فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفدهم / شماره ۶۸/ بهار ۱۴۰۰/ صفحات ۱۰۵-۶۷

تجزیه و تحلیل ریسک در قراردادهای نفتی ایران از منظر سرمایه‌گذار و اثرات آن بر توجیه پذیری سرمایه‌گذاری در بالادستی[۱]

محمد مصطفوی[۲]
دانشجوی دکتری مدیریت مالی، گرایش حقوق مالی، دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران،
m.mostafavi@oiicgroup.com
شاپور محمدی
دانشیار مدیریت مالی و بیمه، دانشگاه تهران، shmohamad@ut.ac.ir
عبدالحسین شیروی
استاد حقوق تجارت بین‌الملل دانشگاه تهران، ashiravi@ut.ac.ir
سعید فلاح‌پور
استادیار مدیریت مالی دانشکده مدیریت دانشگاه تهران، falahpor@ut.ac.ir
تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۰/۳۰ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۴/۰۳

چکیده

با توجه به‌اینکه منافع ملی کشورهای صاحب منابع غنی نفتی هم چون ایران به این منابع گره خورده است، این کشورها در تلاش هستند تا رژیم مالی و سیستم مجوزدهی خود را برای سرمایه‌گذاران نفتی هر چه جذاب‌تر نمایند. در مقابل، به‌دلیل عدم قطعیت و ریسک‌های موجود در فعالیت‌های اکتشاف و تولید، تصمیم‌گیری برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌های بالادست همواره برای سرمایه‌گذاران چالش برانگیز بوده است. بنابراین نوعی مدل کمی ریسک مورد نیاز است تا سرمایه‌گذاران به‌واسطه آن، بتوانند نتایج مالی مورد انتظار از پروژه‌ی بالادستی را برآورد نمایند. مقاله حاضر، عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های موجود در زنجیره فعالیت‌های توسعه میادین نفت و گاز را شناسایی و سپس هر کدام از ریسک‌های شناسایی شده را با روش حساسیت سنجی کمی می‌نماید. همچنین با مقایسه پارامترهای قرارداد نفتی ایران با پارامترهای مدل قرارداد مشارکت در تولید قطر، خدمات فنی عراق و قرارداد بیع متقابل، اصلاحاتی در مورد پارامترهای موجود قرارداد نفتی ایران پیشنهاد می‌شود. پس از اعمال اصلاحات مورد اشاره بر پارامترهای قراردادی، انحراف معیار به‌دست آمده برای شاخص‌های مالی دولت و سرمایه‌گذار توآمان کاهش یافت که‌این امر موید کاهش ریسک قراردادها به‌طور سیستماتیک و بهبود قراردادها برای هر دو طرف قرارداد می‌باشد. علاوه بر این، کلیه دست اندرکاران قراردادهای نفتی ایران چه به‌عنوان طرف اول قرارداد و چه به‌عنوان طرف دوم قرارداد، عموما به‌صورت حداکثری با اصلاحات پیشنهادی موافقت نمودند.

طبقه‌بندی JEL: Q48،G28، E27،C36، C51،C20

کلیدواژه‌ها: عدم قطعیت، مدل جامع ریسک، قرارداد نفتی ایران، پارامترهای قراردادی، شاخص‌های مالی سرمایه‌گذار

---

۱. این مقاله برگرفته از رساله دکتری محمد مصطفوی با عنوان " تجزیه و تحلیل ریسک‌های فنی، مالی و حقـوقی قراردادهای نفتی ایران از منظر سرمایه‌گذار و اثرات آن بر توجیه‌پذیری سرمایه‌گذاری در بالادستی" می‌باشد.

۲. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

۱- مقدمه

صنعت بالادستی نفت و گاز یکی از بزرگ‌ترین و فراگیرترین صنایع در جهان است که رشد و توسعه هر چه بیشتر آن در کلیه مناطق جهان، برای دولت و شرکت‌های نفتی حائز اهمیت بسیار است. قسمت اعظم اقتصاد در کشورهای صاحب منابع غنی نفتی از جمله‌ایران وابسته به بخش بالادستی صنعت نفت و گاز است. در خصوص شرکت نیز یکی از مهم‌ترین پارامترهای مورد عمل در فرمول‌های محاسباتی میزان شهرت و اعتبار شرکت‌های نفتی، میزان ذخیره نفتی قابل استحصال از میادینی است که شرکت‌های نفتی به موجب امتیاز یا قرارداد با کشور میزبان، حق اکتشاف و استخراج آن را به‌دست آورده‌اند و این میزان از ذخیره را در دفاتر خود ثبت زده‌اند (هوارد و هارپ[1]، ۲۰۰۹) بدین معنا که هر چه شرکت نفتی[2] در پروژه‌های اکتشاف و استخراج بیشتری سرمایه‌گذاری کند، شهرت و اعتبار آن افزایش پیدا می‌کند.

با توجه به‌اینکه کشورهای صاحب منابع نفتی، عموما تخصص، تکنولوژی و سرمایه مورد نیاز برای انجام فعالیت‌های اکتشاف و استخراج را در اختیار ندارند، ناگزیر هستند از تخصص، مهارت‌های فنی و سرمایه شرکت‌های بین‌المللی نفتی استفاده کنند. بدین منظور، در تلاش هستند تا سیستم‌های قراردادی، اعطای مجوز و رژیم مالی خود را به گونه‌ای طراحی نمایند که سرمایه‌گذاران بیشتری را جذب نمایند. اما برای سرمایه‌گذاران، جذابیت رژیم مالی و سیستم اعطای مجوز مستلزم ارزیابی تصمیم سرمایه‌گذاری در پروژه اکتشاف و استخراج نفت و گاز است. به‌دلیل عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های موجود در هر یک از مراحل اکتشاف و استخراج نفت و گاز، تصمیم‌گیری برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌های توسعه میادین همواره یک تصمیم چالش برانگیز برای سرمایه‌گذاران بوده است.

ناکامی در دستیابی به نتایج مورد انتظار از تصمیم سرمایه‌گذاری سبب شده است شرکت‌های نفتی از ابزارهای مختلف تحلیل ریسک مبتنی بر عدم قطعیت برای تخمین و برآورد نتایج احتمالی حاصل از اجرای پروژه استفاده کنند (مکمیلان و هنس،

1. Howard and Harp

۲. در این مقاله، عبارتهای سرمایه‌گذار، پیمانکار و شرکت نفتی یا شرکت بین‌المللی نفتی به جای یکدیگر به‌کار می‌روند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

۲۰۰۰)[1] زیرا عملکرد ضعیف تجاری از نادیده گرفتن عدم قطعیت ناشی می‌شود و به تبع، نادیده انگاشتن عدم قطعیت نیز موجب تأخیر و اختلال در روند اجرای پروژه می‌شود که‌این تأخیر از جمله متغیرهای مؤثر در محاسبه ارزش خالص فعلی است (بگ، براتولد و کمپبل[2]،۲۰۰۲). به‌عبارتی، پیش شرط بررسی و تحلیل ریسک، شناسایی عدم قطعیت‌های مربوط است (میلازو، ویانلو و ماسچیو[3]، ۲۰۱۵؛ آبراهامسون[4]، ۲۰۰۲؛ عبدو، فلوس و ماسه[5]، ۲۰۱۷؛ پاسمان و راجرز[6]، ۲۰۱۸؛ فایر واتهر و همکاران[7]، ۱۹۹۹)

سرمایه‌گذاران با بهره‌گیری از نتایج این تحلیل‌ها می‌توانند شروط قراردادی و مجوزهای اکتشاف و تولید نفت و گاز را ارزیابی نمایند.

مقاله حاضر در صدد است با شناسایی و تحلیل عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های متناظر هر یک از مراحل چرخه توالی فعالیت‌های ارزیابی، توسعه، تولید و فروش نفت و گاز شامل مرحله ارزیابی و توصیف میدان، تدوین برنامه توسعه، اجرای برنامه توسعه جامع، تولید و بهره‌برداری و مرحله فروش یا نتایج اقتصادی به نوعی یک مدل جامع ریسک را ارایه دهد.

در این تحقیق پس از شناسایی کلیه ریسک‌ها، ریسک‌های متناظر هر مرحله را با روش حساسیت سنجی کمی کرده و سپس با بررسی تطبیقی پارامترهای قراردادهای موضوع مطالعه با پارامترهای قرارداد بیع متقابل و مدل قرارداد مشارکت در تولید قطر و خدمات فنی عراق، اصلاحات مورد نظر برای پارامترهای موجود قرارداد نفتی ایران پیشنهاد گردیدند و نتایج حاصل از این پیشنهادات در شبیه‌سازی مونت کارلو کمی شده و براساس کاهش انحراف معیار برای نرخ بازده و ارزش خالص فعلی فرضیه تحقیق مبنی بر امکان کاهش ریسک قراردادهای موضوع مطالعه، با بهبود پارامترهای قراردادی مورد بررسی و تأیید قرار گرفت. پس از آن، نتایج تحقیق برای تمامی دست اندرکاران قراردادهای نفتی ایران هم از سوی طرف اول قرارداد (مدیریت سرمایه‌گذاری و کسب و کار، معاونت توسعه مهندسی و مدیر عامل شرکت ملی نفت ایران) و هم ازسوی

1. Macmillan and Hons
2. Begg, Bratvold & Campbell
3. Millazo, Vianello & Maschio
4. Abrahamsson
5. Abdo, Flaus & Masse
6. Pasman & Rogers
7. Fayerweather et.al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

طرف‌های دوم در کلیه قراردادهای منعقده (مدیران عامل شرکت انرژی پاسارگاد، پرشیا، توسعه و مهندسی نفت و انرژی دانا) ارسال و نظرات آنها کسب و در بخش نتایج منعکس گردید. علت انتخاب مدل‌های قراردادی فوق نیز این است که ایران با کشورهای عراق و قطر میادین مشترک بسیار دارد و در حال رقابت برای جذب سرمایه‌گذاران خارجی می‌باشد. بر این اساس، پس از مقدمه در قسمت دوم به بیان مبانی نظری مدل جامع ریسک می‌پردازیم. در قسمت سوم، مروری بر پژوهش‌های پیشین خواهیم داشت. در قسمت‌های چهار و پنج به‌ترتیب روش‌شناسی تحقیق و یافته‌های تحقیق توضیح داده خواهند شد و در پایان نیز به ارایه نتایج، راهکارها و نظرات دست اندرکاران صنعت می‌پردازیم.

۲- مبانی نظری

ریسک‌ها و عدم قطعیت‌هایی که نتایج مالی پروژه توسعه و تولید نفت و گاز را تحت تأثیر قرار می‌دهند، در حقیقت ریشه در چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید دارند. چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید نفت و گاز شامل پنج مرحله ارزیابی و توصیف میدان، تهیه و تدوین برنامه جامع توسعه، اجرای برنامه جامع توسعه، تولید و بهره‌برداری، فروش نفت وگاز یا همان مرحل نتایج اقتصادی می‌شود. کنش و برهم کنش این فعالیت‌ها به‌صورتی است که خروجی فازهای اجرایی یعنی اجرای برنامه توسعه جامع، تولید و بهره‌برداری و مرحله نتایج اقتصادی می‌تواند به‌عنوان داده‌های ورودی برای فازهای برنامه‌ریزی یعنی مرحله توصیف و ارزیابی میدان و مرحله تدوین برنامه توسعه مورد استفاده قرار گیرد. بنابراین مدل جامع ریسک نه تنها ریسک‌ها و عدم قطعیت‌های مربوط به هر مرحله را شناسایی می‌کند، بلکه تعاملات میان این عوامل ریسک و عدم قطعیت را نیز دربرمی‌گیرد. بنابراین آنچه ضروری است شناخت عدم‌قطعیت‌ها و ریسک‌های متناظر هر مرحله از چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید است.

