مسیر بهینه استخراج از مخازن نفتی با وجود بکارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل (مطالعه موردی یکی از میادین نفتی در حال بهره برداری ایران در خلیج فارس)

سیدمحمدعلی حاجی میرزایی [۱]، علی امامی‌میبدی [۲]، محسن ابراهیمی [۳]، علی سوری [٤]، وحید قربانی پاشاکلایی [٥]

تاریخ دریافت: ۹٤/۰۸/۱٦ تاریخ پذیرش: ۹۵/۰٦/۲۰

چکیده

تعیین مسیر بهینه استخراج سالانه از یک مخزن نفت و گاز در یکی از میادین نفتی در حال بهره برداری ایران در خلیج فارس در شرایطی که توسعه این مخزن در چارچوب قراردادی بیع متقابل انجام شده، موضوع این مقاله است.انجام این پژوهش از روش مدل سازی سیستم بهینه سازی پویا و حل آن به روش عددی بلمن و به کمک نرم افزار Matlab انجام شده و بر اساس آن مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل با فرض گزینه های متفاوت روند قیمتهای انتظاری و نرخ تنزیل، محاسبه شده و با مسیر تولید مشخص شده در قرارداد و

[۱]. مربی و دانشجوی دکتری مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی و دانشگاه علامه طباطبایی (نویسنده مسئول) mohammadali196645@yahoo.com

[۲]. دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی ali_meibodi@yahoo.com

[۳] دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه خوارزمی،تهران، ایران ebrahimimo@yahoo.com

[٤] دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران ali_souri@yahoo.com

[٥]. دکترای اقتصاد نفت و گاز و پژوهشگر ارشد گروه پژوهشی اقتصاد برق و انرژی - پژوهشگاه نیرو ghp.vahid@gmail.com

عملکرد واقعی میدان مقایسه شده است. نتایج این بررسی نشان می دهد که مسیر بهینه تولید محاسبه شده در مدل با فرض دو نرخ تنزیل حدی بالا(۲۰ درصد) و پایین(۱ درصد) با رفتار واقعی بهره بردار متفاوت است. تطابق پروفایل تولیدی پیشنهادی پیمانکار با مسیر بهینه تولید محاسبه شده درمدل در گزینه نرخ تنزیل بالا در سال های ابتدایی دوره، تایید کننده رفتار قابل انتظار از شرکت های بین المللی نفتی است اما عدم تطابق آن با عملکرد واقعی میدان، گویای نا همخوانی بین برنامه تولیدی مورد نظر پیمانکار با امکانات واقعی میدان است.

واژه‌های کلیدی: مسیر بهینه بهره برداری از مخازن نفت و گاز، قراردادهای خدماتی با ریسک، قراردادهای خدماتی بیع متقابل ایران.

طبقه بندی JEL :L71: D22

۱. مقدمه

حداکثر سازی ارزش اقتصادی منابع نفت و گاز در ادبیات اقتصاد منابع بعنوان هدف دولت (بعنوان مالک منابع) شناخته شده است این هدف در شرایطی تحقق می یابد که مجموع ارزش انتظاری جریان سود خالص ناشی از بهره برداری از مخزن در طول عمر آن،حداکثر گردد. برای حداکثر کردن سود خالص بهره برداری از مخزن در طول عمر آن، چهار عامل حجم تولید، قیمت فروش نفت و گاز طبیعی استخراج شده در طی دوره عمر مخزن، هزینه تولید و نرخ تنزیل بهره بردار ایفای نقش می کنند. حجم تولید انباشتی در طی عمر مخزن(ذخایر قابل برداشت)، زمانی به حداکثر ممکن می رسد که برنامه ریزی استخراج سالانه از مخزن با در نظر گرفتن شرایط فنی و زمین شناسی مخزن، بکارگیری دانش و تکنولوژی روز و مدیریت بهینه مخزن صورت پذیرد.در ادبیات مهندسی نفت،میزان تولیدی که این شرط را محقق کند را حداکثرنرخ کارا(MER[1]) می نامند[2]. قیمت نفت خام تابعی از شرایط حاکم بر بازار جهانی نفت و نقش تولید کننده در قیمت گذاری در این بازار است[3]. با فرض رقابتی بودن ساختار بازار برای بهره بردار از یک مخزن، ، عامل قیمت نفت خام بعنوان یک متغیر برونزا عمل می نماید لذا پیش بینی بهره بردار از روند آینده قیمتها و تصمیم گیری بر اساس آن در فرایند حداکثرسازی ارزش مخزن وارد می شود . سومین عامل تاثیر گذار، هزینه های تولید است. علاوه بر خصوصیات زمین شناسی مخزن و موقعیت جغرافیایی آن، قیمت انتظاری نهاده های تولید مثل نیروی کار ماهر، تجهیزات، مواد مصرفی و...، میزان کارایی عملیات توسعه و بهره برداری از مخزن نیز در تعیین میزان هزینه تولید در طول عمر مخزن دخالت دارند. و چهارمین عامل یعنی نرخ تنزیل بدلیل افق بلند مدت تصمیم گیری(حداکثر سازی ارزش

