پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال ششم ، شماره 22، تابستان 1396، صفحات 132-89

مقایسه آثار اختلالی ناشی از قراردادهای نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) با استفاده از مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی: مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی*

حامد صاحب‌هنر[1]
مهدی فیضی[2]
محمدرضا لطفعلی پور[3]
محمود هوشمند[4]

تاریخ دریافت: 1396/05/24 تاریخ پذیرش:1396/08/02

چکیده:

در این مطالعه واکنش رفتاری بهره‌بردار به ساختار و مؤلفه‌های رژیم مالی قرارداد نفتی ایران (IPC) و قرارداد مشارکت در تولید (PSC) با استفاده از رویکرد بهینه‌سازی پویا (روش برنامه‌ریزی پویا) بررسی و مقایسه شده است. هدف اصلی از انجام این پژوهش، محاسبه کمی میزان اختلال ناشی از قراردادهای نفتی است که منجر به تغییر در تصمیم سرمایه‌گذار نسبت به حالت خنثی (نبود محدودیتهای قراردادی اعم از کسر سهم دولت از رانت منابع، مالیات، زمان‌بندی استخراج، سقف بازپرداخت هزینه و ...) می‌گردد. مهمترین نوآوری این مقاله به کارگیری مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی برای یک میدان واقعی

---

* مستخرج از رساله دکتری آقای حامد صاحب‌هنر. شایان ذکر است رساله مذکور مورد حمایت و پشتیبانی شرکت مهندسی و توسعه نفت قرار گرفته است.

1. دانشجوی دکتری علوم اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد(نویسنده مسئول)
Email:ha.sahebhonar@stu.um.ac.ir
2- استادیار دانشکده علوم اداری و اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد
Email:feizi@um.ac.ir
3- استاد دانشکده علوم اداری و اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد
Email: lotfalipour@um.ac.ir
4- استاد دانشکده علوم اداری و اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد
Email:m-hoshmand@um.ac.ir

به منظور رسیدن به نتایج کمی و استفاده از زیان نهفته یا ارزش از دست رفته (DWL) به عنوان معیاری مشخص و جامع جهت اندازه‌گیری میزان اختلال ناشی از قرارداد نسبت به بهترین حالت ممکن (مسیر خنثی) می‌باشد. به این منظور از اطلاعات مربوط به طرح توسعه میدان آزادگان جنوبی استفاده شده است. نتایج به دست آمده، بیانگر آن است که هر دو رژیم مالی نسبت به حالت خنثی با آثار اختلالی همراه بوده و زیان نهفته یا ارزش از دست رفته (DWL) در قرارداد IPC نسبت به قرارداد مشارکت در تولید در تمام سناریوهای 15 گانه مورد بررسی به جز یک مورد، بیشتر است. به عنوان مثال در سناریو مرجع و قیمت‌های مرجع زیان نهفته قراردادهای IPC و مشارکت در تولید به ترتیب 22/22% و 22/14% خواهد بود.

طبقه‌بندی JEL: C61، L24، Q48

کلیدواژه‌ها: قرارداد نفتی ایران (IPC)، مدل برنامه‌ریزی پویای تصادفی، زیان نهفته یا ارزش از دست‌رفته (DWL)، آثار اختلالی قراردادهای نفتی

1.مقدمه

قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC[1] به تازگی در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور معرفی و مورد استفاده قرار گرفته است. رژیم مالی قراردادهای نفتی از اهمیت به سزایی برخوردار هستند و تأثیر قابل توجهی بر منافع ملی کشور و جذابیت قرارداد از منظر سرمایه‌گذار دارد. در واقع شرکت بهره‌بردار با در نظر گرفتن رژیم مالی قرارداد در کنار مسائلی همچون خصوصیات فنی مخزن و شرایط بازار نفت اقدام به تولید در طول دوره قرارداد می‌نماید. بنابراین با توجه به اهمیت این موضوع، لازم است رژیم مالی تعریف شده در قراردادهای جدید نفتی به دقت مورد بررسی و ارزیابی قرار گیرد.

فرض بر این است که شرکت بهره‌بردار در هر مقطع از زمان تابع سود خود را با در نظر گرفتن قیود فنی و قراردادی حداکثر نموده و میزان تولید بهینه را تعیین می‌نماید. از آنجا که مقدار تولید در هر مقطع از زمان بر میزان ذخیره باقی‌مانده و تولید در دوره آتی از یکسو و متغیرهای مالی قرارداد همچون عامل R، میزان بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار و

1. Iran Petroleum Contract

معوقات مطالبات پیمانکار (ناشی از عبور احتمالی مطالبات از سقف بازپرداخت در هر دوره) از سوی دیگر تأثیرگذار است، مسئله بهینه‌سازی که بهره‌بردار با آن مواجه است، یک مسئله بهینه سازی پویا است که از حل آن مسیر بهینه تولید در طول دوره قرارداد استخراج می‌شود. جهت ارزیابی کارایی رژیم مالی قراردادهای نفتی بایستی مسیر بهینه تولید به دست‌آمده در چارچوب قرارداد را با مسیر بهینه تولید در حالت خنثی[1] مقایسه نمود.

از منظر ریاضی، منظور از حالت خنثی، حالتی است که هیچ نوع رژیم مالی قراردادی وجود نداشته و صرفا مسیر بهینه تولید که به لحاظ اقتصادی حداکثر سود را به دنبال دارد و به لحاظ فنی مهندسی امکان‌پذیر است، با در نظر گرفتن سود حاصل از میدان به عنوان تابع هدف و در نظر گرفتن قیود فنی مهندسی محاسبه می‌گردد[2].

از منظر اقتصاد نفت و گاز، حالت خنثی را می‌توان متناظر با حالتی دانست که دولت میزبان با داشتن منابع مالی و دانش فنی کافی خود اقدام به توسعه میدان نفتی نماید و لزومی به انعقاد قرارداد با شرکت خارجی تحت هر نوع رژیم مالی نداشته باشد. معمولا به دلیل ایجاد تفاوت میان اهداف و استراتژی شرکت‌های نفتی و دولت‌های میزبان، رژیم‌های مالی مسیر بهینه را با اختلال[3] مواجه می‌سازند[4] و میان مسیر بهینه خنثی و مسیر بهینه از دیدگاه

---

1. Neutral Case

2. طبق پژوهش صورت گرفته در مطالعات گذشته عمدتا به بحث خنثایی رژیم مالی به عنوان رژیمی که در آن اختلالی در تصمیمات بهینه سرمایه‌گذاری و عملیاتی پیمانکار ایجاد نشود پرداخته شده است (کمپ 1999، توردو 2007، اسمیت 2012، گلدسورثی و زاخاروا 2010). تنها موردی که صراحتا مسیر بهینه خنثی در آن ذکر شده است مطالعه Farimani et al (2017) است که بیان می‌دارد مسیر بهینه خنثی از منظر اقتصادی و فنی، مسیری است که در آن با قید حداکثر تولید انباشتی امکان‌پذیر، سود بهره‌بردار در طول دوره قرارداد حداکثر گردد. لذا تعریف ذکر شده در این مقاله از مطالعه مذکور اقتباس شده است.

3. distortion

4.مطالعات متعددی در حوزه اقتصاد منابع تجدیدناپذیر موضوع اختلال ایجاد شده ناشی از رژیم‌های مالی را مورد بررسی قرار داده‌اند . به عنوان مثال بلیک و رابرتز (2006) نمونه‌ای از رژیم‌های مالی بخش بالادستی صنعت نفت را در شرایط نااطمینانی قیمت با هم مقایسه می‌کنند و نتیجه می‌گیرند که تمامی سیستم‌های مالی اختلال‌زا خواهد بود و موجب می‌شود که شرکت در سطح بهینه اقدام به سرمایه‌گذاری ننماید و در میان رژیم‌های مالی مختلف، بیشترین آثار اختلالی مربوط به رژیم‌های قراردادی است.

شرکت بهره‌بردار خارجی شکاف به وجود می‌آید، که باید با تنظیم صحیح پارامترهای قرارداد شکاف مذکور به حداقل ممکن برسد.

در مورد تفاوت اهداف کشورهای صاحب مخزن و شرکتهای بین‌المللی نفتی لازم به توضیح است که یکی از اهدافی که برای کشور صاحب مخزن از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است حداکثرسازی ارزش اقتصادی حاصل از بهره‌برداری ذخایر نفت وگاز در طول عمر مخزن است. در حالی که هدف اصلی شرکت‌های بین‌المللی نفتی که توسعه و تولید از میدان را در قالب قراردادهای نفتی بر عهده دارند، حداکثرسازی ارزش فعلی جریان نقدی حاصل از استخراج ذخایر نفت وگاز در طول عمر قرارداد است. همچنین فرض می‌شود نرخ تنزیل مد نظر شرکت‌های نفتی بسیار بالاتر از نرخ تنزیل دولت‌های نفتی (که نگاه بین‌نسلی به بهره‌برداری از ذخایر طبیعی دارند و از درآمد بالایی برخوردار هستند) است (مریدی فریمانی و همکاران (2017) [1]، ص9). این ناهمگونی موجب خواهد شد که میان مسیر بهینه تولید در حالت خنثی و مسیر بهینه تولید از منظر بهره‌بردار انحراف به وجود آید. آثار اختلالی ناشی از قرارداد، از انحراف میان مسیر بهینه خنثی و مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد قابل محاسبه خواهد بود.

در این مقاله به منظور محاسبه و مقایسه آثار اختلالی رژیم مالی قرارداد نفتی ایران (IPC) و قرارداد مشارکت در تولید (PSC) واکنش رفتاری بهره‌بردار به ساختار و مؤلفه‌های مالی این دو قرارداد با استفاده از رویکرد بهینه‌سازی پویا (روش برنامه‌ریزی پویا) بررسی و مقایسه شده است. فرض بر این است که بهره‌بردار در واقع تصمیم‌گیرنده اصلی در مورد حجم و زمان‌بندی تولید است و مسئله وی حداکثرسازی سود در طول دوره قرارداد با در نظر گرفتن قیود فنی و مالی ناشی از رژیم مالی قرارداد و ملاحظات فنی مهندسی میدان است. پارامترها و متغیرهای رژیم مالی قرارداد هم در تابع هدف و هم در قیود مدل به کار می‌رود. بهره‌بردار با بهینه‌سازی پویای فوق‌الذکر، نسبت به میزان تولید در هر مقطع از قرارداد تصمیم‌گیری می‌نماید.

1.Farimani, F. M. et al (2017).

لازم به توضیح است میدان مورد مطالعه در این پژوهش میدان آزادگان جنوبی است و اطلاعات مربوطه از طرح جامع توسعه این میدان که توسط شرکت سی‌ان‌پی‌سی چین و نیکو در سال 2012 تهیه شده است اخذ شده است. بر این اساس، حجم نفت درجای این میدان حدود 25 میلیارد بشکه برآورد می‌شود. با توجه به ضریب بازیافت اولیه‌ی بسیار پایین این میدان که حدود 5/4 درصد است، حجم ذخیره‌ی اولیه‌ی این میدان حدود 1/4 میلیارد بشکه خواهد بود.

در قسمت بعد مهمترین مطالعات این حوزه مرور شده است. در قسمت دوم مدلسازی مسیر بهینه تولید در سه حالت خنثی، مبتنی بر رژیم مالی IPC و مبتنی بر رژیم مالی مشارکت در تولید تبیین می گردد. در قسمت سوم پارامترهای مربوط به میدان آزادگان جنوبی تشریح شده است. قسمت چهارم نیز به یافته‌های پژوهش اختصاص یافته است. در نهایت جمع‌بندی و نتیجه گیری در قسمت پنجم ارائه شده است.

