۰ هزار بشکه در روز پاداش به B1 کاهش خواهد یافت. همچنین در این قراردادها (احتمالا) به منظور توجه بیشتر به میادین کوچکتر با افزایش سطح تولید از میدان نیز ضریب تعدیل کننده پاداش کاهش می‌یابد.

به منظور شناخت دقیق‌تر ساختار مالی قراردادهای مالی IPC در جدول زیر تفاوت‌های اصلی رژیم مالی این قراردادها با قراردادهای مشارکت در تولید و قراردادهای بیع متقابل تشریح شده است.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

جدول ۳- مهمترین تفاوت‌های قراردادهای نفتی

شاخص‌های قرارداد	بیع متقابل	IPC	مشارکت در تولید
طول دوره قرارداد و میزان حضور شرکت خارجی در میدان	• طول دوره قرارداد بین ۷-۵ سال • عدم حضور پیمانکار در دوره بهره‌برداری و تقبل تمام ریسک‌های دوره بهره‌برداری توسط دولت	• طول دوره قرارداد بین ۲۵-۲۰ سال • حضور پیمانکار در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید • بهره‌برداری از میدان به صورت یکپارچه و حداقل شدن گسل‌های مدیریتی	• معمولا بالای ۲۰ سال • حضور شرکت نفتی خارجی در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید
نحوه بازپرداخت هزینه‌ها	• وجود سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای[1] • بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای، بانکی و پاداش پیمانکار طی اقساط ۵ الی ۷ ساله بعد از رسیدن به تولید اولیه از محل حداکثر ۶۰ درصد عواید میدان • تعلق هزینه‌های بانکی به کلیه هزینه‌های صورت گرفته و برابر بودن آن با حدود نصف هزینه سرمایه‌ای • بازپرداخت مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیر مستقیم به پیمانکار	• عدم وجود سقف هزینه در هنگام عقد قرارداد • بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم در اقساط ۵ الی ۷ ساله و بازپرداخت سایر هزینه‌ها به همراه پاداش پیمانکار در هر دوره از محل ۵۰ درصد عواید میدان • زمان شروع پرداخت بعد از رسیدن به تولید اولیه • تعلق هزینه‌های بانکی تنها به هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم و تأخیر در بازپرداخت مطالبات پیمانکار • بازپرداخت مالیات پرداخت شده توسط پیمانکار تحت عنوان هزینه‌های غیر مستقیم به پیمانکار	• کسر بهره مالکانه از عواید میدان در هر دوره، صرف نظر از میزان هزینه‌های صورت گرفته • وجود سقف بازپرداخت هزینه‌ها (نفت هزینه) بر اساس نسبت مشخصی از عایدات میدان منهای بهره مالکانه • تعلق سهم مشخصی از نفت فایده به شرکت خارجی بعد از کسر بهره مالکانه و نفت هزینه • تعلق مالیات به سود پیمانکار در هر دوره
نحوه پرداخت دستمزد	• مشخص شدن میزان پاداش در ابتدای عقد قرداد به صورت ثابت • عدم تعلق پاداش تعیین شده به پیمانکار در	• پرداخت پاداش پیمانکار بر اساس میزان تولید روزانه (فی در هر بشکه) • تعدیل نرخ پاداش (فی) بر اساس عوامل مختلف (قیمت	• سهیم بودن شرکت نفتی در سود حاصل از میدان • تعدیل سهم شرکت خارجی از نفت فایده بر اساس مکانیسم‌های

۱. در قراردادهای نسل اول و دوم بیع متقابل هنگام انعقاد قرارداد و در قراردادهای نسل بیع متقابل، ۱۸ ماه پس از عقد قرارداد و برگزاری ۸۵ درصد مناقصات تأمین تجهیزات

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

شاخص‌های قرارداد	بیع متقابل	IPC	مشارکت در تولید
	صورت عدم رسیدن به سطح تولید قراردادی • ملاک اختصاص پاداش به پیمانکار: مانداگاری تولید در سطح پلتو در بازه زمانی ۲۱ روزه از یک دوره ۲۸ روزه	نفت، نوع و میزان ریسک، عامل R) در هر دوره	مختلف همچون عامل R ، نرخ بازدهی ROR و یا نرخ تولید روزانه
تفاوت‌های حقوقی	• عدم امکان ثبت ذخایر در دارایی شرکت‌های خارجی • عدم سهیم بودن پیمانکار در نفت تولیدی • مرجع رسیدگی اختلافات داداگاه ایرانی	• وجود بند قانونی در خصوص امکان انتقال مالکیت مواد هیدروکربوری به شرکت خارجی در نقطه تعریف شده • محل رسیدگی اختلافات دادگاه ذی صلاح ایرانی خواهد بود. • امکان کاهش یا توقف تولید از میدان مورد نظر قرارداد بنا بر هر دلیلی از سوی دولت در صورت عدم تحت تأثیر قراردادن بازپرداخت مطالبات پیمانکار • تعلیق بازپرداخت مطالبات شرکت خارجی در شرایط فورس‌ماژور تا زمان رفع شرایط مذکور	• عدم امکان انتقال مالکیت ذخایر زیر زمین به شرکت خارجی • انتقال مالکیت نفت هزینه و سهم شرکت خارجی از نفت فایده در نقطه تحویل • امکان ثبت درآمدهای آتی از محل سهم شرکت خارجی از نفت تولیدی در دارایی‌های • مالکیت دولت بر نفت سر چاه و تأسیسات

منبع: مصوبه هیئت دولت در خصوص ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، رساله دکتر علی طاهری‌فرد (۱۳۹۳)، طرح پژوهشی مرکز همکاری‌های فناوری ریاست‌جمهوری (۱۳۸۵)

٤. مدل شبیه‌سازی مالی قرارداد

ارزیابی اقتصادی قراردادهای نفتی مستلزم بررسی جامع مجموعه وسیعی از پارامترها و مؤلفه‌های مربوطه است. به عبارت دیگر موارد کلیدی همچون دریافتی طرفین قرارداد و سودآوری پروژه تنها با در نظر گرفتن نرخ دستمزد، سقف بازپرداخت و سایر اعداد و ارقام مطرح شده در متن قرارداد به سادگی قابل محاسبه نیست و مستلزم شبیه‌سازی رژیم مالی قرارداد برای کل چرخه حیات پروژه است. همچنین بدون شبیه‌سازی مالی قرارداد، بررسی آثار و تبعات سناریوهای

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

مختلف برای طرفین قرارداد میسر نخواهد بود. در شبیه‌سازی مالی تمام فازهای پروژه اعم از اکتشاف، توصیف، توسعه و تولید مد نظر قرار گرفته و با در نظر گرفتن تمام مکانیسم‌های تعبیه شده در رژیم مالی قرارداد، جریان نقدی طرفین به صورت سالیانه محاسبه می‌گردد.

در این مطالعه به منظور شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد از نرم افزار اکسل و زبان برنامه نویسی ویژوال بیسیک (VBA) استفاده شده است. یکی از مهمترین ویژگی‌های این نرم‌افزار شفافیت در محاسبات و نبود هیچگونه جعبه سیاه در آن است که بررسی صحت نتایج را آسان می‌نماید[1]. بخش‌های اصلی طراحی مدل عبارتند از:

۱- پارامترها و نتایج اصلی
۲- جریان نقدی پروژه (قبل از اعمال رژیم مالی)
۳- محاسبه دستمزد، بازپرداخت هزینه‌ها، تأخیر در بازپرداخت و هزینه پول
۴- جریان نقدی دولت و پیمانکار خارجی
۵- تحلیل نموداری
۶- تحلیل حساسیت و نقاط سر به سر

در پیوست بخشی از شمای کلی مدل طراحی شده نمایش داده شده است. در ادامه فروض اصلی و نتایج به دست آمده تشریح شده است.لازم به توضیح است اطلاعات فنی مربوط به فاز سوم توسعه میدان دارخوین به عنوان مطالعه موردی در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته است. این میدان که ۱۳ سال عمر دارد در ۳۰ کیلومتری شمال خرمشهر و ۱۰۰ کیلیومتری جنوب غربی میدان اهواز واقع شده است. اطلاعات فنی این میدان در جدول زیر نشان داده شده است. بر اساس اطلاعات ارائه شده توسط شرکت ملی نفت، قرار است تولید این میدان با حفر ۴ حلقه چاه تولیدی و ۲ حلقه چاه توصیفی ۷۰ هزار بشکه افزایش یافته و به ۲۲۰ هزار بشکه در روز برسد.