در مرحله ارزیابی میدان ما با عدم قطعیت‌هایی در مورد ویژگی‌ها و خصوصیات مخزن رو به رو هستیم. عدم قطعیت در مورد میزان نفت و گاز درجا که به‌صورت تجاری قابل استحصال باشند (آکینوومی، آروچوکوو و عبدلاکریم[1]، ۲۰۰۴). فرآیند

1. Akinwumi, Arochukwu & Abdul-Kareem

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

مربوط به تخمین ذخیره اثبات شده قابل استحصال، فرآیند تخمین دخیره نامیده می‌شود (راجاس راشد و کولکارنی[۱]، ۲۰۱۶). فرآیند تخمین ذخیره فرآیندی است که در آن داده‌ها و اطلاعاتی در مورد خصوصیات مخزن شامل خصوصیات مربوط به سیال مخزن، ساختار زمین شناسی، سنگ و سنگ-سیال به‌صورت پیوسته جمع‌آوری می‌شوند و سپس این داده‌ها در شیوه‌ها و مدل‌های مختلف تخمین مخزن یکپارچه می‌شوند و درنهایت ذخیره نفت و گاز قابل استخصال تخمین زده می‌شود. این فرآیند در طول دوران حیات میدان مدام تکرار می‌شود و با استفاده از اطلاعات جدیدتری که به‌دست می‌آید به روز و دقیق‌تر می‌شود (دمیرمن[۲]، ۲۰۰۷) اما هم در داده‌ها، هم در تخمین خصوصیات و هم در روش‌های مدل سازی مخزن همواره عدم قطعیت‌هایی وجود دارد که ممکن است تصمیم سرمایه‌گذاری را تحت تأثیر قرار دهد. می‌توان گفت ریسک متناظر عدم قطعیت‌های این مرحله ریسک تولید است؛ میزان از تولید برآورد شده به‌دلیل عدم قطعیت‌های مربوط به عملکرد مخزن (کوزووا و دیگران[۳]، ۲۰۱۵؛ ویلکینسون[۴]، ۱۹۹۶؛ دمیرمن[۵]، ۲۰۰۷؛ باردوسی و فودور[۶]، ۲۰۰۱؛ الیوت[۷]، ۱۹۹۵) در فاز دوم، تقریبا تمام تصمیمات مهم گرفته می‌شود و طرحی جامع برای چگونگی توسعه و تولید از میدان نفتی و هم‌چنین انتظارات اقتصادی ناشی از این اقدامات تدوین می‌شود (کاکرافت و مور[۸]، ۱۹۹۴). هنر اصلی شرکت‌های نفتی در این مرحله خود را نشان می‌دهد چراکه تمام عواید اقتصادی آینده توسعه میدان وابسته به طرح توسعه‌ای است که تدوین می‌شود و مشخص می‌کند چه فعالیت‌هایی و در چه زمان‌هایی برای توسعه و نگهداشت تولید در میدان انجام شود. برای تدوین طرح توسعه میدان یک شرکت نفتی باید از بین بیشمار سناریو ممکن برای توسعه میدان یکی را انتخاب کند (کنتنتو، گودی، نیکوترا و پیزو[۹]، ۲۰۰۵). عوامل عدم قطعیت مرتبط با مرحله تدوین

1. Rejas Rasheed & Kulkarni
2. Demirmen
3. Kosova et al
4. Wilkinson
5. Demirmen
6. Bardossy & Fodor
7. Elliot
8. Cockcroft & Moore
9. Contento, Godi, Nicotra & Pizzo

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

طرح توسعه، تخمین هزینه و زمان‌بندی توسعه میدان و تکنولوژی‌های در دسترس شرکت‌های نفتی است (بای و بای[1]، ۲۰۱۹).

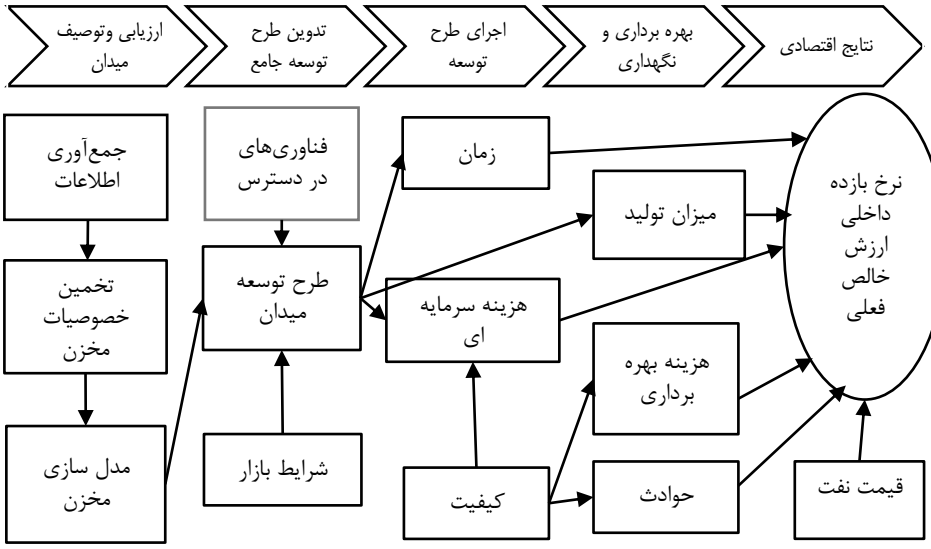
اجرای طرح توسعه جامع مانند اجرای سایر پروژه‌های کلان صنعتی از دو بخش تشکیل می‌شود. بخش نخست، پیش از مرحله ساخت و نصب و راه‌اندازی و بخش دوم، عملیات ساخت و نصب و راه‌اندازی (راجناوته، رودر اند براتشاو- نیلس[2]، ۲۰۰۳). بنابراین، عدم قطعیت‌های مربوط به اجرای برنامه توسعه میدان باید برای هر یک از این دو قسمت به‌طور مجزا مورد بررسی قرار گیرد. در قسمت پیش از راه‌اندازی، پیمانکار باید سند استراتژی قراردادی را تنظیم کند. عمده عدم قطعیت‌های مربوط به‌این بخش، به تصمیم‌گیری در مورد اهداف قابل تحویل پروژه، نوع قرارداد و انتخاب پیمانکاران فرعی بر می‌گردد (البلتاگی و انگ[3]، ۲۰۰۹؛ ارسلان، کیوراک، بیرگونول و دیکمن[4]، ۲۰۰۸) در قسمت مربوط به نصب و راه‌اندازی نیز محدودیت‌های سه گانه هزینه، زمان و کیفیت (کرزنرن و بلک[5]، ۲۰۱۰)، که مثلث آهنی نامیده می‌شود (گومس و رومائو[6]، ۲۰۱۶) ریسک سرریز هزینه، تأخیر و کیفیت نامطلوب تجهیزات را به‌وجود می‌آورند (گریمان[7]، ۲۰۱۳؛ ونکاتارامان و پینتو[8]، ۲۰۰۸؛ کلوس[9]،۲۰۱۶). عدم قطعیت‌های مربوط به کارفرما، پیمانکار، مشاور، تأمین کنندگان، محل انجام قرارداد، قرارداد و شرایط بیرونی، به‌وجود آورنده ریسک‌های فوق هستند (باساک، کوفی و پرونز[10]، ۲۰۱۸؛ نیازی و پینتینگ[11]، ۲۰۱۷؛ چان و تام[12]، ۲۰۰۰)

پس از تحویل پروژه، تأسیسات و تجهیزات وارد فاز بهره‌برداری می‌شوند که طولانی‌ترین برهه از حیات تجاری اقتصادی تأسیسات و تجهیزات است. هدف از عملیات بهره‌برداری و نگه‌داری تضمین این امر است که تجهیزات مطابق با ظرفیت‌ها و استانداردهای طراحی خود کار می‌کنند. دستیابی به هدف تولید تا حد زیادی وابسته به

1. Bai & Bai
2. Rajnauth, Rudder & Bradshaw-Niles
3. Elbeltagi & Eng
4. Arslan, Kivrak, Birgonul & Dikmen
5. Kerznern& Belack
6. Gomes & Romão
7. Greiman
8. Venkataraman & Pinto
9. Clews
10. Basak, Coffey & Perrons
11. Niazi & Painting
12. Chan & Tam

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

شناخت دقیق ریسک‌ها و عدم قطعیت‌ها پیش رو در مرحله بهره‌برداری است. عدم قطعیت‌های مربوط به عملکرد تجهیزات، حوادث بیرونی، چگونگی تنظیم قراردادهای بهره‌برداری و نگه‌داری و رعایت قوانین و مقررات مورد عمل (کالیکتو[1]، ۲۰۱۶؛ بوساباین[2]، ۲۰۱۳) همراه با عدم قطعیت‌های مربوط به مرحله نگه‌داری و تعمیرات همواره باید برای تضمین سیستم مدیریت یکپارچه عملیات بهره‌برداری و نگه‌داری مورد توجه قرار گیرند. ریسک حوادث و ریسک افزایش هزینه‌های بهره‌برداری، ضریب دسترسی‌پذیری تأسیسات و تجهیزات را پایین می‌آورند. مرحله آخر، مرحله فروش یا نتایج اقتصادی برآمده از فروش است که عمده ریسک مربوط به‌این مرحله، نوسانات قیمت نفت است. نوسانات قیمت نفت، انحرافات تصمیم سرمایه‌گذاری را بازتاب می‌نماید (الکویست وکیلیان[3]، ۲۰۱۰). درنهایت، مدل جامع ریسک که نتیجه کنش و بر هم کنش عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های شناسایی شده است در شکل زیر ترسیم شده است:



منبع: برگرفته از ادبیات موضوعی

شکل ۱. مدل مفهومی جامع ریسک

1. Calixto
2. Boussabaine
3. Alquist & Kilian

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

۳- مروری بر پژوهش‌های پیشین

در میان مقالات و کتابهای فارسی، منبعی که به‌طور مستقیم به تجزیه تحلیل پارامترهای قراردادی مدل جدید قراردادهای نفتی ایران با استفاده از روش تحلیل ریسک مبتنی بر عدم قطعیت بپردازد وجود ندارد. چنین روند وضعیتی در مورد منابع انگلیسی نیز وجود دارد. پیشینه پژوهشی در مورد لزوم شناسایی عدم قطعیت در روش‌های تحلیل ریسک و استفاده از ابزارهای تحلیل ریسک در تصمیم سرمایه‌گذاری در پروژه‌های اکتشاف و توسعه نفت تقریبا غنی به‌نظر می‌آید. به‌صورت جزئی‌تر، اگر بخواهیم پیشینه تحلیل عوامل ریسک را در قراردادهای نفتی ایران پیگیری کنیم می‌توانیم به مقاله "لی و همکاران" با عنوان "تحلیل ریسک عملیاتی قرارداد بیع متقابل ایران و تأثیرات آن بر خط مشی‌گذاری" برخورد می‌نماییم (لی و همکاران[1]، ۲۰۱۷). در این مقاله، نویسندگان معتقد هستند در زمینه ریسک‌هایی که به لحاظ تئوری قراردادهای بیع متقابل ایران با آن رو به رو هستند، مطالعات محدودی صورت گرفته است و در هیچ یک از آنها تحلیل عملیاتی انجام نشده است. لذا در این مقاله، با روش تحلیل کیفی، ریسک‌های قرارداد بیع متقابل شناسایی شدند، سپس چهار سناریو برجسته ریسک عملیاتی شبیه‌سازی شده و درنهایت به روش کمی با استفاده از معیار ارزش خالص فعلی تحلیل و مدل‌سازی شدند. در این مقاله، منظور از ریسک‌های عملیاتی، کلیه عوامل معمول ریسک در جریان اجرای قراردادهای بیع متقابل به همراه ریسک‌های قراردادی ناشی از کاستی‌های قراردادی هستند. با لحاظ ریسک قراردادی به جای تکیه صرف بر ریسک‌های اجرایی، تحلیل ریسک عملیاتی قرارداد بیع متقابل، به‌صورت جامع و کامل، کل دوره حیات قرارداد از مذاکره گرفته تا بهره‌برداری و تحویل پروژه را شامل می‌شود. بنابراین عوامل ریسک با استفاده از تحلیل کیفی به شرح زیر هستند: ساز و کار تصمیم‌گیری ناکارآمد در کمیته مشترک مدیریت، فقدان سازوکار تعدیل میزان حق الزحمه، فقدان طرح و چارچوبی مشخص برای مسئولیتهای منتسب به تأخیر دوره توسعه، مناقشه بر سر تخصیص سود و هزینه به‌دلیل ابهام در تعریف هزینه، تأثیرات نامطلوب تحریم‌ها، گم شدن هزینه‌های بهره‌برداری و نگه‌داری در فازهای مختلف پروژه و ابهام در نحوه محاسبه مالیات در نظام مالیاتی ایران

1. Li et al

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

همان طور که مشخص است این مقاله، ریسک‌های با ماهیت اجرایی و قراردادی یک مدل خاص قراردادی یعنی قرارداد بیع متقابل را بررسی می‌کند، در حالی که هدف مستقیم پیشینه، بررسی و کمی‌سازی انواع ریسک‌های فنی، مالی، حقوقی و قراردادی قراردادهای نفتی ایران از منظر سرمایه‌گذار است. به‌عبارتی نوع قرارداد متفاوت و دامنه اجرایی کار وسیع‌تر است.

۴- روش‌شناسی تحقیق

در مطالعه حاضر برای کمی‌سازی ریسک‌های شناسایی شده در چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید نفت و گاز و تحلیل پارامترهای قراردادی مدل جدید قراردادهای نفتی ایران براساس نتایج حاصل از تحلیل کمی ریسک، از روش حساسیت سنجی شاخص‌های سرمایه‌گذاری یعنی نرخ بازده داخلی (IRR) و ارزش فعلی خالص (NPV) نسبت به هر یک از ریسک‌های شناسایی شده و روش شبیه‌سازی مونت کارلو برای ترکیب چند ریسک، بررسی تطبیقی پارامترهای قرارداد جدید نفتی ایران با قرارداد بیع متقابل، مدل قرارداد مشارکت در تولید قطر و قرارداد خدمات فنی عراق و از روش مصاحبه با کلیه دست اندرکاران قراردادهای نفتی ایران استفاده شده است. داده‌های مورد نیاز برای انجام حساسیت سنجی و شبیه‌سازی مونت کارلو از دو طرح توسعه جامعی که برای یکی از میادین نفتی ایران از سوی دو شرکت نفتی بین‌المللی ارائه شده است استخراج شده‌اند[۱].

