تحلیل و ارزیابی آثار توسعه میادین هیدروکربوری از طریق قراردادهای نفتی ایران (IPC) بر وضعیت کلان اقتصاد کشور در سال‌های آتی

حامد صاحب‌هنر،* علی طاهری‌فرد** و میثم پیله‌فروش***

تاریخ دریافت ۱۳۹۵/۸/۸	تاریخ پذیرش ۱۳۹۵/۱۲/۳

وزارت نفت برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی به‌منظور توسعه میادین نفتی و گازی کشور، الگوی قراردادی جدیدی را با عنوان قراردادهای نفتی ایران (IPC) ارائه کرده است. در این مقاله آثار این قراردادها بر اقتصاد ملی برآورد شده است. به این منظور، مدل شبیه‌سازی مالی قراردادهای IPC طراحی شد. در الگوی مذکور تمام مؤلفه‌های اصلی رژیم مالی قرارداد، اعم از سقف بازپرداخت، نحوه تعدیل دستمزد براساس عامل R و قیمت، ساختار هزینه و پروفایل تولید، مدل‌سازی شده است. برآورد صورت گرفته حاکی از آن است که در سناریو مرجع درآمد خالص از اجرای این قراردادها در توسعه میادین نفتی ۸۹/۴ میلیارد دلار و در سناریو بدبینانه ۵۱/۸ میلیارد دلار خواهد بود. همچنین در سناریو بدبینانه بالغ بر ۴۸ میلیارد دلار از مطالبات پیمانکار معوق باقی خواهد ماند که بایستی در دوره‌ای طولانی‌تر، مبلغ فوق‌الذکر در سال‌های بعد به طرق مختلف تأمین و به پیمانکار بازپرداخت شود. آثار این قرارداد بر بودجه دولت و صندوق توسعه ملی از دیگر مواردی است که به آن پرداخته شده است.

کلیدواژه‌ها: قراردادهای نفتی ایران (IPC)؛ شبیه‌سازی مالی؛ پروفایل تولید نفت؛ درآمد خالص طرفین

---

* دکتری اقتصاد انرژی، دانشکده علوم اداری و اقتصاد، دانشگاه فردوسی مشهد (نویسنده مسئول)؛
Email: h,sahebhonar@gmail.com

** دکتری اقتصاد انرژی، دانشکده علوم اداری و اقتصاد، دانشگاه فردوسی مشهد؛
Email: taherifard1361@yahoo.com

*** دکتری اقتصاد، پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات اجتماعی؛ Email: maitham.p@gmail.com

مقدمه

درآمدهای نفتی در اقتصاد کشور از اهمیت فوق‌العاده‌ای برخوردار است و مهم‌ترین منبع درآمد ارزی و اصلی‌ترین منبع درآمدی دولت را تشکیل می‌دهد. سهم واردات کالاهای غیرمصرفی در تولید ناخالص داخلی هر ساله افزایش یافته است[۱] و با توجه به سهم قابل توجه درآمدهای نفتی در تأمین ارز کشور، نشان از وابستگی روزافزون تولید ناخالص داخلی به درآمدهای نفتی دارد. لذا تا رسیدن به اقتصاد چندمحصولی، صنعت نفت به‌عنوان مزیت نسبی کشور محسوب می‌شود و لزوم جذب سرمایه‌گذاری خارجی جهت حفظ و افزایش ظرفیت تولید در این صنعت با توجه به محدودیت‌های مالی موجود، امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر است.

به بیان دیگر ازآنجاکه میادین نفتی کشور عمدتاً در نیمه دوم عمر خود به سر می‌برند و منابع مالی و فناوری لازم جهت انجام عملیات ازدیاد برداشت توسط شرکت‌های داخلی به میزان کافی فراهم نیست، یکی از مواردی که می‌تواند مدیریت صحیح برداشت از منابع نفتی کشور همراه با حداکثرسازی منافع ملی را در پی داشته باشد، استفاده از سازوکار مناسب قراردادی در واگذاری عملیات نفتی به شرکت‌های خارجی است. عدم تنظیم رژیم مالی مناسب قراردادی صرف‌نظر از نوع و ماهیت حقوقی قرارداد، می‌تواند به‌مثابه اعطای رایگان[۲] منابع نفتی به شرکت‌های خارجی تلقی شود که قطعاً با حفظ و تأمین منافع ملی کشور در تعارض خواهد بود.

در این مقاله با استفاده از مدل مالی شبیه‌سازی شده این قرارداد در نرم‌افزار اکسل، آثار قراردادهای جدید نفتی (IPC) بر اقتصاد ملی از جوانب مختلف همچون تأثیر این قراردادها بر میزان افزایش صادرات نفتی، میزان افزایش درآمد ارزی کشور و سهم نفت در بودجه عمومی دولت برآورد می‌شود.

در قسمت بعد مقاله مروری بر مطالعات مرتبط با موضوع این مقاله صورت می‌گیرد. سپس آثار قراردادهای جدید نفتی (IPC) بر اقتصاد ملی در ابعاد مختلف اعم از میزان افزایش تولید نفت، میزان جذب سرمایه‌گذاری و میزان افزایش هزینه‌ها و تعهدات

---

۱. براساس آمار سری زمانی بانک مرکزی، نسبت واردات غیرمصرفی کشور به تولید ناخالص داخلی از ۲۰ درصد در سال ۱۳۷۶ به ۳۳ درصد در سال ۱۳۸۹ افزایش یافته است.

2. Money-left-on-Table

دولت، تبیین می‌شود و در نهایت به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری اختصاص یافته است.

۱. پیشینه پژوهش

می‌توان گفت تاکنون مطالعه‌ای درزمینه ارزیابی آثار قراردادهای نفتی بر اقتصاد ایران (در سطح کلان) انجام نشده است. درخصوص ارزیابی اقتصادی قراردادهای نفتی در سطح یک میدان/صنعت نیز مطالعات محدودی صورت گرفته است که مهم‌ترین موارد موجود به‌شرح ذیل است.

طاهری‌فرد (۱۳۹۳) در مطالعه خود به بهینه‌سازی فرایند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه مسیر بهینه با پروفایل تولید قرارداد بیع‌متقابل توسعه میدان درود پرداخته است. نتایج این مطالعه حاکی از آن است که مسیر بهینه تولید روزانه نفت در هیچ یک از سناریوها با تولید پیشنهادی شرکت الف[1] در چارچوب قرارداد بیع‌متقابل یکسان نبوده و تولید انباشتی برنامه پیشنهادی این شرکت بین ۱۰۷تا ۳۶۰ میلیون بشکه کمتر از تولید بهینه است. لذا براساس نتایج این مقاله، چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل نسل اول از جمله قرارداد بیع‌متقابل میدان درود، به‌گونه‌ای است که در تولید بهینه از میدان اختلال ایجاد می‌کند. دو دلیل اصلی انحراف تولید، انعطاف‌ناپذیری و توزیع نامناسب ریسک در قراردادهای نسل اول بیع‌متقابل است.

قندی و لین[2] (۲۰۱۲a) به بررسی تأثیر قراردادهای بیع‌متقابل بر تولید نفت از میدان سروش و نوروز پرداخته‌اند. ایشان در این مطالعه به این نتیجه می‌رسند که تولید در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل با هیچ یک از حالت‌های بهینه کاملاً مشابه نیست و فقط در سال‌های نخست تولید از میدان سروش و نوروز تقریباً با تولید بهینه با فرض نرخ‌های تنزیل بالا یکسان است.

عسگری و همکاران (۱۳۹۵) به تحلیل ساختاری و مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بیع‌متقابل، مشارکت در تولید و IPC پرداخته‌اند. نویسندگان در این مقاله با استفاده از روش بهینه‌سازی ایستا، از منظر دو مؤلفه اقتصادی سطح سرمایه‌گذاری و تولید نفت سه قرارداد مذکور را مقایسه کرده‌اند. بر این اساس قراردادهای

1. Elf Co.
2. Ghandi and Lin

مشارکت در تولید، IPC و بیع‌متقابل ازنظر سطح سرمایه‌گذاری بهینه و تولید به ترتیب در رتبه‌های اول تا سوم قرار می‌گیرند.

ژو، یانگ و گائو[1] (۲۰۱۴) به مقایسه آثار استفاده از قراردادهای بیع‌متقابل و مشارکت در تولید بر سرمایه‌گذاری و تولید در ایران پرداخته‌اند. نتایج این مطالعه بیانگر این است که قراردادهای مشارکت در تولید به سرمایه‌گذاری بیشتری منجر می‌شود. همچنین در هر دو قرارداد، نرخ تنزیل و قیمت نفت به ترتیب بر سطح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید اثر مثبت دارد.

ون گرونیندال و مزرعتی[2] (۲۰۰۶) در مقاله خود به نقد و بررسی قراردادهای بیع‌متقابل بیع‌متقابل می‌پردازند. نتایج این مطالعه لزوم اصلاح و رفع کاستی‌های قرارداد همچون عدم سهیم‌بودن شرکت‌های خارجی در افزایش قیمت نفت و کوتاه‌مدت بودن طول دوره قرارداد را ضروری می‌کند.

اسمیت (۲۰۱۴) نیز مدل بهینه‌سازی ایستای تصادفی، آثار شش رژیم مالی متفاوت بر نرخ بهینه استخراج نفت و زمان بهینه آغاز بازیافت ثانویه را بررسی کرده است. نتایج این مطالعه حاکی از آن است که بیشترین نرخ بهینه استخراج و حداکثر تولید انباشتی مربوط به قراردادهای مشارکت در تولید با عامل R است.