2.مروری بر مطالعات تجربی

در این قسمت ادبیات مربوط به رژیم‌های مالی و آثار اختلالی آنها با تأکید بر مدلهای رفتاری بنگاه و شاخص‌های اندازه گیری به کار رفته مرور می گردد.

اسمیت[1] (2013) جهت بررسی ادبیات مربوط به سیاست‌های مالیات‌ستانی در سیستم‌های امتیازی، دو دسته از مطالعات را مورد توجه قرار می‌دهد که به بررسی اندازه‌گیری آثار سیستم‌های مالیاتی بر تصمیمات بنگاه می‌پردازند.

در یک طرف رویکرد سناریو قرار می گیرد که دربرگیرنده تمام مطالعاتی است که تنها به بررسی یک تصمیم بنگاه (مبنی بر تصمیم اولیه جهت سرمایه گذاری در صورت مثبت بودن ارزش فعلی یا عدم سرمایه‌گذاری در صورت منفی بودن ارزش فعلی پروژه) متمرکز می‌شوند. در طرف دیگر مطالعاتی هستند که سایر تصمیمات بنگاه همچون تصمیم گیری در خصوص به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری و یا تغییر ظرفیت تولید و حجم سرمایه‌گذاری را نیز در مدل رفتاری بنگاه وارد می‌نمایند.

1.Smith (2013)

بیشتر مطالعاتی که مبتنی بر رویکرد سناریو هستند از روش‌شناسی ارزیابی اقتصاد مهندسی کلاسیک نشأت می‌گیرند که سناریوهای معینی را در خصوص میزان ذخایر، میزان تولید، ظرفیت تولید، سال شروع، هزینه‌ها و قیمت مفروض می‌دارند و یک جریان نقدی مورد انتظاری را برای پروژه محاسبه می‌نمایند. نتیجه اصلی این مطالعات این است که ارزش فعلی پروژه مثبت است یا منفی و محاسبه آثار پارامترهای رژیم مالی تنها بر حداقل اندازه اقتصادی مخزن، قیمت‌های سر به سر، دریافتی دولت و نرخ بازده داخلی بنگاه محدود می‌شود.

کمپ و همکارانش در دهه 1980 محققان پیشرو در این حوزه بوده‌اند که می‌توان به مقالات کمپ و رز[1] (1985) و کمپ[2] (1987) اشاره نمود. این مطالعات به بررسی سیستم‌های مالی قراردادها به طور جامع و با استفاده از داده‌های یک میدان نفتی فرضی پرداخته‌اند. این نوع از ارزیابی‌های مالی میادین فرضی بعدا مبنای مطالعات کمی توسط افرادی همچون ون‌مورز[3] (1997) و جانستون[4] (2001)، ون‌مورز (2009) لیو دانگکون و یان نا[5] (2010)، زو ژائو[6] و همکاران (2012) و ژو[7] و همکاران (2015) قرار گرفته شد.

اسمیت (1995) اثر رژیم‌های مالیاتی بر تصمیم‌گیری شرکت در خصوص سرمایه‌گذاری در سه کشور امریکای جنوبی مطالعه نموده است. در این مطالعه حالت بدون مالیات مبنا قرار گرفته است و میزان اختلال ناشی از رژیم مالیاتی از طریق میزان افزایش قیمت سر به سر پروژه توسعه میدان یا از طریق حداقل اندازه اقتصادی میدان اندازه‌گیری شده است. توردو[8] (2007) چهار رژیم مالی مبتنی بر قرارداد مشارکت در تولید را برای چهار دسته از میادین دارای اندازه و خصوصیات مختلف بررسی نموده و رتبه‌بندی نموده است. نخله[9] (2008)

1.Kemp and Rose (1985)
2.Kemp (1987)
3.Van Meurs (1997)
4.Johnston (2001)
5.Luo Dongkun and Yan Na (2010)
6.Xu Zhao et al (2012)
7.Zhu et al (2015)
8 .Tordo (2007)
9. Nakhle (2008)

رژیم‌های مالی مختلف در انگلستان را در طول زمان و پنج مدل مالی بین‌المللی را بر اساس ارزش خالص فعلی و دریافتی دولت مقایسه نموده است.

مطالعه صاحب‌هنر و همکاران (1396) نیز در این دسته قرار می‌گیرد که با استفاده از رویکرد سناریو[1] به مقایسه رژیم مالی قراردادهای IPC و مشارکت در تولید پرداخته است. دانیل[2] و همکاران (2010) تأثیر رژیم‌های مالی مختلف را در خصوص توسعه یک میدان کشف شده بررسی نموده‌اند. این مطالعه شاخص‌های متعددی جهت ارزیابی رژیم‌های مالی ارائه نموده است.

در مقابل مطالعاتی که سایر تصمیمات بنگاه همچون تصمیم‌گیری در خصوص به تعویق انداختن سرمایه‌گذاری و یا تغییر ظرفیت تولید و حجم سرمایه گذاری را نیز در مدل رفتاری بنگاه وارد می‌نمایند، عمدتا حجم سرمایه‌گذاری و تولید را متغیر در نظر گرفته و زمان‌بندی اکتشاف و توسعه میدان را مفروض در نظر گرفته‌اند و یا بالعکس.

مطالعاتی همچون لاگتون[3] (1998)، کوتازر و شوارتز[4] (1998)، پادوک[5] و همکاران (1987) با مقایسه میان پروژه‌های واقعی سرمایه‌گذاری و اختیار معامله امریکایی و ارزش ایجاد شده ناشی از تأخیر در زمان سرمایه‌گذاری، اولین مطالعاتی هستند که زمانبندی سرمایه‌گذاری را در پروژه‌های نفتی مدلسازی نموده‌اند و در عوض حجم سرمایه‌گذاری را ثابت فرض کرده‌اند. مطالعات ژانگ[6] (1997)، پانتقینی[7] (2005) و ماکی-ماسون[8] (1990) نیز در این دسته قرار می‌گیرند.

1. Scenario Approach
2. Daniel et al (2010)
3. Laughton (1998)
4. Cortazar & Schwartz (1998)
5. Paddock et al (1987)
6. Zhang (1997)
7. Panteghini (2005)
8. Mackie-Mason (1990)

دسته دیگر مطالعاتی هستند که تأثیر رژیم مالی بر مقیاس یا حجم سرمایه‌گذاری را به عنوان معیاری از خنثایی رژیم مالی مورد توجه قرار داده‌اند. مطالعاتی همچون دیاس[1] و همکاران (2003)، لاند[2] (1992) و بلیک و رابرتز[3] (2006) در این دسته قرار می‌گیرند.

اسمیت (2012) یکی از معدود مطالعاتی است که آثار رژیم مالی بر تصمیم شرکت نفتی را در خصوص مقیاس سرمایه‌گذاری و زمان‌بندی توسعه به صورت همزمان مدلسازی نموده است.

مطالعات بررسی شده در بالا عمدتا مربوط به سیستم‌های امتیازی است. در واقع گروه کوچکی از مطالعات صورت گرفته در حوزه رژیم مالی صنایع نفت و گاز، تأثیر رژیم‌های قراردادی (قراردادهای مشارکت در تولید، خدماتی و یا بیع متقابل) را بر تولید و سرمایه‌گذاری مدلسازی نموده‌اند (عسکری و همکاران، 1394). این قبیل مطالعات را می‌توان برحسب روش محاسبه بهینه تولید نفت و یا سرمایه‌گذاری بالادستی به دو دسته تقسیم نمود؛ دسته اول آن دسته از مطالعاتی را در بر می‌گیرد که به صورت ایستا و در مقطع مشخصی از زمان سطوح تولید و یا سرمایه‌گذاری بهینه ناشی از قراردادهای حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز را تبیین نموده‌اند (مطالعاتی نظیر؛ فنگ[4] و همکاران(2014)، هارت[5] (2003)، بیندر[6] و همکاران(2012) و...). دسته دوم اما شامل مطالعاتی است که به صورت پویا و در طول زمان سطح بهینه تولید و یا سرمایه‌گذاری بهینه در قالب این قراردادها را مدل‌سازی نموده‌اند (مطالعاتی نظیر یاسگیانتورو و سایو[7] 1993، ژائو[8] و همکاران 2012، اسمیت 2012، فریمانی و همکاران (2017)).

1.Dias et al (2003)
2.Lund (1992)
3.Blake & Roberts (2006)
4.Feng et al (2014)
5.Hart (2003)
6.Binder et al (2012)
7.Yusgiantoro & Hsiao (1993)
8.Zhao et al (2012)

فریمانی[1] و همکاران (2017) یکی از اولین مطالعاتی است که با تفکیک میان تولید بهینه از منظر بهره‌بردار و دولت میزبان، به مقایسه این دو مسیر در قالب قراردادهای مشارکت در تولید پرداخته است. نتایج این مطالعه حاکی از آن است که رژیم مالی مشارکت در تولید صرف نظر از مقدار پارامترهای آن، همیشه باعث اختلال در مسیر تولید می‌گردد، به جز در حالتی که قیمت نفت با نرخ رشد بهره، تغییر پیدا کند.

یکی از نکات مفقود در مطالعات گذشته، مقیاس جامع و صحیحی جهت اندازه‌گیری آثار اختلالی قراردادهای نفتی از منظر دولت، که ابزار لازم جهت اصلاح رژیم مالی قرارداد را در اختیار دارد، می‌باشد.

با توجه به مباحث مطرح شده، تفاوت اصلی رویکرد این مقاله با مطالعات گذشته در این است که مسیر بهینه تولید در چارچوب دو رژیم مالی متفاوت (IPC و مشارکت در تولید) برای میدان واحد با شرایط فنی و اقتصادی یکسان مدلسازی شده و از مقیاس زیان نهفته یا رفاه از دست‌رفته (DWL)[2] که از تفاوت میان ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری در حالت قراردادی و خنثی به دست می‌آید جهت محاسبه میزان انحراف رژیم مالی مورد بررسی استفاده شده است.

3.مدلسازی مسیر بهینه تولید

3-1.مسیر بهینه تولید از میدان در حالت خنثی

به طور کلی مسیر بهینه تولید از یک میدان نفتی (صرف نظر از نوع قرارداد و در حالت خنثی) از حداکثر سازی سود حاصل از تولید میدان نسبت به یک سری قیود فنی و اقتصادی به دست می‌آید. در واقع در این حالت مسیر بهینه خنثی (neutral path) استخراج می‌گردد که بیانگر حالتی است که در آن هیچگونه اختلالی ناشی از وضع رژیم مالی قرارداد وجود

1.Farimani, M. et al (2017)

2. رفاه ازدست‌رفته عبارت است از میزان کاهش رفاه اجتماعی در هر حالت، نسبت به حالت حداکثریِ رفاه که در شرایط رقابت کامل حاصل می‌شود.

ندارد و صرفا تولید بهینه از منبع مورد نظر است. معادله بلمن در این حالت به صورت زیر است:

$$V(S_t.P_t) = \max_{Q_t}\{P_tQ_t - d(t)C_t(Q_t,S_t,inj_t) + E\beta V(S_{t+1}.P_{t+1})\} \quad (1)$$

$S.t:$

$$S_{t+1} = S_t - Q_t + \eta * inj_t \ ; P_{t+1} = P_t + \varepsilon_{t+1} \ ; \ \varepsilon_t \sim (0.\sigma^2) \quad (2)$$

$$\sum_{t=0}^{T} Q_t \le S \ ; \ Q_t \le q_{max} \ ; \ q_{max} = kS_t \quad (3)$$

$$S_t \ge 0 \ ; Q_t \ge 0 \ ; inj_t \ge 0 \ ; P_t \ge 0 \ S_0 = S \ ; \ P_0 = P \ ; \varepsilon_0 = \varepsilon \quad (4)$$

به گونه‌ای که:

$V(.)$: تابع ارزش

S_t: ذخیره باقیمانده

P_t: قیمت نفت خام

Q_t: تولید نفت خام

$d(t)$: عامل کالیبره نمودن هزینه تولید از میدان برحسب رشد قیمت نفت‌خام

C_t: تابع هزینه تولید نفت خام

inj_t: میزان تزریق گاز

β: عامل تنزیل

η: ضریب تأثیر تزریق بر ذخیره اثبات شده

همانطور که ملاحظه می‌گردد، فضای حالت[1] در این مسئله شامل متغیرهای S_t و P_t است و متغیر کنترل نیز تنها شامل Q_t است. متغیر inj_t نیز به صورت برونزا در نظر گرفته شده است. همچنین لازم به ذکر است از آنجا که $q_{max} = kS_t$ می‌باشد، سقف تولید در هر

1.state space

دوره نسبتی از ذخیره باقی‌مانده از میدان است. لذا می‌توان گفت سقف تولید در این مسئله به صورت منحنی نزولی نمایی[1] در نظر گرفته شده است (رجوع شود به قسمت 0).