پس از شناسایی عدم قطعیت‌ها و ریسک‌های متناظر هر یک از مراحل چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید نفت و گاز، تلاش می‌شود فرضیه تحقیق با عنوان «اگر پارامترهای مبتنی بر مدل جامع ریسک در قرارداد گنجانده شود نسبت به پارامترهای موجود منجر به عملکرد بهتری خواهد شد» مورد بررسی قرار گیرد. برای این منظور، با روش حساسیت سنجی، هر کدام از ریسک‌های شناخته شده در هر مرحله را کمی می‌نماییم. پس از بررسی تطبیقی پارامترهای قرارداد جدید نفتی ایران با مدل‌های قراردادی منتخب و ارایه اصلاحات پیشنهادی براساس مدل جامع ریسک، عملکرد شاخص‌های مالی ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی نسبت به پیشنهادات ارایه شده

۱. اسامی میادین، بنابر محدودیت‌های مربوط به حفظ محرمانگی بیان نشده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

با روش مونت کارلو شبیه‌سازی می‌شود و درنهایت از نتایج نظرسنجی از دست‌اندرکاران قراردادهای نفتی ایران برای تأیید اصلاحات پیشنهادی بهره خواهیم‌گرفت.

بنابر سازماندهی تحقیق، در قسمت بعد با استفاده از مفروضات دو طرح توسعه ارایه شده از سوی شرکت‌های نفتی بین‌المللی، یک مدل مالی در محیط نرم افزار اکسل ایجاد می‌کنیم تا ببینیم تغییر مفروضات پایه در روش حساسیت سنجی و روش مونت‌کارلو چگونه بر عملکرد شاخص‌های ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی تأثیر خواهند گذاشت.

مدل‌سازی مالی در اکسل

به‌منظور اندازه‌گیری شاخص‌های ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی، جریان نقدینگی سرمایه‌گذار، آسیب پذیری در برابر ریسک و ارزش خالص فعلی سهم درآمد دولت، اقدام به ساخت مدل سازی مالی در محیط نرم افزار اکسل نموده‌ایم. مدل ساخته شده برای هر یک از برنامه‌های توسعه ارایه شده بر پایه یک سری مفروضات خاص و مفروضات مشترک ساخته شده است. پیش از ارایه مفروضات خاص برای هر طرح توسعه، در ابتدا مفروضات مشترک میان هر دو طرح توسعه معرفی می‌گردند. بر این اساس، مفروضات زیر به‌عنوان مفروضات مشترک ارایه می‌گردند:

- خط پایه تخلیه[1] در جدول ذیل برآورد شده است:

جدول ۱. خط پایه تخلیه

سال	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰
پایه	۵۰	۵۰	۴۹	۴۸	۴۷	۴۶	۴۵	۴۴	۴۳	۴۲	۴۱	۴۰	۳۹	۳۸	۳۷	۳۶	۳۵	۳۴	۳۳	۳۲

منبع: طرح توسعه ارائه شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی

- قیمت نفت‌خام پایه ۶۰ دلار فرض شده است.

---

۱. خط پایه تخلیه یا (Depletion Base Line) عبارت است ازخط یا منحنی فرایند تخلیه میدان یا مخزن با لحاظ تأسیسات موجود و در حالت عدم اجرای طرح‌ها جدید. مبنای بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد به سرمایه‌گذار، تولید اضافی میدان است که از تفاضل تولید حاصل از اجرای طرح جامع توسعه و خط پایه تخلیه به‌دست می‌آید.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

- نرخ تنزیل ۱۰٪ فرض شده است.
- زمان کاری تأسیسات در سال ۳۳۰ روز در نظر گرفته شده است.
- هزینه‌های غیرمستقیم/ عوارض و مالیات و سایر پرداختی‌های دولتی ۱۸ درصد در نظر گرفته شده است.
- نرخ بهره برای محاسبه هزینه مالی (COM) برابر ۳ درصد در نظر گرفته شده است. سقف درآمدهای قابل تخصیص برای بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد در یک سال ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است.
- دوره بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای[1] برابر ۷ سال در نظر گرفته شده است.

اکنون مفروضات خاص برای طرح توسعه اول به شرح زیر است:

- برآورد هزینه سرمایه‌ای[2]: ۷۰۰۰ میلیون دلار
- برآورد هزینه بهره‌برداری[3]: در طول دوره ۲۰ ساله قرارداد ۵۲۵۹ میلیون دلار. برای مدل سازی اقتصادی فرض شد سالانه ۵۰ میلیون دلار هزینه ثابت و ۲/۳۷ دلار به ازای هر بشکه تولید هزینه متغیر باشد.
- تولید اضافی اولیه (FTP)[4] برابر با ۱۰۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته شده است.
- برنامه تولید بر حسب هزار بشکه در روز به شرح ذیل است:

جدول ۲. برنامه تولید برای طرح توسعه جامع اول

سال	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰
پایه	۵۰	۶۰	۱۵۰	۱۵۵	۱۹۰	۳۰۰	۳۵۰	۴۰۰	۴۲۰	۴۷۰	۴۸۰	۴۷۰	۴۴۰	۴۱۵	۴۰۰	۳۷۰	۳۱۰	۳۰۰	۲۷۰	۲۲۰
خوش‌بینانه	۵۰	۸۰	۱۸۰	۱۹۰	۲۱۰	۳۵۰	۴۰۰	۴۵۰	۵۰۰	۵۷۰	۵۸۰	۵۸۰	۵۸۰	۵۴۰	۵۲۰	۵۱۰	۵۰۰	۴۸۰	۴۲۰	۳۹۰
بدبینانه	۵۰	۵۵	۱۲۰	۱۳۰	۱۹۰	۲۲۰	۲۵۰	۲۶۰	۲۹۰	۲۹۵	۲۹۰	۲۸۵	۲۷۰	۲۵۰	۲۳۰	۲۱۰	۲۰۰	۱۸۰۰	۱۶۰	۱۵۰

منبع: طرح توسعه ارائه شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی

1 Amortization Period
2. Capex
3. Opex
۴. تولید اضافی اولیه یا (First Targeted Production) به‌میزان تولیدی بر حسب بشکه در روز اتلاق می‌شود که اگر شرکت نفتی به آن برسد، بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد شروع می‌شود، پیش از رسیدن به این میزان تولید هیچ‌گونه پرداختی به طرف قرارداد صورت نمی‌گیرد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

- برنامه زمانبندی اجرای طرح توسعه جامع براساس درصد پیشرفت مالی سالانه پروژه به شرح ذیل برآورد شده است:

جدول ۳. زمان‌بندی اجرای طرح توسعه اول (درصد)

سال	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰
پایه	۵	۵	۷	۷	۸	۸	۹	۹	۱۰	۱۰	۸	۴	۲	۲	۱	۱	۱	۱	۱	۱

منبع: طرح توسعه ارائه شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی

- نرخ بازده داخلی ۱۶ درصد و میزان حق الزحمه ۲,۵۶ دلار در هر بشکه

براساس مفروضات مشترک و خاص طرح توسعه اول، نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذار ۱۶درصد است. ارزش خالص فعلی با نرخ تنزیل ۱۰ درصد ۷۹۰ میلیارد دلار است. ۵۱۱۵ میلیارد دلار و ۱۲۷۳- رقم به‌دست آمده برای به‌ترتیب جریان نقدینگی و جریانات مالی آتی سرمایه‌گذار است. از جانب دولت، رقم ۸۹۰۰۶ میلیارد دلار سهم درآمد دولت است و ارزش خالص فعلی دولت نیز ۳۰۴۴۲ میلیارد دلار شده است.

با این حال، مفروضات خاص و مشترک به‌دست آمده از طرح توسعه دوم ممکن است شاخص‌های سرمایه‌گذار و دولت را تغییر دهند. بر این اساس، مفروضات خاص طرح توسعه دوم به شرح زیر است:

- برآورد هزینه سرمایه‌ای Capex: ۴۲۲۷ میلیون دلار
- برآورد هزینه بهره‌برداری Opex: در طول دوره ۲۰ ساله قرارداد ۶۹۷۵ میلیون دلار. برای مدل سازی اقتصادی فرض شد سالانه ۵۰ میلیون دلار هزینه ثابت و ۶/۵ دلار به ازای هر بشکه تولید هزینه متغیر باشد.
- تولید اضافی اولیه (FTP) برابر با ۳۰ هزار بشکه در روز در نظر گرفته شده است.
- برنامه تولید بر حسب هزار بشکه در روز به شرح ذیل است:

جدول ۴. برنامه تولید در برنامه توسعه دو

سال	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰
پایه	۵۰	۵۰	۸۰	۸۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۶۰	۱۸۰	۲۰۰	۲۲۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰	۲۵۰
خوش بینانه	۵۰	۵۰	۹۰	۱۰۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۹۰	۲۱۰	۲۵۰	۲۸۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۳۰۰
بدبینانه	۵۰	۵۰	۶۰	۶۵	۸۰	۹۰	۹۰	۱۲۰	۱۳۰	۱۴۰	۱۵۰	۱۷۰	۱۷۰	۱۷۰	۱۷۰	۱۶۰	۱۵۰	۱۴۰	۱۲۰	۱۰۰

منبع: طرح توسعه ارائه شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

برنامه زمان‌بندی اجرای طرح توسعه جامع براساس درصد پیشرفت مالی سالانه پروژه به شرح ذیل برآورد شده‌است:

جدول ۵. زمان‌بندی اجرای طرح توسعه دوم (درصد)

سال	۱	۲	۳	۴	۵	۶	۷	۸	۹	۱۰	۱۱	۱۲	۱۳	۱۴	۱۵	۱۶	۱۷	۱۸	۱۹	۲۰
پایه	۵	۵	۷	۷	۸	۸	۹	۹	۱۰	۱۰	۸	۴	۲۰	۲	۱	۱	۱	۱	۱	۱

منبع: طرح توسعه ارائه شده توسط شرکت نفتی بین‌المللی

- نرخ بازده داخلی ۱۶ درصد و میزان حق الزحمه ۴,۲۶ دلار به ازای هر بشکه

آنچه از مدل سازی دوم قابل برداشت این است که طرح توسعه اول نسبت به طرح توسعه دوم شاخص‌های مالی بهتری برای سرمایه‌گذار و دولت به ارمغان آورده است زیرا ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذار ۶۲۰ میلیارد دلار است؛ ۱۷۰ میلیارد دلار کم‌تر از رقم به‌دست آمده از طرح توسعه اول. جریان نقدینگی سرمایه‌گذار ۴۲۴۱ میلیارد دلار است؛ ۸۷۴ میلیارد دلار کم‌تر از نتیجه به‌دست آمده از مدل اول. سهم درآمد و ارزش خالص فعلی دولت ۳۸۹۶۱ و ۱۹۸۵۰میلیارد دلار به‌ترتیب هستند که مجموعا ۶۹۶۳۷ میلیارد دلار کم‌تر از ایندکس به‌دست آمده از طرح توسع اول است.

در قسمت بعد، نتایج حاصل از اجرای حساسیت سنجی و مونت کارلو با تغییر متغیرهای پایه مورد بررسی قرار می‌گیرند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

مدل‌سازی مالی طرح توسعه اول

Revenue		0	225	2,292	2,426	3,235	5,752	6,898	8,043	8,538	9,683	9,931	9,728	9,077	8,538	8,223	7,572	6,246	6,044	5,392	4,291
COM/Bank charge		24	18	28	40	51	60	68	74	79	84	85	79	66	52	39	28	19	14	11	10
Capex Distribution		5'0%	5'0%	7'0%	7'0%	8'0%	8'0%	9'0%	9'0%	10'0%	10'0%	8'0%	4'0%	2'0%	2'0%	1'0%	1'0%	1'0%	1'0%	1'0%	1'0%
Year	کل																					20
Capex	7,174	389	389	545	545	623	623	701	701	779	779	623	311	156	156	78	78	78	78	78	78
Opex	3,837	50	56	107	111	131	193	222	251	263	292	298	293	276	263	255	239	206	201	185	157
IDC/NonCapex/Others	1,289	70	70	98	98	112	112	126	126	140	140	112	56	28	28	14	14	14	14	14	14
CashOut Flow	12,300	509	515	750	754	866	928	1,049	1,078	1,182	1,211	1,033	660	460	447	347	331	298	293	277	249
Capex Recovery	7,102	0	56	111	189	267	356	445	545	590	645	679	690	645	579	501	412	312	211	134	100
Opex Recovery	3,837	0	106	107	111	131	193	222	251	263	292	298	293	276	263	255	239	206	201	185	157
IDC/NonCapex/.. Rec	1,289	0	140	98	98	112	112	126	126	140	140	112	56	28	28	14	14	14	14	14	14
Fee	4,548	0	36	71	121	171	228	285	349	377	413	434	442	413	370	320	263	199	135	85	64
COM/Bank charge Rec	885	0	42	28	40	51	60	68	74	79	84	85	79	66	52	39	28	19	14	11	10
Total Recoverable		0	380	415	559	732	949	1,146	1,345	1,449	1,574	1,608	1,560	1,428	1,292	1,129	956	750	575	429	345
Cost Recovery Cap		0	169	1,719	1,820	2,426	4,314	5,174	6,032	6,404	7,262	7,448	7,296	6,808	6,404	6,167	5,679	4,685	4,533	4,044	3,218
Recovery Carry Forward		0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cum Carry Forward	0	0	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash-In Flow	17,079	0	169	626	559	732	949	1,146	1,345	1,449	1,574	1,608	1,560	1,428	1,292	1,129	956	750	575	429	345
Free Cash Flow	4,779	-509	-346	-124	-195	-134	21	97	267	267	363	575	900	968	845	782	625	452	282	152	96
Cum Free Cash Flow		-509	-855	-979	-1,174	-1,308	-1,287	-1,190	-923	-656	-293	282	1,182	2,150	2,995	3,777	4,402	4,854	5,136	5,288	5,384
GovernmentCashFlow		0	56	1,666	1,867	2,503	4,803	5,752	6,698	7,089	8,109	8,323	8,168	7,649	7,246	7,094	6,616	5,496	5,469	4,963	3,946