---

[1]. Most Efficient Rate

۲. حداکثر نرخ کارا : حداکثر نرخ تولیدی از مخزن است که بالاترین میزان بازیافت نهایی از مخزن که عملا امکان پذیر است را کاهش ندهد- به نقل از درخشان(۱۳۹۳)

۳. نقش قیمت پذیری تولید کننده در ساختار رقابتی بازار و یا ساختار انحصاری بازار و مواجه بودن تولید کننده با تابع تقاضا با شیب منفی.

در طول عمر مخزن) و لزوم تبدیل ارزش های انتظاری آینده به ارزش حال، بعنوان متغیر برونزا در فرایند حداکثرسازی ارزش مخزن نقش ایفا می نماید.

با توجه به اینکه بهره برداری از منابع نفت و گاز ، مستلزم بکارگیری منابع هنگفت مالی و دانش فنی و مدیریتی روزآمد و قدرت ریسک پذیری بالایی می باشد ، یکی از سیاست هایی که دولت های صاحب مخازن نفت و گاز جهت جذب این منابع و انتقال ریسک مربوطه، اتخاذ می کنند،جلب همکاری و مشارکت شرکت های بین المللی نفتی در اجرای طرح های توسعه بهره برداری از این ذخایر می باشد(الکساندر[1] ،۱۹۹۹). یکی از مهمترین ابزارهای تعیین کننده نحوه تعامل و همکاری دولت بعنوان مالک ذخایر و شرکت های بین المللی نفتی بعنوان سرمایه گذار(پیمانکار)، طراحی و تدوین رژیم های مالی و قراردادی است که با تدوین و عرضه چارچوب های قراردادی بعنوان بخشی از سیستم نفتی هر کشور، توسط دولت دارنده ذخایر نفتی صورت می گیرد(بویکت[2] و همکاران،۲۰۱۲،ص۲۱). نوع و نحوه استفاده از ابزارهای مالی و قراردادی جهت تعیین تعهدات کاری و شیوه تامین و تخصیص منابع مالی و تکنولوژی مورد نیاز برای اجرای پروژه بهره برداری از مخزن و توزیع منافع و ریسک ناشی از آن ، بین دولت بعنوان مالک ذخایر و شرکت بین المللی نفتی بعنوان سرمایه گذار در چارجوب های قراردادی تعیین می شود. بنابراین علاوه بر عوامل چهارگانه ای که در بالا بعنوان عوامل موثر بر فرایند حداکثرسازی ارزش مخزن تشریح شد، شرایط قراردادی با تاثیر بر میزان بازدهی و ریسک حاصل از انجام عملیات بهره برداری از مخزن نیز بعنوان عامل پنجم موثر در فرایند مذکور وارد می شود(دونگان و ژائو[3]،۲۰۱۳). از این دیدگاه، قراردادی از نظر دولت(کارفرما)، مطلوب تلقی می گردد که با فرض ثابت ماندن سایر غوامل، رفتار سرمایه گذار(پیمانکار) در چارچوب قراردادی مزبور به نحوی شکل گیرد که انگیزه لازم برای حداکثرسازی ارزش اقتصادی منبع در طول عمر آن را فراهم نماید.