بدیهی است از آنجا که قیدی در خصوص محدوده زمانی استخراج از میدان نفتی در این حالت در نظر گرفته نمی‌شود، افق زمانی مسئله نامحدود (infinite) است و بایستی از طریق تکرار تابع ارزش حل شود.

2-3.مسیر بهینه تولید در چارچوب قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)

بهینه‌سازی مسیر تولید در چارچوب قراردادهای نفتی به دلیل اضافه شدن پارامترهای مالی مختلف و بعضا پیچیده، بسیار دشوارتر از بهینه‌سازی مسیر خنثی در حالت نبود قرارداد است. در این قسمت، بر اساس چارچوب[2] رژیم مالی قراردادهای IPC، تصریح مدل مربوط به مسیر بهینه تولید در چارچوب این قراردادها ارائه می‌گردد.

قبل از تصریح مدل مربوطه، در جدول زیر پارامترهای و متغیرهای به کار رفته در این قسمت معرفی می‌گردد.

1.exponential decline curve

2. ساختار رژیم مالی قراردادهای IPC و مشارکت در تولید در مقاله صاحب‌هنر و همکاران (1396) با تفصیل بیشتر بررسی و مقایسه شده است و در اینجا جهت رعایت اختصار از ذکر مجدد آن خودداری شده است.

جدول 1- تعریف متغیرهای به کار رفته در مدل قراردادهای نفتی ایران (IPC)

متغیر	شرح	متغیر	شرح
Y_t^{FOC}	عایدی شرکت خارجی (بهره‌بردار) در سال t	S_t	ذخیره باقی‌مانده در سال t
P_t	متوسط قیمت در سال t	SR_t	میزان بازیافت ثانویه در سال t
Q_t	تولید در سال t	inj_t	میزان تزریق گاز/آب
ϕ_t	میزان دستمزد بهره‌بردار در سال t	β	عامل تنزیل
φ_t	نرخ دستمزد در هر سال که تابعی از قیمت و عامل R است	η	نسبت ازدیاد برداشت به گاز تزریقی
R_t	عامل R که برابر است با مجموع عایدی انباشتی پیمانکار از ابتدا تا پایان دوره قبل نسبت به مجموع هزینه‌های پرداخت شده توسط بهره‌بردار در دوره مشابه	q_{max}	حداکثر تولید ممکن در هر دوره
DCC	مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم انجام شده در دوره توسعه که به صورت داده شده مفروض است.	TP_t	مبلغ قابل پرداخت به پیمانکار در سال t ام (شامل بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد) بدون در نظر گرفتن سقف بازپرداخت
τ	طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم که بین 7-5 سال عنوان شده است	AP_t	مبلغ پرداخت واقعی به پیمانکار در سال t
IDC	هزینه‌های سرمایه‌ای غیر مستقیم	μ	سقف بازپرداخت از محل درآمد میدان در هر دوره (درصد از درآمد میدان)
CoM_t	هزینه بانکی که به مطالبات دوره قبل تعلق میگیرد	TC_t	کل هزینه‌های صورت گرفته در سال t ام
CF_t	میزان مطالبات بهره‌بردار که به دلیل تجاوز بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده به دوره بعد منتقل می گردد[1].	AC_t	مجموع هزینه‌های صورت گرفته از ابتدا تا سال t ام
ACF_t	معوقات انباشتی پیمانکار از ابتدا تا سال t ام.	$LIBOR$	نرخ بهره بین بانکی لندن[2]
sp	سهم شرکت داخلی از پاداش پروژه[3]	prm	مازاد نرخ بهره نسبت به لایبور (1% در IPC)
CR_t	میزان بازپرداخت هزینه‌ها[4] در سال t	T	طول دوره قرارداد که 20 سال فرض شده است.
OPX_t	هزینه‌های عملیاتی در سال t ام	$V(S_{T+1})$	ارزش بازیافتی بعد از خاتمه قرارداد

منبع: مفروضات پژوهش

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

1. Carry forward
2. London Interbank Offered Rate

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

4. cost recovery

$$\max_{Q_t} E_0 \sum_{t=0}^{T} \beta^t Y_t^{FOC} \quad (1)$$

S.t. Constraints

Y_t^{FOC} (عایدی بهره‌بردار در هر دوره) طبق معادله زیر در قراردادهای IPC قابل محاسبه است.

$$Y_t^{FOC} = (1 - sp)\phi_t(P_t . Q_t . R_t) - CF_t \quad (2)$$

به بیان دیگر عایدی بهره‌بردار در هر دوره (به طور خالص) در این قرارداد معادل دستمزدی است که بر اساس قیمت نفت، سطح تولید از میدان و عامل R در همان دوره مشخص می‌گردد. البته در صورت وجود مشارکت داخلی، sp درصد از دستمزد مذکور کسر شده و به شرکت داخلی تعلق خواهد گرفت. همچنین درصورت عبور مجموع دستمزد و بازپرداخت هزینه‌های صورت گرفته از سقف تعیین شده در قرارداد (50 درصد از درآمد میدان) مازاد مذکور تحت عنوان معوقات (CF) از درآمد خالص پیمانکار در دوره مذکور کسر شده و پرداخت آن به دوره بعد موکول خواهد شد. در صورتی که بازپرداخت مطالبات و معوقات به علاوه دستمزد پیمانکار در دوره بعد از سقف 50 درصد کمتر باشد، امکان بازپرداخت معوقات، به وجود آمده و CF در دوره بعد منفی خواهد شد.

مجموعه قیود فنی و مالی مدل به شرح زیر است.

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

لازم به ذکر است، فضای حالت این مسئله شامل چهار متغیر S_t, R_t, AC_t و ACF_t است. در نهایت تابع بلمن به صورت زیر به دست می‌آید:

$$V_t(S_t, R_t, AC_t, ACF_t) = \max_{Q_t} \left\{ Y^{FOC}(X_t, Q_t) + \beta EV_{t+1}(\tilde{X}) \right\} \qquad (3\text{-}0)$$

به گونه‌ای که X_t و $\tilde{X}$ به ترتیب مجموعه متغیرهای حالت در دوره فعلی و دوره آتی است و به صورت زیر در نظر گرفته می شود:

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

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

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

3-3.مسیر بهینه تولید در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید

مسیر بهینه تولید از منظر بهره‌بردار در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید نیز به طور مشابه قابل محاسبه است. پارامترها و متغیرها مختص این مدل در جدول زیر تعریف شده است و تعریف سایر متغیرها همانند جدول 1 می‌باشد.

جدول 2- تعریف متغیرهای به کار رفته در مدل قراردادهای مشارکت در تولید

متغیر	شرح	متغیر	شرح
α	نرخ بهره مالکانه	tx	نرخ مالیات
β_t	نسبت هزینه‌های بازپرداخت شده به درآمد میدان در سال t $(\frac{CR_t}{P_t Q_t})$	δ_t	سهم سود خالص شرکت خارجی از کل درآمد میدان
γ_t	سهم دولت از نفت فایده که با افزایش عامل R به صورت پلکانی افزایش می‌یابد		

منبع: مفروضات پژوهش

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

$$\max_{Q_t . inj_t} E_0 \sum_{t=0}^{T} \beta^t Y_t^{FOC} \quad (4)$$

$$S.t.\ Constraints$$

به‌گونه‌ای که Y_t^{FOC} عایدی شرکت خارجی در هر سال در چارچوب قراردادهای مشارکت در تولید است که به صورت زیر می‌باشد:

$$Y_t^{FOC} = \delta_t P_t Q_t - CF_t \; ; \quad (5)$$

$$\delta_t = (1 - \alpha - \beta_t)(1 - \gamma_t - sp)(1 - tx)$$

α نرخ بهره مالکانه و β_t نسبت هزینه‌های بازپرداخت شده در دوره t به درآمد ناخالص میدان است. γ_t و tx نیز به ترتیب سهم شرکت خارجی از نفت فایده و نرخ مالیات بر درآمد است. CF_t بیانگر میزان معوقات منتقل شده به دوره بعد در هر دوره (carry forward) است که از مابه‌التفاوت هزینه‌های انجام شده و هزینه‌های بازپرداخت شده مطابق قرارداد به صورت زیر مشخص می‌گردد:

$$CF_t = TC_t - CR_t \quad (9)$$

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

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

در نهایت معادله بلمن همانند معادله (3-0) در مدل قبل، برای این مدل به دست خواهد آمد.

مسئله بهینه‌سازی پویای مدلهای مورد بررسی در چارچوب روش برنامه‌ریزی پویا و با استفاده است[1]. به این منظور به دلیل پیچیدگی مدلهای مذکور، در سه مرحله از ساده‌ترین حالت

---

1. روش گسسته سازی متغیرهای حالت در حالت افق زمانی نامحدود، دارای چهار مرحله زیر است:

الف) گسسته‌سازی متغیرهای حالت

ب) گسسته‌سازی متغیر شوک: استفاده از زنجیره مارکوف جهت گسسته‌سازی قیمت نفت‌خام

ج) بازنویسی معادله بلمن به صورت زیر:

$$V_{i+1}(s_l.P_m) = \max_{Q_t.inj_t} \left\{ Y^{FOC}(Q(s_l.P_m).inj(s_l.P_m).s_l.P_m) + \beta \sum_{j=1}^{M} \pi_{mj}\, V_i(\tilde{s}.\tilde{P}_j) \right\}$$

و تکرار تابع ارزش تا زمانی که: $|V_{i+1} - V_i| \le \varepsilon$

مدل مربوطه در نرم‌افزار متلب[1] کدنویسی شده و به تدریج گسترش یافته است. در مدل نهایی تمامی ویژگی‌های رژیم مالی قراردادهای مورد بررسی اعم از سقف بازپرداخت، وجود معوقات (CF)، ارزش بازیافتنی[2] (SV) و مکانیسم عامل R در نظر گرفته شده است. همچنین جهت محاسبه دقیق‌تر، تابع ارزش برای مقادیر متغیرهای حالت خارج از فضای گسسته شده با استفاده از روش میان‌یابی خطی[3] برآورد شده است[4].

4.پارامترهای مربوط به میدان آزادگان جنوبی

در این مقاله اطلاعات فنی مربوط به فاز اول توسعه میدان آزادگان جنوبی[5] به عنوان مطالعه موردی مورد استفاده قرار گرفته است. پروفایل تولید پیشنهادی این میدان بر اساس نسخه اصلاح شده طرح جامع توسعه میدان (RMDP) به صورت زیر می‌باشد.