شاخص‌های پیمانکار در طرح توسعه اول		
	16%	IRR
	13. 65%	MIRR
میلیون دلار	790	NPV @ 10%
میلیون دلار	5115	Cum free cash flow
میلیارد دلار	-1273	Exposure

شاخص‌های دولت در طرح توسعه اول		
میلیارد دلار	89006	Government Revenue
میلیارد دلار	17,278	Government NPV

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

مدل‌سازی مالی طرح توسعه جامع دوم

Revenue		0	0	634	653	1,069	1,109	1,129	2,336	2,772	3,188	3,604	4,217	4,237	4,257	4,277	4,297	4,316	4,336	4,356	4,376
COM/Bank charge		15	13	19	23	28	33	38	41	44	47	47	44	37	29	22	16	12	9	7	6
Capex Distribution		5'0%	5'0%	7'0%	7'0%	8'0%	8'0%	9'0%	9'0%	10'0%	10'0%	8'0%	4'0%	2'0%	2'0%	1'0%	1'0%	1'0%	1'0%	1'0%	1'0%
	کل																				
Capex Recovery	4,225	211	211	296	296	338	338	380	380	423	423	338	169	85	85	42	42	42	42	42	42
Opex Recovery	6,975	50	50	119	121	166	170	172	303	350	395	440	507	509	511	513	515	518	520	522	524
IDC/NonCapex/.. Rec	761	38	38	53	53	61	61	68	68	76	76	61	30	15	15	8	8	8	8	8	8
CashOut Flow	11,961	299	299	468	470	565	569	620	751	849	894	839	706	609	611	563	565	568	570	572	574
Capex Recovery	4,176	0	0	60	103	145	193	241	296	320	350	368	374	350	314	272	224	169	115	72	54
Opex Recovery	6,975	0	0	219	121	166	170	172	303	350	395	440	507	509	511	513	515	518	520	522	524
IDC/NonCapex/.. Rec	761	0	0	129	53	61	61	68	68	76	76	61	30	15	15	8	8	8	8	8	8
Fee	3,916	0	0	45	46	76	79	80	166	197	226	256	299	301	302	304	305	306	308	309	311
COM/Bank charge Rec	530	0	0	47	23	28	33	38	41	44	47	47	44	37	29	22	16	12	9	7	6
Total Recoverable		0	0	500	346	476	536	599	874	987	1,094	1,172	1,254	1,212	1,171	1,119	1,068	1,013	960	918	903
Cost Recovery Cap		0	0	317	327	535	555	565	1,168	1,386	1,594	1,802	2,109	2,119	2,129	2,139	2,149	2,158	2,168	2,178	2,188
Recovery Carry Forward		0	0	0	0	59	19	0	158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cum Carry Forward	0	0	0	183	202	143	124	158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CashInFlow	16,202	0	0	317	327	535	555	565	1,032	987	1,094	1,172	1,254	1,212	1,171	1,119	1,068	1,013	960	918	903
Free Cash Flow	4,241	-299	-299	-151	-143	-30	-14	-55	281	138	200	333	548	603	560	556	503	445	390	346	329
Cum Free Cash Flow		-299	-598	-749	-892	-922	-936	-991	-710	-572	-372	-39	509	1,112	1,672	2,228	2,731	3,176	3,566	3,912	4,241
Government CashFlow		0	0	317	326	534	554	564	1,304	1,785	2,094	2,432	2,963	3,025	3,086	3,158	3,229	3,303	3,376	3,438	3,473

شاخص‌های پیمانکار در طرح توسعه دوم		
	16'00%	IRR
میلیون دلار	620	NPV٪۱۰ @
	13.7%	MIIR
میلیارد دلار	4,241	Cum free cash flow
میلیارد دلار	-991	Exposure

شاخص‌های دولت در طرح توسعه دوم		
میلیارد دلار	38,961	Government Revenue
میلیارد دلار	10,850	Government NPV

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

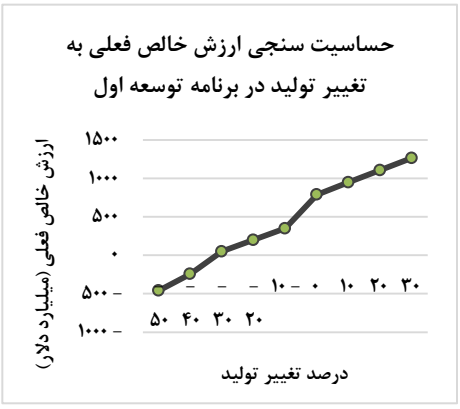
۵- یافته‌های پژوهش

در این قسمت، نتایج حاصل از اجرای روش حساسیت سنجی و شبیه‌سازی مونت‌کارلو و یافته‌های مربوط به پرسش نامه به تفکیک هر مرحله از چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید نفت و گاز مورد بررسی قرار می‌گیرد.

مرحله ارزیابی و توصیف میدان

به‌دلیل آنکه تولید بیشتر با محدودیت تأسیسات سطح الارضی همراه است در حساسیت سنجی صورت گرفته، دامنه تولید در افزایش ۳۰ درصد و در کاهش ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است. همان‌طورکه نمودارها گویا هستند چنانچه به‌دلیل عدم قطعیت‌های موجود در مدل سازی مخزن، میزان واقعی تولید در هر دو طرح جامع توسعه کم‌تر از ۷۰ درصد برآورد اولیه باشد سرمایه‌گذار با ریسک‌های جدی مواجه است و نرخ بازده داخلی آن به زیر ۱۰ درصد و ارزش خالص فعلی پروژه برای سرمایه‌گذار منفی می‌شود.

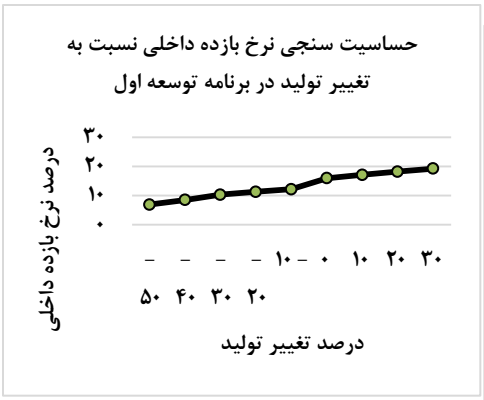
[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]



منبع: یافته تحقیق

شکل ۳. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به تغییر تولید برنامه توسعه اول

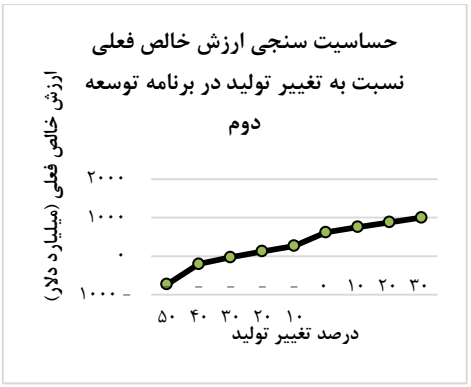
نکته: درصد تغییر تولید برای کل دوره ۲۰ ساله قرارداد محاسبه شده است



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۲. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به تغییر تولید برنامه توسعه اول

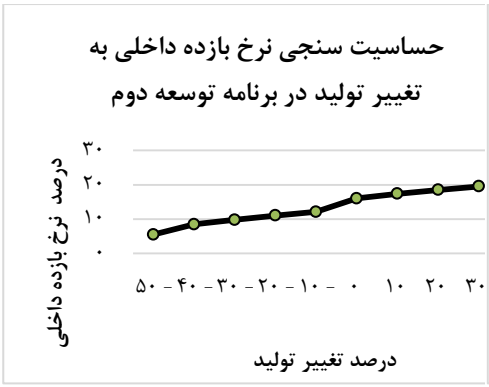
نکته: درصد تغییر تولید برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۵. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به تغییر تولید در برنامه توسعه دوم

نکته: درصد تغییر تولید برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۴. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به تغییر تولید در برنامه توسعه دوم

نکته: درصد تغییر تولید برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

در قراردادهای نفتی ایران سه پارامتر بر روی ریسک تولید مؤثر هستند که به شرح ذیل می‌باشند:

- طرح توسعه جامع به‌صورت کامل و با جزییات به‌عنوان تعهد سرمایه‌گذار به اجرای قرارداد آورده می‌شود.

- تولید اضافی اولیه (FTP) که به معنی میزان تولید روزانه‌ای است که برای بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد به سرمایه‌گذار باید حتما ابتدا طرف قرارداد به آن به‌صورت پایدار برسد.

سقف قابل تخصیص به طرف دوم: سقف درآمدهای میدان که برای بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد به طرف دوم قرارداد می‌توان تخصیص داد که در قراردادهای ایران ۵۰ درصد است.

در قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران، بنا بر توافق طرفین، برنامه توسعه جامع با جزئیات تمام و هم زمان با انعقاد قرارداد پیوست قرارداد می‌شود. تولید اضافی اولیه درصد زیادی از تولید است و سقف درآمد قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد نیز ۵۰ درصد است. در حالی که مدل قرارداد مشارکت در تولید قطر و قرارداد خدمات فنی عراق دیدگاه سهل‌گیرانه و منعطفی نسبت به پارامترهای فوق دارند. برنامه توسعه جامع پس از کسب اطلاعات کافی از عملکرد مخزن ارایه می‌شود. در قرارداد خدمات فنی عراق، نرخ تولید اضافی اولیه پایین است و در قرارداد مشارکت در تولید قطر نیز به‌جای تولید اضافی اولیه، رسیدن به مرحله تولید تجاری کفایت می‌کند. سقف قابل تخصیص به طرف دوم دوم قرارداد در قرارداد خدمات فنی عراق ۵۰ دصد است (قرارداد خدمات فنی عراق برای میدان نفتی رمیله، ۲۰۰۹)[1].

قرارداد مشارکت در تولید قطر نیز سقف ۴۰ درصدی برای نفت هزینه و سقف ۶۰ درصدی برای نفت سود دارد. به‌طور کلی اگر پارامترهای مربوط به تولید اضافی اولیه، زمان تسلیم برنامه توسعه جامع و سقف قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد اصلاح گردند، میزان ریسک تولید به‌میزان چشم‌گیری کاهش می‌یابد. بنابر اصلاحات پیشنهادی، پیمانکار قرارداد نفتی ایران باید این اختیار را داشته باشد که پس از کسب اطلاعات لازم و کافی در مورد عملکرد مخزن، برنامه توسعه میدان را به کارفرما ارایه

1. Technical service contract for the Rumaila oil field

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

دهد. شرط تولید اضافی اولیه باید برداشته شود و به جای آن معیار تولید تجاری مبنای کار قرار گیرد. سقف قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد نیز باید تا ۷۵ درصد افزایش یابد.

تأثیرات مثبت اصلاحات پیشنهادی بر روی ارزش خالص فعلی و نرخ بازده دولت و سرمایه‌گذار در جدول (۶) نشان داده شده است. نرخ بازده داخلی و ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذار و دولت با اعمال این تغییرات افزایش یافته است.

جدول ۶. مقایسه تغییرات شاخص‌های ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی پیش و پس از اعمال اصلاحات پیشنهادی بر پارامترهای قراردادی مرتبط با ریسک تولید

پارامترهای قراردادی پیشنهادی براساس مدل جامع ریسک در رابطه با مرحله ارزیابی و توصیف میدان شامل ریسک تولید (شبیه‌سازی مونت کارلو ۱۰۰۰ بار محاسبه)	شاخص‌های مالی قبل از تغییرات[1]		شاخص‌های مالی براساس پارامترهای پیشنهادی مبتنی بر مدل جامع ریسک	
	سرمایه‌گذار	دولت	سرمایه‌گذار	دولت
- زمان تهیه طرح توسعه؛ این امکان فراهم باشد تا طرح توسعه بعد از انجام فعالیت‌های نفتی لازم و کسب اطلاعات و شناخت دقیق مخزن ارایه شود.[2]	نرخ بازده داخلی		نرخ بازده داخلی	
	٪۱۳,۳۹	NA	٪۱۵,۹	NA
- میزان تولید اضافی اولیه قرارداد؛ این شرط حذف شود و تولید تجاری مبنای پرداخت به سرمایه‌گذار شود.	انحراف معیار نرخ بازده داخلی		انحراف معیار نرخ بازده داخلی	
	٪۳,۸۵	NA	٪۱,۷۱	NA
- سقف قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد؛ با افزایش این سقف ریسک تا ٪۷۵ برای هر سال.	خالص ارزش فعلی(میلیون دلار)		خالص ارزش فعلی (میلیون دلار)	
	۴۲۷	۲۷۰۲۳	۷۴۴	۲۸۸۹۳
	انحراف معیار خالص ارزش فعلی		انحراف معیار خالص ارزش فعلی	
	۵۴۲	۷۸۳۴	۲۳۱	۴۹۸۹

منبع: یافته‌های تحقیق

۱. براساس طرح توسعه جامع اول تمام شاخص‌ها محاسبه شده است.