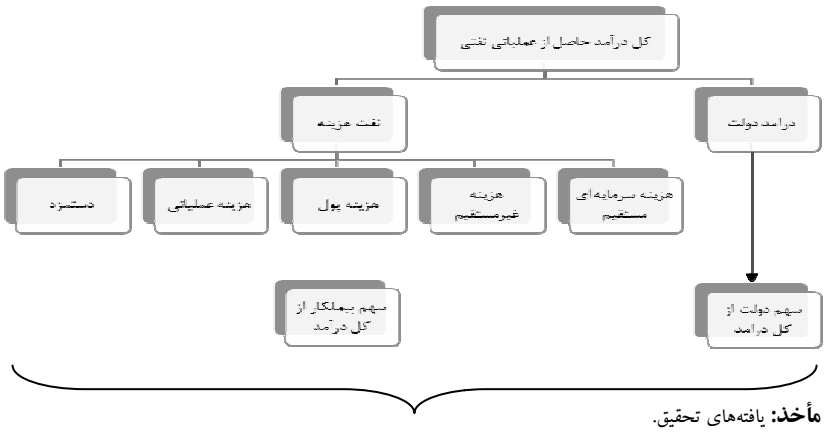
قندی و لین (۲۰۱۷) به تحلیل کارایی اقتصادی در قراردادهای نفتی به کار رفته در میدان نفتی رمیله عراق پرداخته‌اند. براساس نتایج این مقاله، قراردادهای مشارکت در تولید، بیشترین کارایی را در این میدان خواهد داشت و بعد از آن قراردادهای خدمات فنی قرار می گیرد. قراردادهای بیع‌متقابل نیز کمترین کارایی را در مقایسه با دو قرارداد مذکور دارد. قراردادهای خدمات فنی مورد استفاده در میدان رمیله نسبت به اولین بهینه[3] دارای ۱۴/۲ درصد رفاه از دست رفته[4] (DWL) است. با افزایش سطح پلتو هدف قرارداد و یا (زمانی که عوامل اضافی که سقف هزینه ضمنی ایجاد می‌نمایند یا تولید را مقید می‌کنند وجود دارد) با ترکیب قرارداد خدمات فنی با خصوصیات قرارداد مشارکت در تولید می‌توان کارایی این قرارداد را افزایش داد.

1. Zhuo, Zhang and Gao
2. Van Groenendaal and Mazraati
3. First Best
4. Dead Weight Loss (DWL)

۲. آثار قراردادهای جدید نفتی (IPC)

رژیم مالی قراردادهای IPC در نحوه توزیع درآمد میدان نفتی شباهت زیادی با قرارداد خدمات فنی عراق (TSC)[1] دارد و همچون قرارداد مذکور ترکیبی از قراردادهای نفتی خدماتی (بیع‌متقابل) و مشارکت در تولید است؛ چراکه در این قرارداد نیز همانند قرارداد خدماتی بیع‌متقابل 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 می‌شود. در واقع، برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل که پیمانکار خارجی در فاز بهره‌برداری حضور نداشت، در قراردادهای IPC شرکت خارجی در تمامی فازهای اکتشاف، توسعه و تولید حضور دارد. در نمودار زیر ساختار کلی این قرارداد نمایش داده شده است.

شکل ۱. ساختار کلی قراردادهای نفتی ایران (IPC)



مأخذ: یافته‌های تحقیق.

همان‌طور که مشاهده می‌شود تمام هزینه‌های عملیات نفتی از محل تولیدات قابل تخصیص (نفت هزینه) به شرکت پیمانکار مستهلک خواهند شد. همچنین علاوه‌بر هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار، دستمزد معینی نیز به وی تعلق می‌گیرد که از محل درآمد میدان در کنار هزینه‌های مذکور پرداخت می‌شود. در این قسمت با در نظر گرفتن جوانب مختلف

1. Technical Service Contract (TSC)

فنی، اقتصادی و حقوقی قراردادهای جدید نفتی، آثار این قراردادها بر میزان تولید نفت و گاز، صادرات و درآمد نفتی کشور و سهم نفت در بودجه دولت بررسی می‌گردد.

۱-۲. روش‌شناسی و داده‌های تحقیق

۱-۱-۲. روش برآورد افزایش تولید

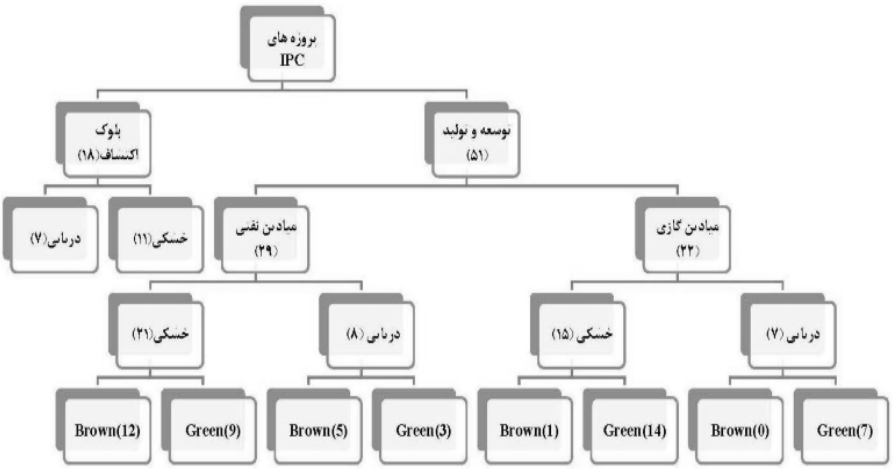
در این مقاله با بررسی ۵۱ پروژه توسعه و تولید میادین نفتی و گازی و ۱۸ بلوک اکتشافی اعلام شده توسط شرکت ملی نفت (شکل ۱) میزان افزایش تولید مواد هیدروکربوری از طریق انعقاد قراردادهای IPC در دو سناریو مرجع و خوش‌بینانه برآورد می‌شود. قبل از برآورد مذکور خاطر نشان می‌شود در هر دو سناریوی مذکور، افزایش تولید از محل پروژه‌های اکتشافی و پروژه‌های توسعه‌ای گازی متصور نخواهد بود. در واقع با توجه به عدم موفقیت قابل توجه در قراردادهای اکتشافی سابق، به‌طور قریب‌به‌یقین انعقاد قراردادهای اکتشافی در قالب قراردادهای IPC منتفی است و طبق آخرین اطلاعات به دست آمده نیز تاکنون جز یک مورد، پیشنهادی ازسوی شرکت‌های خارجی به شرکت ملی نفت ارائه نشده است. همچنین به‌دلیل مناسب نبودن ساختار قراردادهای IPC برای توسعه میادین گازی کشور، به احتمال بسیار زیاد این میادین مورد استقبال شرکت‌های خارجی و داخلی واقع نخواهد شد و افزایش تولید و درآمدی از محل واگذاری میادین گازی معرفی شده در قراردادهای IPC متصور نیست.[۱]

---

۱. مهم‌ترین دلیل این مسئله عدم مشخص بودن محل مصرف گاز تولیدی و نحوه قیمت‌گذاری و ابهام در بازپرداخت مطالبات پیمانکار از محل عواید میدان با توجه به پایین بودن میزان میعانات گازی میادین معرفی شده است. البته با توجه به وضعیت فعلی میادین مستقل گازی و ملاحظات فنی و اقتصادی و مسائلی همچون نبود چشم‌انداز مثبت در بازار گاز صادراتی کشور به نظر می‌رسد، اساساً نباید توسعه این میادین در حال حاضر در اولویت وزارت نفت باشد. به‌طور خلاصه مهم‌ترین موانع و ابهامات مذکور عبارت‌اند از:

- ابهام در نحوه قیمت‌گذاری گاز طبیعی،
- عدم صرفه اقتصادی صادرات گاز به صورت LNG و آینده تاریک در انتظار بازار گاز جهانی با ورود منابع عظیم شیل آمریکا،
- مسئله ریالی بودن درآمد حاصل از فروش داخلی گاز و عدم تناسب آن با مطالبات ارزی پیمانکاران،
- نبود میعانات کافی در میادین گازی مستقل (برخلاف میدان پارس جنوبی در قراردادهای گذشته)،
- عدم تقاضا برای مصرف.

شکل ۲. وضعیت کلی پروژه‌های IPC بر مبنای تعداد، دریایی یا خشکی بودن و میادین تازه کشف شده و میادین در حال تولید



مأخذ: شرکت ملی نفت.

مبنای برآورد صورت گرفته در سناریو خوش‌بینانه، اهداف مطرح شده توسط شرکت ملی نفت است. اما در سناریوی مرجع با در نظر گرفتن عوامل مختلفی همچون تازه کشف شده بودن[1] یا در حال تولید[2] بودن میدان، دریایی یا خشکی بودن، طول عمر میدان، میزان تولید انباشتی، میزان افزایش تولید مورد انتظار، هزینه‌های نهایی و متوسط سرمایه‌ای و عملیاتی، احتمال تحقق اهداف در هر یک از میادین مذکور مشخص شده است. به‌طور مشخص درصد احتمال تحقق اهداف در میادین تازه کشف شده بین ۲۵ تا ۹۵ درصد و در میادین در حال تولید بین ۰ تا ۶۰ درصد در نظر گرفته شده است.

در ادامه به ارزیابی میزان افزایش مورد انتظار تولید و درآمد ناشی از واگذاری میادین نفتی پرداخته می‌شود.

۱-۱-۱-۲. میزان افزایش تولید در سناریو مرجع و خوش‌بینانه

مجموع افزایش تولید نفت خام در میادین تازه کشف شده در سناریوی خوش‌بینانه بالغ بر

1. Green
2. Brown

۴۸۲ هزار بشکه در روز خواهد بود. نکته قابل توجه اینکه بیش از نیمی از افزایش تولید مذکور فقط به دو میدان آزادگان جنوبی (فاز ۲) و دارخوین (فاز ۳) مربوط است. در سناریو مرجع اما، مجموع افزایش تولید در میادین تازه کشف شده، حدود ۴۰۴/۵ هزار بشکه در روز خواهد بود.

در میادین در حال تولید اکثر میادین معرفی شده به‌خصوص در مناطق مرکزی دارای مقیاس تولید بسیار پایین و هزینه متوسط تولید بالاست که باعث عدم جذابیت این میادین برای پیمانکاران خارجی می‌شود. همچنین عمر میادین به‌خصوص در فلات قاره، اکثراً بالای ۳۰ سال است و توسعه مجدد این میادین نیازمند استفاده از روش‌های بهبود/ افزایش بازیافت[1] خواهد بود که مستلزم هزینه سرمایه‌ای بالاتر به همراه ریسک بیشتر در تحقق اهداف مدنظر است. لذا فاصله میان سناریو خوش‌بینانه (اهداف مطرح شده توسط شرکت ملی نفت) و سناریو مرجع بیشتر است؛ به‌گونه‌ای که میزان افزایش تولید در سناریوهای مذکور به ترتیب ۳۲۲ و ۱۲۵ هزار بشکه در روز خواهد بود.