د) در نهایت نیز مسیر بهینه متغیر کنترل استخراج خواهد شد: $q^* = q(s_l . P_m)$

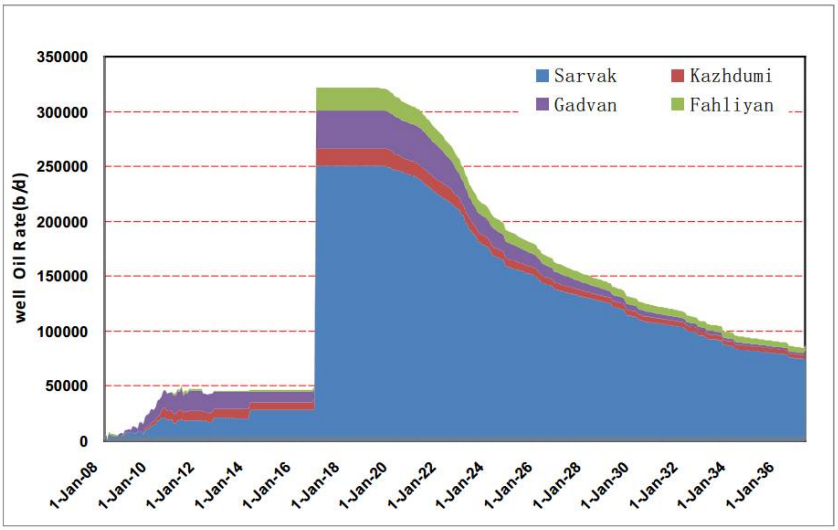
1. بخشی از کدهای برنامه نویسی شده به همراه رابط گرافیکی GUI طراحی شده در این زمینه در پیوست الف و ب آورده شده است.

2.Salvage Value

3.linear-interpolation

4. از آنجا که فضای حالت مدلهای مورد بررسی چهار بعدی است، مقادیر تابع ارزش با فرض در نظر گرفته شده برای تعداد گره‌های متغیرهای حالت، بایستی برای بیش از 10 میلیون نقطه در هر یک از مدلها محاسبه گردد. لذا بدون استفاده از ابررایانه، اجرای مدلهای رساله در سناریوهای مختلف بسیار زمان‌بر می‌باشد. همچنین قیمت نفت تنها در مدل مربوط به مسیر بهینه تولید در حالت خنثی که زمان به صورت infinite می باشد تصادفی در نظر گرفته شده است. لیکن در مدل بهینه سازی مسیر تولید در چارچوب قراردادهای IPC و مشارکت در تولید از آنجا که تعداد متغیرهای حالت و به تبع آن تعداد گره ها بالا است، افزودن قیمت به عنوان متغیر تصادفی که به مثابه متغیر حالت پنجم است بار محاسباتی مدل را شدیدا افزایش می دهد. لذا برای امکان پذیر بودن محاسبه دو مدل مسیر قیمت بر اساس پیش بینی های متعارف در ادبیات اقتصاد انرژی به صورت معین و غیر تصادفی در نظر گرفته شده است.

5. میدان آزادگان، بزرگترین میدان نفتی ایران و پس از میدان غوار (عربستان سعودی) و میدان بورقان (کویت)، سومین میدان بزرگ نفتی جهان محسوب می‌شود. اکتشاف میدان آزادگان به سال 1376 باز می گردد و در محدوده‌ای به وسعت 20 در 75 کیلومتر، در 100 کیلومتری غرب اهواز و در منطقه دشت آزادگان واقع شده‌است.



نمودار 1- پروفایل پیشنهادی تولید میدان آزادگان جنوبی

منبع: طرح برنامه جامع توسعه میدان آزادگان جنوبی

طبق برنامه جامع توسعه این میدان، در مجموع 185 چاه در این میدان حفاری خواهد شد که 175 چاه آن تولیدی است و در نهایت تولید این میدان از مجموع 196 چاه تولیدی به 320 هزار بشکه در روز خواهد رسید.

بر اساس طرح جامع توسعه میدان آزادگان جنوبی[1]، پارامترهای کلیدی فنی و اقتصادی توسعه این میدان به شرح ذیل است.

4-1.هزینه توسعه و هزینه بهره‌برداری

در برنامه جامع توسعه میدان آزادگان جنوبی، تخمین هزینه‌های سرمایه‌ای به مطالعات جداگانه موکول شده است. از این‌رو، در این مقاله، هزینه توسعه این میدان در فاز نخست، با توجه به حفر 196 حلقه چاه تولیدی، و در نظر گرفتن هزینه سرمایه‌ای 20 میلیون دلاری

1. نسخه بازنگری شده توسط شرکت CNPCI و NICO در سال 2012 که جدیدترین نسخه موجود می‌باشد.

برای حفر هر چاه تولیدی در منطقه غرب کارون و در نظر گرفتن 25% هزینه‌های غیر مستقیم سرمایه‌ای حدود 4,9 میلیارد دلار برآورد می گردد[1].

4-2.سقف تولید

در صورتی که مدل تولید از میدان به صورت منحنی نزولی نمایی در نظر گرفته شود، حداکثر تولید در هر دوره بصورت ضریبی از حجم ذخیره باقیمانده است (اسمیت (2014)[2]، ص144):

$$q_t^{max} = aS_t \quad (10)$$

در این معادله a حداکثر نرخ تخلیه کاراست که بصورت نسبتی از حجم ذخیره باقیمانده تعیین می‌شود. این ضریب با استفاده از روابط فنی مهندسی برآورد می‌شود و برای هر میدان متفاوت است (طاهری‌فرد، 1393:173). براساس طرح توسعه جامع میدان آزادگان و با فرض در نظر گرفتن نرخ تخلیه کارا در ارائه پروفایل تولیدی، می توان نرخ تخلیه کارا را به صورت زیر برآورد نمود:

$$a = \frac{Plt * 365}{S} = \frac{320 * 365}{1384600} = 8/4\ \% \quad (11)$$

به گونه‌ای که Plt سطح تولید در پلتو (بر حسب هزار بشکه در روز) و S ذخیره اثبات شده میدان (بر حسب هزار بشکه) است و با در نظر گرفتن ضریب بازیافت 5/4 درصدی و نفت درجای 25 میلیارد بشکه معادل 1/38 میلیارد بشکه می‌باشد:

$$S = 5/4\% * OIP \quad (12)$$

---

1. با توجه به در جریان بودن مذاکرات شرکت ملی نفت با شرکت‌های متعدد جهت واگذاری این میدان در قالب قراردادهای IPC، در زمان نگارش این مقاله و حساسیت موضوع، دسترسی به اطلاعات دقیق و به روز میسر نبوده است. اما طبق نظر خبرگان و کارشناسان شرکت مهندسی و توسعه نفت، هزینه فوق‌الذکر به واقعیت نزدیک است. شایان ذکر است اطلاعات ارائه شده در خصوص هزینه توسعه و بهره‌برداری از این میدان در مطالعه دهقانی (1393) به دلیل به روز نبودن و فاصله با واقعیت قابلیت استفاده در این مطالعه را ندارند. همچنین از آنجا که بخش عمده‌ای از چاه‌های تولیدی در حال حاضر حفاری شده است، حجم سرمایه‌گذاری در این مقاله به صورت داده شده فرض شده و مسئله بهینه‌سازی از شروع دوره بهره‌برداری تا پایان دوره قرارداد در نظر گرفته شده است.

2. Smith (2014)

4-3.عامل تنزیل

در پروژه‌های نفتی که تحقق جریان نقدی توأم با نااطمینانی و ریسک می‌باشد، نرخ تنزیل برابر است با مجموع هزینه تأمین سرمایه و پاداشی که لازم است تا ریسکهای فنی، تجاری و سیاسی سرمایه‌گذار را جبران نماید (دانیل و همکاران(2008)[1]،ص 18). البته این پارامتر یک متغیر داخلی برای شرکت‌های نفتی است و مقدار دقیق آن افشا نمی‌شود[2]. در سناریو مرجع در این مقاله عامل تنزیل برابر با 91 درصد (معادل نرخ تنزیل حدودا 9/9 درصد) در نظر گرفته شده است.

5.یافته‌های پژوهش

در این قسمت میزان اختلال ناشی از قراردادهای مشارکت در تولید و IPC در سناریوهای مختلف محاسبه شده است. علاوه بر مسیر تولید بهینه و تولید انباشتی در هر یک از حالات فوق، ارزش خالص فعلی بهره‌بردار به همراه دریافتی وی نیز محاسبه و ارائه شده است. لازم به ذکر است از آنجا که در مدل خنثی افق زمانی مسئله نامحدود است و بهره‌بردار (دولت) الزامی به تولید حداکثری در دوره مورد بررسی (20 سال) ندارد، مقایسه تولید انباشتی و ارزش خالص فعلی بهره‌بردار میان مدل خنثی و دیگر مدل‌های مورد بررسی، قیاس مع الفارق است اما مقایسه این متغیرها میان دو مدل قراردادی (IPC و مشارکت در تولید) در حالات مختلف صحیح است.

البته یکی از نکات حائز اهمیت این است که از منظر دولت که نگاه بین‌نسلی به بهره‌برداری از ذخایر طبیعی دارد، لزوما تولید انباشتی بیشتر در طول دوره قرارداد به معنای کارایی بیشتر قرارداد نیست. لذا در این بخش علاوه بر مقایسه تولید انباشتی در هر یک از مدل‌های مورد بررسی، سودآوری پروژه در کل چرخه حیات میدان[3] نیز محاسبه و مقایسه می‌گردد. لازم به توضیح است به طور کلی نرخ تنزیل برای دولت نسبت به سرمایه‌گذاران

1.Daniel et al (2008)

2. اگر نرخ تنزیل را با r نشان دهیم، عامل تنزیل برابر است با : $\beta = \frac{1}{1+r}$. لذا این دو پارامتر با یکدیگر رابطه عکس دارند.

3.lifecycle

خصوصی، به مراتب پایین‌تر است و اساسا دولت‌ها بر خلاف شرکت‌های نفتی به سود جاری (غیر تنزیل شده) یک پروژه اهمیت می‌دهند. لذا عامل تنزیل به کار رفته در محاسبه مسیر بهینه تولید در حالت خنثی و محاسبه ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری از منظر دولت (β_g)، 98% در نظر گرفته شده است. در نهایت جهت مقایسه مدلهای مورد بررسی از مفهوم زیان نهفته (DWL)[1] استفاده شده است.

به طور مشخص ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری[2] به صورت زیر قابل تعریف است:

$$PDV = NPV_g^C + NPV_{foc}^C + NPV_g^{PC} \quad (13)$$

به گونه‌ای که NPV_g^C ارزش فعلی عایدی قرارداد برای دولت، NPV_{foc}^C ارزش فعلی عایدی قرارداد برای پیمانکار و NPV_g^{PC} ارزش فعلی عایدی دولت در دوره بعد از قرارداد است. معادله فوق به صورت زیر قابل بازنویسی است:

$$PDV = \sum_{t=1}^{T} \beta_g^t (p_t q_t - AP_t) + \sum_{t=1}^{T} \beta^t (AP_t - TC_t) - DCC + \beta_g^{T+1} P_{T+1} S_{T+1} \quad (14)$$

همانطور که ملاحظه می‌گردد عواید دولت در طول دوره قرارداد و بعد از آن با عامل β_g تنزیل می‌گردد، در حالی که عایدی پیمانکار در طول دوره قرارداد با عامل β تنزیل می‌گردد. جهت محاسبه زیان نهفته (DWL) در هر یک از مدلها با در نظر گرفتن حالت خنثی به عنوان بهترین حالت[3] از معادله زیر استفاده می‌شود.

$$DWL_i = 1 - \frac{PDV_i}{PDV_{FB}} \quad (15)$$

به گونه‌ای که DWL_i زیان نهفته i امین مدل و PDV_{FB} ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری در بهترین حالت (مدل خنثی) می‌باشد.

1.deadweight loss

2.Entire Stream Present Discount Value (ESPDV)

3. از آنجا که در حالت خنثی اختلال قراردادی (Contractual Distortion) وجود ندارد ارزش فعلی کل دوره (PDV) در این حالت نسبت به حالت‌های دیگر بیشتر بوده و این حالت به عنوان بهترین حالت (First-best case) در نظر گرفته می‌شود.