۲. در قراردادهای نفتی ایران به‌دلیل آنکه طرح توسعه جامع در زمان انعقاد قرارداد ارائه می‌شود تولید واقعی بین ۵۰ تا ۱۳۰ درصد تولید برآوردی با توزیع یکنواخت فرض شده است، اما با اصلاح زمان تهیه طرح توسعه به بعد از جمع‌آوری اطلاعات تولید واقعی بین ۷۰ تا ۱۲۰ درصد تولید برآوردی با توزیع یکنواخت فرض شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

مرحله تدوین طرح توسعه جامع

مهم‌ترین عاملی که به یک شرکت نفتی کمک می‌کند بتواند بهترین طرح توسعه را برای میدان پیشنهاد دهد فناوری‌های در دسترس آن شرکت نفتی و قابلیت‌های مالی و فنی اجرای آن فناوری‌ها در میدان مورد نظر در منطقه جغرافیایی مورد نظر است. به هر میزان که شرکت نفتی فناوری‌های بیشتری را از نظر فنی و مالی بتواند پیاده‌سازی کند قابلیت در نظر گرفتن سناریوهای بیشتری برای آن شرکت نفتی فراهم می‌شود و لذا احتمال آنکه طرح توسعه بهتری تنظیم شود افزایش می‌یابد.

در دو طرح توسعه‌ای نیز که مبنای این تحقیق قرارگرفته است به وضوح تأثیر فناوری بر روی طرح توسعه مشخص است. نمودار ذیل برآورد تولید این دو طرح توسعه را مقایسه نموده‌است:



منبع: طرح‌های توسعه ارائه شده توسط شرکت‌های نفتی بین‌المللی برای یک میدان

شکل ۶. تأثیر فناوری بر پروفایل تولید در طرح توسعه پیشنهادی

شرکت‌های نفتی که مزیت‌های مالی و فنی ویژه‌ای دارند و فناوری‌های خاصی را مطرح می‌کنند انتظار سودهای بالاتری نیز دارند. اما در ایران مبنای سود برای همه و برای هر طرح توسعه جامعی نسبتاً یکسان است. مبنای مذاکره برای تعیین دستمزد در قراردادهای نفتی ایران سود منصفانه است و سود منصفانه نیز بر مبنای نرخ بازده داخلی و در محدود ۱۵ الی ۱۷ درصد تعریف می‌شود. لذا عملا برای شرکتی که پیشنهاد دهنده طرح توسعه است تفاوت اقتصادی خیلی ملموسی نمی‌کند که از فناوری‌های پیشرفته استفاده کند یا خیر، و شرکت‌های نفتی علاقمند به‌کار در ایران تنها تا جایی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

طرح توسعه جامع پیشنهادی خود را ارتقا می‌دهند که شرکت ملی نفت ایران برای انعقاد قرارداد با آنها راضی شود و از نظر اقتصادی انگیزه ندارند طرح توسعه جامعی ارائه دهند که مبتنی بر فناوری‌هایی با حداکثر منافع ممکن برای شرکت ملی نفت ایران باشد. بر این اساس، راهکار قراردادی پیشنهادی، تعیین نرخ سود منصفانه برای محاسبه دستمزد تا میزان مثلاً ۲۰ درصد است. برنامه‌های توسعه‌ای که متضمن استفاده از فناوری‌های پیشرفته باشد، نرخ سود منصفانه و بالاتری نسبت به برنامه توسعه‌های حاوی تکنولوژی‌های پایین‌تر به‌دست می‌آورند. تأثیرات مثبت اصلاحات پیشنهادی بر ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی از جدول زیر قابل استنباط است:

جدول ۷. مقایسه تغییرات شاخص‌های ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی پیش و پس از اعمال اصلاحات پیشنهادی بر پارامترهای قراردادی مرتبط باریسک تدوین طرح توسعه جامع

پارامترهای قراردادی پیشنهادی براساس مدل جامع ریسک در رابطه با مرحله تدوین طرح توسعه جامع شامل ریسک فناوری (شبیه‌سازی مونت کارلو ۱۰۰۰ بار محاسبه)	شاخص‌های مالی طرح توسعه جامع دوم (فناوری ضعیف‌تر)		شاخص‌های مالی براساس پارامترهای پیشنهادی مبتنی بر مدل جامع ریسک، طرح توسعه جامع اول (فناوری بهتر)	
	سرمایه‌گذار	دولت	سرمایه‌گذار	دولت
- نرخ سود منصفانه مبنای محاسبه دستمزد در زمان عقد قرارداد؛ برای طرح‌های توسعه‌ای که فناوری‌های برتری ارائه می‌دهند باید سود منصفانه بالاتری در نظر گرفت و بر آن اساس دستمزد تعیین نمود. مثلاً نرخ بازده ۲۰٪[1].	نرخ بازده داخلی (IRR)		نرخ بازده داخلی (IRR)	
	٪۱۶	NA	٪۲۰	NA
	خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیون دلار)		خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیون دلار)	
	۶۲۰	۱۰۸۵۰	۱۳۷۴	۲۹۸۵۸

منبع: یافته‌های تحقیق

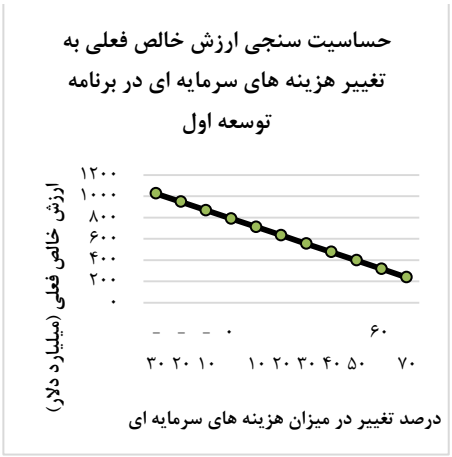
در مجموع می‌توان گفت دست اندرکاران قراردادهای نفتی ایران به‌صورت حداکثری با اصلاحات پیشنهادی برای مراحل برنامه‌ریزی چرخه فعالیت‌های توسعه و تولید نفت و گاز (مرحله ارزیابی و مرحله تدوین برنامه توسعه جامع) موافق هستند.

۱. فرض شده با ایجاد مشوق‌هایی در زمینه نرخ بازده در رابطه با فناوری‌های برتر، طرح توسعه جامع‌های بهتری برای میادین به‌دست می‌آید.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

مرحله اجرای طرح توسعه

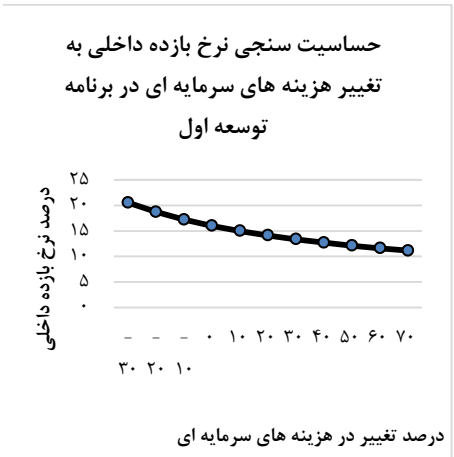
همان طورکه در قسمت مبانی نظری گفته شد، سرریز کردن هزینه، تأخیر و کیفیت نامطلوب ریسک‌های عمده متناظر عدم قطعیت‌های شناخته شده برای این مرحله هستند. در عمل، سرمایه‌گذاران در طول اجرای پروژه‌های توسعه و تولید نفت و گاز با ریسک‌های فوق درگیر می‌شوند. نتایج به‌دست آمده از نمودارهای حساسیت سنجی گویای این هستند که افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای (Capex) می‌تواند تأثیر به سزایی در کاهش نرخ بازده داخلی و هم‌چنین خالص ارزش فعلی طرح توسعه داشته باشد. در طرح توسعه دوم حساسیت به افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای بیشتر است و تنها با افزایش بیش از ۷۰ درصد در هزینه‌های سرمایه‌ای نسبت به برآورد اولیه و بدون هیچ ریسک دیگر خالص ارزش فعلی پروژه منفی می‌شود. در طرح توسعه اول نیز افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای سبب کاهش نرخ بازده داخلی می‌شود و ۵۰ درصد افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای نسبت به برآوردها نرخ بازده را از ۱۶ درصد به ۱۲ درصد کاهش می‌دهد.



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۸. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای در برنامه توسعه اول

نکته: درصد تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است.

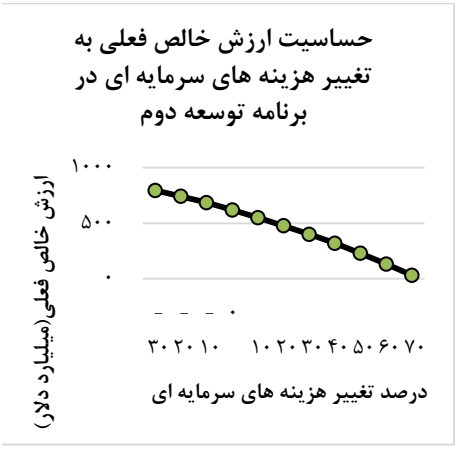


منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۷. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای در برنامه توسعه اول

نکته: درصد تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است.

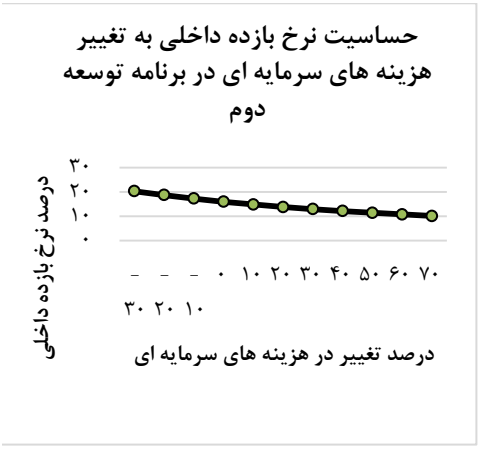
[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۰. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای در برنامه توسعه دوم

نکته: درصد تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است.

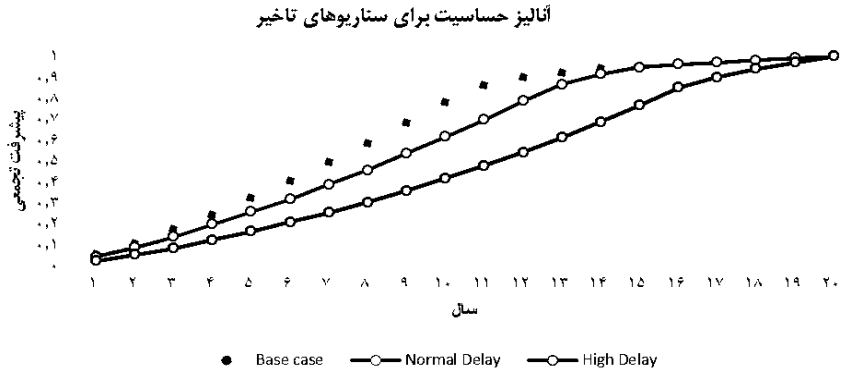


منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۹. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای در برنامه توسعه دوم

نکته: درصد تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است.

در زمینه تأخیر در اجرای طرح‌های توسعه پیشنهادی، ما سه سناریو را برای دو طرح توسعه جامع که در حال بررسی هستیم در نظر گرفتیم که در نمودار زیر نشان داده شده‌است:



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۱. حساسیت سنجی سناریوهای تأخیر برای طرح‌های توسعه پیشنهادی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

با توجه به سناریوهای تأخیر و جدول شاخص‌های مالی، تأخیر ۴ یا ۵ سال در اجرای برنامه توسعه، نرخ بازده داخلی را تا ۶ درصد پایین می‌کشد و ارزش خالص فعلی را نیز منفی می‌کند. چنین کاهشی در طرح توسعه دوم مشهودتر است.

جدول ۸. سناریوهای تأخیر و شاخص‌های مالی

برنامه توسعه جامع اول				
سناریو	**واحد**	**حالت پایه**	**تأخیر عادی**	**تأخیر زیاد**
نرخ بازده داخلی	درصد	۱۶درصد	۱۳,۸۸درصد	۱۱,۸۵درصد
ارزش خالص فعلی	میلیون دلار	۷۹۰	۵۰۰	۲۱۷
درآمد	میلیون دلار	۵۱۱۵	۴۴۶۸	۲۹۶۹
تأثیرنوسانات نرخ ارز بر جریان‌های مالی آتی شرکت	میلیون دلار	-۱۲۷۳	-۱۲۷۳	-۱۵۸۷

منبع: طرح توسعه جامع ارایه شده از سوی شرکت بین‌المللی نفتی

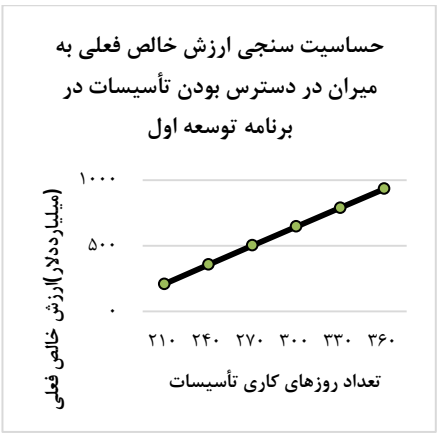
جدول ۹. سناریوهای تأخیر و شاخص‌های مالی

برنامه توسعه جامع دوم				
سناریو	**واحد**	**حالت پایه**	**تأخیر عادی**	**تأخیر زیاد**
نرخ بازده داخلی	درصد	۱۶درصد	۱۳درصد	۱۰درصد
ارزش خالص فعلی	میلیون دلار	۶۲۰	۳۲۰	۲
درآمد	میلیون دلار	۴۲۴۱	۳۶۲۹	۲۱۶۳
تأثیر نوسانات نرخ ارز بر جریان‌های مالی آتی شرکت	میلیون دلار	-۹۹۱	-۱۱۱۲	-۱۱۳۵

منبع: طرح توسعه ارایه شده از سوی شرکت بین‌المللی نفتی

مدیریت کیفیت از طریق محاسبه دوره دسترسی‌پذیری تأسیسات انجام می‌شود. یعنی تعداد روزهایی که تجهیزات و تأسیسات نصب شده در حال سرویس‌دهی هستند. به هر میزان که تجهیزات مطابق با ظرفیت و استانداردهای طراحی خود عمل نکنند، تعداد روزهای کاری تجهیزات به کم‌تر از تعداد برآورد شده در برنامه توسعه میدان خواهد رسید. بنابراین در تحلیل حساسیت‌سنجی کیفیت، شاخص‌های مالی متأثر از تعداد روزهای کاری تأسیسات هستند.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۳. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به‌دسترسی پذیری تأسیسات در برنامه توسعه اول

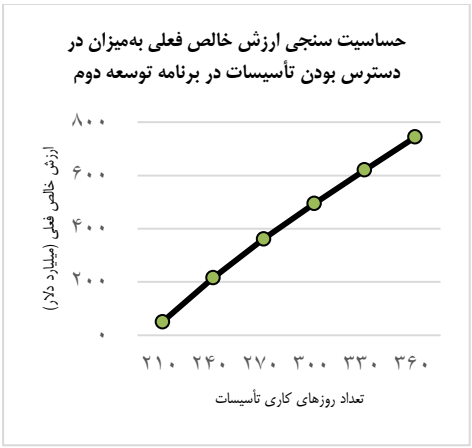
نکته: میزان دسترسی‌پذیری تأسیسات برای کل دوره ۲۰ ساله قرارداد محاسبه شده است.