۱. امروزه در بسیاری از مطالعات آکادمیک و حتی صنعتی از نرم‌افزار اکسل جهت ارزیابی مالی و اقتصادی پروژه‌ها استفاده می‌شود و نرم‌افزارهایی همچون کامفار به دلیل عدم شفافیت و انعطاف‌پذیری لازم متداول نیستند.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

جدول ٤- اطلاعات فنی میدان دارخوین

نام میدان	عمر میدان (تا ۲۰۱۵)	تعداد چاه (فعلی)	نفت درجا (میلیون بشکه)	تولید فعلی (هزار بشکه در روز)	افزایش تولید در قالب قرارداد IPC (هزار بشکه در روز)	تولید روزانه کل(هزار بشکه در روز)	نام لایه	API نفت
دارخوین	۱۳	۲۷ چاه تولیدی ۴ چاه تزریق گاز ۲ چاه توصیفی	۵۳۷۹	۱۵۰	۱۰	۱۶۰	فهلیان	۳۹
			۲۵۶۶	۱۵۰	۷۰	۲۲۰	ایلام	۲۲-۲۷
							سروک	۲۲-۲۷

منبع: اطلاعات ارائه شده توسط شرکت ملی نفت در خصوص پروژه‌های قابل واگذاری در قالب قراردادهای IPC[1]

٤-۱. فروض اصلی

تقریبا تمامی موارد لازم در ساختار مدل به صورت درونزا طراحی شده است. مواردی همچون طول دوره قراراداد، زمان‌بندی فاز اکتشاف، توسعه و تولید، رشد قیمت نفت در هر دوره، پروفایل تولید، نرخ تخلیه طبیعی، طول دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای از جمله این موارد است. مدل با در نظر گرفتن خصوصیات فنی فاز سوم میدان دارخوین اجرا شده است. مهمترین فروض به کار رفته در مدل به شرح زیر است.

1. http://www.nioc.ir/portal/Home/ShowPage.aspx?

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

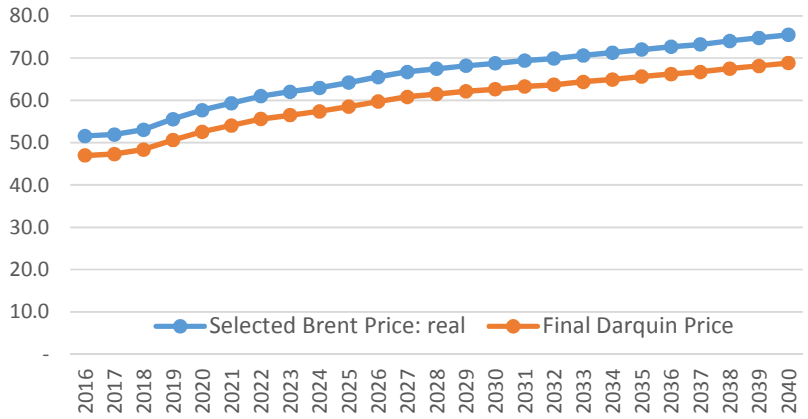
٤-١-١. زمانبندی و فروض فنی

جدول ٥- فروض مربوط به زمانبندی و پارامترهای فنی پروژه

فروض پروژه		پارامترهای فنی	
طول دوره قرارداد	۲۰	افزایش تولید سالیانه در دوره توسعه	٪۴۰
دوره اکتشاف	-	دوره پلتو	۵
دوره توسعه	۳	نرخ تخلیه طبیعی	٪۳
دوره تولید	۱۷		
دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای	۷		

طبق جدول فوق، طول دوره قرارداد ۲۰ سال فرض شده است و دوره توسعه ۳ سال است. طول دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای نیز ۷ سال در نظر گرفته شده است.

روند آتی قیمت نفت نیز بر اساس سناریو پایین در پیش‌بینی اداره اطلاعات انرژی امریکا (EIA) در نظر گرفته شده است.



نمودار ۲- پیش‌بینی قیمت نفت بر اساس سناریو پایین اداره اطلاعات انرژی امریکا

همچنین فرض شده است تولید با افزایش ۴۰ درصد در هر سال در دوران توسعه به سطح پلتو رسیده و ۵ سال در پلتو باقی بماند. سپس نرخ کاهش تولید از مخزن ۳ درصد فرض شده است.

٤-١-٢. پارامترهای اقتصادی

همانطور که در جدول روبرو مشاهده می‌گردد کل تولید محقق شده از میدان که بر اساس فروض فنی محاسبه شده است در طول دوره قرارداد ۲۷۴/۸ میلیون بشکه است. تولید اولیه میدان ۱۵۰ هزار بشکه در روز است و تولید هدف‌گذاری شده در دوره پلتو ۲۲۰ هزار بشکه در روز است. هزینه نهایی افزایش ظرفیت هر بشکه نفت در روز (در دوره پلتو) ۲۷۵۰۰ دلار محاسبه شده است. هزینه سرمایه‌ای (در فاز توسعه) ۷ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده است و هزینه تعمیر و نگهداری نیز ۴۰ هزار دلار در هر سال در نظر گرفته شده است که برای سال دوم تا سه سال مانده به انتهای قرارداد اعمال شده است. هزینه عملیاتی

جدول ٦- فروض اقتصادی مدل

فروض اقتصادی		واحد
تولید انباشتی در طول دوره قرارداد	۲۷۴/۸	*MMbbls*
نرخ تولید پایه	۱۵۰	*bopd*
نرخ تولید اضافی	۲۲۰	*bopd*
هزینه نهایی افزایش ظرفیت	۲۷/۵	*m$/b/d*
هزینه سرمایه‌ای	۷	*$/bbl*
هزینه تعمیر و نگهداری	۴۰	*$MM/year*
هزینه عملیاتی	۶	*$/bbl*
هزینه بانکی	٪۶	*Libor+1%*
هزینه سرمایه‌ای غیرمستقیم (درصد از هزینه سرمایه‌ای مستقیم)	٪۲۵	
قیمت نفت در سال شروع قرارداد	۴۷	*$/bbl*
نرخ تنزیل	٪۱۰	
سقف بازپرداخت در هر دوره	٪۵۰	

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

۶ دلار در هر بشکه[1] و نرخ هزینه پول نیز ۶ درصد در نظر گرفته شده است. هزینه‌های غیر مستقیم نیز ۲۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای[2] در نظر گرفته شده است. قیمت نفت در سال اجرایی‌شدن قرارداد ۴۷ دلار فرض شده است و نرخ تنزیل ۱۰ درصد و سقف بازپرداخت مطالبات پیمانکار ۵۰ درصد از درآمد میدان در هر سال لحاظ شده است.

٤-١-٣. ساختار هزینه

طبق جدول زیر هزینه‌های مختلف مربوط به قرارداد جمعا حدود ۴۶۱۳ میلیون دلار محاسبه می‌گردد. به گونه‌ای که هزینه تولید هر بشکه نفت خام در نهایت ۱۶/۸ دلار خواهد بود.

جدول ۷- ساختار هزینه‌های پروژه

ساختار هزینه	میلیون دلار	دلار در هر بشکه
هزینه‌های اکتشافی	-	-
هزینه سرمایه‌ای توسعه	۱۹۲۳/۶	۷
هزینه تعمیر و نگهداری	۵۶۰	۲
هزینه‌های عملیاتی	۱۶۴۸/۸	۶
هزینه‌های غیر مستقیم	۴۸۰/۹	۱/۸
هزینه جمع‌آوری	-	-
مجموع هزینه‌ها	**٤٦١٣/٤**	**١٦/٨**

۱. در مقاله ون مور (۲۰۰۹) نیز هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی در شبیه‌سازی مالی قرارداد توسعه میدان رمیله عراق به هم نزدیک بوده و به ترتیب برابر با ۳/۸ و ۳ دلار در هر بشکه فرض شده است.