---

[1]. Alexander
[2]. Boykett and et all
[3]. Dongkun. and Zhao

چارچوب قراردادی بیع متقابل از سال ۱۳۷۷ بعنوان تنها چارچوب قراردادی مورد پذیرش سیستم حقوقی و قانونی کشور عرضه و مورد استفاده قرارگرفت. در نسل اول این قراردادها، زمان انجام پروژه، شرح کار پروژه و سقف هزینه های سرمایه ای مورد نیاز جهت انجام عملیات اکتشاف یا توسعه میدان و رسیدن به اهداف مندرج در قرارداد تا پایان فاز توسعه به عنوان سه ویژگی مهم، هنگام انعقاد قرارداد معین می شد، بر این مبنا هزینه کرد مازاد بر سقف هزینه های سرمایه ای مندرج در قرارداد بر عهده پیمانکار بوده و کارفرما هیچ گونه تعهدی در مقابل بازپرداخت هزینه های اضافی در مرحله توسعه نداشت. در نسل دوم این قراردادها(در سال ۱۳۸۲ عرضه شد)، با افزایش دوره قرارداد(از جمله دوره بازپرداخت)، پیش بینی گردید تا فاز اکتشاف نیز به شرح کار پروژه اضافه و عملیات اکتشاف و توسعه میدان در قالب یک قرارداد یکپارچه انجام گردد که طبیعتا ریسک اکتشاف نیز بر عهده پیمانکار باشد. در این چارچوب قراردادی نیز همچنان سه ویژگی مهم مذکور در قراردادهای نسل اول وجود داشت و تنها چارچوب یکپارچه حقوقی برای انجام عملیات اکتشاف و توسعه توسط یک پیمانکار را فراهم می آورد.با توجه به افزایش قیمت جهانی نفت خام و بدنبال آن افزایش شدید هزینه های پیمانکار جهت تامین مواد و تجهیزات مورد نیاز پروژه ها که به کاهش نرخ بازدهی واقعی پیمانکار منجر می گردید و همچنین با آشکار شدن برخی از نارسایی های ناشی از عدم حضور و مسئولیت پیمانکار در تضمین حسن انجام تعهداتش در توسعه میادین تحت قرارداد،نیاز به ارائه خدمات فنی پیمانکار در دوره بهره برداری ، نسل سوم قراردادهای بیع متقابل عرضه گردید. در نسل سوم این قراردادها، دو تحول عمده رخ داد اول اینکه اجازه داده شد تا سقف هزینه های پروژه پس از انجام مطالعات جامع مهندسی و مشخص شدن بخش عمده ای از مناقصات با پیمانکاران فرعی توسط پیمانکار و با مشارکت و تصویب کارفرما، معین گردد بنابر این از نظر برآورد هزینه های سرمایه ای، انعطاف پذیری بیشتری نسبت به شرایط روز بازار ایجادگردد. دومین تحول ایجاد شده، ایجاد امکان حضور و همکاری پیمانکار با کارفرما در دوره بهره برداری به عنوان پشتیبان فنی بر اساس یک توافقنامه منضم به قرارداد بود.

با توجه به اینکه طبق مدل قراردادی بیع متقابل ایران، پیمانکار موظف است پس از اتمام عملیات توسعه و رسیدن میدان به سطح تولید تعهد شده در قرارداد(سطح تولید قابل استمرار)، مدیریت میدان را به کارفرما تحویل دهد، بنابراین گرچه این چارچوب قراردادی، روابط بین دولت بعنوان مالک مخزن و پیمانکار را در بخشی از دوره عمر مخزن(دوره توسعه)، شکل می دهد اما علیرغم عدم حضور مسئولانه پیمانکار در دوره بهره برداری، بدلیل تصمیماتی که در زمینه مدل توسعه مخزن و به تبع آن ساختار هزینه ای آن در این قراردادها، اثرات مهمی که این قراردادها بر فرایند سیاست گذاری تولید از مخزن می گذارد، موجب می شود هدف دولت در حداکثرسازی ارزش مخزن را تحت الشعاع خود قرار دهد. لذا در این مقاله، سیاست گذاری بهینه تولید از دید کارفرما ، در میادینی که در چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه یافته اند مورد بررسی قرار خواهیم داد. از این منظر، کارفرما بدلیل اقدامات پیمانکاردر دوره ساخت و تعهداتی که در ارتباط با بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه وی درچارچوب قرارداد بیع متقابل دارد، لاجرم بایستی شرایط قراردادی را در سیاست گذاری تولید از میدان لحاظ نماید. با توجه به تفاوت شرایط اجرای چارچوب قرارداد بیع متقابل در یک میدان در حال بهره برداری[1] (با موضوع اجرای عملیات ازدیاد برداشت) با یک میدان بکر[2]، در این مقاله با انتخاب یک میدان در حال بهره برداری بعنوان مطالعه موردی، بدنبال پاسخگویی به این سوال است که آیا استفاده از چارچوب قراردادی بیع متقابل برای توسعه یک میدان نفتی در حال بهره برداری، سیاست گذاری بهینه تولید از آن مخزن را تحت تاثیر قرار خواهد داد؟ برای پاسخ به پرسش مطرح شده، این مقاله در پنج بخش سازماندهی شده است. دربخش دوم مبانی نظری و پیشینه تحقیق مورد بررسی قرار می گیرد. در بخش سوم به توصیف مدل بکارگرفته شده و روابط بین متغیرها اختصاص دارد. دربخش چهارم به توصیف ویژگی

۱. میدان نفتی درحال بهره برداری(Brown Oilfield) یا میدان بالغ اصطلاحا به میدانی گفته می شود که مراحل اولیه توسعه و مرحله استمرار تولید(پلاتو) خود را گذرانده و وارد مرحله افت تولید طبیعی خود شده باشد.