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۲. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به‌دسترسی پذیری تأسیسات در برنامه توسعه اول

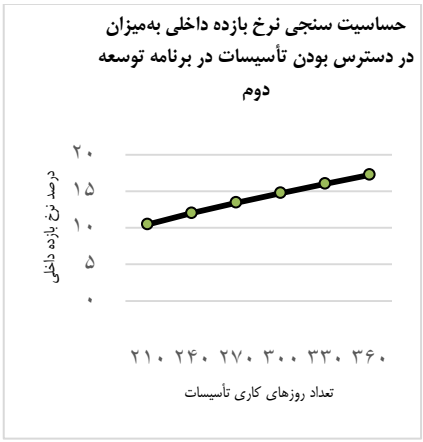
نکته: میزان دسترسی‌پذیری تأسیسات برای کل دوره ۲۰ ساله قرارداد محاسبه شده است.



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۵. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به‌میزان دسترسی‌پذیری تأسیسات در برنامه توسعه دوم

نکته: میزان دسترسی پذیری تأسیسات برای کل دوره ۲۰ ساله قرارداد محاسبه شده است.



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۴. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به‌میزان دسترسی‌پذیری تأسیسات در برنامه توسعه دوم

نکته: میزان دسترسی پذیری تأسیسات برای کل دوره ۲۰ ساله قرارداد محاسبه شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

در قراردادهای نفتی ایران، پارامترهای زیر به ریسک‌های مربوط به محدودیت‌های هزینه، زمان و کیفیت مربوط هستند:

- تأییدیه‌های فنی که در مرحله اجرا می‌بایست از شرکت ملی نفت ایران کسب شود.

- فرآیند ارجاع کار: انجام تمامی اقدامات مندرج در قرارداد (به جز مدیریت مجموعه پیمان و انجام مطالعات مهندسی مخزن) به پیمانکاران و سازندگان صاحب صلاحیت و انتخاب شده طی فرآیند مناقصه واگذار می‌گردد.

- تعهد ساخت داخل: طرف دوم قرارداد، ملزم به استفاده ۵۱ درصدی از توان فنی و مهندسی، تولید، صنعتی و اجرایی کشور براساس قانون حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی کشور و حمایت از کالای ایرانی مصوب ۱۳۹۸/۰۳/۲۱.

نحوه تسهیم درآمد بین طرفین: در قراردادهای نفتی ایران طرف دوم قرارداد علاوه بر بازیافت اصل هزینه‌های خود، هزینه‌های مالی خود را براساس نرخ بهره توافقی طرفین دریافت می‌کند و به ازای هر واحد تولید نیز مبلغی را به‌عنوان دستمزد دریافت می‌کند. دستمزد و نرخ بهره به نحوی در مذاکره تعیین می‌شود که نرخ بازده داخلی پروژه حدود ۱۶ درصد باشد

از آنجا که ماهیت قراردادهای نفتی ایران به قراردادهای خدماتی نزدیک است، شرکت ملی نفت ایران نقش زیادی درصدور تأییدیه‌های فنی، ارجاع کار و سهم داخل ایفا می‌نماید. قرارداد خدمات فنی عراق نیز به همین صورت است جز اینکه الزام سهم داخل در این نوع قرارداد وجود ندارد (قرارداد خدمات فنی عراق برای میدان نفتی رمیله[1]، ۲۰۰۹).

در مقابل، مدل قرارداد مشارکت در تولید قطر مقررات سهل‌گیرانه‌تری نسبت به‌این سه پارامتر دارد. تأیید دولت محدود به برنامه ساخت و نصب تجهیزات است و در زمینه سهم داخل و ارجاع کار از طریق مناقصه نیز الزامی وجود ندارد. سرمایه‌گذار درصدی از درآمد خود را با دولت تقسیم می‌کند (مدل قرارداد مشارکت در تولید قطر[2]، ۲۰۰۲).

1. Technical service contract for the Rumaila oil field
2. Qatar model development and production sharing agreement

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

بر پایه نتایج به‌دست آمده از شبیه‌سازی مونت کارلو، در زمینه نحوه تقسیم درآمد در قراردادهای نفتی ایران چنانچه مدل قراردادهای جدید نفتی ایران را با مدل قراردادهای بیع متقابل جایگزین کنیم ریسک‌های تاخیر، افزایش هزینه و کیفیت ساخت به‌طور قابل ملاحظه‌ای برای سرمایه‌گذار کاهش می‌یابد. در قرارداد نفتی ایران، سرمایه‌گذار به نسبت تولید، دستمزد دریافت می‌کند (مدل تولید) در حالی که در قرارداد بیع متقابل، دستمزد سرمایه‌گذار به‌صورت نسبتی از هزینه سرمایه‌ای محاسبه می‌شود. (مدل هزینه‌ای)

اصلاحات پیشنهادی نسبت به پارامترهای مربوط به تأییدیه‌های فنی کار، فرآیند ارجاع کار، تعهد سهم داخل و نحوه تسهیم درآمد میان طرفین در مواردی از این قبیل خلاصه می‌شود: تعیین استانداردهای لازم الاجرا و کم‌تر نمودن مواردی که سرمایه‌گذار در زمان اجرای طرح توسعه جامع نیاز است تأییدیه‌های فنی از شرکت نفت اخذ کند، جلوگیری از الزام طرف دوم قرارداد به برگزاری مناقصه و تعیین شاخص‌هایی برای کنترل هزینه‌های سرمایه‌گذار، الزام تعهد ساخت داخل به‌صورت موردی و براساس ظرفیت‌های اثبات شده داخلی برای هر پروژه و استفاده از مدل تسهیم درآمد بیع متقابل. با اعمال این اصلاحات، نرخ بازده داخلی سرمایه‌گذار تا ۳ درصد و ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذار و دولت تا ۳۶۰۰ میلیون دلار افزایش می‌یابد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

جدول ۱۰. مقایسه تغییرات شاخص‌های مالی ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی پیش و پس از اعمال اصلاحات پیشنهادی بر پارامترهای قراردادی مربوط به ریسک‌های افزایش هزینه، تأخیر و کیفیت اجرا

پارامترهای قراردادی پیشنهادی براساس مدل جامع ریسک در رابطه با مرحله اجرای طرح توسعه شامل ریسک‌های افزایش هزینه، تاخیر و کیفیت اجرا (شبیه‌سازی مونت کارلو ۱۰۰۰ بار محاسبه)	شاخص‌های مالی قبل از تغییرات[1]		شاخص‌های مالی براساس پارامترهای پیشنهادی مبتنی بر مدل جامع ریسک	
	سرمایه‌گذار	دولت	سرمایه‌گذار	دولت
- تأییدیه‌های فنی مورد نیاز؛ تعیین استانداردهای لازم الاجرا و کم‌تر نمودن مواردی که سرمایه‌گذار در زمان اجرای طرح توسعه جامع نیاز است تأییدیه‌های فنی از شرکت نفت اخذ کند[2]. - فرآیند ارجاع کار؛ به جای الزام طرف دوم قرارداد به برگزاری مناقصه با تشریفات سختگیرانه برای اجرای شرح کار، فرآیند ارجاع کار تسهیل شود و شاخص‌هایی برای هزینه فعالیت‌های مختلف نفتی تعیین شود که براساس این شاخص‌ها هزینه سرمایه‌گذار کنترل شود.[3] - تعهد ساخت داخل؛ تعین حداقل ساخت داخل براساس ظرفیت‌های اثبات شده داخلی برای هر پروژه[4] - نحوه تسهیم درآمد؛ استفاده از مدل تسهیم درآمد قرارداد بیع متقابل، یعنی به سرمایه‌گذار علاوه بر بازپرداخت اصل هزینه‌ها (شامل هزینه مالی توافقی)، متناسب هزینه‌ها دستمزد پرداخت شود	نرخ بازده داخلی (IRR)		نرخ بازده داخلی (IRR)	
	NA	٪۱۲,۰۷	NA	٪۱۵,۱۹
	انحراف معیار نرخ بازده داخلی		انحراف معیار نرخ بازده داخلی	
	NA	٪۲,۱۰	NA	٪۰,۹۲
	خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیون دلار)		خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیون دلار)	
	۳۰۰	۲۰۹۴۳	۷۲۰	۲۴۱۲۳
	انحراف معیار خالص ارزش فعلی		انحراف معیار خالص ارزش فعلی	
	۲۷۵	۵۲۸۹	۱۷۸	۴۶۲۸

منبع: یافته‌های تحقیق

۱. براساس طرح توسعه جامع اول شاخص‌های اقتصادی محاسبه شده است.

۲. در قراردادهای نفتی ایران به‌دلیل آنکه بروکراسی مفصل تعریف شده نیاز به تأییدیه‌های فنی زیادی است برای محاسبه ریسک ۳۰ درصد موارد سناریو بدون تأخیر، ۴۰ درصد سناریو با تأخیر معمول و ۳۰ درصد سناریو با تأخیر زیاد در نظر گرفته شده است. با اصلاح قرارداد و روان‌سازی بروکراسی قرارداد برای محاسبه ریسک ۴۰ درصد موارد سناریو بدون تأخیر، ۵۰ درصد سناروی با تأخیر معمولی و ۱۰ درصد سناریو با تأخیر زیاد فرض شده است.

۳. در قراردادهای نفتی ایران به‌دلیل آنکه سازندگان و پیمانکاران می‌بایست صرفا از طریق مناقصه انتخاب شوند برای محاسبه ریسک فرض شده کیفیت تأسیسات در حدی است که روزهای کاری تأسیسات در سال بین ۲۳۱ روز تا ۳۶۰ روز با توزیع یکسان باشد. با اصلاح قرارداد و فرآیند ارجاع کار برای محاسبه ریسک روزهای کاری بین ۲۷۰ تا ۳۶۰ روز کاری با توزیع یکسان فرض شده است.

۴. برای محاسبه ریسک هزینه‌ها بین ۸۰ تا ۱۴۰ درصد برآورد اولیه با توزیع یکنواخت فرض شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

مرحله بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات

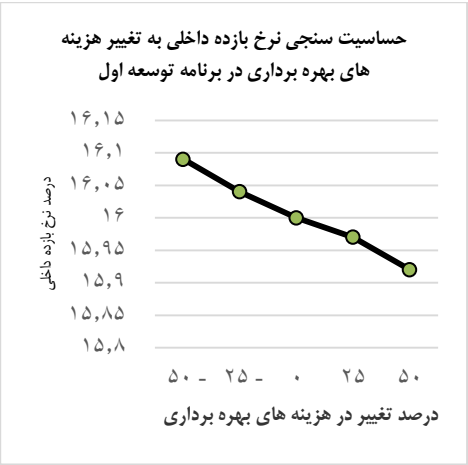
در این مرحله، ریسک عملکرد سیستم به معنی کاهش تعداد روزهای سرویس دهی تجهیزات نسبت به برآورد اولیه، ریسک حوادث؛ احتمال رویداد حوادث عملیاتی که منجر به هزینه مالی و جانی می‌تواند باشد و ریسک افزایش هزینه‌های بهره‌برداری سبب می‌شوند عواید حاصل از میدان کم‌تر از انتظارها باشد و نرخ بازده سرمایه‌گذار کاهش یابد. در بخش‌های قبل و در مورد تحلیل ریسک کیفیت ساخت، حساسیت شاخص‌های مالی سرمایه‌گذار به تعداد روزهای بهره‌برداری مورد بررسی قرار گرفت، در ادامه ریسک حوادث و ریسک افزایش هزینه‌ها حساسیت سنجی می‌شود.