بنابراین می‌توان گفت در قالب واگذاری میادین نفتی از طریق قراردادهای IPC، در مجموع بین ۵۲۹/۵ هزار بشکه (سناریو مرجع) تا ۸۰۴ هزار بشکه در روز (سناریو خوش‌بینانه) افزایش تولید اتفاق خواهد افتاد. جزئیات مربوط به نحوه محاسبه ارقام فوق در پیوست آمده است.

۲-۲. روش برآورد سرمایه‌گذاری مورد نیاز

با مبنا قرار دادن میزان افزایش تولید برآورد شده در قسمت قبل در دو سناریو مختلف و در نظر گرفتن میزان هزینه نهایی افزایش ظرفیت در هر یک از میادین معرفی شده، می‌توان میزان سرمایه‌گذاری مورد نیاز جهت توسعه میادین مذکور را محاسبه کرد.

بر این اساس همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود، میزان جذب سرمایه ناشی از این پروژه‌ها بین ۱۷/۷ میلیارد دلار (سناریو مرجع) تا ۳۱/۴ میلیارد دلار (سناریو خوش‌بینانه) خواهد بود.

1. EOR/ IOR

جدول ۱. برآورد میزان جذب سرمایه از طریق اجرای قراردادهای IPC

منطقه	نوع میادین	هزینه نهایی افزایش تولید[1]	سناریو مرجع		سناریو خوش‌بینانه	
			افزایش تولید	میزان جذب سرمایه (میلیارد دلار)	افزایش تولید	میزان جذب سرمایه (میلیارد دلار)
اروندان	میادین تازه کشف شده	۲۵	۳۵۹.۷۵	۸.۹۹	۳۹۷	۹.۹۳
	میادین در حال تولید	۳۵	–		–	
نفت خیز جنوب	میادین تازه کشف شده	۳۰	–		–	
	میادین در حال تولید	۴۰	۲۶.۵	۱.۰۶	۷۵	۳.۰۰
مناطق مرکزی	میادین تازه کشف شده	۴۰	۹	۰.۳۶	۳۰	۱.۲۰
	میادین در حال تولید	۵۰	۳۵.۵	۱.۷۸	۸۲	۴.۱۰
فلات قاره	میادین در حال تولید	۷۰	۶۳	۴.۴۱	۱۶۵	۱۱.۵۵
نفت و گاز پارس	میادین تازه کشف شده	۳۰	۳۵.۷۵	۱.۰۷	۵۵	۱.۶۵
	میادین در حال تولید	–	–			
مجموع			۵۲۹.۵	۱۷.۶۷	۸۰۴	۳۱.۴۳

مأخذ: محاسبات تحقیق.

۳-۲. روش برآورد میزان افزایش درآمدها، هزینه‌ها و تعهدات دولت

به‌منظور تحلیل کمی و دقیق میزان افزایش درآمدها، هزینه‌ها و تعهدات دولت لازم است مدل مالی قراردادهای IPC شبیه‌سازی شود. در واقع محاسبه شاخص‌های اقتصادی یک قرارداد نفتی همچون درآمد طرفین، هزینه‌ها، دریافتی طرفین، سودآوری و طول دوره بازگشت سرمایه، از طریق محاسبات ساده و بدون طراحی یک مدل مالی مناسب، قابل محاسبه یا پیش‌بینی نیست (UKOG, 1983). برای شبیه‌سازی مدل مالی قرارداد در این مقاله، از نرم‌افزار اکسل استفاده شده است. مدل مذکور با در نظر گرفتن پروفایل تولید برمبنای خصوصیات فنی میادین اعم از نرخ افزایش تولید در سال‌های اولیه،[2] طول دوره پلتو، نرخ تخلیه میدان و مفروضاتی درخصوص روند افزایش قیمت نفت در سال‌های آتی، ابتدا درآمد

---

۱. هزار دلار برای هر بشکه در روز افزایش ظرفیت.

2. Ramp-up

حاصل از تولید در سناریوهای مختلف محاسبه شده است. سپس با در نظر گرفتن رژیم مالی قرارداد و لحاظ کردن هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی صورت‌گرفته توسط پیمانکار و مؤلفه‌های مالی قرارداد اعم از سقف بازپرداخت، تقسیط هزینه‌های سرمایه‌ای، نحوه تعدیل دستمزد براساس قیمت و عامل R و هزینه‌های بانکی، سهم طرفین از درآمد ناخالص در هر دوره مشخص می‌شود. در پیوست تصویر کلی از مدل مذکور، ارائه شده است.

فروض در نظر گرفته شده برای رژیم مالی مدل مذکور، در سه سناریو (مرجع، خوش‌بینانه و بدبینانه) به‌شرح ذیل است.

۱-۳-۲. مفروضات مدل در سناریو مرجع

فروض اصلی این سناریو در جدول ۲ آورده شده است. میزان سطح حداکثر تولید پلتو طبق برآورد صورت گرفته در سناریو مرجع قسمت قبل، برابر با ۵۲۹/۵ هزار بشکه فرض شده و هزینه نهایی افزایش ظرفیت تولید (به وزن بیشتر میادین منطقه غرب کارون) برابر با ۳۳/۳۷ هزار دلار در نظر گرفته شده است. هزینه عملیاتی معادل ۵ دلار در بشکه، نرخ هزینه بانکی ۹ درصد و دستمزد پیمانکار، ۱۰ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده است. قیمت نفت در سال انعقاد قراردادها، ۴۵ دلار و روند رشد قیمت در سال‌های آتی براساس سناریو پایین آخرین پیش‌بینی قیمت نفت توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) فرض شده است.

جدول ۲. فروض اصلی در سناریو مرجع

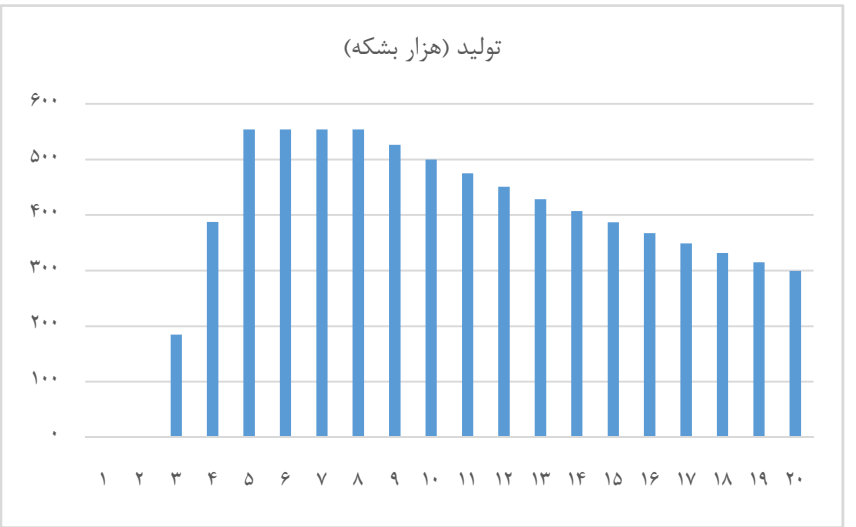
موضوع	مقدار	موضوع	مقدار
هزینه نهایی سرمایه‌ای برای افزایش هر بشکه در روز (هزار دلار)	۳۳/۳۷	کل هزینه‌های سرمایه‌ای (میلیون دلار)	۱۷۶۶۹/۴
هزینه عملیاتی (دلار در بشکه)	۵	نرخ تخلیه	۵ درصد
هزینه بانکی (درصد)	۹	سطح تولید در پلتو (هزار بشکه در روز)	۵۲۹/۵
نرخ دستمزد (دلار بر بشکه)	۱۰		

مأخذ: همان.

همان‌طور که در نمودار ۱ مشاهده می‌شود سطح تولید در این سناریو در سال سوم به

۱۷۶/۵ هزار بشکه در روز افزایش یافته و در سال پنجم به حداکثر خود (۵۲۹/۵ هزار بشکه در روز) خواهد رسید. سپس با کاهش سالیانه ۱۵ درصد به ۷۵/۳ هزار بشکه در روز در انتهای دوره خواهد رسید.

نمودار ۱. پروفایل مجموع تولید پروژه‌های نفتی در سناریو مرجع



مأخذ: یافته‌های تحقیق.

۲-۳-۲. مفروضات مدل در سناریو خوش‌بینانه

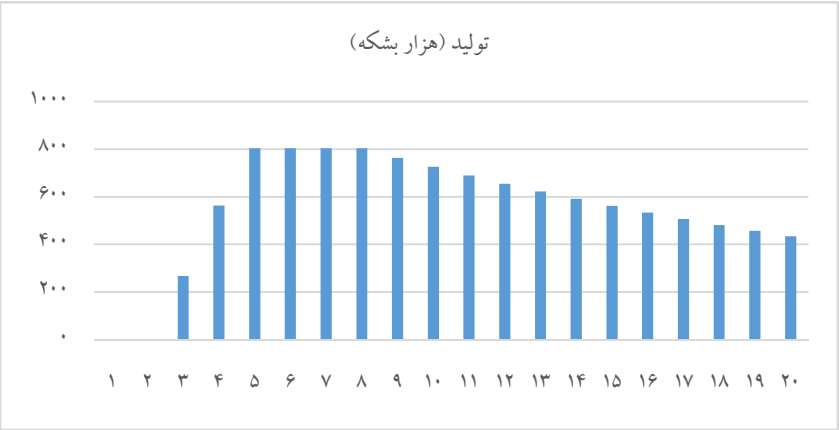
در این سناریو همان‌طور که در جدول ۳ مشاهده می‌شود، حداکثر تولید در پلتو (که ۴ سال فرض شده است) معادل حداکثر تولید برآورد شده در سناریو خوش‌بینانه قسمت روش برآورد افزایش تولید معادل ۸۰۴ هزار بشکه در روز فرض شده است و نرخ تخلیه سالیانه بعد از دوره پلتو ۵ درصد در نظر گرفته شده است. بر این اساس پروفایل مجموع تولید پروژه‌های نفتی واگذار شده طبق نمودار ۲ خواهد بود. میزان هزینه نهایی برای افزایش هر بشکه در روز نیز معادل ۳۹/۰۹ هزار دلار در نظر گرفته شده است و در نتیجه مجموع هزینه سرمایه‌ای لازم، ۳۱/۴ میلیارد دلار برآورد می‌گردد (مانند سناریو خوشبینانه در قسمت قبل). نرخ دستمزد در این حالت، ۹ دلار در بشکه، و هزینه بانکی ۷ درصد در نظر گرفته شده است.