۲. در قراردادهای بیع متقابل این نسبت حدود ۱۵ درصد بوده است که با تغییرات مالیاتی و به ویژه افزایش نرخ مالیات بر ارزش افزوده پیش‌بینی می‌شود این نسبت به ۲۵ درصد برسد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

٤-١-٤. نحوه تعدیل پاداش

در جداول زیر نحوه تعیین و تعدیل دستمزد پیمانکار بر اساس قیمت نفت و عامل R نشان داده شده است. لازم به ذکر است نرخ پایه دستمزد که در این مدل ۱۰ دلار در هر بشکه فرض شده است ابتدا در جدول سمت چپ در هر دوره بر اساس قیمت نفت در آن دوره تعدیل گردیده و سپس بر اساس عامل R در جدول سمت راست تعدیل می‌گردد. همانطور که مشاهده می‌گردد از آنجا که قیمت نفت در سال ابتدایی قرارداد ۴۷ دلار فرض شده است و در بازه ۴۰ تا ۶۰ دلار قرار می‌گیرد طبق فرض صورت گرفته در جدول سمت چپ با ۲۰ درصد افزایش معادل ۱۲ دلار در هر بشکه تعیین می‌گردد. در نهایت نرخ پاداش تعلق گرفته به پیمانکار بر اساس عامل R در هر دوره تعیین می‌گردد. در نهایت همانطور که در جدول سمت راست نشان داده شده است در این مدل میانگین پاداش تعلق گرفته به پیمانکار ۷٫۱ دلار در هر بشکه (به صورت تنزیل شده ۳٫۳ دلار در هر بشکه) در کل دوره قرارداد خواهد بود.

جدول ۸- نحوه تعدیل دستمزد بر اساس قیمت و عامل R

محاسبه دستمزد						
RI>۱	۰۵.<RI<۱	۰٫۲۵<RI<۰٫۵	۰٫۲۵RI<	$/bbl	۱۰	دستمزد پایه
٪۴۰	٪۶۰	٪۸۰	٪۱۰۰			
		۹٫۶	۱۲	Fee / bbl		

$/bbl	دستمزد اولیه	۱۲
$/bbl	میانگین دستمزد	۷/۱

تعدیل دستمزد پایه بر اساس قیمت نفت		
دستمزد تعدیل شده	قیمت	دستمزد
–	۲۰	۱۰
–	۴۰	٪۱۱۰
۱۲	۶۰	٪۱۲۰
–	۸۰	٪۱۴۰
–	۸۰	٪۱۶۰

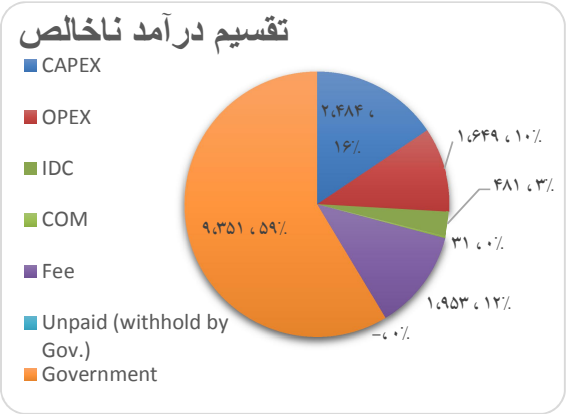
[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

۵. نتایج اصلی

در این قسمت نتایج اصلی به دست آمده از شبیه‌سازی مالی قرارداد تحلیل و بررسی می‌گردد.



نمودار ۳- نحوه تقسیم درآمد ناخالص پروژه
منبع: یافته‌های پژوهش

۵-۱. نحوه تقسیم درآمد حاصل از میدان

همانطور که در نمودار روبرو مشاهده می‌گردد بیشترین سهم از درآمد ناخالص میدان از آن دولت خواهد شد که تقریبا حدود ۹/۳۵ میلیارد دلار بوده و ۵۹ درصد از کل درآمد ناخالص را تشکیل می‌دهد. حدود ۱۶ درصد از درآمد ناخالص به هزینه‌های سرمایه‌ای (فاز توسعه)، ۱۰ درصد به هزینه‌های عملیاتی، ۳ درصد به هزینه‌های غیر مستقیم و کمتر از ۱ درصد نیز به هزینه‌های بانکی اختصاص پیدا خواهد کرد. دستمزد پیمانکار نیز برابر با ۱/۹۵ میلیارد دلار خواهد بود که ۱۲ درصد از درآمد ناخالص را تشکیل می‌دهد. همچنین از آنجا که فرض شده است تا ۱۰ سال پس از اتمام دوره قرارداد، بازپرداخت معوقات پیمانکار ادامه داشته باشد هیچ یک از مطالبات پیمانکار به صورت معوق باقی نخواهد ماند (طبق ماده ۶-۳ مصوبه هیئت وزیران در مورد چارچوب قراردادهای IPC، پایان دوره قرارداد مانع بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار نمی‌باشد).

۵-۲. سودآوری طرفین

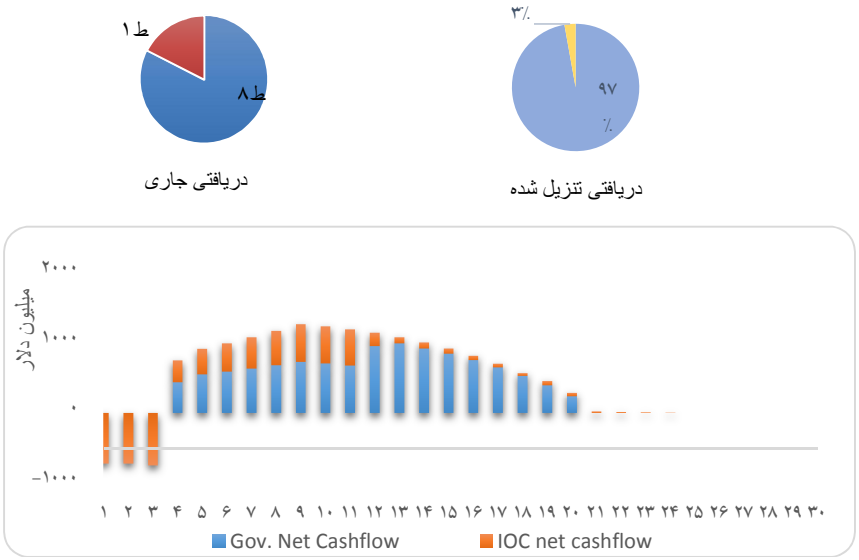
جدول ۸- سودآوری طرفین

	IRR	NPV0	NPV10
پروژه	٪۳۴	۱۱۳۳۵/۲	۳۷۵۲/۱
پیمانکار	٪۱۱/۳	۱۹۸۴/۴	۱۲۳
درآمد دولت		۹۳۲۶	۳/۶۲۹
دریافتی دولت		٪۸۲	٪۹۷
مطالبات معوق		-	۱۳۶/۱

همانطور که در جدول مقابل مشاهده می گردد ارزش فعلی پروژه با نرخ تنزیل ۱۰ درصد حدود ۳۷۵۲ میلیون دلار است که از این میزان حدود ۱۲۳ میلیون دلار به پیمانکار تعلق می‌گیرد و مابقی (۳۶۲۹ میلیون دلار) به دولت تعلق خواهد گرفت. بنابراین می‌توان دریافتی تنزیل شده پیمانکار خارجی را ۳ درصد و دریافتی تنزیل شده دولت را ۹۷ درصد دانست. لازم به ذکر است از آنجا که انجام هزینه‌های توسعه در سال‌های ابتدایی قرارداد بر عهده پیمانکار است دریافتی تنزیل نشده دولت کمتر بوده و ۸۲ درصد از درآمد خالص پروژه در حالت تنزیل نشده را به خود اختصاص می‌دهد. در نمودار زیر نیز جریان نقدی طرفین قرارداد در طول دوره قرارداد نمایش داده شده است.