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۷.حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به تغییر هزینه‌های بهره‌برداری در برنامه توسعه اول

نکته: درصد تغییرهزینه‌های بهره‌برداری برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۶. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به تغییر هزینه‌های بهره‌برداری در برنامه توسعه اول

نکته: درصد تغییرهزینه‌های بهره‌برداری برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۹. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به تغییر هزینه‌های بهره‌برداری در برنامه توسعه دوم

نکته: درصد تغییرهزینه‌های بهره‌برداری برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۱۸. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به تغییر هزینه‌های سرمایه‌ای در برنامه توسعه دوم

نکته: درصد تغییرهزینه‌های بهره‌برداری برای کل دوره ۲۰ سال قرارداد محاسبه شده است

همان‌طورکه در نمودارهای بالا مشهود است حساسیت سنجی شاخص‌های مالی به هزینه‌های بهره‌برداری خیلی زیاد نیست و افزایش حدود ۵۰ درصد هزینه‌های بهره‌برداری در طرح توسعه جامع اول تقریبا نرخ بازده را تغییر نمی‌دهد و در طرح توسعه جامع دوم تنها ۱,۰۵ درصد را کاهش می‌دهد.

نتیجه‌گیری دیگری که از این حساسیت سنجی می‌توان به‌دست آورد این است که حساسیت بازده سرمایه‌گذار به هزینه‌های بهره‌برداری در طرح‌های توسعه‌ای که برآورد تولید کم‌تری دارند، بیشتر است.

دلیل موارد فوق این است که در قراردادهای نفتی ایران هزینه‌های بهره‌برداری به‌صورت جاری بازپرداخت می‌شود و لذا افزایش و کاهش آنها در جریان نقد سرمایه‌گذار تأثیر مهمی ندارد و از همین رو حساسیت بازده به تغییر هزینه‌های بهره‌برداری کم است ولی در زمان‌هایی که تولید کم است و ۵۰ درصد عواید میدان پاسخگوی بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و بهره‌برداری نیست و سقف قابل تخصیص سبب می‌شود بازپرداخت هزینه‌ها به سال‌های بعد انتقال یابد نرخ بازده تا حدی متأثر شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

حساسیت شاخص‌های مالی سرمایه‌گذار نسبت به تغییرات در احتمال وقوع حوادث براساس سه سناریو مورد بررسی قرار می‌گیرد:

- سناریو اول: حادثه هر ۳ سال یکبار
- سناریو دوم: حادثه هر ۵ سال یکبار
- سناریو سوم: حادثه هر ۱۰ سال یکبار

فرض شده است در هر حادثه ۶ ماه تأسیسات استفاده نشوند و ۵ درصد میزان هزینه‌های سرمایه‌ای (Capex) هزینه بازسازی حادثه باشد.

جدول ۱۱. حساسیت سنجی وقوع حوادث بر حسب تعداد سال برای هر دو طرح توسعه جامع

حساسیت سنجی وقوع حوادث برای طرح توسعه جامع اول			حساسیت سنجی وقوع حوادث برای طرح توسعه جامع دوم		
احتمال وقوع حادثه	نرخ بازده داخلی	ارزش خالص فعلی (میلیون دلار)	احتمال وقوع حادثه	نرخ بازده داخلی	ارزش خالص فعلی (میلیون دلار)
بدون حادثه	٪۱۶	۷۹۰	بدون حادثه	٪۱۶	۶۲۰
هر ۱۰ سال یکبار	٪۱۴,۹۶	۶۵۶	هر ۱۰ سال یکبار	٪۱۴,۵	۵۱۷
هر ۵ سال یکبار	٪۱۳,۳۸	۴۹۹	هر ۵ سال یکبار	٪۱۳,۴۷	۴۰۲
هر ۳ سال یکبار	٪۱۲	۳۱۳	هر ۳ سال یکبار	٪۱۲,۹۶	۳۷۶

منبع: یافته‌های تحقیق

همان‌طورکه از نتایج حساسیت سنجی حوادث با مفروضاتی که بیان شد مشخص است، اگر هر سه سال یکبار با حوادثی مواجه شویم که منجر به قطع ۶ ماهه تولید شود و ۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای را افزایش دهد، نرخ بازده سرمایه‌گذار از ۱۶ درصد تا ۱۲ درصد کاهش می‌یابد و لذا تأثیر مهمی در در شاخص‌های اقتصادی دارد.

در مجموع ریسک وقوع حوادث متوسط ارزیابی می‌شود زیرا هم تولید برای مدت زمان متأثر از حادثه کاهش پیدا می‌کند و هم هزینه‌های بازسازی به‌دلیل آنکه هزینه‌های سرمایه‌ای دسته بندی می‌شوند به مرور مستهلک و به سرمایه‌گذار بازپرداخت می‌شود.

آن دسته از پارامترهای قرارداد نفتی ایران که به ریسک‌های مرحله بهره‌برداری، نگه‌داری و تعمیرات مربوط می‌شوند، نحوه بازپرداخت هزینه‌های بهره‌برداری و نگه‌داری،

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

قابل قبول دانستن هزینه‌ها و بیمه نمودن تأسیسات هستند. در قراردادهای نفتی ایران، هزینه‌ها به‌صورت جاری و در فصل بعد بازپرداخت می‌شوند. کلیه سرفصل‌های هزینه‌های بهره‌برداری مانند هزینه نیروی انسانی، سربار، مواد مصرفی، آموزش و غیره به‌عنوان هزینه‌های قابل قبول دیده شود و درنهایت سرمایه‌گذار ملزم است که تمام تأسیسات را بیمه نماید. در نتیجه کلیه جنبه‌های هزینه‌های بهره‌برداری توسط قرارداد نفتی ایران پوشش داده می‌شود و نیازی به تغییر پارامترهای موجود در مقایسه با پارامترهای مدل‌های منتخب قراردادی نیست.

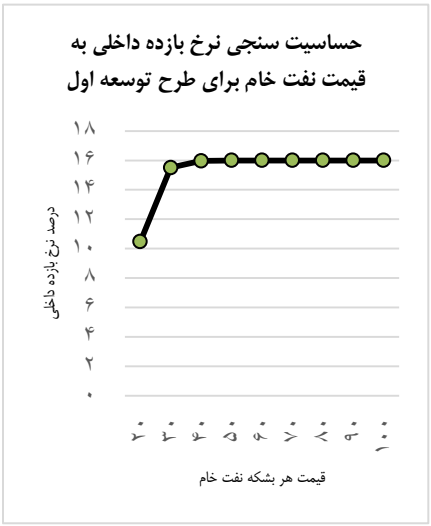
مرحله فروش

حاصل ضرب میزان نفت و گاز تولیدی در قیمت آنها، منفعت اقتصادی را برای دولت (شرکت ملی نفت ایران) و سرمایه‌گذار (طرف دوم قرارداد) به ارمغان می‌آورد. و لذا آخرین عدم قطعیت که نیاز است بررسی شود، عدم قطعیت مربوط به قیمت نفت‌خام است. حساسیت شاخص‌های مالی سرمایه‌گذار نسبت به تغییرات و نوسانات در قیمت نفت‌خام در جداول و نمودارهای زیر ترسیم شده است:



منبع: یافته‌های تحقیق

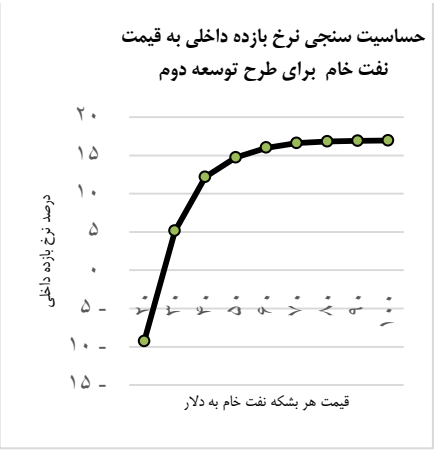
شکل ۲۱. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به قیمت نفت در برنامه توسعه اول



منبع: یافته‌های تحقیق

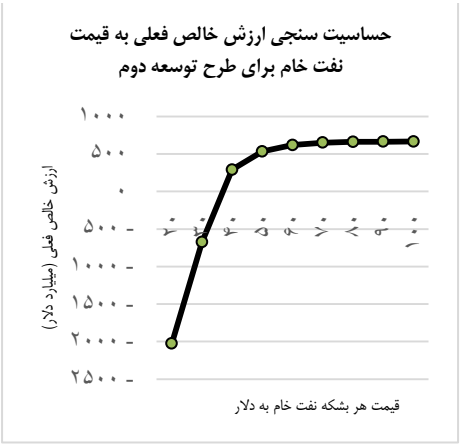
شکل ۲۰. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به قیمت نفت برای طرح توسعه اول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۲۲. حساسیت سنجی نرخ بازده داخلی به قیمت نفت در طرح توسعه دوم



منبع: یافته‌های تحقیق

شکل ۲۳. حساسیت سنجی ارزش خالص فعلی به قیمت نفت در طرح توسعه دوم

همان‌طورکه در نمودارهای بالا کاملا مشخص است حساسیت شاخص‌های مالی در قراردادهای نفتی ایران نسبت به تغییر قیمت‌های نفت به طرح توسعه جامع میدان بستگی دارد، اما به‌طور عمومی در قیمت‌های بالای نفت‌خام شاخص‌های مالی با تغییر قیمت نفت تغییر نمی‌کند ولی در قیمت‌های پایین نفت‌خام این امکان وجود دارد شاخص‌های مالی به سرعت با کاهش قیمت نفت‌خام کاهش یابند.

دلیل این رفتار این است که منافع سرمایه‌گذار در قراردادهای نفتی ایران مستقل از قیمت نفت‌خام است. همان‌طورکه پیشتر توضیح داده شد نحوه تسهیم درآمدها در قراردادهای نفتی ایران به‌این شکل است که به سرمایه‌گذار علاوه بر بازپرداخت اصل هزینه‌ها (شامل هزینه‌های سرمایه‌ای، بهرهبرداری و هزینه مالی توافقی)، متناسب تولید هر واحد نفت یا گاز دستمزد پرداخت می‌شود. به‌این ترتیب سرمایه‌گذار اصل سرمایه خود را با یک نرخ بهره توافقی دریافت می‌کند و به ازای هر واحد تولید نیز یک مبلغی را دریافت می‌کند و از همین رو منافع سرمایه‌گذار در قراردادهای نفتی ایران ارتباط مستقیمی با قیمت نفت‌خام ندارد و مستقل از قیمت نفت‌خام است. و از همین رو شاخص‌های مالی سرمایه‌گذار حساسیت بالایی به تغییر قیمت نفت‌خام ندارد.

اما از طرف دیگر حداکثر مبلغ قابل پرداخت در هر سال بابت بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد، ۵۰ درصد عواید حاصل از میدان است. از همین رو سقف قابل پرداخت به سرمایه‌گذار نمی‌تواند بیش از ۵۰ درصد درآمدهای میدان باشد و به‌دلیل

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

آنکه درآمدهای میدان از حاصلضرب تولید در قیمت شکل می‌گیرد، قیمت نفت‌خام سقف قابل پرداخت در هر سال به سرمایه‌گذار را متأثر می‌کند. لذا در قیمت‌های بالای نفت به‌دلیل آنکه در هیچ سالی مجموع قابل پرداخت به سرمایه‌گذار بیش از سقف نمی‌شود تغییر قیمت نفت‌خام نیز تأثیری بر جریان نقد سرمایه‌گذار و به تبع آن شاخص‌های مالی ندارد. اما وقتی قیمت نفت‌خام خیلی کم می‌شود در بعضی از سال‌ها مبالغی که سرمایه‌گذار مستحق دریافت می‌شود بیش از سقف قابل تخصیص خواهد شد و از همین رو این مبالغ اضافی بیش از سقف برای پرداخت به سال‌های بعد انتقال می‌یابد و از همین رو جریان نقد سرمایه‌گذار متأثر می‌شود. که سبب می‌شود شاخص‌های مالی نیز تغییر کند.

جدول ۱۲. مقایسه شاخص‌های ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی پیش و پس از اعمال اصلاحات پیشنهادی بر پارامترهای قراردادی مربوط به ریسک قیمت نفت‌خام

پارامترهای قراردادی پیشنهادی براساس مدل جامع ریسک در رابطه با مرحله فروش شامل ریسک قیمت نفت‌خام (شبیه‌سازی مونت کارلو ۱۰۰۰ بار محاسبه)	شاخص‌های مالی قبل از تغییرات[1]		شاخص‌های مالی براساس پارامترهای پیشنهادی مبتنی بر مدل جامع ریسک	
	سرمایه‌گذار	دولت	سرمایه‌گذار	دولت
سقف قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد؛ افزایش سقف درآمدهای قابل پرداخت به سرمایه‌گذار بابت بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد در هر سال از ۵۰٪ به ۷۵٪[2]	نرخ بازده داخلی (IRR)		نرخ بازده داخلی (IRR)	
	٪۱۵,۷۲	NA	٪۱۵,۹۸	NA
	انحراف معیار نرخ بازده داخلی		انحراف معیار نرخ بازده داخلی	
	٪۰,۸۵	NA	٪۰,۰۶	NA
	خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیون دلار)		خالص ارزش فعلی (NPV) (میلیون دلار)	
	۷۶۷	۳۰۴۸۴	۷۸۹	۳۰۷۳
	انحراف معیار خالص ارزش فعلی		انحراف معیار خالص ارزش فعلی	
	۷۸	۱۴۴۴۹	۴	۱۴۶۲۰

منبع: یافته‌های تحقیق

۱. براساس طرح توسعه جامع اول شاخص‌های اقتصادی محاسبه شده است.