۲. میدان نفتی بکر(Green Field) اصطلاحا به میدانی گفته می شود که پس از اکتشاف و توصیف، وارد مرحله توسعه شده است.

نویسنده

های طرح توسعه میدان نفتی مورد بررسی ، روابط قراردادی حاکم و سایر داده های مورد استفاده و تجزیه و تحلیل نتایج حاصل از مدل می پردازیم. در بخش پنجم به تلخیص نتایج و ارائه پیشنهادات می پردازیم.

۲. مبانی نظری و پیشینه تحقیق

بی‌تردید مقالهٔ هتلینگ[1] (۱۹۳۱) را می توان مهمترین مقاله‌ای دانست که مبانی نظری رفتار بنگاههای استخراج کننده منابع تجدید ناپذیر در بهره‌برداری کارا از منابع موجود انرژی و تخصیص بین‌دوره‌ای این منابع را بطور منسجم مطرح نمود. با بروز شوک‌های اول و دوم نفتی در دههٔ ۱۹۷۰ و آشکار شدن برخی نواقص در این نظریه، تلاش های فکری زیادی جهت توسعه الگوی ارائه شده از سوی هتلینگ صورت گرفت و پژوهشگران معاصر با در نظر گرفتن چارچوب کلی الگوی ارائه شده و وارد کردن یافته های جدید به مدلسازی رفتار بلند مدت بهره برداران در پروژه های توسعه این منابع (دیدگاه خرد) پرداختند. یکی از محورهای مهم این بررسی ها ، پیگیری نحوه تاثیرگذاری رژیم های مالی [2] بر رفتار و تصمیم گیری بهره برداران از منابع طبیعی تجدید ناپذیر بویژه نفت و گاز(در مورد تعیین سطح تولید و عرضه منبع) بوده است. مطالعات انجام شده در این زمینه را می توان به دو دسته خارجی و داخلی تقسیم نمود.

۲-۱. مطالعات خارجی

پاول[3] (۱۹۹۰) مدل های تبیین کننده نحوه تصمیم گیری کشورهای عضو اپک در زمینه میزان تولید نفت را به دو گروه تقسیم می کند. مدل هایی که از روش بهینه سازی بین دوره ای استفاده می کنند و مدل هایی که از رویکرد شبیه سازی برای بررسی رفتار این گروه کشورها جهت تصمیم گیری در زمینه مقدار تولید بهره می برند. رمچاران[4](۲۰۰۲) مطالعات مربوط به بررسی رفتار تولیدکنندگان نفت را به ۵ دسته، مطالعات انجام شده بر

1. Hotelling
2. Fiscal regime
3. Powell
4. Ramcharran

اساس نظریه بهره برداری از منابع تجدید ناپذیر، تئوری بازی ها، شبیه سازی، اقتصاد های صنعتی و کارایی اقتصادی تقسیم می نماید. بر اساس یافته های این دو مطالعه، اکثر مطالعات انجام شده در مورد بررسی رفتار تولیدکنندگان نفت با روش بهینه سازی بین دوره ای بر پایه الگوی ارائه شده توسط هتلینگ(۱۹۳۱)،انجام شده است. نیستاد[1](۱۹۸۵) یکی از پژوهشگرانی است که در مطالعه خود از هر دو رویکرد شبیه سازی و بهینه سازی بین دوره ای جهت بررسی رفتار یک بنگاه استخراج کننده نفت بهره برده است. وی علاوه بر منظور کردن محدودیت حداکثر مقدار قابل برداشت ممکن از مخزن که با توجه به ویژگی های زمین شناسی مخزن تعیین می شود بر نقش تکنولوژی مورد استفاده در توسعه مخزن نیز بعنوان یکی از عوامل مهم تعیین کننده مقدار استخراج سالانه از نظر فنی تاکید می نماید. وی پس از مشخص کردن محدوده امکان پذیری فنی تولید، با اضافه نمودن متغیرهای اقتصادی(هزینه، درآمد و نرخ تنزیل) به مدل سازی و حل آن با استفاده از اطلاعات یکی از میادین نفتی دریای شمال پرداخته و مسیر بهینه تولید را استخراج می نماید. گائو[2] و همکاران(۲۰۰۹) نیز با بکارگیری دو رویکرد شبیه سازی و بهینه سازی بین دوره ای به بررسی سیاست بهینه تولید نفت از میدان قوار عربستان پرداختند. برای بررسی تاثیر همزمان خصوصیات فیزیکی و شیمیایی مخزن و سیال و همچنین مدل توسعه مخزن(چینش محل های حفاری و...) و چگونگی تاثیر رفتار تولیدی گذشته مخزن در میزان استخراج در دوره های بعدی از نرم افزار شبیه ساز بلک اویل[3] استفاده نمودند . بعلاوه برای بررسی تاثیر متقابل محدودیت های فنی(شرایط فیزیک و شیمیایی مخزن، مدل توسعه و...) و عوامل اقتصادی مثل قیمت نفت، هزینه های تولید و نرخ تنزیل در طی دوره عمر مخزن که بعنوان عوامل تاثیرگذار در شکل دهی به سیاست بهره برداری از آن مخزن شناسایی نموده اند از یک مدل بهینه سازی پویا که به روش عددی بلمن[4] حل می شود استفاده می کنند. در این روش، عملکرد متغیرهای کنترل در دوره قبل، خود بعنوان متغیر وضعیت در