هرچند سعی شده است قرارداد تا حدودی شبیه قرارداد مشارکت در تولید گردد، اما از آنجا که پیمانکار خارجی مستقیما در سود شریک نیست، ماهیت خدماتی بودن قرارداد حفظ شده است و در نهایت تنها ۳ درصد از سود خالص پروژه (در حالت تنزیل شده) به پیمانکار تعلق می‌گیرد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]



نمودار ۴- جریان نقدی پروژه در طول دوره قرارداد
منبع: یافته‌های پژوهش

۵-۳. تحلیل حساسیت

در این قسمت به منظور بررسی عوامل تأثیرگذار بر سودآوری و دریافتی طرفین در قرارداد به تحلیل حساسیت این مؤلفه‌ها نسبت به مهمترین پارامترهای قرارداد پرداخته شده است.

۵-۳-۱. سودآوری

در این قسمت تأثیر تغییر متغیرهای اصلی مدل (قیمت، دستمزد و هزینه‌ها) بر سودآوری پیمانکار (NPV و IRR) تحلیل و بررسی می‌گردد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

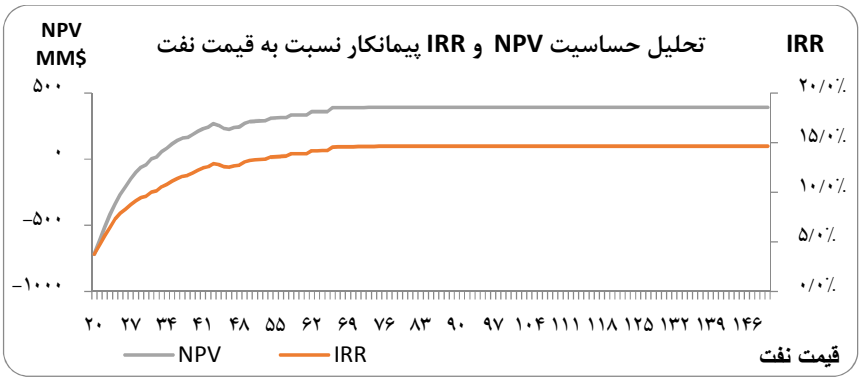
[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

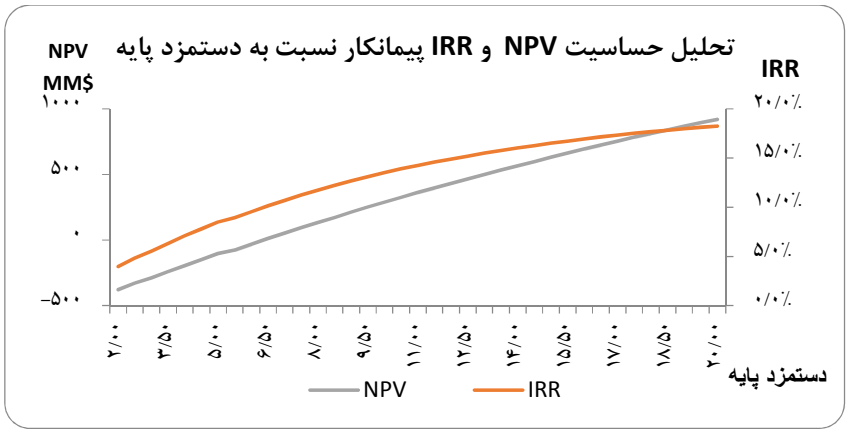
- **قیمت**

همانطور که در نمودار زیر مشاهده می‌گردد سودآوری پیمانکار نسبت به قیمت نفت روند افزایشی با نرخ کاهنده دارد. به عبارت دیگر هیچ گاه با افزایش قیمت نفت، سودآوری پیمانکار از میزان مشخصی فراتر نخواهد رفت، به‌گونه‌ای که در بازه قیمتی ۷۵ دلار تا ۱۵۰ دلار نرخ بازده داخلی پیمانکار همواره ۱۴/۶ درصد و ارزش فعلی خالص وی نیز حدود ۳۹۰ میلیون دلار خواهد بود. این مسئله بسیار حائز اهمیت است و نشان می‌دهد ماهیت قرارداد همانطور که اشاره شد همچنان خدماتی است و سودآوری پیمانکار کنترل شده و محدود است.



- **دستمزد**

در نمودار زیر حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به نرخ پایه دستمزد نمایش داده شده است. با افزایش نرخ پایه دستمزد سودآوری پیمانکار به صورت کاهنده افزایش یافته و دریافتی وی نیز افزایش می‌یابد. همانطور که مشاهده می‌شود مهمترین عاملی که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت سرمایه در اختیار سرمایه‌گذار است دستمزد است. سایر عوامل مثل تغییرات قیمت نفت، هزینه ها، سقف بازپرداخت و زمان بندی بازپرداخت و ... تاثیر کمتری بر سودآوری شرکت دارد.



- **هزینه**

یکی از مهمترین نتایج این مقاله مربوط به تحلیل حساسیت سودآوری پیمانکار نسبت به هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی است. همانطور که در نمودار ۵ مشاهده می‌نمایید با افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای سودآوری پیمانکار به طور کلی کاهش می‌یابد، اما در برخی از مقاطع، به دلیل وجود مکانیسم عامل R شکست‌هایی در نمودار مشاهده می‌گردد که حاکی از افزایش سودآوری پیمانکار همزمان با افزایش هزینه در این مقاطع است. این مسئله در مورد هزینه‌های عملیاتی (که بازپرداخت آن بدون تقسیط و فورا انجام می‌گردد) شدیدتر است به گونه‌ای که حتی باعث می‌شود نمودار دارای نقطه ماکسیمم باشد و پیمانکار در صورت وجود هزینه‌های عملیاتی پایین‌تر از ۲/۸ دلار در هر بشکه تمایل به انجام هزینه‌های اضافی داشته باشد و با رساندن هزینه‌های عملیاتی به ۲/۸ دلار در هر بشکه بیشترین نرخ بازده داخلی را از آن خود نماید. این مسئله در مورد رژیم‌های مالی دارای عامل R در تمام قراردادهای نفتی وجود دارد و تحت عنوان Gold-Plating[1] شناخته می‌شود.

انجام هزینه‌های اضافی که معمولا در قراردادهای خدماتی بیشتر اتفاق می‌افتد بیانگر وضعیتی است که پیمانکار از انجام هزینه‌های اضافی منتفع می‌گردد. به عبارت دیگر

۱. این عبارت (روکش طلایی کردن) کنایه از انجام هزینه‌های اضافی است که با بیش‌برآورد هزینه (over invoice) متفاوت است.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

هرچقدر هزینه بیشتری صورت گیرد، درآمد خالص پیمانکار نیز بیشتر خواهد شد. لذا اگر در قراردادهای خدماتی همچون بیع متقابل و IPC که عایدی پیمانکار به نوعی با هزینه‌های صورت گرفته رابطه مستقیم دارد، نظارت کافی از سوی کارفرما وجود نداشته باشد، پیمانکار با انجام هزینه‌های اضافی و غیر ضروری همچون حفر چاه‌های جدید به جای ترمیم چاه‌های موجود میزان هزینه‌های پروژه را افزایش خواهد داد.