جدول ۳. فروض اصلی در سناریو خوش‌بینانه

موضوع	مقدار	موضوع	مقدار
هزینه نهایی سرمایه‌ای برای افزایش هر بشکه در روز (هزار دلار)	۳۹/۰۹	کل هزینه‌های سرمایه‌ای (میلیون دلار)	۳۱۴۲/۴۸
هزینه عملیاتی (دلار بر بشکه)	۵	نرخ تخلیه	٪۵
هزینه بانکی	٪۷	سطح تولید در پلتو (هزار بشکه در روز)	۸۰۴
نرخ دستمزد (دلار بر بشکه)	۹		

مأخذ: همان.

نمودار ۲. پروفایل مجموع تولید پروژه‌های نفتی در سناریو خوش‌بینانه



مأخذ: همان.

۳-۳-۲. مفروضات مدل در سناریو بدبینانه

در این سناریو میزان حداکثر سطح تولید در پلتو و هزینه نهایی سرمایه‌ای جهت افزایش ظرفیت تولید به همراه روند افزایش قیمت، همانند سناریو مرجع در نظر گرفته شده است، اما سایر مؤلفه‌های قرارداد به مقدار ناچیزی بدبینانه‌تر فرض شده است. به‌عبارت‌دیگر هزینه عملیاتی با ۲ دلار افزایش، معادل ۷ دلار در هربشکه، نرخ هزینه بانکی با ۳ درصد افزایش معادل ۱۲ درصد و نرخ دستمزد با ۲ دلار افزایش معادل ۱۲ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده است. نرخ کاهش سطح تولید بعد از دوره پلتو نیز با ۱۰ درصد افزایش معادل ۱۵ درصد فرض شده است.

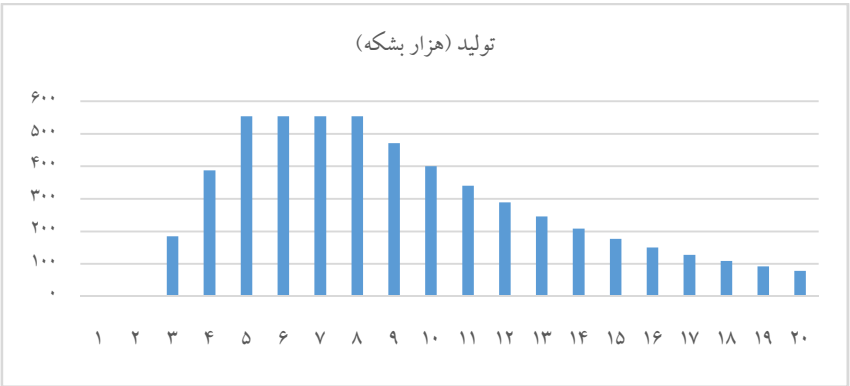
جدول ۴. فروض اصلی در سناریو بدبینانه

موضوع	مقدار	موضوع	مقدار
هزینه نهایی سرمایه‌ای برای افزایش هر بشکه در روز (هزار دلار)	۳۳/۷	کل هزینه‌های سرمایه‌ای (میلیون دلار)	۱۷۶۶/۴۹
هزینه عملیاتی (دلار بر بشکه)	۷	نرخ تخلیه	٪۱۵
هزینه بانکی	٪۱۲	سطح تولید در پلتو	۵۲۹/۵
نرخ دستمزد (دلار بر بشکه)	۱۲		

مأخذ: همان.

طبق نمودار ۳ به‌دلیل افت بیشتر در نظر گرفته شده برای سطح تولید بعد از دوره پلتو، در نهایت تولید اضافه شده توسط قراردادهای IPC به ۳۶ هزار بشکه در روز خواهد رسید.

نمودار ۳. میزان افزایش تولید در سناریو بدبینانه



مأخذ: همان.

۴-۲. نتایج تحقیق

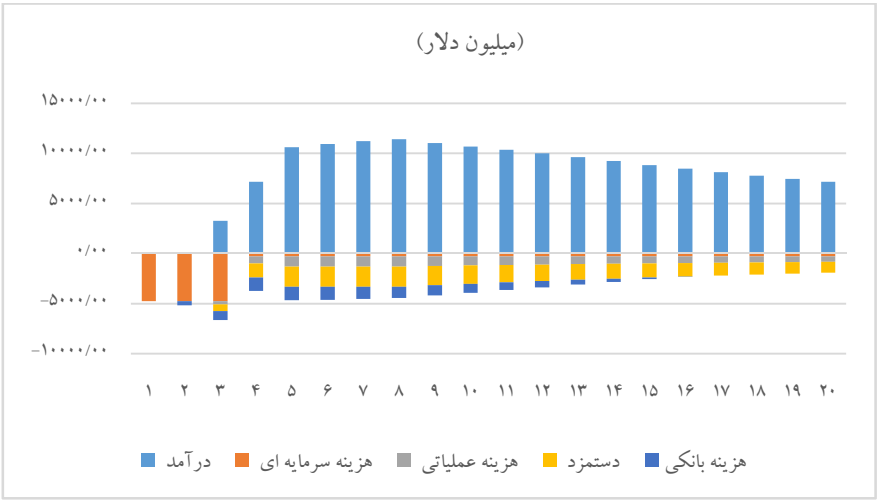
۴-۲-۱. برآورد میزان افزایش درآمدها، هزینه و تعهدات دولت

در این قسمت در سه سناریو (خوش‌بینانه، مرجع و بدبینانه) و با در نظر گرفتن مقادیر مختلف برای فاکتورها و مؤلفه‌های اصلی قرارداد میزان افزایش درآمد، هزینه‌های اجرای قرارداد و تعهدات دولت برآورد شده است. فروض مطرح شده در سناریو خوش‌بینانه و مرجع مطابق با فروض در نظر گرفته شده در سناریوهای متناظر در قسمت قبل است.

۱-۱-۴-۲. سناریو مرجع

براساس فروض در نظر گرفته شده در این سناریو، میزان درآمد ناخالص ایجاد شده و هزینه‌های اجرای قرارداد به تفکیک طبق نمودار ۴ خواهد بود.

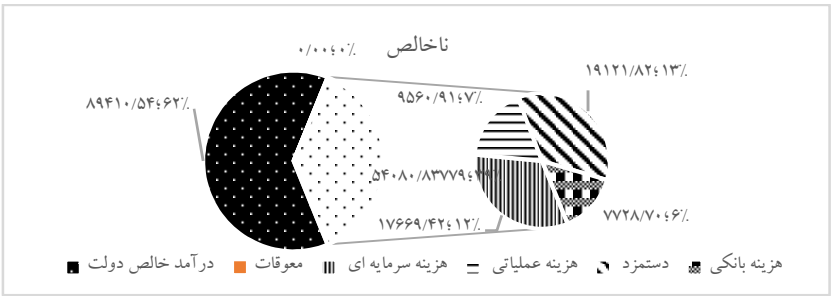
نمودار ۴. جریان نقدی در سناریو مرجع



مأخذ: همان.

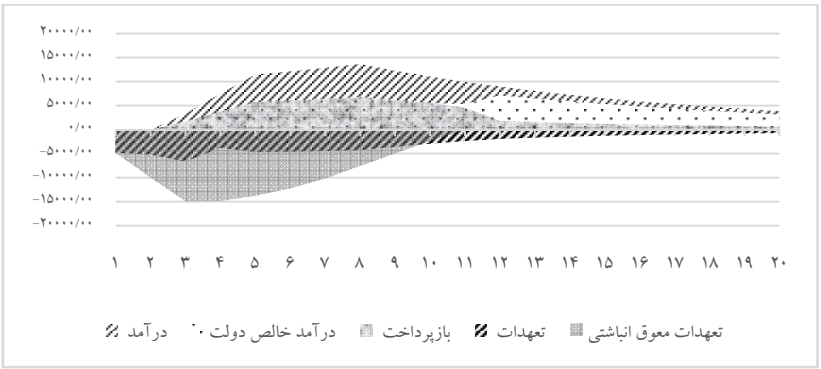
درمجموع درآمد ناخالص حاصل از واگذاری میادین نفتی مورد نظر در قراردادهای IPC مطابق نمودار ۵ میان دولت و پیمانکار تقسیم خواهد شد. بر این اساس در سناریو مرجع از مجموع درآمد حاصل شده، حدود ۸۹/۴ میلیارد دلار (معادل ۶۲ درصد) به دولت تعلق گرفته و حدود ۵۴/۱ میلیارد دلار (معادل ۳۸ درصد) به پیمانکاران تعلق خواهد گرفت. مبلغ پرداخت شده به پیمانکاران نیز به تفکیک اقلام هزینه عبارت‌اند از: ۱۷/۷ میلیارد دلار هزینه سرمایه‌ای (معادل ۱۲ درصد درآمد ناخالص)، ۱۹/۱ میلیارد دلار دستمزد (معادل ۱۳ درصد درآمد ناخالص)، ۷/۷ میلیارد دلار هزینه بانکی (معادل ۶ درصد درآمد ناخالص) و ۹/۶ میلیارد دلار هزینه عملیاتی (معادل ۷ درصد درآمد ناخالص). ضمناً در این سناریو تعهدات دولت به پیمانکار در دوره قرارداد به‌طور کامل بازپرداخت شده و هیچ مبلغی از مطالبات پیمانکار معوق باقی نخواهد ماند.

نمودار ۵. تقسیم درآمد



مأخذ: همان.

نمودار ۶. جریان نقدی درآمد و تعهدات دولت در سناریو مرجع



مأخذ: همان.

در نمودار ۶ مجموع درآمد ناخالص و خالص به همراه تعهدات دولت به پیمانکار و بازپرداخت صورت گرفته در هر سال نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تا انتهای دوره قرارداد، بازپرداخت دولت به پیمانکار معادل نیمی از درآمد ناخالص میدان بوده و برابر با سهم دولت از درآمد میدان خواهد بود. لذا می‌توان گفت در ۱۵ سال اول قرارداد درآمد خالص دولت از ۵۰ درصد درآمد ناخالص فراتر نخواهد رفت و افزایش سهم دولت به ۵ سال پایانی دوره قرارداد موکول شده است که با توجه به احتمال بالای افت فشار و تولید میدان در سال‌های انتهایی، احتمال تحقق این افزایش سهم نیز پایین بوده و حتی ممکن است با کاهش شدید تولید میدان تعهد دولت به پیمانکار در دوره قرارداد کاملاً تسویه نشود که در سناریو بدبینانه این مسئله نشان داده شده است.