---

1. Nystad
2. Gao
3. WorkBench Black Oil Simulator
4. Bellman

زمان حال وارد مدل می شود . این شیوه مدل سازی به برنامه ریز اجازه می دهد که با شبیه سازی نتیجه انواع سیاست های بهره برداری در آینده ، مقادیر استخراج از منبع در طول دوره عمر اقتصادی آن را که هم متضمن حداکثر سود تنزیل شده بهره بردار باشد و هم بلحاظ ویژگی های فنی مخزن، بتواند حداکثر میزان برداشت از ذخایر مخزن را امکان پذیر سازد را بعنوان مسیر بهینه تولید مشخص نمایند. بعلاوه این شیوه مدلسازی، امکان ارزیابی عملکرد تصمیمات هر دوره و تصحیح آن برای دوره های بعدی را نیز فراهم می نماید. لیثی[1] و همکاران (۲۰۱۲) با بکارگیری مدل بهینه سازی پویا و همچنین تصریح خاصی از توابع درآمد(با فرض قیمت پذیر بودن بهره بردار) و هزینه ۷ میدان نفتی در شمال آلاسکا ، تاثیر سیاست های مالیاتی دولت بر مسیر بهینه تولید نفت از این میادین را مورد بررسی قرار دادند.

۲-۲. پژوهش‌های انجام شده داخلی

دفتر فن آوری های ریاست جمهوری(۱۳۸۵) در پژوهشی، به بررسی چارچوب قراردادهای بیع متقابل نسل اول از زوایای متفاوت پرداخته است . در این پژوهش، مهمترین خصوصیات ساختاری قراردادهای نفتی بیع متقابل را الف- معین بودن تعهدات مالی و حجم کار طرف قرارداد تا قبل از شروع عملیات(انعطاف ناپذیری قرارداد)، ب- کوتاه بودن مدت در قراردادهای بیع متقابل و تاثیر منفی آن در تولید صیانتی، ج- فقدان انگیزه کافی برای پیمانکار بمنظور کاهش هزینه و یا تسریع در تحقق اهداف قرارداد، و د – جایگاه انتقال دانش فنی در قراردادهای بیع متقابل بر شمرده است. در ادامه نویسندگان، تاثیر ویژگی های ساختاری این قراردادها بر انگیزه پیمانکار جهت پیگیری مسیر بهینه تولید(تولید صیانتی) را مورد بررسی قرار داده اند. مهمترین انتقاد مطرح شده به این چارچوب قراردادی از نظر نویسندگان، ضعف ساختاری قراردادهای بیع متقابل در ایجاد انگیزه در پیمانکار جهت منظور کردن موازین تولید بهینه (صیانتی) در برنامه ریزی توسعه میدان، عنوان می گردد. این پژوهشگران معتقدند که بدلیل کوتاه بودن دوره مسئولیت