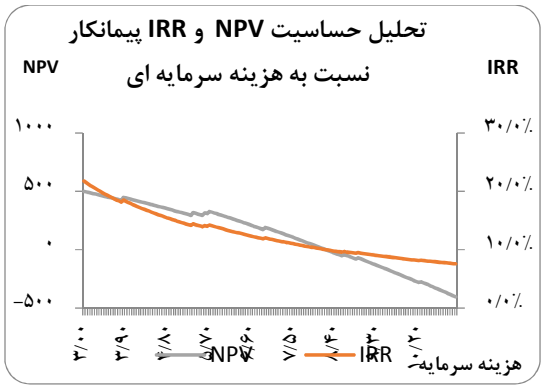
یکی از مهمترین ابزارهای کنترل و مقابله با این مشکل استفاده از شاخص‌های صرفه‌جویی است که متأسفانه در قراردادهای IPC مورد غفلت قرار گرفته است و صرفا به بازنگری سالانه بودجه های عملیاتی بسنده شده است. سهم پیمانکار از افزایش سود حاصل از کاهش هزینه‌ها به عنوان شاخص صرفه‌جویی تعریف می‌شود. در طراحی رژیم‌های مالی ایجاد شرایطی برای هم جهت کردن منافع پیمانکار و دولت میزبان بسیار مهم است. پیمانکار بایستی انگیزه کافی برای صرفه‌جویی در هزینه‌ها داشته باشد به عبارت دیگر اگر سهم پیمانکار از صرفه‌جویی به طور منصفانه تعیین نگردد آنگاه سرمایه‌گذار انگیزه کافی برای کاهش هزینه‌ها ندارد. میانگین این شاخص در جهان حدود ۳۰ درصد است (جانستون، ۲۰۰۷).

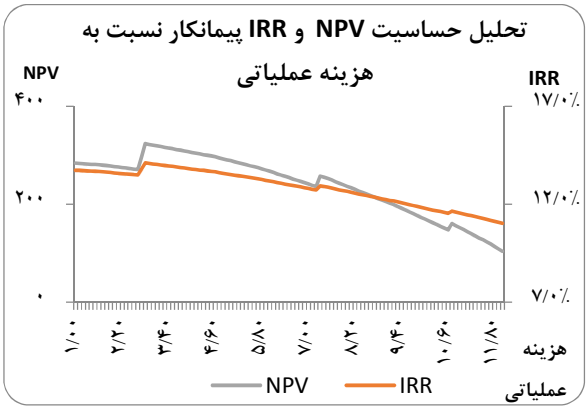
جدول ۹ - شاخص صرفه جویی

عنوان	مقدار
میزان صرفه‌جویی	۱۰۰
سهم دولت از سود (صرفه جویی): ۶۰ درصد	۶۰
سهم شرکت از سود (صرفه جویی): ۴۰ درصد	۴۰
مالیات بر سود شرکت: ۳۰ درصد	۱۲
سهم شرکت از صرفه‌جویی	۲۸

منبع: (جانستون، ۲۰۰۷)

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]





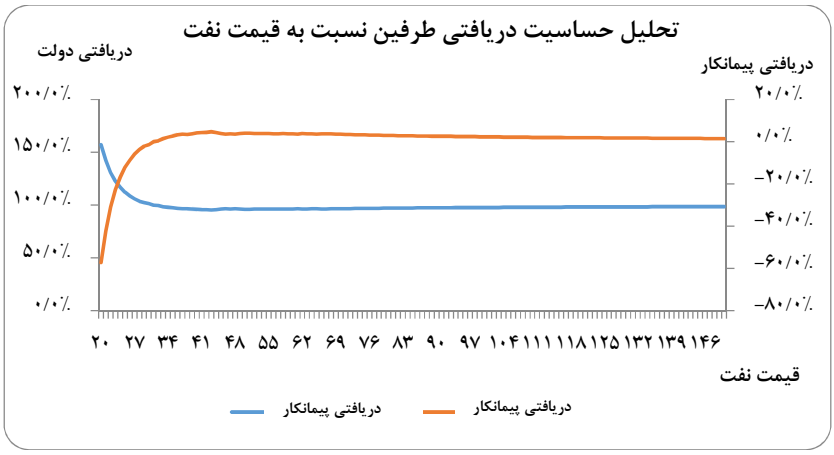
نمودار ٥- تحلیل حساسیت سودآوری نسبت پیمانکار نسبت به هزینه‌ها

منبع: یافته‌های پژوهش

٥-٣-٢. دریافتی طرفین

در این قسمت تأثیر تغییر مؤلفه‌های اصلی مدل (قیمت، دستمزد و هزینه‌ها) بر دریافتی طرفین (در حالت تنزیل شده) تحلیل و بررسی می گردد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]



نمودار ٦- تحلیل حساسیت دریافتی طرفین نسبت به قیمت نفت
منبع: یافته‌های پژوهش

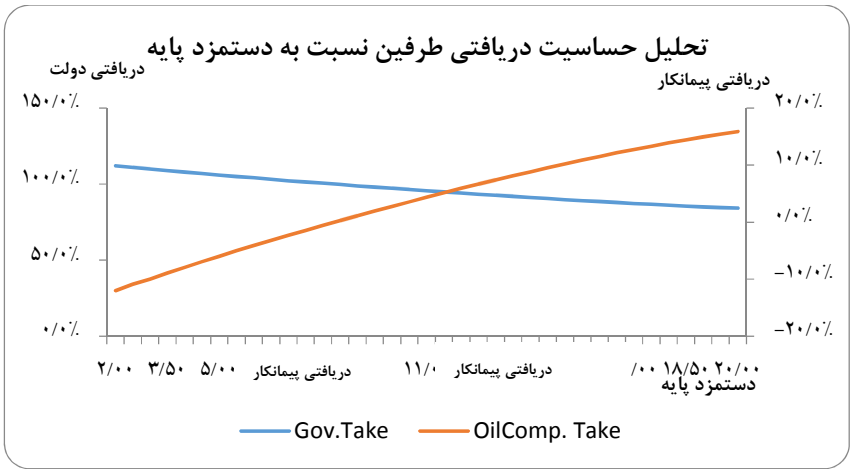
- **قیمت**

دریافتی طرفین در قیمت‌های مختلف نفت در نمودار زیر نشان داده شده است. با افزایش قیمت نفت در سطوح پایین قیمت (کمتر از ۳۰ دلار) دریافتی پیمانکار افزایش می‌یابد اما با عبور قیمت از ۴۴ دلار دریافتی وی روند نزولی پیدا می‌کند. بیشترین دریافتی پیمانکار در قیمت ۴۴ دلار محقق می‌گردد که حدود ۴/۳ درصد می‌باشد.

- **دستمزد**

در نمودار زیر دریافتی طرفین در نرخ‌های مختلف دستمزد محاسبه شده است. همانطور که مشاهده می‌گردد با افزایش نرخ پایه دستمزد دریافتی پیمانکار افزایش یافته و در مقابل دریافتی دولت کاهش می‌یابد. این فاکتور، تنها عاملی است که می‌تواند علاوه بر افزایش سودآوری، دریافتی پیمانکار را نیز به میزان قابل توجهی افزایش دهد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]



نمودار ۷- تحلیل حساسیت دریافتی طرفین نسبت به دستمزد

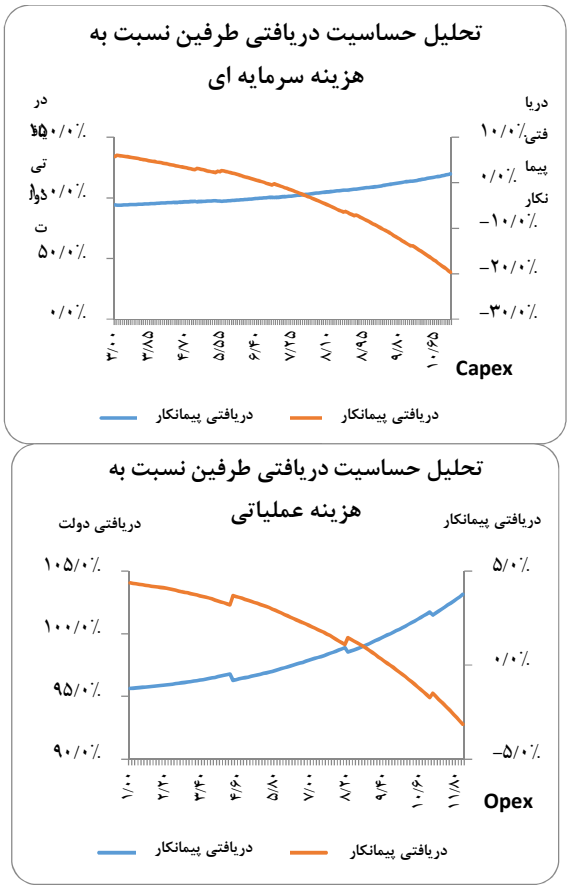
منبع: یافته‌های پژوهش

- **هزینه**

طبق نمودارهای زیر افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی به طور کلی باعث کاهش دریافتی پیمانکار و افزایش دریافتی دولت می‌گردد. هرچند در مورد هزینه‌های عملیاتی (که بازپرداخت آن بدون تقسیط صورت می‌گیرد) در برخی نقاط شکست‌هایی در نمودار مشاهده می‌گردد که مؤید وجود مسئله هزینه اضافی است.