۲-۱-۴-۲. سناریو خوش‌بینانه

براساس مفروضات مطرح شده در این سناریو، میزان درآمد ناخالص ایجاد شده و هزینه‌های اجرای قرارداد به تفکیک طبق نمودار ۷ خواهد بود. همان‌طور که مشاهده می‌شود درآمد از سال سوم به بعد با شروع تولید از میدان محقق خواهد شد، درحالی‌که هزینه سرمایه‌ای از سال اول و هزینه بانکی از سال دوم و هزینه عملیاتی و دستمزد از سال سوم (هم‌زمان با شروع تولید) منظور خواهد شد. هزینه سرمایه‌ای از سال سوم به بعد و با ورود به دوره بهره‌برداری بسیار کاهش یافته و تنها مربوط به هزینه جبران استهلاک تجهیزات و تعمیر و نگهداری خواهد بود. هزینه‌های عملیاتی، دستمزد و هزینه بانکی در سال‌های میانی به‌ترتیب حدود ۱/۶، ۳ و ۲/۵ میلیارد دلار خواهد بود. هزینه بانکی به‌دلیل وجود تأخیر در بازپرداخت تعهدات دولت به پیمانکار تا سال چهاردهم ادامه خواهد داشت و با صفر شدن معوقات انباشتی در این سال، از سال پانزدهم به بعد صفر خواهد شد.

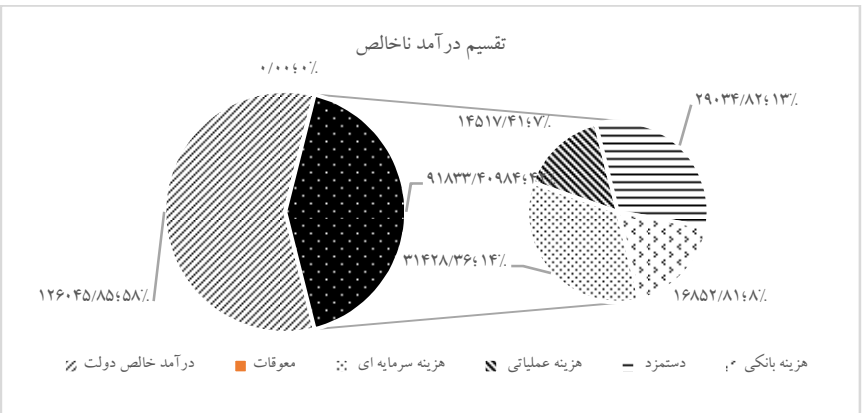
نمودار ۷. جریان نقدی در سناریو خوش بینانه

مأخذ: همان.

در مجموع درآمد ناخالص حاصل از واگذاری میادین نفتی مورد نظر در قراردادهای IPC مطابق نمودار ۸ میان دولت و پیمانکار تقسیم خواهد شد. بر این اساس در سناریو خوش‌بینانه از مجموع درآمد حاصل شده، حدود ۱۲۶ میلیارد دلار (معادل ۵۸ درصد) به دولت و حدود ۹۲ میلیارد دلار (معادل ۴۲ درصد) به پیمانکاران تعلق خواهد گرفت. مبلغ

پرداخت شده به پیمانکاران نیز به تفکیک اقلام هزینه عبارت‌اند از: ۳۱/۴ میلیارد دلار هزینه سرمایه‌ای (معادل ۱۴ درصد درآمد ناخالص)، ۲۹/۰ میلیارد دلار دستمزد (معادل ۱۳ درصد درآمد ناخالص)، ۱۶/۸ میلیارد دلار هزینه بانکی (معادل ۸ درصد درآمد ناخالص) و ۱۴/۵ میلیارد دلار هزینه عملیاتی (معادل ۷ درصد درآمد ناخالص). ضمناً در این سناریو تعهدات دولت به پیمانکار تا انتهای دوره قرارداد بازپرداخت شده و هیچ مبلغی معوق باقی نخواهد ماند.

نمودار ۸. نحوه تقسیم درآمد ناخالص در سناریو خوش‌بینانه

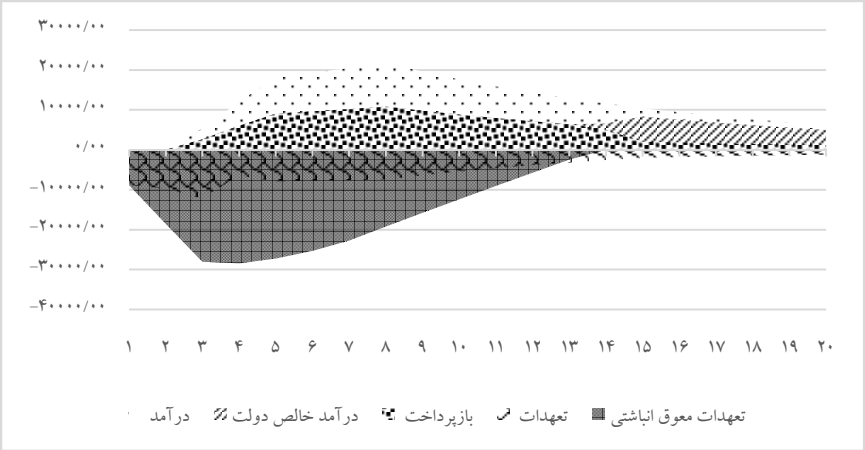


مأخذ: همان.

در نمودار ۹ مجموع درآمد ناخالص و خالص به همراه تعهدات دولت به پیمانکار و بازپرداخت صورت گرفته در هر سال نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تا سال ۱۴ ام بازپرداخت دولت به پیمانکار معادل نیمی از درآمد ناخالص میدان بوده و برابر با سهم دولت از درآمد میدان خواهد بود. در واقع می‌توان گفت تا سال چهاردهم سهم دولت و پیمانکار از درآمد میدان ۵۰-۵۰ بوده و از سال پانزدهم به بعد با صفر شدن تعهدات معوق انباشتی دولت به پیمانکار، سهم پیمانکار از درآمد ناخالص کاهش خواهد یافت. لذا می‌توان گفت در ۱۴ سال اول قرارداد درآمد خالص دولت از ۵۰ درصد درآمد ناخالص فراتر نخواهد رفت و افزایش سهم دولت به سال‌های انتهایی قرارداد موکول شده است که با توجه به احتمال بالای افت فشار و تولید میدان در سال‌های انتهایی، احتمال تحقق این افزایش سهم

نیز پایین بوده و حتی ممکن است با کاهش شدید تولید میدان تعهد دولت به پیمانکار در دوره قرارداد کاملاً تسویه نشود که در سناریو بدبینانه این مسئله نشان داده شده است.

نمودار ۹. جریان نقدی درآمد و تعهدات دولت در سناریو خوش‌بینانه



مأخذ: همان.

۳-۱-۴-۲. سناریو بدبینانه

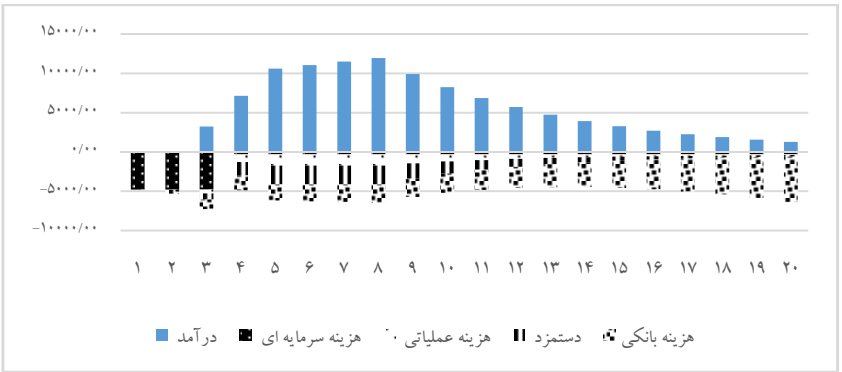
نتایج به دست آمده حاکی از حساسیت بالای آنها نسبت به تغییرات اندک در نظر گرفته شده در فروض این سناریو نسبت به سناریوی مرجع است. همان‌طور که در نمودار ۱۰ مشاهده می‌شود در این حالت هزینه بانکی به‌خصوص از سال یازدهم به بعد سهم بسزایی در هزینه‌های پیمانکار داشته و روند صعودی پیدا می‌کند به‌گونه‌ای که در سال بیستم هزینه‌های بانکی ۵/۸ میلیارد دلار می‌رسد. درواقع به‌دلیل بیشتر بودن هزینه‌ها در این سناریو و رشد ملایم قیمت نفت، درآمدهای ناخالص میدان کفاف بازپرداخت تعهدات دولت به پیمانکاران را نداده و معوقات به وجود آمده هر ساله مشمول بهره بانکی می‌شود.[۱]

---

۱. لازم به توضیح است که هرچند در قراردادهای جدید، عنوان شده است که برخلاف قراردادهای بیع‌متقابل بهره بانکی به هزینه‌های سرمایه‌ای تعلق نخواهد گرفت، اما ذکر دو نکته در این خصوص ضروری است:

الف). تأمین مالی در هر صورت برای پیمانکار هزینه دارد، و در صورت عدم بازپرداخت آن مطابق قرارداد، از طرق دیگر همچون پاداش توسط وی مطالبه و اخذ خواهد شد. ←

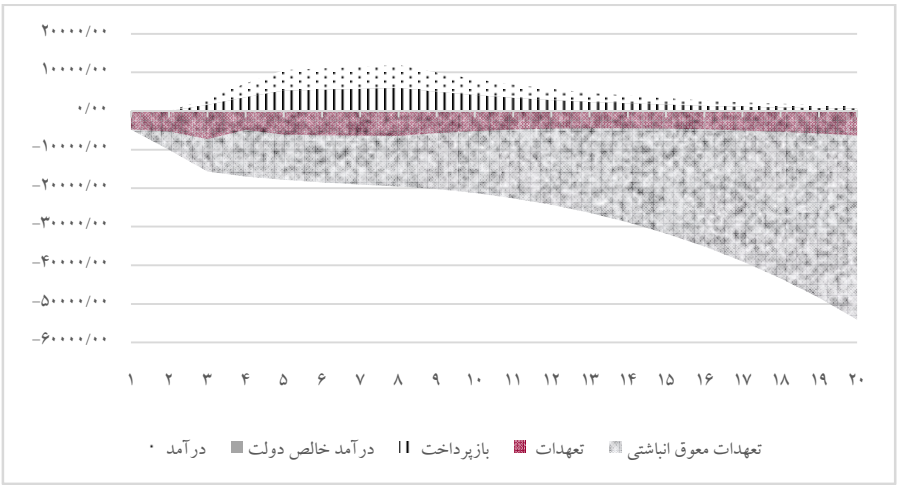
نمودار ۱۰. جریان نقدی در سناریو بدبینانه



مأخذ: همان.