سناریوهای کلی قابل طراحی در این زمینه در ادامه بیان شده است. پارامترهای متغیر در این سناریوها، پارامترهای مرتبط با شرایط کلی میدان همچون سقف تولید، قیمت نفت و نرخ تنزیل می‌باشد. بر این اساس، سناریوها و شرایط اصلی که می‌توان در نظر گرفت به شرح ذیل است:

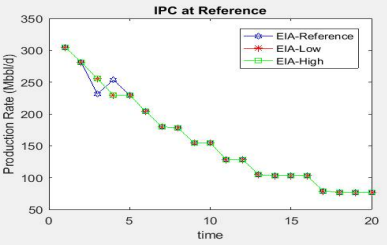
- سناریو مرجع: قیمت متوسط، سقف تولید 8/4% عامل تنزیل 91% و هزینه بهره‌برداری بدون تغییر
- سناریو 1 و 2: قیمت بالا و قیمت پایین EIA
- سناریو 3 و 4: سقف تولید 5% و 15%
- سناریو 5 و 6 : عامل تنزیل 88% و 100%

در ادامه به منظور بررسی بهتر، سناریو 1 و 2 در سناریوهای دیگر ادغام شده است؛ به گونه‌ای که هر یک از سناریوهای مذکور در قیمت‌های بالا، متوسط و پایین پیش‌بینی شده EIA، محاسبه شده است. در واقع در این قسمت مدلهای سه‌گانه مسئله در 15 حالت مختلف اجرا شده و نتایج به شرح ذیل ارائه گردیده است.

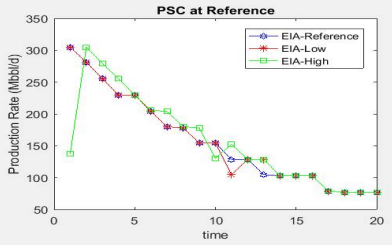
5-1. سناریو مرجع در قیمتهای مختلف[1]

نتایج به دست آمده در سناریو مرجع و قیمت‌های مختلف برای مدل‌های سه‌گانه در نمودار زیر نمایش داده شده است.

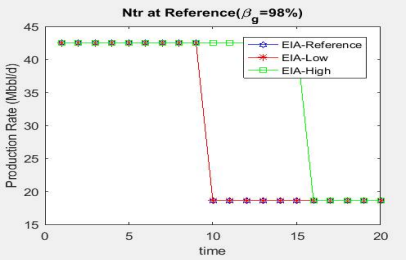
1. نتایج مربوط به سایر سناریوها در پیوست ج آورده شده است.



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1150.36	1150.36	1150.36
S_T	313.51	313.51	313.51
$Q_T + S_T$	1463.87	1463.87	1463.87
NPV_{OP}	3331.06	2545.89	3985.69
$Take_{OP}$	9.69%	15.40%	4.81%
NPV_G	36376.52	16654.69	88456.71
PDV	88523.11	41200.04	192222.35
DWL	22.22%	24.11%	10.84%



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1150.36	1150.36	1143.71
S_T	313.51	313.51	322.22
$Q_T + S_T$	1463.87	1463.87	1465.93
NPV_{OP}	2245.94	999.13	4560.71
$Take_{OP}$	6.54%	6.05%	5.60%
NPV_G	37415.90	18187.44	86820.44
PDV	89750.38	42808.88	195039.39
DWL	21.14%	21.15%	9.53%



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	214.38	214.38	266.63
S_T	1306.29	1306.29	1254.04
$Q_T + S_T$	1520.67	1520.67	1520.67
NPV_{OP}	8436.88	1504.34	32426.86
$Take_{OP}$	100.00%	100.00%	100.00%
NPV_G	113805.55	54290.61	215587.46
PDV	113805.55	54290.61	215587.46
DWL	0.00%	0.00%	0.00%

نمودار 0-1- مقایسه مدلهای سه‌گانه در سناریو مرجع و قیمتهای مختلف

منبع: یافته‌های پژوهش

بر این اساس می‌توان نکات زیر را استنباط نمود:

الف) مسیر بهینه تولید در سناریو مرجع، در چارچوب قرارداد IPC، در هر سه سناریوی قیمتی، (به جز سال سوم و چهارم در قیمت مرجع) یکسان و منطبق بر هم می‌باشد. به بیان دیگر تغییرات قیمت، تأثیر چندانی بر مسیر بهینه تولید ندارد، دلیل این مسئله را می‌توان در وابستگی غیر مستقیم و پلکانی عایدی بهره‌بردار با قیمت نفت دانست. در قراردادهای مشارکت در تولید، اما به دلیل ارتباط مستقیم سود پیمانکار با قیمت نفت، تأثیر قیمت نفت بر مسیر بهینه تولید بیشتر است و مسیر بهینه تولید در قیمت‌های مختلف متفاوت است. در حالت خنثی نیز مسیر مربوط به قیمت‌های پایین و متوسط بر یکدیگر منطبق بوده، اما مسیر مربوط به قیمت بالا، در سالهای میانی بالاتر از دو سناریو دیگر است.

ب) در قرارداد مشارکت در تولید، تولید بهینه سال اول در قیمت‌های بالا پایین‌تر (حدود 140 هزار بشکه در روز) محاسبه شده است و در عوض مسیر تولید در سالهای بعدی بالاتر انتخاب شده است تا بتوان در دوره‌های آتی در قیمت‌های بالاتر سود بیشتری عاید پیمانکار گردد.

ج) تولید انباشتی در قراردادهای IPC در تمامی سناریوهای قیمتی در این حالت برابر با 1150/36 میلیون بشکه است، در حالی که تولید انباشتی در قراردادهای مشارکت در تولید در سناریو قیمتی بالا کمتر و برابر با 1143/71 میلیون بشکه است و در سایر قیمت‌ها برابر با تولید انباشتی در قرارداد IPC است. بیشترین تولید انباشتی در مدل خنثی (که در سناریوی قیمتی بالا محقق می‌شود) بسیار کمتر و برابر با 266/63 میلیون بشکه است.

د)در سناریوی قیمتی مرجع و پایین، تولید انباشتی در قرارداد مشارکت در تولید، IPC و حالت خنثی، به ترتیب برابر 1150/36، 1150/36 و 214/38 میلیون بشکه است. لذا در قراردادهای مشارکت در تولید و IPC تولید انباشتی در این حالت برابر بوده، اما در حالت خنثی میزان آن به طور قابل ملاحظه‌ای کمتر است. دلیل این مسئله انگیزه بهره‌بردار (دولت) نسبت به کنترل نرخ تخلیه میدان جهت استمرار (و افزایش) تولید در افق زمانی دورتر (پس از اتمام دوره 20 ساله مورد بررسی) است. چرا که انتظار افزایش قیمت در سالهای دورتر وجود دارد و بهره‌بردار که در این حالت دولت است، (بر خلاف پیمانکار در مدلهای قراردادی) الزامی به برداشت حداکثری در دوره 20 ساله نداشته و افق زمانی مسئله بهینه‌سازی

وی نامحدود است. لذا کمتر بودن تولید انباشتی در این حالت نسبت به مدلهای قراردادهای IPC و مشارکت در تولید دلیل بر کارایی بیشتر مدلهای مذکور نیست و همانطور که ملاحظه می‌گردد، به دلیل سرعت پایین تولید و حفظ فشار مخزن با تزریق بیشتر در حالت خنثی، در انتهای دوره مورد بررسی مجموع تولید و ذخیره باقیمانده در این حالت (1520,67 میلیون بشکه) بیشتر از مدلهای قراردادی مشارکت در تولید و IPC (1463,87 میلیون بشکه در تمام سناریوهای قیمتی IPC و سناریوهای قیمت مرجع و پایین مشارکت در تولید و 1465/93 میلیون بشکه در سناریوی قیمتی بالا در قرارداد مشاکت در تولید) است.

ه)دریافتی بهره‌بردار ($Take_{OP}$) در قراردادهای IPC نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید در قیمت‌های متوسط و پایین بیشتر است به گونه‌ای که میزان آن در سناریوی قیمتی مرجع در دو قرارداد به ترتیب 9/69% و 6/54% است. نکته قابل توجه اینکه در سناریو قیمتی پایین که تولید انباشتی هر دو قرارداد بدون تغییر باقی می‌ماند، دریافتی پیمانکار در قرارداد IPC افزایش یافته و به 15/4% می‌رسد در حالی که در قرارداد مشارکت در تولید دریافتی پیمانکار تقریبا ثابت و برابر با 6/05% خواهد بود. همچنین در قیمت‌های بالا، دریافتی پیمانکار در قرارداد IPC کاهش می‌یابد (4/81 ٪) که حاکی از کاهنده بودن رژیم مالی این قرارداد است و از دریافتی پیمانکار در قراردادهای مشارکت در تولید نیز کمتر می‌شود که بیانگر عدم حفظ جذابیت قرارداد در صورت افزایش قیمت نفت است.

و)در قرارداد IPC در تمامی سناریوهای قیمتی ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری (PDV) کمتر از قرارداد مشارکت در تولید و به تبع آن زیان نهفته (DWL) در قرارداد IPC بیشتر است.

6.جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این پژوهش مشخص گردید رژیم مالی کدام یک از قراردادهای IPC و مشارکت در تولید، به بهترین عملکرد توسط بهره‌بردار در زمینه میزان تولید انباشتی و ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری منجر می‌شود. به این منظور علاوه بر مدلسازی مسیر بهینه در چارچوب دو قرارداد مذکور، مسیر بهینه در حالت خنثی نیز محاسبه گردید. در این حالت که رژیم

قراردادی برای آن متصور نیست و دولت بهره‌بردار میدان است، هیچ نوع اختلال مالیاتی وجود ندارد و نتایج به دست آمده از آن از منظر دولت بهینه اول[1] است. نتایج به دست آمده از مدلهای مورد بررسی نیز این موضوع را تأیید نموده و نشان داده شد در تمامی سناریوهای 15 گانه مورد بررسی، ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری (ESPDV[2]) در مدلهای قراردادی نسبت به حالت خنثی کمتر است.

نتایج به دست آمده حاکی از آن است که هر دو قرارداد IPC و مشارکت در تولید در سناریوهای مختلف در تصمیم‌گیری بهینه بهره‌بردار اختلال ایجاد می‌نمایند و مدلهای قراردادی نسبت به حالت خنثی دارای زیان نهفته (DWL) هستند. همچنین مشخص گردید زیان نهفته قرارداد IPC نسبت به قرارداد مشارکت در تولید در اکثر سناریوهای مورد بررسی با اندکی تفاوت، بیشتر است. به‌گونه‌ای که در سناریو مرجع و قیمت‌های مرجع زیان نهفته قراردادهای IPC و مشارکت در تولید به ترتیب 22/22% و 21/14% است.

یکی دیگر از نتایج به دست آمده در این مقاله این است که در اکثر سناریوهای مورد بررسی دریافتی پیمانکار در قراردادهای IPC در سناریوهای قیمتی متوسط و پایین بیشتر از قراردادهای مشارکت در تولید بوده و در قیمت‌های بالا کمتر است که حاکی از عدم جذابیت قرارداد در قیمت‌های بالا است.

در واقع با افزایش قیمت در قراردادهای مشارکت در تولید، دریافتی پیمانکار تقریبا ثابت باقی می‌ماند، اما در قراردادهای IPC که ارتباط مستقیم و مؤثری میان قیمت و نرخ دستمزد وجود ندارد، دریافتی پیمانکار با قیمت نفت ارتباط معکوس دارد که بیانگر کاهنده بودن رژیم مالی این قرارداد است.