به منظور تحلیل و بررسی دقیق‌تر این موضوع و بررسی فزاینده بودن یا کاهنده بودن قرارداد از تحلیل حساسیت دو عاملی استفاده شده است. در نمودارهای زیر تحلیل حساسیت دریافتی پیمانکار یکبار نسبت به قیمت‌های مختلف و هزینه‌های سرمایه‌ای مختلف و یکبار نیز نسبت به قیمت‌های مختلف و هزینه‌های عملیاتی مختلف نشان داده شده است.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

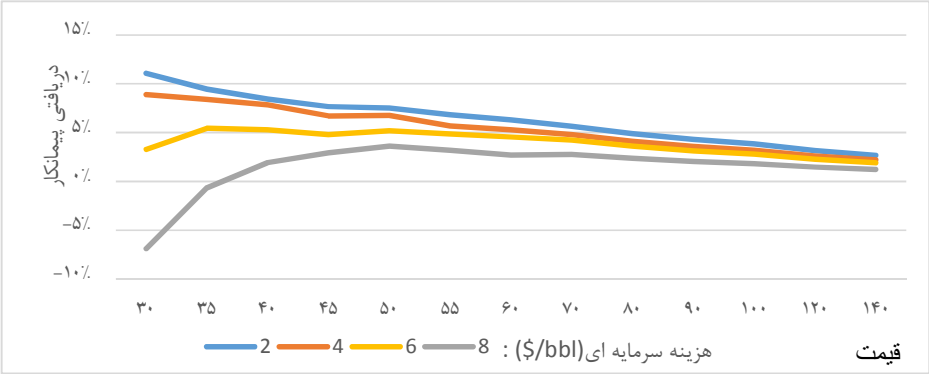


نمودار ۸- تحلیل حساسیت دریافتی طرفین نسبت به هزینه‌ها

منبع: یافته‌های پژوهش

همانطور که در نمودار زیر مشاهده می‌گردد در هزینه سرمایه‌ای ۲ دلار در هر بشکه، همزمان با افزایش قیمت نفت، دریافتی پیمانکار کاهش می‌یابد که نشان‌دهنده فزاینده‌بودن قرارداد است، اما در هزینه‌های سرمایه‌ای بالاتر همچون ۸ دلار در هر بشکه ابتدا با افزایش قیمت دریافتی پیمانکار افزایش یافته و بعد از قیمت ۵۰ دلار دریافتی کاهش می‌یابد که

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

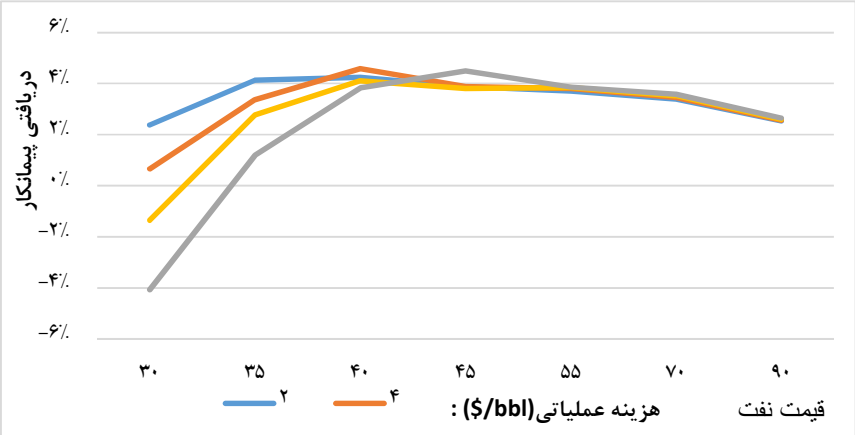


نمودار ۹- دریافتی پیمانکار در قیمتها و هزینه‌های سرمایه‌ای متفاوت
منبع: یافته‌های پژوهش

نشان‌دهنده کاهنده بودن قرارداد در قیمت‌های پایین و فزاینده بودن آن در قیمت‌های بالا (بالای ۵۰ دلار) است. همچنین در تمام سطوح قیمت هزینه سرمایه‌ای بالاتر منجر به کاهش دریافتی پیمانکار می‌گردد. به عبارت دیگر از آنجا که بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای به پیمانکار فورا انجام نمی‌گردد و طی اقساط ۷ ساله پرداخت می‌شود در اینجا پیمانکار انگیزه‌ای برای انجام هزینه‌های اضافی ندارد و مسئله هزینه اضافی چندان بروز نمی‌یابد.

طبق نمودار زیر در سطوح هزینه عملیاتی مختلف و در قیمت‌های زیر ۴۵ دلار تقریبا با افزایش قیمت، (با فرض ثبات سایر عوامل) دریافتی پیمانکار روندی صعودی دارد که نشان دهنده کاهنده بودن قرارداد در این بازه قیمتی است. همچنین نکته قابل توجه دیگر آن است که در نمودارهای مربوط به هر یک از هزینه‌های عمیاتی بر خلاف نمودار قبلی در قیمت‌های مختلف یکدیگر را قطع می‌کنند که نشان دهنده مسئله هزینه اضافی است. به عنوان مثال در قیمت ۴۵ دلار پیمانکار با انجام هزینه عملیاتی ۸ دلار در هر بشکه به دریافتی بالاتری در مقایسه با هزینه‌های پایین‌تر دست خواهد یافت.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]



نمودار ۱۰- دریافتی پیمانکار در قیمتها و هزینههای عملیاتی متفاوت
منبع: یافته‌های پژوهش

٦. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

همانطور که بیان گردید رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) به نوعی ترکیبی از قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای خدمات فنی عراق است. همانند قراردادهای بیع متقابل پیمانکار از محل بخشی از درآمد میدان هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و غیر مستقیم، هزینه‌های بانکی و دستمزد خود را بازیافت می‌نماید. همچنین از آنجا که پیمانکار در دوره بهره‌برداری نیز حضور دارد هزینه‌های عملیاتی نیز از محل مذکور بازیافت می‌گردد. سه مورد از وجوه تمایز اصلی این قرارداد با قراردادهای بیع متقابل این است که در هنگام عقد قرارداد سقفی برای هزینه‌های سرمایه‌ای لحاظ نمی‌گردد، همچنین دستمزد پیمانکار مقدار ثابتی نبوده و بر اساس میزان سطح تولید از میدان و عامل R در هر دوره و به صورت فی در هر بشکه پرداخت می‌گردد که مشابه قراردادهای عراق است. علاوه بر این، طول دوره قرارداد بلندمدت بوده و پیمانکار در دوره بهره‌برداری نیز حضور دارد. هرچند به منظور کنترل سودآوری و دریافتی پیمانکار از عامل R استفاده شده و نرخ دستمزد بر اساس این عامل در هر دوره تعدیل می‌گردد، اما از شاخص صرفه‌جویی جهت مقابله با مسئله انجام

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

هزینه‌های اضافی استفاده نشده است. بر اساس ساختار فوق‌الذکر، مدل مالی مربوطه در نرم‌افزار اکسل شبیه‌سازی شده و با استفاده از برنامه‌نویسی صورت گرفته تحلیل حساسیت مؤلفه‌های اصلی رژیم مالی ارائه گردید.