در نمودار ۱۱ نیز حجم انبوه معوقات انباشتی در این سناریو مشاهده می‌شود، به‌گونه‌ای که میزان این تعهدات در سال انتهایی دوره قرارداد بالغ بر ۵۰ میلیارد دلار خواهد بود.

نمودار ۱۱. جریان نقدی درآمد و تعهدات دولت در سناریو بدبینانه



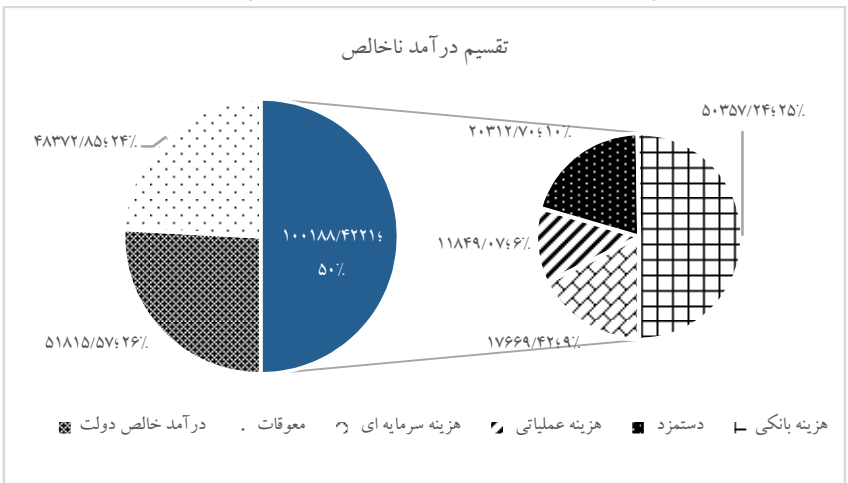
مأخذ: همان.

← ب) در دوران بهره‌برداری که هزینه سرمایه‌ای چندانی وجود ندارد نیز در صورتی که به هر دلیلی درآمد حاصل از عواید میدان کفاف بازپرداخت مطالبات پیمانکار را ندهد، به معوقات به‌وجود آمده بهره تعلق خواهد گرفت، که این مسئله در سال‌های انتهایی قرارداد می‌تواند کشور را با حجم انبوهی از تعهدات و بحرانی جدی مواجه سازد.

در نمودار ۱۲ نیز مشاهده می‌شود که به‌دلیل وجود سقف بازپرداخت ۵۰ درصد از محل درآمد میدان، بازپرداخت صورت گرفته به پیمانکار در دوره قرارداد فراتر از ۵۰ درصد نخواهد رفت، اما بالغ بر ۴۸ میلیارد دلار از مطالبات پیمانکار معوق باقی خواهد ماند. بنا بر تبصره بند «ت» ماده (۳) آخرین مصوبه هیئت دولت صراحتاً، بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده، در دوره‌ای طولانی‌تر که در قرارداد تعریف خواهد شد، صورت خواهد گرفت. لذا مبلغ فوق‌الذکر در سال‌های بعد به طرق مختلف باید تأمین و به پیمانکار بازپرداخت شود. بنابراین این خطر بسیار جدی و محتمل است که حجم انبوهی از تعهدات حتی بعد از خاتمه دوره قراردادهای جدید، برای نسل بعد به میراث گذاشته شود، کما اینکه با وجود گذشت بیش از ۱۰ سال از دوران انعقاد قراردادهای بیع‌متقابل، هنوز بیش از ۱۴ میلیارد دلار از تعهدات دولت به پیمانکاران خارجی پرداخت نشده باقی مانده است.

بنابراین نه‌تنها سهم پیمانکار به راحتی (به‌خصوص در صورت عدم رشد سریع قیمت در سال‌های آتی) می‌تواند فراتر از ۵۰ درصد مطرح شده از محل عواید میدان گردد، بلکه تعهدات ایجاد شده نیز تا سال‌های متمادی بر دوش نسل‌های آتی سنگینی خواهد کرد.

نمودار ۱۲. تقسیم درآمد ناخالص در سناریو بدبینانه

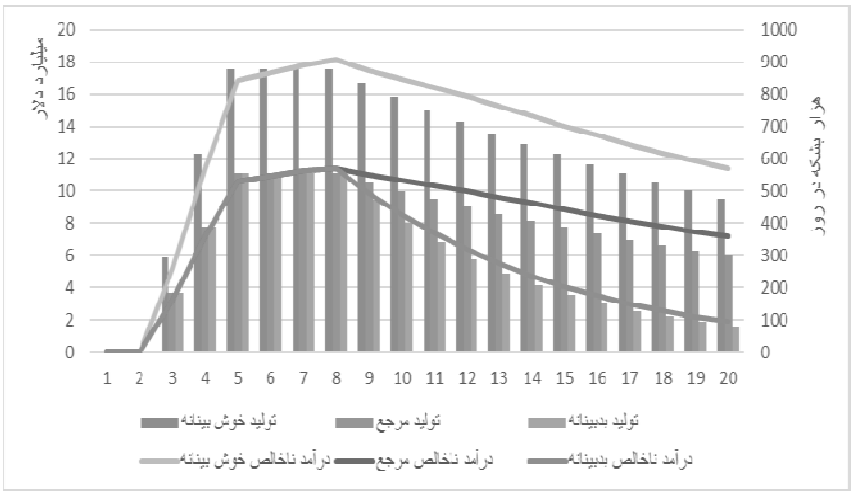


مأخذ: همان.

۲-۴-۲. برآورد میزان افزایش تولید و صادرات نفتی

براساس سناریوهای مطرح شده در قسمت قبل افزایش تولید نفت خام از محل واگذاری پروژه‌های IPC در دو سناریو مرجع و خوش‌بینانه طبق نمودار ۱۳ خواهد بود. بنابراین می‌توان گفت با واگذاری پروژه‌های نفتی IPC درآمد ناخالص ایجاد شده در سناریو خوش‌بینانه در سال هشتم به حدود ۱۸ میلیارد دلار خواهد رسید، درحالی‌که این رقم برای سناریو مرجع و بدبینانه حدود ۱۱/۴ میلیارد دلار خواهد بود. میزان افزایش صادرات نفتی نیز بسته به افزایش تولید در سایر میادین و نرخ رشد مصرف داخلی متغیر خواهد بود.

نمودار ۱۳. برآورد میزان افزایش تولید و صادرات نفتی در سال‌های آتی

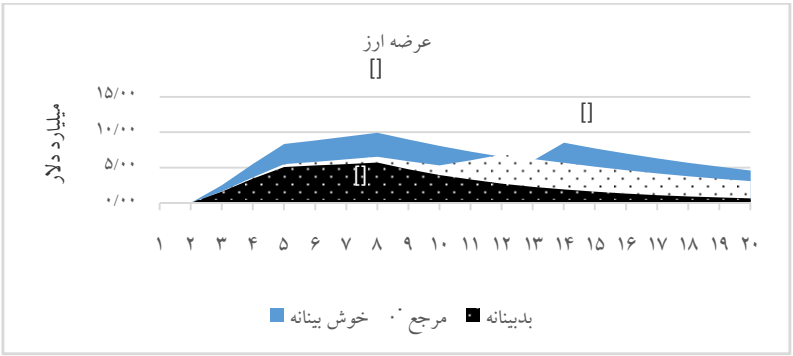


مأخذ: همان.

۳-۴-۲. برآورد میزان افزایش عرضه ارز و سهم نفت در بودجه دولت

عرضه ارز خالص از محل صادرات نفت اضافه شده در سناریوهای مختلف که معادل است با درآمد خالص ایجاد شده بعد از بازپرداخت مطالبات پیمانکار، در نمودار ۱۴ نشان داده شده است. بر این اساس مجموع درآمد خالص ارزی حاصله بین ۵۱/۸۲ تا ۱۲۶/۰۵ میلیارد دلار خواهد بود. البته در حالت بدبینانه تقریباً تمام درآمد خالص ذکر شده (۴۸/۴ میلیارد دلار) بایستی در سال‌های بعد بابت بازپرداخت معوقات باقی‌مانده به پیمانکار پرداخت شود.

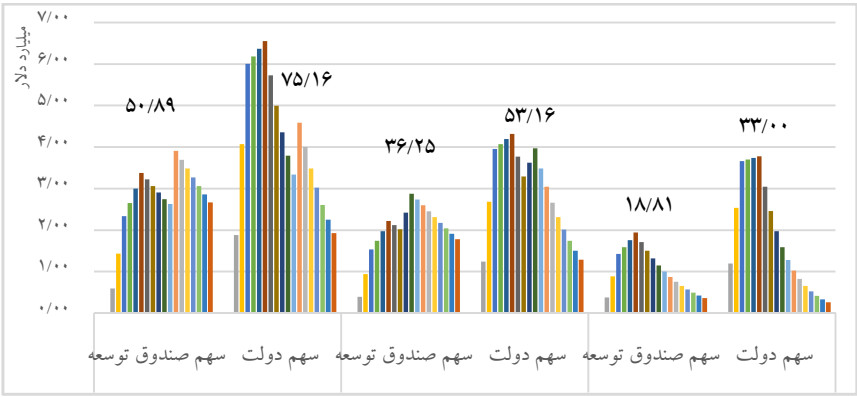
نمودار ۱۴. عرضه ارز (درآمد خالص) ناشی از اجرای قراردادهای IPC



مأخذ: همان.

براساس میزان افزایش درآمد پیش‌بینی شده در سناریوهای فوق‌الذکر، سهم صندوق توسعه ملی و دولت در سال‌های آتی به صورت زیر قابل پیش‌بینی است.[1] بر این اساس سهم صندوق توسعه ملی در مجموع بین ۱۸/۸ تا ۵۰/۹ میلیارد دلار و سهم دولت بین ۳۳ تا ۷۵/۲ میلیارد دلار در طول دوره قرارداد خواهد بود.