با توجه به نتایج به دست آمده در نهایت می‌توان پیشنهادات کاربردی زیر را مطرح نمود:

الف) هرچند رژیم مالی قراردادهای IPC از جوانب مختلف نسبت به قراردادهای بیع متقابل بهبود یافته است اما کماکان نسبت به قراردادهای متعارف در سطح دنیا همچون قرارداد مشارکت در تولید دارای نقاط ضعف و ابهامات مهمی است. لذا با توجه به نتایج

1.first best

2.Entire Stream Present Discount Value

بهتر قراردادهای مشارکت در تولید از منظر انعطاف‌پذیری و فزاینده بودن رژیم مالی قرارداد و کمتر بودن زیان نهفته (DWL) در اکثر سناریوهای بررسی شده، و با توجه به اجازه استفاده از انواع روش‌های قراردادی از جمله مشارکتی در قانون اخیر وظایف و اختیارات وزارت نفت[1] مصوب سال 1391 در جذب سرمایه‌گذاری و توسعه میادین هیدروکربوری، پیشنهاد می‌گردد حداقل در میادین خاص مانند میادین کوچک، میادین مشترک و میادین دریای خزر از این نوع قراردادها استفاده گردد.

ب)یکی از عوامل تأثیرگذار بر ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری، نرخ تنزیل پیمانکار است که می‌توان با کاهش ریسکهای جانبی و افزایش طول دوره قرارداد آن را کاهش داد. لذا پیشنهاد می‌گردد با افزایش عمر قراردادهای نفتی از اختلال آنها در تولید بهینه کاسته شود. در همین راستا یکی از مواردی که می‌تواند ریسک پیمانکار را کاهش دهد حذف سقف هزینه است که در قراردادهای IPC به درستی این کار صورت گرفته است.

1.بند 3 بخش «ت» ماده 3

7. منابع

الف) فارسی

دهقانی، تورج (1393)، *سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز*، تهران: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

حامد، صاحب‌هنر و همکاران (1396)، «مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC): مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی»، *فصلنامه علمی پژوهشی نظریه های کاربردی اقتصاد*. 4 (1)، صص 118-87.

طاهری‌فرد، علی (1393)، بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت‌خام در یک مدل تصادفی و مقایسه ان با تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل: مطالعه موردی میدان درود، رساله دکتری، دانشگاه فردوسی، مشهد.

مهدی، عسکری، و همکاران، (1395)، «الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان»، *فصلنامه علمی پژوهشی نظریه های کاربردی اقتصاد*، دوره 3، شماره 9، صص 159-186

ب) انگلیسی

Binder, Benjamin Julian(2012), "Production Optimization in a Cluster of Gas-Lift Wells", Department of Engineering Cybernetics, Norwegian University of Science and Technology.

Blake, A. J., and M. C. Roberts, 2006, "Comparing Petroleum Fiscal Regimes under Oil Price Uncertainty," *Resources Policy*, 31:2, pp. 95–105.

Cortazar, G., and Schwartz, E. 1998."Monte Carlo Evaluation Model of an Undeveloped Oil Field." Journal of Energy Finance & Development, 3:1, pp. 73-84.

Daniel, P., Goldsworthy, B., Maliszewski, W., Puyo, D. M., & Watson, A. (2008). Evaluating fiscal regimes for resource projects: an example from oil development. In *IMF Conference on Taxing Natural Resources*.

Daniel, P., Goldsworthy, B., Maliszewski, W., Puyo, D., and Watson, A. 2010. "Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects: An Example from Oil Development." in The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice, by Daniel, P., Keen, M., and McPherson, C. (eds.), (London: Routledge).

Dasgupta, P., Heal, G., & Stiglitz, J. E. (1980). The taxation of exhaustible resources.

Dias,M. Rocha, K., and Teixeira,J. 2003."The Optimal Investment Scale and Timing: A Real Option Approach to Oilfield Development." Pravap-14 Working Paper.Petrobras-PUCRio.November.

Farimani, F. M., Mu, X., & Taherifard, A. (2017). The Distortionary Effect of Petroleum Production Sharing Contract: A Theoretical *Assessment*. In Operations Research Proceedings 2015 (pp. 555-561). Springer, Cham.

Feng, Zhuo; Zhang, Shui-Bo & Gao Ying (2014), " On oil investment and production: A comparison of production sharing contracts and buyback contracts", Energy Economics 42, 395–402.

Goldsworthy, Brenton and Zakharova, Daria (2010), Evaluation of the Oil Fiscal Regime in Russia and Proposals for Reform, International Monetary Fund , WP/10/33.

Hart, O.(2003), "Incomplete contracts and public ownership: remarks, and an application to public–private partnerships" . Econ. J. 113, 69–76.

Johnston, D. (2001). *International Petroleum Fiscal Systems Analysis*. PennWell Books.

Johnston, D. (2003). Current Developments in Production Sharing Contracts and International Petroleum Concerns: From Exodus to Feeding Frenzy-Opposite Ends of the Spectrum. *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, *22*(3), 122.

Johnston, D. (2003). *International exploration economics, risk, and contract analysis*. PennWell Books.

Johnston, D., & Johnston, D. (2015, February). *fundamental petroleum fiscal considerations.* retrieved from oxford institute for energy studies: https://www.oxfordenergy.org/publications/fundamental-petroleum-fiscal-considerations.

Kemp , A.G., Stephen, L. (1999), Risk:reward sharing contracts in the oil industry: the effects of bonus:penalty schemes. Energy Policy 27, 111-120.

Kemp, A. G. (1987). *Petroleum rent collection around the world*. IRPP.

Kemp, A. G., & Rose, D. (1985). Effects of petroleum taxation in the United Kingdom, Norway, Denmark, and the Netherlands: a comparative study. *Energy J.;(United States)*, *6*.

Laughton, D. 1998b."The Management of Flexibility in the Upstream Petroleum Industry." Energy Journal, 19:1, pp. 83-114.

Lund, D. 1992. “Petroleum Taxation under Uncertainty: Contingent Claims Analysis with an Application to Norway.” Energy Economics, 14:1, pp. 23–31.

Luo, D., & Yan, N. (2010). Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts. *Petroleum exploration and development*, *37*(6), 756-762.

Mackie-Mason, J. 1990. "Some Nonlinear Tax Effects on Asset Values and Investment Decisions Under Uncertainty." Journal of Public Economics, 42, pp. 301-327.

Nakhle, C. (2008). Iraq's OIl Future: Finding the Right Framework. Surrey Energy Economics Centre, University of Surrey, October.

Outlook, E. A. E. (2015). Annual Energy Outlook; released April 2015. *US Energy Information Administration (s760 ref EIA Annual Energy Outlook 2015)*.

Paddock, J., Siegel, D., and Smith, J., 1987. "Valuing Offshore Oil Properties with Option Pricing Models," Midland Corporate Finance Journal, 5:1, pp.22-30.

Panteghini, P. M., 2005, "Asymmetric Taxation under Incremental and Sequential Investment," *Journal of Public Economic Theory*, 7:5, pp. 761–79.

Smith, J. L. (1995). Calculating investment potential in South America. *World Oil*, *216*(6).

Smith, J. L. (2012). Modeling the Impact of taxes on petroleum exploration and development. IMF Working Paper No. 12/278

Smith, J. L. (2014). A parsimonious model of tax avoidance and distortions in petroleum exploration and development. Energy Economics, 43, 140-157.

Smith, James L. "Issues in extractive resource taxation: A review of research methods and models." Resources Policy 38.3 (2013): 320-331.

Tordo, S. (2007). *Fiscal systems for hydrocarbons: design issues* (No. 123). World Bank Publications.

Van Meurs, A. P. H. (2009). Commentary on the November 2008 Iraq Draft Technical Service Contract. *Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL)*, *7*(1).

Van Meurs. P. (1997). World Fiscal Systems for Oil. *Van Meurs Associates*, 2, 509.

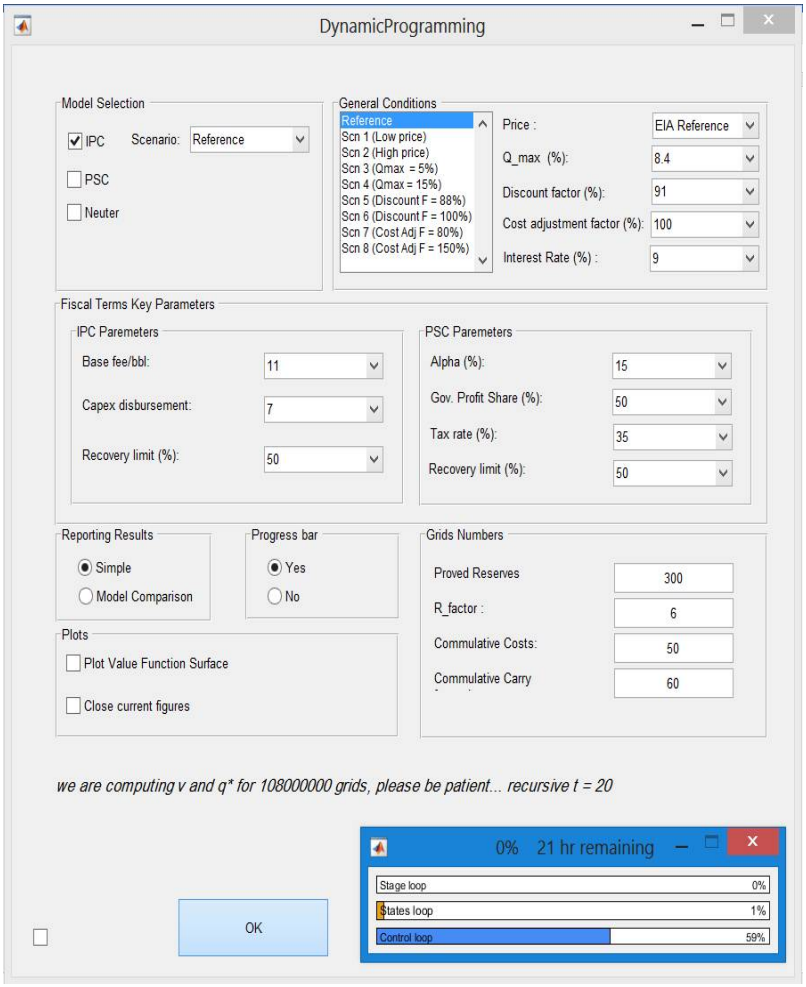
Yusgiantoro, P., & Hsiao, F. S. (1993). Production-sharing contracts and decision-making in oil production: The case of Indonesia. *Energy economics*, *15*(4), 245-256.

Zhang, L., 1997, "Neutrality and Efficiency of Petroleum Revenue Tax: A Theoretical Assessment," Economic Journal, 107:443, pp. 1106–20**.**

Zhao, X., Luo, D., & Xia, L. (2012). Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects. *Energy*, *45*(1), 662-668.

Zhu, L., Zhang, Z., & Fan, Y. (2015). Overseas oil investment projects under uncertainty: How to make informed decisions?. *Journal of Policy Modeling*, *37*(5), 742-762.