مدل طراحی شده با استفاده از اطلاعات مربوطه به توسعه فاز سوم میدان دارخوین اجرا شده و نتایج ارائه و بررسی گردید. مؤلفه‌های اصلی نتایج مدل مذکور عبارتند از: نرخ بازده داخلی پیمانکار (IRR)، ارزش خالص فعلی (NPV) و دریافتی طرفین. طبق نتایج به دست آمده نرخ بازده داخلی برای پیمانکار ۱۱ درصد خواهد بود و خالص ارزش فعلی (NPV) برای پیمانکار در نرخ تنزیل ۱۰ درصد ۱۱۴٫۵ میلیون دلار است که تنها ۳ درصد از خالص ارزش فعلی (NPV) کل پروژه را در بر می‌گیرد. بنابراین می‌توان یکی از مهمترین نتایج به دست آمده از مدل را این دانست که ماهیت قراردادهای جدید نفتی کماکان خدماتی است و پیمانکار سهم چندانی در سود پروژه ندارد و دریافتی وی تنها ۳ درصد بوده و مابقی متعلق به دولت خواهد بود.

در ادامه نتایج به دست آمده برای مؤلفه‌های اصلی فوق‌الذکر نسبت به متغیرهای کلیدی (قیمت، دستمزد و هزینه‌ها) تحلیل حساسیت صورت گرفته و نتایج ارائه گردید. یکی از مهمترین نتایج به دست آمده در این بخش این است که سودآوری پیمانکار نسبت به قیمت نفت هرچند روندی صعودی دارد اما این روند کاهنده است که مجددا خدماتی بودن رژیم مالی قرارداد را نشان می‌دهد. همچنین در سطوح قیمتی زیر ۵۰ دلار رژیم مالی قرارداد کاهنده است و با افزایش قیمت (و سودآوری پروژه) دریافتی پیمانکار افزایش می‌یابد و بالعکس. اما در سطوح قیمتی بالاتر رژیم مالی فزاینده بوده و با افزایش قیمت دریافتی پیمانکار کاهش می‌یابد.

نکته مهم دیگری که از نتایج به دست آمده قابل استفاده است این است که مهمترین عاملی که می‌تواند سودآوری پیمانکار را تحت تأثیر قرار دهد نرخ پایه دستمزد است که باید میزان آن و نحوه تغییر آن در بازه‌های مختلف عامل R به دقت و بر اساس شبیه‌سازی مالی قرارداد تعیین گردد.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

در نهایت می‌توان گفت هر چند قراردادهای جدید نفتی ایران ساختار بهتری نسبت به قراردادهای بیع متقابل پیدا کرده است و بسیاری از نقاط ضعف موجود در قراردادهای بیع متقابل مرتفع شده است، لیکن به نظر می‌رسد ساختار مالی این قرارداد از مطلوبیت کافی برخوردار نبوده و یکسری نقاط ضعف و ابهام جدی در آن وجود دارد. در ادامه سعی شده است بر اساس نتایج این مقاله مهمترین نقاط قوت و ضعف این قرارداد از منظر رژیم مالی بررسی و تحلیل گردد.

۶-۱. نقاط قوت

- **افزایش انعطاف‌پذیری و جذابیت قرارداد**

یکی از مهمترین نقاط قوت این قرارداد افزایش جذابیت آن برای سرمایه‌گذاران خارجی و انتقال ریسک‌های مهم به خصوص ریسک افزایش هزینه است. به گونه‌ای که در قراردادهای بیع متقابل نسل اول وجود سقف هزینه باعث تحمیل ریسک شدید بر پیمانکار خارجی می‌شد که در قراردادهای نسل سوم با انتقال زمان تعیین سقف هزینه به ۱۸ ماه پس از انعقاد قرارداد، بخش قابل توجهی از این ریسک کاهش یافت. در قراردادهای IPC نیز عملا به دلیل نبود سقف هزینه این ریسک کاملا مرتفع شده است.

البته لازم به ذکر است هرچند دریافتی پیمانکار در سطوح قیمتی بالاتر از ۵۰ درصد نسبت به قیمت نزولی است و اصطلاحا قرارداد در این سطوح از قیمت فزاینده است، اما میزان مطلق سودآوری پیمانکار در این بازه قیمتی ثابت است و نسبت به قیمت تغییری نمی‌یابد. بنابراین یکی از نقاط ضعف جدی این قرارداد آن است که در سطوح قیمتی پایین رژیم مالی کاهنده است و با افزایش سودآوری پروژه دریافتی دولت (به صورت درصدی) کاهش می‌یابد و بالعکس. علاوه بر این، در سطوح بالای قیمتی هرچند رژیم مالی فزاینده است و با افزایش قیمت و سودآوری پروژه سهم دولت به صورت مطلق و نسبی (دریافتی) افزایش می‌یابد اما سودآوری پیمانکار (مشخصا در بازه قیمتی بالاتر از ۷۵ دلار) ثابت باقی

می‌ماند. لذا در این بازه قیمتی جذابیت قرارداد نسبت به سایر گزینه‌های سرمایه‌گذاری برای پیمانکار کاهش خواهد یافت.

- **عدم مشارکت پیمانکار در سود و حفظ ماهیت خدماتی قرارداد**

همانطور که اشاره شد هرچند با افزایش قیمت نفت نرخ دستمزد پیمانکار نیز به صورت پلکانی افزایش یابد و از این طریق به گونه‌ای سعی شده است پیمانکار در سود حاصل از تولید نفت شریک باشد، اما به دلیل وجود سقف مشخص در این مکانیسم، کماکان ماهیت قرارداد خدماتی است و با افزایش قیمت از سطح مشخصی (۷۵ دلار)، سودآوری پیمانکار افزایش نمی‌یابد و خالص ارزش فعلی و نرخ بازده داخلی وی به ترتیب ۳۹۰ میلیون دلار و ۱۴٫۶ درصد ثابت باقی می‌ماند.

- **ریسک کاهش تولید بر دریافتی پیمانکار**

یکی دیگر از نقاط قوت این قرارداد انتقال ریسک افت تولید در زمان بهره‌برداری به پیمانکار است. به گونه‌ای که برخلاف قرارداد بیع متقابل که در آن پاداش پیمانکار ثابت بود و به مجرد رسیدن تولید به مقدار پلتو در دوره ۲۱ روزه آزمایشی به وی تعلق می‌گرفت، در این قرارداد پاداش پیمانکار با میزان سطح تولید میدان در دوره بهره‌برداری مرتبط گشته است و با کاهش تولید، میزان پاداش نیز کاهش خواهد یافت.

٦-۲. نقاط ضعف

- **بیش‌برآورد هزینه و انجام هزینه‌های اضافی**

یکی از مهمترین نقاط ضعف این قرارداد از منظر رژیم مالی، عدم وجود شاخص صرفه‌جویی است. از یکسو وجود مکانیسم عامل R باعث بروز مسئله هزینه اضافی و تمایل پیمانکار به انجام هزینه‌های اضافی می‌شود. چرا که پیمانکار به دلیل برخورداری از پاداش بیشتر در صورت افزایش هزینه (که از طریق مکانیسم عامل R محقق می شود) تمایل دارد هزینه‌های خود را افزایش دهد. از سوی دیگر به دلیل نبود سقف هزینه نیز پیمانکار تمایل

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

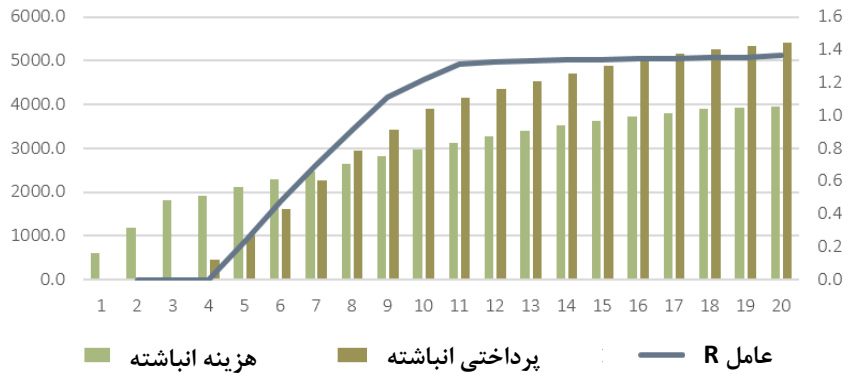
به انجام بیش‌برآورد هزینه دارد. این مسائل در تمام قراردادهای خدماتی وجود دارد و مهمترین راهکار برای مقابله با آن استفاده از شاخص صرفه‌جویی است.