[1]. Lighty

پیمانکار و انگیزه وی برای بازیابی سریع هزینه های انجام شده وحق الزحمه خود ، در برنامه ریزی توسعه و پیشنهاد پروفایل تولیدی میدان ، نه تنها انگیزه و الزامی به رعایت مسائل مربوط به تولید صیانتی و سرمایه گذاری در این زمینه نخواهد داشت بلکه انگیزه کافی جهت تعجیل در رساندن سطح تولید میدان به مقدار تعهد شده در قرارداد و برداشت سریعتر که ممکن است به تخریب میدان و کاستن از میزان حداکثر میزان قابل برداشت در طول عمر میدان(MER) منجر شود خواهد داشت. در انتها، نویسندگان،پیشنهاداتی را در جهت بهبود چارچوب قراردادی بیع متقابل ارائه نموده اند . در پژوهشی که توسط محمدی و همکاران(۱۳۸۹) انجام شده ، جهت بررسی مسیر بهینه تولید از میدان نفتی هفتگل ایران و نقش و تاثیر فعالیت تزریق گاز طبیعی درآن از رویکرد استفاده همزمان از روش شبیه سازی مهندسی و بهینه سازی پویا با بهره گیری از پژوهش گائو و همکاران(۲۰۰۹) ، استفاده شده است. نویسندگان با تاکید بر لزوم توجه به کارایی اقتصادی در برنامه ریزی بهره برداری از این میدان و نقش فعالیت تزریق گاز در بهبود آن،به ارائه مسیر بهینه تزریق گاز در دوره مورد بررسی خود(۱۴۲۵-۱۳۶۵) پرداخته اند. قندی[1] و همکاران (۲۰۱۱) با مدل سازی مسیر بهینه تولید در میدان سروش و نوروز با در نظر گفتن شرایط قراردادی بیع متقابل و مقایسه آن با رفتار تولیدی واقعی شرکت ملی نفت ایران با توجه به دو گزینه حداکثر سازی سود تنزیل شده و حد اکثرسازی تولید انباشتی بعنوان تابع هدف بهره بردار و در چارچوب محدودیت های فنی و قراردادی به ارزیابی چارچوب قراردادی بیع متقابل از این دیدگاه پرداختند. روش مورد استفاده این نویسندگان، تعریف مسئله کنترل بهینه پویا در این دو میدان و حل آن به روش عددی بلمن می باشد. نویسندگان با فرض قیمت پذیر بودن بهره بردار و تعیین آن بصورت برونزا ، از پیش بینی قیمت های منتشره توسط EIA و البته تعدیل آن با توجه به نوع و کیفیت نفت خام تولیدی در میدان های سروش و نوروز استفاده کرده اند. با توجه به مباحث مطرح شده در ادبیات مربوط به انتخاب نرخ تنزیل مناسب برای بهره بردار در میادین سروش و نوروز، نویسندگان ترجیح داده اند تا با استفاده

[1]. Ghandi

از نرخ های تنزیل در دامنه ۱٪ تا ۳۰٪ در مدل و استخراج نتایج ، به تحلیل حساسیت بپردازند.مقایسه میزان تولید واقعی در میادین سروش و نوروز با مقادیر بهینه در هیچیک از سناریوهای بررسی شده تطابق ندارد. میزان تولید واقعی در سال های نخست با گزینه تولید بهینه در نرخ های تنزیل بالا تطبیق می کند هرچند در سال های پایانی چنین تطابقی قابل مشاهده نیست. این رفتار تولیدی با دیدگاه شرکت های بین المللی(داشتن نرخ تنزیل بالا) تطابق بیشتری دارد. بطور کلی نتایج بدست آمده از این پژوهش حاکی از غیر کارا بودن رفتار تولیدی شرکت ملی نفت ایران از نظر پیگیری هدف حداکثر سود از میدان بوده است . در ادامه ، این نویسندگان به بررسی رفتار شرکت ملی نفت ایران با فرض پیگیری هدف حداکثر نمودن تولید انباشتی بجای حداکثر کردن ارزش حال جریان سود، می پردازند. بررسی این نویسندگان نشان داد که حتی با وجود اینکه قرارداد، بهره بردار را ملزم به پیگیری هدف حداکثر کردن تولید انباشتی می کند، شرکت ملی نفت ایران به این هدف نرسیده است. قربانی و همکاران (۱۳۹۳) نیز با استفاده از این رویکرد و فرض قیمت پذیر بودن بهره بردار، سیاست تولید از یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران و تاثیر تزریق گاز در آن را مورد ارزیابی قرار داده اند درخشان(۱۳۹۳) در مقاله ای با برشمردن شروط بهینه بودن قراردادهای نفتی بر اساس اصول مطرح شده در سیاست های کلی اقتصاد مقاومتی، جوانب مختلف بکارگیری شرط تولید صیانتی و ازدیاد برداشت درانواع قراردادهای نفتی از دیدگاه منافع ملی ایران را مورد بررسی قرار داده است. نویسنده با بررسی مفهوم تولید صیانتی از مخزن و تطبیق آن با شرایط بهینه سازی پویا از دید ریاضی، با استناد به اصل بهینگی بلمن[1]، تصریح می نماید که در صورتی، برنامه های تولید فعلی و آتی از مخزن بهینه است که با در نظر گرفتن شرایط موجودمخزن، اهداف مورد نظر