6-پیوست: الف) رابط گرافیکی (GUI) طراحی شده



7. پیوست ب) بخشی از کدهای برنامه نویسی در نرم‌افزار متلب (مدل قراردادهای IPC)

```
% Matlab Code: IPC with Carry forward and Salvage value
% Author: Hamed Sahebhonar
% All Rights Reserved. Redistribution and use in source and binary forms,
% with or without modification, are not allowed without permission.

% set parameters
% clc;
% clear;
if get(findobj('tag','checkbox15'),'value') && clos ~=1
set(handles.GUIHandle, 'HandleVisibility', 'off');
close all;
clos = 1;
clos2 = 1;
set(handles.GUIHandle, 'HandleVisibility', 'on');
end

FR = 'IPC';

% waitbar = input('do you want to dispaly progress bar? y/n [y]','s');
tic;
% if isempty(waitbar)
%     waitbar = 'y';
% end
if prg == 1
progressbar('Stage loop','States loop', 'Control loop') % Init single bar
end
% scn = 'IPC Base Scenario';    % Scenario Title

A=1.8*CAD;                    %Fixed coefficient in Cost function
beta=  1.14;                 %Production parameter in cost funtion
omega=  -.6;                %Reserve Parameter
theta= 0.094;                %Gas Injection Parameter
Delta=  1.7;                   %Gas Injection Coeficient
se=  20;                     %Standarad Error of Shock
% Beta= 0.95;                  %Discount Factor

% com = popupmenu20/100; %.09; % Cost of Money (interest rate)
ADC = 5000;                % Commulated Direct Cost (Capex and IDC) in first
                           % year of production phase
% tau = 7;                    % disbursement priod of DCC

gamma_0 = 1;               % phi adjustment in Rf(1)  (Rf = 0)
% phi = 8;                   % base fee per barrel
sp = .1;                   % state participation
% mu = .5;                   % recovery limit
T = 20;                    % contract period

```

```
%----------------------## stated space ##---------------------------------
% nbs=150;                %number of S nodes
nba= 1;                   %number of shock values
% nbr = 6;                % number of R-factor Tiers nodes
% nbac = 20;              % number of Accummulated cost nodes
% nbacf = 25;             % number of Acommulated carry forward
%-------------------------------------------------

p0=51.5;                   %Oil Price Average in 2016
P=zeros(1,nba);
PI=zeros(nba,nba);

% Discretization of the shock
PI= xlsread('SM.xls',4,'C4:O16');        %Stochastic Matrix
%P=  xlsread('SM.xls',4,'C20:O20') ;        % Oil Price
P=  xlsread('P_t.xlsx',1,['B',num2str(P_Scn+1),':V',num2str(P_Scn+1)]) ;
% P=  xlsread('P_t.xlsx',1,['B2',':','v2']) ;        % Oil Price

% Discretization of the state space


Smin =0 ;
Smax =1384.668; % MMbbl (Proved reserve) = 5.4% * 25.642 Bbbl
Sgrid = linspace(Smin,Smax,nbs)';

Rmin = 0;
Rmax = 2;
R = linspace (Rmin,Rmax,nbr)';
Ngma=1;
for k = 1:nbr/Ngma
    gamma((k-1)*Ngma+1:k*Ngma) = gamma_0 - 0.1*(k-1);
end

ac_min = 0;
ac_max = 10000; % if each year Tc = 500 MM$, Ac_20 = 10000 MM$
ac = linspace (ac_min,ac_max,nbac)';

acf_min = -.001;
acf_max = 5000;
acf = linspace(acf_min,acf_max,nbacf)';

%q = zeros(nbs,nba,nbr,nbac);
q = zeros(nbs,nbr,nbac,nbacf,T+1);
Tp = zeros(nbs,nbr,nbac,nbacf,T+1);
v = zeros(nbs,nbr,nbac,nbacf,T+1);

```

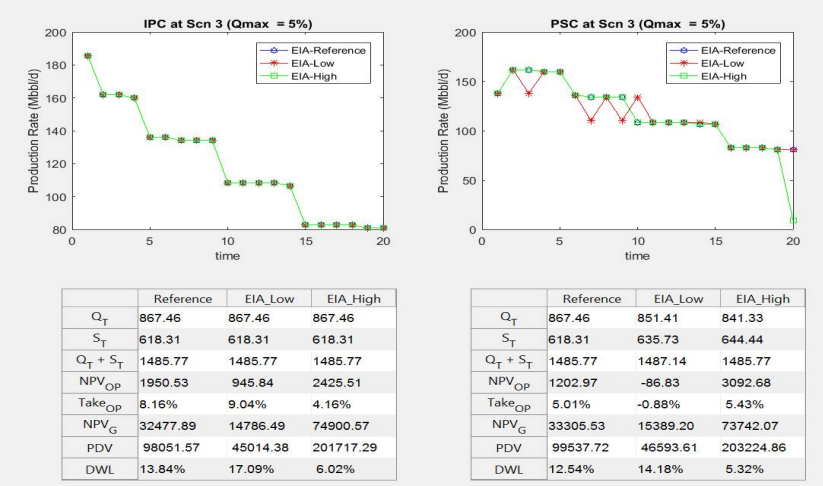
```
97 -    g1= 4 ;    % gas Injection Volume
98 -    g=zeros(nbs,1);
99 -    Ng = 10; % the number of gas injection grids
100 -   Ggrid = nbs/Ng;
101 -   for i = 1:Ng
102 -   g((i-1)*Ggrid+1:i*Ggrid,:)= Delta*g1*Sgrid(i*Ggrid)/Smax;
103 -   end
104 -   Q= zeros(nbs,nbr,nbac,T);
105     %v(:,:,:,:,T+1) = zeros;          %salvage value
106 -   l=0;m=0;
```

منبع: یافته‌های پژوهش

8.پیوست ج): نتایج مربوط به سایر سناریوها

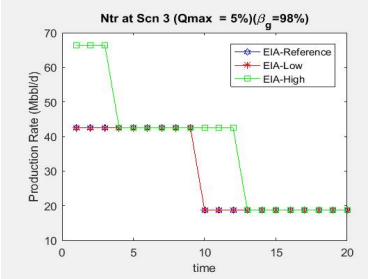
8-1.سناریو 3 (سقف تولید 5%) و سناریو 4 (سقف تولید 15%) در قیمت‌های مختلف

نتایج مربوط به سناریو 3 که در آن سقف تولید در هر دوره، معادل 5 درصد ذخیره باقیمانده در نظر گرفته شده است، در نمودار زیر نمایش داده شده است.



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	867.46	867.46	867.46
S_T	618.31	618.31	618.31
$Q_T + S_T$	1485.77	1485.77	1485.77
NPV_{OP}	1950.53	945.84	2425.51
$Take_{OP}$	8.16%	9.04%	4.16%
NPV_G	32477.89	14786.49	74900.57
PDV	98051.57	45014.38	201717.29
DWL	13.84%	17.09%	6.02%

	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	867.46	851.41	841.33
S_T	618.31	635.73	644.44
$Q_T + S_T$	1485.77	1487.14	1485.77
NPV_{OP}	1202.97	-86.83	3092.68
$Take_{OP}$	5.01%	-0.88%	5.43%
NPV_G	33305.53	15389.20	73742.07
PDV	99537.72	46593.61	203224.86
DWL	12.54%	14.18%	5.32%

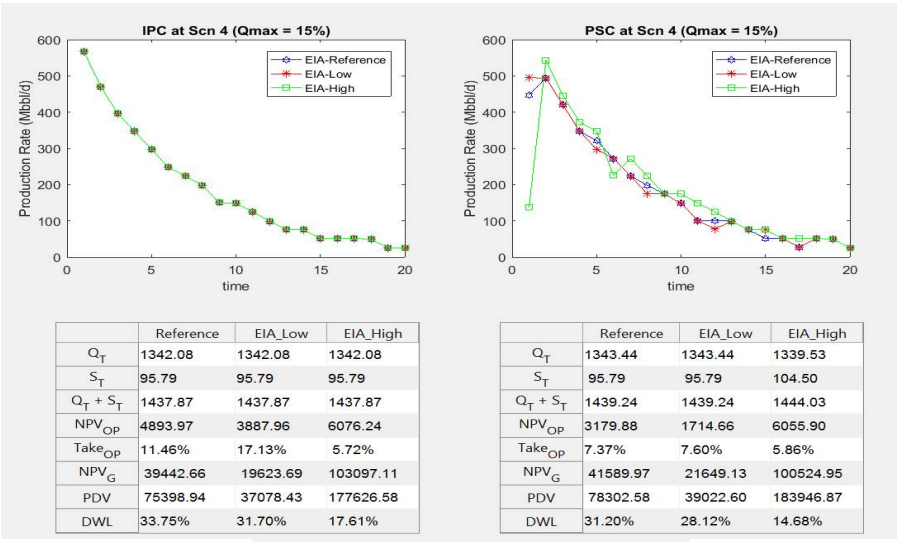


	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	214.38	214.38	266.63
S_T	1306.29	1306.29	1254.04
$Q_T + S_T$	1520.67	1520.67	1520.67
NPV_{OP}	8436.88	1504.34	31473.07
$Take_{OP}$	100.00%	100.00%	100.00%
NPV_G	113805.55	54290.61	214633.68
PDV	113805.55	54290.61	214633.68
DWL	0.00%	0.00%	0.00%

نمودار 8-1- مقایسه مدلهای سه گانه در سناریو 3 و قیمتهای مختلف

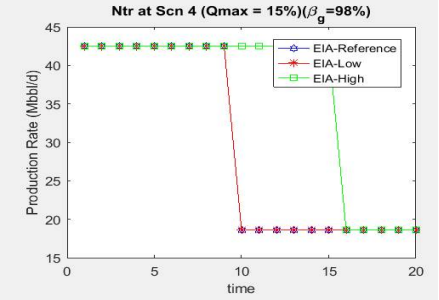
منبع: یافته‌های پژوهش

در نمودار زیر نیز نتایج مربوط به سناریو 4 که در آن سقف تولید سالیانه 15%ذخیره باقیمانده در نظر گرفته شده است، نمایش داده شده است.



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1342.08	1342.08	1342.08
S_T	95.79	95.79	95.79
$Q_T + S_T$	1437.87	1437.87	1437.87
NPV_{OP}	4893.97	3887.96	6076.24
$Take_{OP}$	11.46%	17.13%	5.72%
NPV_G	39442.66	19623.69	103097.11
PDV	75398.94	37078.43	177626.58
DWL	33.75%	31.70%	17.61%

	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1343.44	1343.44	1339.53
S_T	95.79	95.79	104.50
$Q_T + S_T$	1439.24	1439.24	1444.03
NPV_{OP}	3179.88	1714.66	6055.90
$Take_{OP}$	7.37%	7.60%	5.86%
NPV_G	41589.97	21649.13	100524.95
PDV	78302.58	39022.60	183946.87
DWL	31.20%	28.12%	14.68%



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	214.38	214.38	266.63
S_T	1306.29	1306.29	1254.04
$Q_T + S_T$	1520.67	1520.67	1520.67
NPV_{OP}	8436.88	1504.34	32426.86
$Take_{OP}$	100.00%	100.00%	100.00%
NPV_G	113805.55	54290.61	215587.46
PDV	113805.55	54290.61	215587.46
DWL	0.00%	0.00%	0.00%

نمودار 8-1- مقایسه مدلهای سه گانه در سناریو 4 و قیمتهای مختلف

منبع: یافته‌های پژوهش

با در نظر گرفتن دو نمودار فوق مهمترین نکات به شرح زیر قابل استنباط است:

الف) در قرارداد IPC، مسیر بهینه تولید در هر دو سناریوی 3 و 4 همانند سناریو مرجع در تمامی قیمت‌ها یکسان است و کماکان قیمت تأثیری بر مسیر بهینه تولید ندارد. این امر مجددا ناشی از عدم ارتباط مستقیم و یک به یک عایدی پیمانکار با قیمت نفت است. در حالی که در قراردادهای مشارکت در تولید همانند سناریو مرجع، در هر دو سناریوی 3 و 4 مسیر بهینه تولید در قیمت‌های مختلف متفاوت است.

ب)در قراردادهای مشارکت در تولید، در سناریوی 4 که امکان نوسان بیشتر تولید وجود دارد، همانند سناریو شماره 1، تولید در قیمت‌های بالا در سال اول کمتر و افزایش تولید به سالهای بعدی موکول شده است تا بتوان در دوره‌های آتی در قیمت‌های بالاتر سود بیشتری عاید پیمانکار گردد.