نمودار ۱۵. سهم صندوق توسعه ملی و ردیف‌های بودجه دولت از درآمد خالص پروژه‌های IPC



مأخذ: همان.

۱. ضمناً فرض شده است سهم شرکت ملی نفت از محل بازپرداخت تعهدات پیمانکار از درآمد ناخالص دیده شده است و در اینجا سهم دولت و صندوق توسعه ملی از درآمد خالص باقی مانده محاسبه شده است. سهم صندوق توسعه ملی در سال اول ۲۰ درصد در نظر گرفته شده و سالانه ۲ درصد اضافه می‌شود به‌گونه‌ای که در سال بیستم این نرخ به ۵۸ درصد رسیده است.

۳. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله ابتدا مشخص شد که نفت و درآمدهای نفتی جایگاه ویژه‌ای در اقتصاد ملی دارند و مزیت نسبی اقتصاد کشور در این صنعت نهفته است. بخش چشمگیری از ارز مورد نیاز کشور جهت واردات کالاهای سرمایه‌ای و واسطه‌ای که سهم روزافزونی در تولید ناخالص داخلی دارند، از محل درآمدهای نفتی تأمین می‌شود. لذا سرمایه‌گذاری و توسعه این صنعت به‌خودی‌خود امری اجتناب‌ناپذیر و ضروری است.

در ادامه آثار اقتصادی اعم از میزان درآمدزایی و تعهدآوری قراردادهای نفتی ایران (IPC) مورد برآورد شده و مشخص گردید درآمد خالص کشور از محل اجرای این قراردادها در توسعه میادین نفتی (اعم از میادین تازه کشف شده و میادین در حال تولید) در سناریوی مرجع، خوش‌بینانه و بدبینانه به‌ترتیب ۸۹/۴ میلیارد دلار (معادل ۶۲ درصد از کل درآمد ناخالص)، ۱۲۶ میلیارد دلار (معادل ۵۸ درصد) و ۵۱/۸ میلیارد دلار (معادل ۲۶ درصد) خواهد بود.

لازم به ذکر است در سناریو بدبینانه بالغ بر ۴۸ میلیارد دلار از مطالبات پیمانکار معوق باقی خواهد ماند که با توجه به بند ۳-۴ مصوبه هیئت دولت مبنی بر بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده در دوره‌ای طولانی‌تر، مبلغ فوق‌الذکر در سال‌های بعد به طرق مختلف باید تأمین گردیده و به پیمانکار بازپرداخت شود. بنابراین این خطر بسیار جدی و محتمل است که حجم انبوهی از تعهدات حتی بعد از خاتمه دوره قراردادهای جدید، برای نسل‌های بعدی به میراث گذاشته شود، کما اینکه با وجود گذشت بیش از ۱۰ سال از دوران اجرای قراردادهای بیع‌متقابل، هنوز بیش از ۱۴ میلیارد دلار از تعهدات دولت به پیمانکاران خارجی پرداخت نشده باقی مانده است (گزارش تفریغ بودجه، ۱۳۹۳).

در پایان پیشنهاد می‌شود قبل از انعقاد قراردادهای مذکور تمامی جوانب مجدداً بررسی گشته و روش‌های جایگزین جهت تأمین مالی پروژه‌های بالادستی مورد بررسی و مقایسه قرار گیرد. توضیح آنکه در حال حاضر یکی از موانع اصلی توسعه میادین نفتی (به‌خصوص در مورد میادین غرب کارون) و به‌طورکلی توسعه صنعت نفت و گاز کشور عدم فناوری

پیشرفته نیست بلکه مسئله تأمین مالی پروژه‌های بالادستی نفت و گاز است؛ به‌گونه‌ای که دلیل اصلی معرفی قراردادهای IPC جهت توسعه میادین نه چندان پیچیده منطقه اروندان، کمبود منابع مالی و عدم امکان اخذ فاینانس توسط شرکت ملی نفت عنوان می‌شود.

بنابراین به‌عنوان نمونه می‌توان با اصلاح روند فعلی در پرداخت یارانه به تمام مردم، منابع مالی عظیمی را آزاد کرد و مشکل تأمین مالی در پروژه‌های بالادستی نفت و گاز (که عمدتاً نیاز به منابع ریالی دارند) را بدون لزوم انعقاد قراردادهای بلندمدت با شرکت‌های خارجی مرتفع نمود.

۶. پیوست

۶-۱. برآورد افزایش تولید در میادین نفتی

۶-۱-۱. میادین نفتی تازه کشف شده (Green)

میادین نفتی تازه کشف شده که شرکت ملی نفت جهت واگذاری در قالب قراردادهای IPC معرفی کرده است در جدول ۵ تشریح شده است. در ستون شماره (۶) این جدول میزان افزایش تولید هدفگذاری شده در قالب قراردادهای IPC مشخص شده است که این میزان افزایش را می‌توان به‌عنوان سناریوی خوش‌بینانه در نظر گرفت. همان‌طور که مشاهده می‌شود، مجموع افزایش تولید نفت خام در میادین تازه کشف شده در سناریوی خوش‌بینانه بالغ بر ۴۸۲ هزار بشکه در روز خواهد بود. نکته قابل توجه این است که بیش از نیمی از افزایش تولید مذکور مربوط به تنها دو میدان آزادگان جنوبی (فاز ۲) و دارخوین (فاز ۳) است. در ستون شماره (۷) هزینه افزایش ظرفیت تولید در هر یک از میادین مشخص شده است. بر این اساس میادین واقع در منطقه غرب کارون (تحت مدیریت شرکت اروندان) کمترین هزینه سرمایه‌ای را نیاز دارند که معادل با ۲۰ الی ۳۰ هزار دلار برای افزایش ظرفیت تولید ۱ بشکه در روز است. اما میادین دریایی تحت مدیریت شرکت ملی نفت فلات قاره، بیشترین هزینه را داراست.

در ستون شماره (۸) با در نظر گرفتن فاکتورهایی همچون هزینه نهایی افزایش ظرفیت تولید، میزان ذخیره اولیه میدان و مقیاس تولید و هزینه متوسط تولید، احتمال نهایی شدن قرارداد و رسیدن به اهداف مورد نظر قرارداد تخمین زده شده است. به‌عنوان مثال در میادین آزادگان جنوبی و دارخوین که هزینه نهایی تولید پایین و هزینه متوسط تولید نیز به‌دلیل بالا بودن حجم ذخیره اولیه و مقیاس تولید پایین است، احتمال تحقق اهداف مطرح شده بسیار بالاست (۹۵ درصد)، اما در سایر میادین منطقه اروندان به‌دلیل کوچک بودن مقیاس تولید، احتمال تحقق اهداف کمتر برآورد می‌شود (۷۵ درصد). در نهایت در ستون شماره (۹) این جدول با در نظر گرفتن احتمال تحقق اهداف برای هر یک از میادین میزان افزایش تولید انتظاری برآورد شده است که مجموع آن حدود ۴۲۸/۷۵ هزار بشکه در روز خواهد بود. این میزان افزایش ظرفیت تولید را می‌توان تحت عنوان سناریو مرجع در نظر گرفت.

جدول ۵. میزان افزایش تولید نفت از طریق واگذاری پروژه‌های IPC در میادین تازه کشف شده

نام شرکت	نام میدان	حجم ذخیره اولیه (میلیون بشکه)	تولید روزانه فعلی (هزار بشکه در روز)	تولید هدف (هزار بشکه در روز)	میزان افزایش تولید با IPC (هزار بشکه در روز) (سناریو خوش‌بینانه)	هزینه افزایش تولید در هر بشکه (هزار دلار)	احتمال تحقق اهداف	میزان افزایش مورد انتظار تولید (هزار بشکه در روز) (سناریو مرجع)
(۱)	(۲)	(۳)	(۴)	(۵)	(۶)	(۷)	(۸)	(۹)
اروندان	آزادگان جنوبی (فاز ۲)	۶۹۲۳	۵۰	۶۰۰	۲۵۰	۲۰–۳۰	٪۹۵	۲۳۷.۵
	دارخوین ۳	۱۳۰۰	۱۵۰	۲۲۰	۶۰			۵۷
	جفیر	۲۰۰	۱.۳	۱۷	۱۲		٪۷۵	۹
	سپهر	۱۲۵.۷	۰	۱۵	۱۲			۹
	سوسنگرد	۶۹۹.۶	۰	۳۰	۲۵			۱۸.۷۵
	بند کرخه	۳۴۶.۸	۰	۱۵	۱۳			۹.۷۵
	اروند	۱۵۰	۰	۲۰	۱۰			۷.۵
	سهراب		۰	۳۰	۱۵			۱۱.۲۵
	جمع	۹۷۴۵.۱	۲۰۱.۳	۹۴۷	۳۹۷			۳۵۹.۷۵
مناطق مرکزی	چنگوله	۳۵۵	۰	۵۰	۳۰	۴۰–۵۰	٪۳۰	۹
نفت و گاز پارس	لایه نفتی پارس جنوبی		۰	۶۵	۵۵	۲۵–۳۵	٪۶۵	۳۵.۷۵
مجموع		۱۰۱۰۰.۱	۲۰۱.۳	۱۰۶۲	۴۸۲			۴۰۴/۵

مأخذ: محاسبات تحقیق.

۲-۱-۶. میادین نفتی در حال تولید

در جدول ۶ پیوست مشخصات میادین نفتی در حال تولید (Brown) به همراه میزان افزایش تولید در دو سناریو مرجع و خوش‌بینانه نمایش داده شده است. همان‌طور که

مشاهده می‌شود اکثر میادین معرفی شده به‌خصوص در مناطق مرکزی از مقیاس تولید بسیار پایینی برخوردارند که باعث افزایش هزینه متوسط تولید و عدم جذابیت این میادین برای پیمانکاران خارجی می‌شود.