۱. بلمن در کتاب برنامه ریزی پویا این اصل را چنین تعریف می کند: " هر سیاست بهینه، واجد این شرط است که علیرغم وضعیت اولیه و تصمیم اولیه، مابقی تصمیمات بایستی نسبت به وضعیت حاصل از تصمیمات قبلی، سیاست بهینه ای را تشکیل دهد"(بلمن ۱۹۵۷ ص ۳ به نقل از درخشان ۱۳۹۳)

در سیاست های بهره برداری در بلند مدت را به بهترین نحو تامین کند. به زبان ریاضی تابع هدف در الگوی بهره برداری از مخزن که همان حداکثرسازی ضریب بازیافت است بایستی بر اساس وضعیت کنونی مخزن، حداکثر شود. نویسنده با این استدلال، به ضرورت بکارگیری روشهای مناسب برای ازدیاد برداشت از مخزن در زمان مناسب و نقش شناخت کافی از رفتار مخزن جهت اتخاذ سیاست بهره برداری مناسب از آن را که متضمن تولید صیانتی است را مورد تاکید قرار می دهد. از نظر نویسنده شرط بهینگی قراردادهای نفتی، رعایت موازین تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در خلال عمر مخزن و نه عمر قرارداد است. بعقیده نویسنده، بازنگری در برنامه‌های ازدیاد برداشت متناسب با تغییرات رفتار مخزن در زمان مناسب و بالطبع تغییر در حجم سرمایه گذاری و دوره قرارداد، مهمترین مواردی است که برای رعایت موازین تولید صیانتی ضروری است در حالی که ساختار حقوقی قراردادهای بیع متقابل فاقد انعطاف پذیری لازم در این زمینه است. نویسنده در ادامه ، به تشریح مشکلات و آثار سوء این انعطاف ناپذیری از دیدگاه تولید صیانتی از میدان می پردازد. افزایش ریسک پیمانکار در رسیدن به سطح تولید مندرج در قرارداد ،افزایش ریسک پیمانکار در عدم بازیافت مازاد هزینه‌های سرمایه‌گذاری، افزایش ریسک کارفرما در استفاده پیمانکار از روشهای تولید غیر صیانتی برای پوشش ریسک خود، بکارگیری روش های جدید یا تصحیح برنامه توسعه مخزن مطابق با یافته های جدید از رفتار مخزن که برای تولید صیانتی لازم است اما بدلیل افزایش ریسک پیمانکار امکان اجرا نمی یابد و توجیه ناپذیری فعالیت پیمانکار از نظر استفاده از روش های جابجایی آهسته تر نفت، انجام بموقع پروژه های ازدیاد برداشت بویژه تزریق گاز که بازدهی بیشتر اما در زمانی طولانی تر از دوره قرارداد دارند و همچنین بهینه سازی عملیات و کاهش هزینه ها در بلند مدت توسط پیمانکار مجموعه دلایلی است که بدلیل کوتاه بودن نسبی دوره قراردادهای بیع متقابل و سقف ثابت هزینه های سرمایه ای قابل بازیافت پیمانکار بوجود می آید. در ادامه ، نویسنده با بررسی راه های مختلف جهت حل مشکلات فوق، در نهایت نتیجه گیری

می نماید که قراردادهای بیع متقابل فاقد ویژگی های لازم برای حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن نفتی و بویژه رعایت موازین تولید صیانتی بوده و لذا با منافع ملی در بلند مدت سازگاری ندارد.

۳. مدل تحقیق و روش برآورد

جهت بررسی امکان سیاست گذاری تولید بهینه از یک میدان نفتی در حال بهره برداری در شمال خلیج فارس که انجام عملیات افزایش ضریب برداشت از آن در چارچوب قراردادی بیع متقابل نسل اول انجام شده، ابتدا فرایند بهره برداری از این میدان را در قالب یک سیستم بهینه سازی پویا مدلسازی نموده و با حل این سیستم به روش عددی بلمن ، مسیر بهینه تولید از این مخزن را بر اساس گزینه های مختلف قیمت های انتظاری و نرخ تنزیل های متفاوت را بدست آورده و با مقایسه آن با پروفایل تولید پیشنهادی پیمانکار و عملکرد واقعی میدان، فاصله بین ترجیحات مورد نظر پیمانکار و شرایط واقعی میدان،مورد بررسی و تحلیل قرار می دهیم. چارچوب کلی مدل مورد استفاده در این پژوهش را می توان به شرح زیر ارائه نمود:

$$V(S_t) = Max_{\{Q_t\}}\{P_t * Q_t - C(S_t, Q_t) + \beta(V(S_{t+1})\}$$

$$\text{S.T:} \quad (۱)$$

$$Q_t \geq 0$$
$$S_t \geq 0$$
$$S_0 = s_0$$
$$S_{t+1} = S_t - Q_t$$
$$S_{t+1} - S_t = -Q_t$$
$$\sum_{t=0}^{T} Qt \leq s_0$$
$$Q_{min} \leq Q_t \leq Q_{max}$$
$$\text{ABC}(Q_t - Q_{t-1}) \leq Q_f$$