ج)در سناریو 3 تولید انباشتی در قیمتهای متوسط در هر دو قرارداد IPC و مشارکت در تولید با یکدیگر برابر است (867,46 میلیون بشکه) و در تمامی قیمت‌ها از تولید انباشتی مدل خنثی در سناریوهای قیمتی مختلف بیشتر است. اما در سناریو شماره 4 تولید انباشتی در قراردادهای مشارکت در تولید در قیمت‌های متوسط و پایین از تولید انباشتی در قرارداد IPC بیشتر است. اما در قیمتهای بالا تولید انباشتی قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد IPC کمتر است. این مسئله نشان می‌دهد به دلیل ارتباط مستقیم عایدی پیمانکار با قیمت در قراردادهای مشارکت در تولید در صورت افزایش قیمت، بهره‌بردار تمایل بیشتری به کنترل تولید در سالهای اولیه جهت حفظ فشار مخزن و بهره‌برداری بیشتر در سالهای آتی دارد. به همین دلیل همانطور که ملاحظه می‌گردد، مجموع تولید انباشتی در طول دوره قرارداد و ذخیره باقیمانده میدان در سال انتهایی، در قراداد مشارکت در تولید بیشتر از قرارداد IPC است.

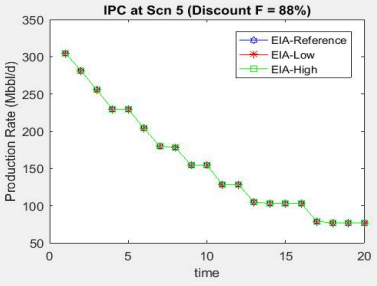
د)همانند سناریو مرجع، در دو سناریو 3 و 4 نیز در قیمتهای متوسط و پایین، دریافتی بهره‌بردار ($Take_{OP}$) در قراردادهای IPC نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید بیشتر است. اما در قیمت‌های بالا دریافتی پیمانکار در قرارداد IPC کاهش می‌یابد و از دریافتی پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید که با کاهش بسیار کمی (از 7,37% به 5,86%) روبرو بوده است

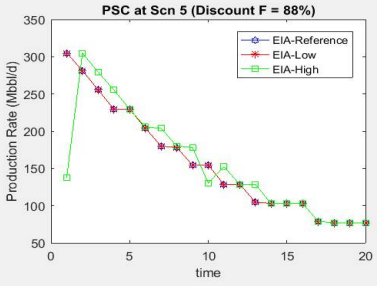
کمتر می‌شود. این مسئله مجددا حاکی از عدم جذابیت قرارداد IPC در قیمت‌های بالاتر و کاهنده بودن رژیم مالی آن است.

ه)در نهایت در هر دو سناریوی مورد بررسی، در قرارداد IPC در تمامی سطوح قیمتی ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری (PDV) کمتر از قرارداد مشارکت در تولید و به تبع آن زیان نهفته (DWL) در قرارداد IPC بیشتر است

2-8.سناریو 5 (عامل تنزیل 88%) و سناریو 6 (عامل تنزیل 100%) در قیمت‌های مختلف

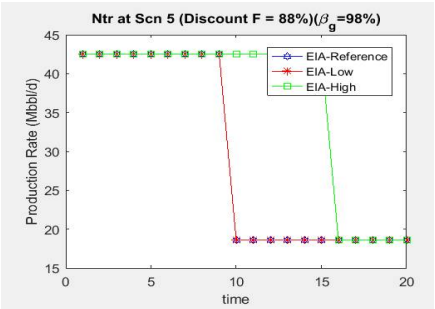
نتایج مربوط به سناریو 5 که در آن عامل تنزیل 88 درصد (معادل نرخ تنزیل 13/6 درصد) در نظر گرفته شده است و سایر پارامترها همانند سناریو مرجع می‌باشد، در نمودار زیر نمایش داده شده است.





	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1150.36	1150.36	1150.36
S_T	313.51	313.51	313.51
$Q_T + S_T$	1463.87	1463.87	1463.87
NPV_{OP}	2188.41	1542.68	2805.25
$Take_{OP}$	8.27%	12.10%	4.22%
NPV_G	26919.31	12523.66	68370.94
PDV	87284.39	40196.83	191041.91
DWL	23.30%	25.96%	11.39%

	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1150.36	1150.36	1143.71
S_T	313.51	313.51	322.22
$Q_T + S_T$	1463.87	1463.87	1465.93
NPV_{OP}	1458.50	405.46	3589.22
$Take_{OP}$	5.51%	3.18%	5.57%
NPV_G	27649.22	13660.89	65813.18
PDV	88962.94	42209.22	194067.90
DWL	21.83%	22.25%	9.98%

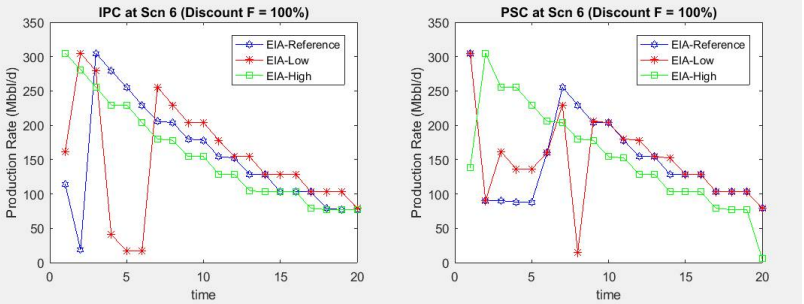


	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	214.38	214.38	266.63
S_T	1306.29	1306.29	1254.04
$Q_T + S_T$	1520.67	1520.67	1520.67
NPV_{OP}	8436.88	1504.34	32426.86
$Take_{OP}$	100.00%	100.00%	100.00%
NPV_G	113805.55	54290.61	215587.46
PDV	113805.55	54290.61	215587.46
DWL	0.00%	0.00%	0.00%

نمودار 0-2- مقایسه مدلهای سه گانه در سناریو 5 و قیمتهای مختلف

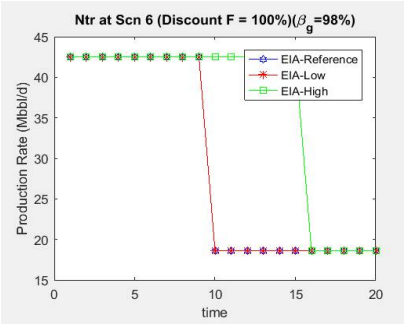
منبع: یافته‌های پژوهش

همچنین نتایج به دست آمده در سناریو 6 که در آن عامل تنزیل برابر با 100 درصد (معادل نرخ تنزیل صفر) می‌باشد در قیمت‌های مختلف مطابق با نمودار زیر است.



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1122.37	1084.99	1150.36
S_T	348.34	391.89	313.51
$Q_T + S_T$	1470.72	1476.87	1463.87
NPV_{OP}	8892.81	7139.05	9591.93
$Take_{OP}$	10.47%	19.00%	5.41%
NPV_G	119021.04	54649.18	237564.71
PDV	99918.71	47837.61	197828.59
DWL	12.20%	11.89%	8.24%

	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	1085.67	1077.65	1117.58
S_T	391.89	400.60	348.34
$Q_T + S_T$	1477.56	1478.24	1465.93
NPV_{OP}	5919.56	3376.65	9088.69
$Take_{OP}$	7.13%	9.04%	5.22%
NPV_G	125399.49	58705.25	242765.66
PDV	100051.08	47197.86	200132.62
DWL	12.09%	13.06%	7.17%



	Reference	EIA_Low	EIA_High
Q_T	214.38	214.38	266.63
S_T	1306.29	1306.29	1254.04
$Q_T + S_T$	1520.67	1520.67	1520.67
NPV_{OP}	8436.88	1504.34	32426.86
$Take_{OP}$	100.00%	100.00%	100.00%
NPV_G	113805.55	54290.61	215587.46
PDV	113805.55	54290.61	215587.46
DWL	0.00%	0.00%	0.00%

نمودار 8-3- مقایسه مدلهای سه گانه در سناریو 6 و قیمتهای مختلف

منبع: یافته‌های پژوهش

مهمترین دلالت‌های این دو سناریو به شرح زیر است:

الف) کاهش عامل تنزیل که به معنای افزایش نرخ تنزیل و اهمیت بیشتر تولید و درآمد در سالهای نزدیک نسبت به سالهای دورتر است[1]، اثرگذاری عواملی همچون قیمت نفت بر مسیر بهینه را در هر دو مدل قراردادی، کاهش می‌دهد. در مقابل افزایش این عامل که به معنای کاهش نرخ تنزیل است باعث افزایش نوسان در تولید در قیمت‌های مختلف می‌گردد.

ب)در هر دو قرارداد، در سناریوی 6 به دلیل عدم تنزیل جریان نقدی پیمانکار و انتظار افزایش قیمت در سناریوهای متوسط و پایین، وی نرخ تولید را در سالهای ابتدایی کنترل نموده و از سالهای میانی به بعد تولید را افزایش دهد. این مسئله علاوه بر افزایش سود پیمانکار مجموع تولید انباشتی و ذخیره باقی‌مانده انتهای قرارداد را افزایش داده و زیان نهفته را نسبت به سایر سناریوها کاهش می‌دهد.

ج)از آنجا که نرخ تنزیل قابل قبول در صنعت نفت و گاز بین 9 تا 12 درصد می‌باشد (ون‌رنزبرگ، 2000[2])، سناریوهای 5 و 6 تنها برای درک نحوه اثرگذاری تغییرات این پارامتر بر مسیر بهینه تولید طراحی گردیده است و وقوع آن غیر محتمل است. لیکن همانطور که ملاحظه گردید با کاهش نرخ تنزیل، نرخ تخلیه میدان کاهش یافته و طول دوره بهره‌برداری افزایش می‌یابد که این مسئله به خصوص از منظر مهندسی مخزن و تولید صیانتی از اهمیت به سزایی برخوردار است.

د)در پروژه‌های نفتی که تحقق جریان نقدی توأم با نااطمینانی و ریسک می‌باشد، نرخ تنزیل برابر است با مجموع هزینه تأمین سرمایه و پاداشی که لازم است تا ریسکهای فنی، تجاری و سیاسی سرمایه‌گذار را جبران نماید (دانیل و همکاران (2008)[3]، ص 18). هرچند این پارامتر یک متغیر داخلی برای شرکت‌های نفتی است و مقدار دقیق آن افشا نمی‌شود، اما می‌توان از طریق عواملی همچون افزایش طول دوره قرارداد و کاهش ریسک‌های جانبی سرمایه‌گذاری

1.اگر نرخ تنزیل را با r نشان دهیم، عامل تنزیل برابر است با : $\beta = \frac{1}{1+r}$، لذا این دو پارامتر با یکدیگر رابطه عکس دارند.

2. VanRensburg

3. Daniel et al (2008)

در کشور، نرخ تنزیل پیمانکار را کاهش داده و از این طریق همانطور که در سناریوی 6 نیز مشاهده گردید، نرخ تخلیه بهینه میدان را کاهش داد.

ه)با افزایش عامل تنزیل به 100% در سناریو شماره 6، که از عامل تنزیل به کار رفته در مدل خنثی (98%) نیز بیشتر است از آنجا که افق زمانی مسئله در مدلهای قرادادی محدود است، نرخ تولید نسبت به حالت خنثی بیشتر است و مجموع تولید انباشتی و ذخیره باقیمانده در پایان دوره قرارداد نسب به حالت خنثی کمتر است.

د)سناریو شماره 6 (عامل تنزیل 100%) در سطوح قیمتی پایین تنها حالتی است در میان سناریوهای 21 گانه مورد بررسی (7 سناریو در 3 مسیر قیمت) که زیان نهفته ناشی از قرارداد مشارکت در تولید نسبت به قرارداد IPC بیشتر می‌شود (13/06% در مقابل 11/89%).