جدول ۶. میزان افزایش تولید نفت از طریق واگذاری پروژه‌های IPC در میادین در حال تولید

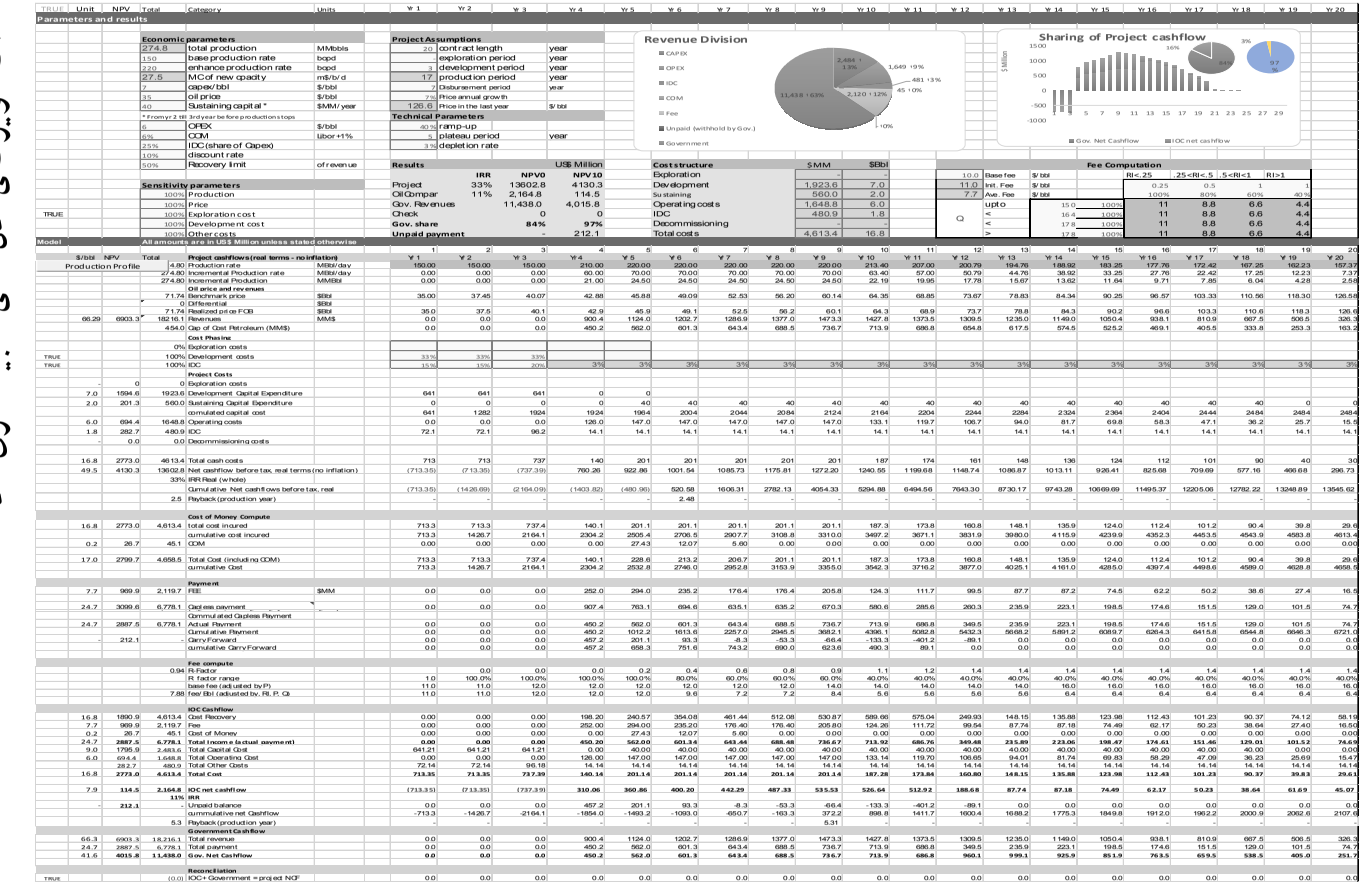
ردیف	نام میدان	عمر میدان (تا ۲۰۱۵)	تعداد چاه	نفت درجا (میلیون بشکه)	تولید فعلی (هزار بشکه در روز)	افزایش تولید در قالب قرارداد IPC (هزار بشکه در روز) (سناریو خوش بینانه)	افزایش انتظاری تولید در قالب قرارداد IPC (هزار بشکه در روز) (سناریو مرجع)	احتمال تحقق اهداف
مناطق مرکزی	آبان	۶	۸	۱۳۸	۷	۳	۰	٪۰
	پایدار	۲۰	۵	۱۰۴۷	۵.۵	۸	۴.۸	٪۶۰
	پایدار غرب	۲۱	۱۹	۱۰۷۷	۲۶.۵	۲۰	۱۲	٪۶۰
	دانان	۲۲	۴	۳۷۳۸	۸	۵	۲.۵	٪۵۰
	چشمه خوش	۳۹	۱۶	۳۲۳۲	۷۲	۱۳	۵.۲	٪۴۰
	دالپری	۱۷	۳	۳۶۷	۱۴	۵	۰	٪۰
	نفت شهر	۶۹	۱۷	۵۸۰	۵.۵	۱۰	۴	٪۴۰
	سومار	۴	۱	۳۳۳	۰.۵	۴	۰	٪۰
	دهلران	۳۸	۱۶	۵۱۸۴	۲۴	۱۴	۷	٪۵۰
	جمع	---	---	۱۵۶۹۶	۱۶۳	۸۲	۳۵.۵	
مناطق نفت‌خیز جنوب	اهواز	۴۵	۲۲۱ (۱۸۲ تولیدی)	۳۱۵۷۰	۱۵۳	۵۰	۱۲.۵	٪۲۵
	منصوری	۲۶	۸۰ (۷۱ تولیدی)	۱۵۱۴۲	۵۴	۱۵	۹	٪۶۰

ردیف	نام میدان	عمر میدان (تا ۲۰۱۵)	تعداد چاه	نفت درجا (میلیون بشکه)	تولید فعلی (هزار بشکه در روز)	افزایش تولید در قالب قرارداد IPC (هزار بشکه در روز) (سناریو خوش بینانه)	افزایش انتظاری تولید در قالب قرارداد IPC (هزار بشکه در روز) (سناریو مرجع)	احتمال تحقق اهداف
	آبتیمور	۲۵	۷۹ (۵۱ تولیدی)	۱۲۲۰۲	۴۸	۱۰	۵	٪۵۰
	جمع	---	---	۵۸۹۱۴	۲۵۵	۷۵	۲۶.۵	
فلات قاره	فروزان	۴۲	۶۶	۳۴۳۲	۳۷	۳۵	۱۰.۵	٪۳۰
	سروش	۴۶	۳۲ (۱۱تولیدی)	۱۴۲۳۰	۴۶	۳۰	۱۲	٪۴۰
	نوروز	۴۵	۳۶ (۲۲تولیدی)	۴۲۰۱	۲۸	۳۵	۱۷.۵	٪۵۰
	درود	۵۲	۸۸ (۴۷ تولیدی)	۱۱۰۰۷	۶۹	۳۰	۱۴	٪۴۰
	سلمان	۴۷	۳۳تولیدی و ۲۲ تزریقی	۴۱۴۸	۴۷	۱۶۵	۹	٪۳۰
	جمع			۳۷۰۱۸	۲۲۷	۱۶۵	۶۳	
مجموع	-	-		۱۱۱۶۲۸	۶۴۵	۳۲۲	۱۲۵	

مأخذ: همان.

همچنین عمر میادین به‌خصوص در فلات قاره، اکثراً بالای ۳۰ سال است و توسعه مجدد این میادین نیازمند به استفاده از روش‌های EOR و IOR خواهد بود که مستلزم هزینه سرمایه‌ای بالاتر به همراه ریسک بیشتر در تحقق اهداف مدنظر است. براساس جدول ۶ میزان افزایش تولید نفت میادین در حال تولید[1]، در سناریو مرجع و خوش‌بینانه به ترتیب ۱۲۵ و ۳۲۲ هزار بشکه در روز خواهد بود.

1. Brown


Revenue Division
CAPEX
OPEX
IDC
COM
Fee
Unpaid (withhold by Gov.)
Government
2,484 ↑13%
1,649 ↑9%
481 ↑3%
85 ↑0%
2,120 ↑12%
11,438 ↑63%
1 ↑0%
Sharing of Project cashflow
$ Million
16%
3%
84%
97%
Gov. Net Cashflow
IOC net cashflow

منابع و مآخذ

۱.درخشان، مسعود (۱۳۸۵). *بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز*، تهران، دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.

۲.سعیدی، علی‌محمد (۱۳۸۱). «ضرورت تزریق گاز به میدان‌های نفتی»، مجله *مجلس و پژوهش*، سال نهم، ش ۳۴.

۳.شرکت ملی نفت، اطلاعات ارائه شده درخصوص پروژه‌های قابل واگذاری در قالب قراردادهای IPC.

۴.شیروی، عبدالحسین و سیدنصرالله ابراهیمی (۱۳۸۸). «اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع‌متقابل»، مجله *حقوقی بین‌المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، سال ۲۶، ش ۴۱.

۵. طاهری‌فرد، علی (۱۳۹۳). «بهینه‌سازی پویای فرایند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل: مطالعه موردی میدان درود»، رساله دکتری علوم اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد.

۶.عسگری، محمد، مهدی صادقی شاهدانی، محمد شیریجیان و علی طاهری‌فرد (۱۳۹۵). «الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی‌بر قرارداد بیع‌متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان»، فصلنامه *نظریه‌های کاربردی اقتصاد*.

۷.گزارش تفریغ بودجه سال ۱۳۹۳.

8. Daneshfar, Mohammadhossein (2015*)*. Investment Opportunities, *Iranian Offshore Oil Company (IOOC)*.

9. Ghandi, A. and C. Lin (2012b). An Analysis of Risk and Rate of Return to Internatonal Oil Companies from Iran's Buyback Service Contracts*, Institute of Transportation Studies*, University of California, Davis, Working Paper UCD-ITS-WP-11-01.

10. Ghandi, Abbas and C. Y. Cynthia Lin (2012a). "Do Iran's Buy-back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz", *Energy Policy* 42.

11. Smith, James L. (2014). "A Parsimonious Model of Tax Avoidance and Distortions in Petroleum", *Energy Economics*.

12. Van Groenendaal, W. J. H. and M. Mazraati (2006). "A Critical Review of Iran's Buyback Contracts", *Energy Policy*, 34.

13. Zhuo, Feng, Shui-Bo Zhang and Ying Gao (2014). "On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buyback Contracts", *Energy Economics*.

14. Ghandi, A. and C. Y. C. Lin Lawell (2017). *An Analysis of the Economic Efficiency of Oil Contracts: A Dynamic Model of the Rumaila oil Field in Iraq*, Working Paper, University of California at Davis.

15. UKOG (1984). "United Kingdom Oil and Gas Taxation and Accounting Supplement I", *UK Oil & Gas*.