۲. برای محاسبه ریسک قیمت نفت‌خام هر بشکه نفت‌خام بین ۲۰ دلار تا ۱۰۰ دلار با توزیع برابر فرض شده است.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

برای جلوگیری از تأثیرات منفی نوسانات قیمت نفت بر نقدینگی سرمایه‌گذار پیشنهاد می‌شود سقف قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد تا ۷۵ درصد به شرح مندرج در جدول افزایش یابد. در قراردادهای مشارکت در تولید قطر و خدمات فنی عراق نیز مانند قرارداد بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران سقف تخصیص وجود دارد. (۶۰ و ۴۰ درصد به ترتیب) بنابراین این احتمال وجود دارد که کاهش قیمت نفت‌خام، نرخ بازده داخلی و ارزش خالص فعلی پروژه اعطا شده تحت این قراردادها را نیز پایین آورد.

در مجموع می‌توان گفت دست‌اندرکاران قراردادهای نفتی با اصلاحات پیشنهادی برای پارامترهای قرارداد نفتی ایران به‌منظور کاهش ریسک اجرا طرح توسعه و ریسک کاهش قیمت نفت و هم چنین با روند کنونی قراردادی در مورد مرحله بهره‌برداری و نگه‌داری با درصدهای بالای ۵۰ درصد موافق هستند.

۶- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

دولت ایران تا مدت‌ها مشتاق جذب سرمایه‌گذاران خارجی برای سرمایه‌گذاری در توسعه میادین نفت و گاز ایران بوده است. برای این منظور، در سال ۲۰۱۷ هیئت وزیران، مدل جدید قراردادهایی نفتی ایران را منتشر نمود. پژوهش حاضر، پارامترهای قرارداد نفتی ایران و میزان ریسک موجود در چرخه توالی فعالیت‌های توسعه و تولید نفت و گاز را به شیوه کمی مورد بررسی قرار داد. براساس مدل جامع ریسک، ریسک تولید، ریسک فناوری، ریسک سرریز هزینه، تأخیر و کیفیت نامطلوب، ریسک وقوع حوادث و افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و ریسک نوسانات قیمت نفت‌خام، به‌ترتیب ریسک‌های متناظر مراحل ارزیابی و توصیف میدان، تدوین برنامه توسعه جامع، اجرای برنامه توسعه، بهره‌برداری و نگه‌داری و مرحله فروش یا نتایج اقتصادی هستند. نتایج حاصل از روش حساسیت سنجی گویای آن است که حساسیت نرخ بازده و ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذار نسبت به ریسک تولید، ریسک فناوری، ریسک سرریز هزینه، تأخیر و کیفیت نامطلوب و ریسک نوسانات قیمت نفت‌خام در هر دو طرح توسعه جامع پیشنهادی بالا است. از آنجا که در قراردادهای نفتی ایران، هزینه‌های بهره‌برداری به‌صورت فصلی پرداخت می‌شوند و کلیه سرفصل‌های مربوطه توسط قرارداد پوشش داده می‌شوند، هیچ گونه ریسکی از جانب قرارداد، عملیات بهره‌برداری و نگه‌داری را هدف قرار نمی‌دهد. با این حال، در مورد سایر ریسک‌ها تحلیل شده، قائل به‌این هستیم

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

که اگر پارامترهای پیشنهادی مبتی بر مدل جامع ریسک در قرارداد گنجانده شوند، سطح ریسک در هر مرحله به‌میزان چشم‌گیری کاهش خواهد یافت. تسلیم برنامه جامع توسعه پس از کسب اطلاعات لازم از عملکرد مخزن، حذف شرط تولید اضافی اولیه، افزایش سقف قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد، اختصاص نرخ بازده بالاتر به ارایه‌دهندگان فناوری‌های برتر، تعیین دستمزد براساس نسبتی از هزینه‌های سرمایه‌ای به جای هر واحد تولید، نظارت بر اجرای پروژه از طریق تعیین استانداردها و شاخص‌های کمی و کیفی به جای لزوم اخذ تأییدیه‌ها از کارفرما در کلیه مراحل اجرای پروژه و تعیین حداقل سهم داخل براساس ظرفیت‌های داخلی اثبات شده برای هر پروژه اصلاحات پیشنهاد شده برای پارامترهای کنونی قراردادهای جدید نفتی ایران است.

پس از اعمال اصلاحات مورد اشاره بر پارامترهای قراردادی، انحراف معیار به‌دست آمده برای شاخص‌های مالی دولت و سرمایه‌گذار توآمان کاهش یافت که‌این امر موید کاهش ریسک قراردادها به‌طور سیستماتیک و بهبود قراردادها برای هر دو طرف قرارداد می‌باشد.

درنهایت اصلاحات پیشنهادی برای تمامی دست اندرکاران قراردادهای نفتی ایران هم از سوی طرف اول قرارداد (مدیریت سرمایه‌گذاری و کسب و کار، معاونت توسعه مهندسی و مدیر عامل شرکت ملی نفت ایران) و هم از سوی طرف‌های دوم در کلیه قراردادهای منعقده (مدیران عامل شرکت انرژی پاسارگاد، پرشیا، توسعه و مهندسی نفت و انرژی دانا) ارسال شد که عموماً به‌صورت حداکثری با پیشنهادهای مذکور موافقت هستند.

منابع

Abdo, H., Flaus, J. M., & Masse, F. (2017). Uncertainty quantification in risk assessment-Representation, propagation and treatment approaches: Application to atmospheric dispersion modeling. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, *49*, 551-571.

Abrahamsson, M. (2002). *Uncertainty in quantitative risk analysis: characterisation and methods of treatment*. Lund Univ.

Akinwumi, F. V., Arochukwu, E. C., & Abdul-Kareem, A. S. (2004, January). Managing uncertainties in hydrocarbon-in-place volumes in a

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

Northern Depobelt field, Niger Delta, Nigeria. In Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Alquist, R., & Kilian, L. (2010). What do we learn from the price of crude oil futures?. *Journal of Applied econometrics*, *25*(4), 539-573.

Arslan, G., Kivrak, S., Birgonul, M. T., & Dikmen, I. (2008). Improving sub-contractor selection process in construction projects: Web-based sub-contractor evaluation system (WEBSES). Automation in Construction, 17(4), 480-488, p. 485.

Basak, M., Coffey, V., & Perrons, R. K. (2018, October). Risk Factors Affecting Delays in Upstream Natural Gas Mega-Projects: An Australian Perspective. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

Bardossy Gy and Fodor J. (2001). uncertainties and risks in geological activities and new ways of their handling, Rud.geol. nafti, Vol.13, P.16

Bai, Y., & Bai, Q. (2019). Subsea Corrosion and Scale. Subsea Engineering Handbook, 2nd ed.; Gulf Professional Publishing: Oxford, UK, 455-487.

Begg, S., Bratvold, R., & Campbell, J. (2002, January). The value of flexibility in managing uncertainty in oil and gas investments. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, p. 2.

Boussabaine, A. (2013). Risk pricing strategies for public-private partnership projects. John Wiley & Sons, p.228

Calixto, E. (2016). Gas and oil reliability engineering: modeling and analysis. Gulf Professional Publishingm, p. 269.

Chan, A. P., & Tam, C. M. (2000). Factors affecting the quality of building projects in Hong Kong. International Journal of Quality & Reliability Management, 17(4/5), 423-442, p. 428.

Clews, R. (2016). Project finance for the international petroleum industry. Academic Press, p. 207

Cockcroft, P. J., & Moore, K. S. (1994, January). Development planning: A systematic approach. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. Society of Petroleum Engineers.

Contento, F. M., Godi, A., Nicotra, G., & Pizzo, A. (2005, January). A Risk Analysis approach: from subsurface to surface. In International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

DC Elliot (1995). Reserve estimates: uncertainty and its implications, journal of Canadian petroleum technology, Vol 34, No 4, p. 59.

Demirmen, F. (2007). Reserves estimation: the challenge for the industry. Journal of Petroleum Technology, 59(05), 80-89.

Elbeltagi, E., & Eng, P. (2009). Lecture notes on construction project management. Structural Engineering Department, Faculty of Engineering: Mansoura University, Mansoura City, Egypt.[Google Scholar].

Estimation of Prediction Uncertainties in Oil Reservoir Simulation using Bayesian and Proxy Modelling Techniques, Ralf Schulze-Riegert, Schlumberger Information Solutions; SPT Technology Center, Kjeller, Norway;
https://www.sintef.no/globalassets/project/evitameeting/2015/session1_mcmc proxy_release_150119_05_rsr.pdf.

Fayerweather, W. E., Collins, J. J., Schnatter, A. R., Hearne, F. T., Menning, R. A., & Reyner, D. P. (1999). Quantifying uncertainty in a risk assessment using human data. Risk Analysis, 19(6), 1077-1090.

Gomes, J., & Romão, M. (2016). Improving project success: A case study using benefits and project management. Procedia Computer Science, 100, 489-497, p. 490.

Greiman, V. A. (2013). Megaproject management: Lessons on risk and project management from the Big Dig. John Wiley & Sons, p. 186.

Kerzner, H., & Belack, C. (2010). Managing complex projects (Vol. 11). John Wiley & Sons, p.9.

Kosova Robert. Etl,(2015). Uncertainty in oil reservoir properties deterministic and stochastic methods of reserves estimation, International journal of science, Vol 4. No 10, p. 471

Li, C., Jiang, M., Ge, H., Li, Z., & Luo, D. (2017). An operational risk analysis of Iran Buyback contract and its policy implication. Energy strategy reviews, 16, 43-53.

Macmillan, F., & Hons, M. A. (2000). Risk, uncertainty and investment decision-making in the upstream oil and gas industry (Doctoral dissertation, Aberdeen University).

Milazzo, M. F., Vianello, C., & Maschio, G. (2015). Uncertainties in QRA: Analysis of losses of containment from piping and implications on risk prevention and mitigation. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 36, 98-107, p. 98

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

Niazi, G. A., & Painting, N. (2017). Significant factors causing cost overruns in the construction industry in Afghanistan. Procedia Engineering, 182, 510-517, pp. 512-513.

Pasman, H., & Rogers, W. (2018). How trustworthy are risk assessment results, and what can be done about the uncertainties they are plagued with?. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 55, 162-177.

Pinson Jr, A. E., & Daniel, E. L. (1975, January). The Piper Field-Development Plan for Rapid Field Evaluation. In SPE European Spring Meeting. Society of Petroleum Engineers.

Qatar model development and production sharing agreement, 2002; available at: https://www.resourcecontracts.org/contract/ocds-591adf-6349675951/download/pdf.

technical service contract for the Rumaila oil field, 2009; available at; http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:2BNRzfMnPnYJ:citizens4ethics.com/site/wp-content/uploads/2019/03/BP-Iraq-Contract.pdf+&cd=3&hl=en&ct=clnk&gl=ir

Rejas Rasheed, P., & Kulkarni, A. (2016). Reserve Estimation Using Volumetric Method, International Research Journal of Engineering and Technology, volume 3, no.10.

Rajnauth, J., Rudder, M., & Bradshaw-Niles, P. (2003, January). Approval Process for New Oil and Gas Field Development in Trinidad and Tobago. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, pp. 6-7.

Venkataraman, R. R., & Pinto, J. K. (2008). Cost and value management in projects (pp. 61-64). Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, p. 46.

Wilkinson, J. (1996). Reserve and resource definition: dealing with uncertainty. In Norwegian Petroleum Society Special Publications (Vol. 6, pp. 71-76). Elsevier, p.72

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]

An Analysis of Risk as Perceived by the Investor in Iranian Oil Service Contracts and its Impact on Feasibility of Investing in Upstream Activities

Mohammad Mostafavi[1*], Shapoor Mohammadi[2], Abdul Hussein Shirvi[3], Saied Falahpor[4]

1. Financial Management Scientist, Financial Law, School of Management, University of Tehran, m.afavi@oiicgroup.com

2. Associate Professor of Financial Management and Insurance, University of Tehran, shmohamad@ut.ac.ir

3. Professor of International Trade Law, University of Tehran, ashiravi@ut.ac.ir

4. Assistant Professor of Financial Management, Faculty of Management, University of Tehran, falahpor@ut.ac.ir

Received: 2020/06/23 Accepted: 2021/01/19

Abstract

Since the national wealth of oil-rich countries including Iran is connected to petroleum resources, these countries attempt to make their fiscal regimes and licensing system more attractive to international oil companies and investors. On the oil company side risks and uncertainties in oil and gas exploration and production are important challenges when deciding between different projects. This paper identifies the uncertainties and risks present in all stages of an oil and gas development project. Each of the identified risks is quantified using sensitivity analysis. Comparing contractual parameters of Iranian Petroleum Contracts with those of Iran's buy back contract and other selected oil contract models in the Middle East including Qatar's production sharing agreement and Iraq's technical service contract, the paper proposes some changes to the contractual parameters of the Iranian Petroleum Contract. We notice that the amended contract reduces risks both for investing company and IranAfter applying the mentioned amendments, the standard deviation measured for the financial indicators of both the government and the investor was reduced confirming the reducing of contractual risks and improving the contract performance for both parties. In addition, all persons involved in preparation and implementation of Iranian petroleum contract whether as the first or the second party agree with the proposed amendments.

JEL Classification: C20، C51، C36، E27،G28، Q48

Keywords: Uncertainty, a comprehensive risk model, Iranian petroleum contract, contractual terms, financial factors for investors

*. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-01]