- **امکان از بین رفتن شفافیت به دلیل منظور نکردن بخش عمده هزینه‌های مالی پیمانکار**

در قراردادهای جدید هزینه بانکی تنها به تأخیرات صورت گرفته در بازپرداخت مطالبات پیمانکار تعلق می‌گیرد و به هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده در دوران توسعه هیچ هزینه بانکی تعلق نمی‌گیرد. هرچند این مسئله به ظاهر تعهدات دولت به پیمانکار و مطالبات وی را کاهش می‌دهد (به گونه‌ای که سهم هزینه‌های بانکی از درآمد ناخالص پروژه کمتر از ۱ درصد محاسبه شد) اما این مسئله باید مورد توجه قرار گیرد که کماکان پیمانکار بابت تأمین مالی بخش عمده سرمایه مورد نیاز مجبور به استفاده از منابع غیر داخلی و بازارهای مالی است. لذا هزینه تأمین مالی بالاجبار جزئی از هزینه‌های انجام شده توسط وی خواهد بود و در صورتی که به صورت شفاف در قالب قرارداد به وی بازپرداخت نگردد در قالب افزایش نرخ دستمزد پیشنهادی توسط وی بروز خواهد نمود و باعث عدم شفافیت در سودآوری طرفین خواهد شد. این مسئله در شرایط نامساعد فعلی که اعطای تسهیلات از سوی بانک‌های جهانی با مقررات سخت‌گیرانه و هزینه‌های بالا صورت می‌گیرد بیشتر اهمیت می‌یابد.

در نهایت پیشنهاد می‌گردد مسئولین مربوطه قبل از ارائه نسخه نهایی و امضای قرارداد مدل شبیه‌سازی مالی این قرارداد را تهیه و نتایج آن را در شرایط مختلف تحلیل و ارزیابی نمایند. متأسفانه شواهد حاکی از آن است که این مدل توسط مسئولین وزارت نفت تهیه نشده است. به عنوان مثال در جدول مربوط به مکانیسم عامل R که در متن قرارداد ارائه شده است مقدار ۴ برای این عامل نیز در نظر گرفته شده است که نشان از عدم توجه تهیه‌کنندگان این قرارداد به مدل مالی است. نتایج به دست آمده از مدل طراحی شده در این قرارداد حاکی از آن است که هیچ‌گاه عامل R از ۱/۵ فراتر نمی‌رود.

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]



نمودار ۱۱- مقدار عامل R در طول دوره قرارداد در پروژه مورد بررسی
منبع: یافته‌های پژوهش

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]
[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

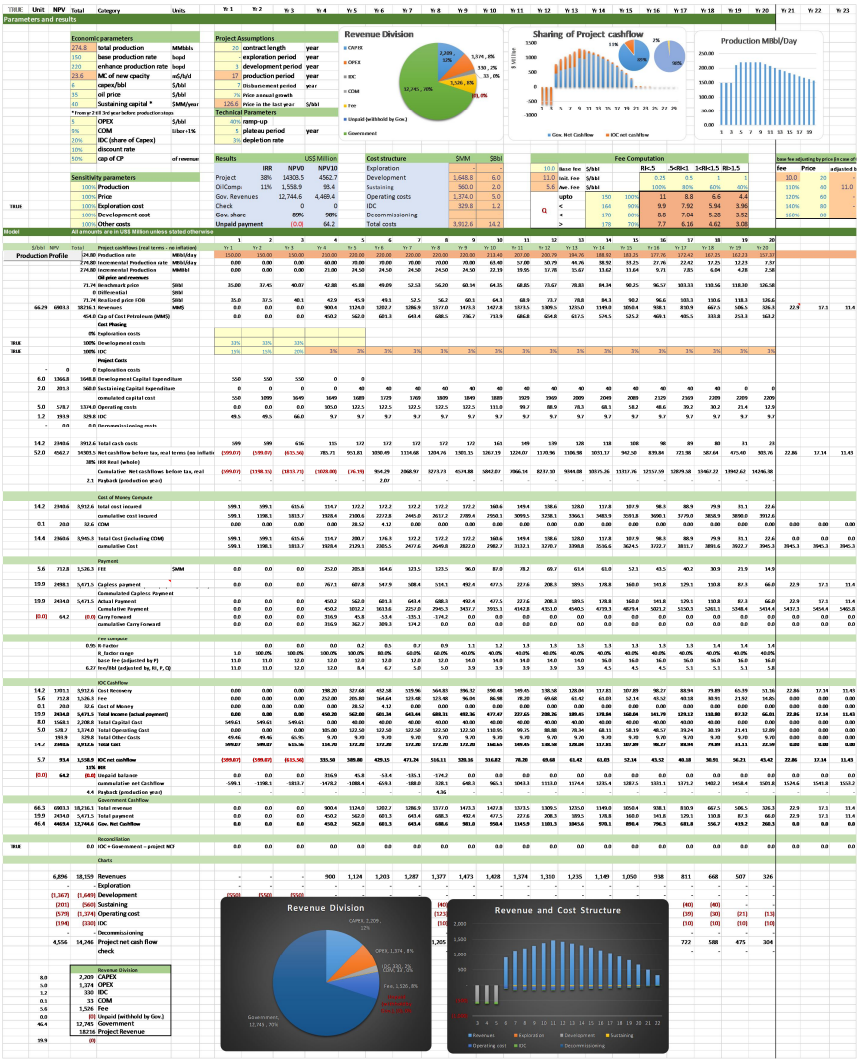
[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]

منابع و مآخذ

- Ahmadian, M. (1997),`Auction Instrument Effects on Oil Extraction and Exploration', OPEC Review. March.
- Lazzari, Salvatore, Pirog, Robert (2008), Oil Industry Financial Performance and the Windfall Profits Tax, CRS report for Congress, RL43689.
- Lei Zhu, ZhongXiang Zhang, Ying Fan (2015) "Overseas oil investment projects under uncertainty: How to make informed decisions?", Journal of Policy Modeling, Volume 37, Issue 5, September–October 2015, Pages 742-762
- Luo Dongkun, Yan Na (2010) "Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts" Petroleum Exploration and Development, Volume 37, Issue 6, 756–762.
- Smith, James L. (2012), Modeling the Impact of Taxes on Petroleum Exploration and Development, International Monetary Fund, WP/12/278.
- Stauffer, T.R. and Gault, J.C. (1985), 'Exploration Risks and Mineral Taxation: How Fiscal Regime Affect Exploration Incentives', Energy Journal, 6 (Special Issue).
- Van Meurs, P (2009) "Commentary on the Iraq Draft Technical Service Contract"
- Vcrlcgcr. P.K. (1980). 'An Assessment of the Effects of the Windfall Profits Tax on Crude Oil Supply'. Energy Joirnal, 1 (4)
- Yusgiantoro, P., Hsiao, F. (1993) "Production sharing contracts and decision-making in oil production", Energy Economics, 15, 1993, 245-256
- Zhao, Xu, Luo, Dongkun, Xia, Liangyu (2012), Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects, Energy Journal, 45, 662-668
- Taherifard, A. (2008), analyzing of economic structure of Production Sharing Contracts on the oil production, from the point of view of the IOCs using dynamic optimization method, *Quarterly Energy Economics Review*, 5(18), 161-175.

۱- پیوست

شمای کلی مدل طراحی شده در شکل زیر نمایش داده شده است.



[Downloaded from isharat.khu.ac.ir on 2026-10-29]

[DOR: 20.1001.1.22286454.1396.7.28.3.7]

[DOI: 10.29252/jemr.7.28.35]