که در آن:

S_t ذخیره باقی مانده نفت در زیر زمین(متغیر وضعیت) به میلیون بشکه S_0 ذخیره قابل برداشت نفت در زیر زمین با توجه به انجام عملیات تزریق توام آب و گاز طبیعی به مخزن

و تکنولوژی مورد استفاده، میزان ذخیره نهایی قابل برداشت بر اساس مطالعات مخزن مشخص می‌شود.

Q_t نرخ استخراج سالانه نفت به میلیون بشکه/سال(متغیر کنترل), $C(Q_t S_t)$ تابع هزینه ، به میلیون دلار/سال

p_t قیمت پیش بینی شده نفت خام تولیدی – دلار/بشکه ،β عامل تنزیل معادل $\frac{1}{1+\text{نرخ تنزیل}}$

Q_{max} پیش بینی مقدار حداکثر توان تولید مخزن با در نظر گرفتن آثار تزریق آب و گاز طبیعی(در مطالعات جامع مخزن بر اساس مدل توسعه مشخص شده و با استفاده از شبیه ساز میدان محاسبه می شود) به میلیون بشکه در سال. این سطح از تولید در قرارداد بعنوان پروفایل تولیدی پیشنهادی پیمانکار(تولید قراردادی) شناخته می شود.

Q_{min} پیش بینی مقدار تولیدی که در صورت عدم اجرای عملیات تزریق آب و گاز طبیعی، از مخزن قابل انجام است. این شرط به این معنی است که سطح تولید، کمتر از حد تولید طبیعی نخواهد بود(میلیون بشکه در سال).

Q_f با توجه به ساختار زمین شناسی مخزن، مقدار تغییر تولید در دو دوره متوالی،حداکثر به میزان معینی نمی تواند در جهت افزایش یا کاهش تغییر کند. این محدوده، توضیح دهنده توان فنی میدان است.

$ABC(Q_t - Q_{t-1}) \leq Q_f$ بدین مفهوم است که قدر مطلق تغییرات تولید در دو دوره متوالی از میدان نمی تواند بیش از توان فنی تولید از میدان باشد(تغییرات روزانه مشخص و سپس به سالانه تبدیل می شود).

$S_{t+1} - S_t = -Q_t$ از محدودیت های سیستم در هر دوره است که برای محاسبه ذخیره باقی مانده نفت در زیر زمین است. یعنی تولید سالانه از تفاوت ذخیره سال جاری و سال بعد حاصل می شود(بعنوان متغیر وضعیت سال قبل) به عبارت دیگر ذخیره این دوره معادل است با ذخیره دوره گذشته منهای تولید سال قبل.

$V(S_t)$ تابع ارزش(معادله بلمن) است که مقدار حداکثر تابع هدف(ارزش حال خالص مخزن در دوره t) را بعنوان تابعی از متغیر وضعیت(ذخایر باقیمانده) تعریف می نماید.

$V(S_{t+1})$ این متغیر بمنظور پویا نمودن سیستم و برای منظور کردن شرایط آینده در محاسبه خالص ارزش حال مخزن وارد می شود.

در ادامه به معرفی روابط اصلی مدل می پردازیم:

۳-۱. تابع هزینه

ساختار هزینه ای مربوط به یک میدان نفتی در حال بهره برداری که انجام عملیات ازدیاد برداشت از آن در چارچوب قراردادی بیع متقابل صورت می گیرد را می توان به دو بخش مجزا تقسیم نمود. بخش اول شامل بازپرداخت هزینه های سرمایه ای،غیر سرمایه ای ،هزینه های تامین مالی(بهره) وحق الزحمه پیمانکار می باشد که طبق مدل مالی قرارداد و طبق دوره بازپرداخت توافق شده، محاسبه و پس از توافق نهایی در برنامه مالی منضم به قرارداد درج می گردد. بخش دوم : هزینه های بهره برداری: بطور کلی هزینه های بهره برداری (عملیاتی) شامل تمامی هزینه هایی که بطور مستقیم و غیر مستقیم در ارتباط با انجام فعالیت های بهره برداری،پرداخت می شود ازجمله تامین نیروی انسانی، خدمات و مواد و لوازم مصرفی ، تعمیر و نگهداری ، تامین قطعات یدکی ، تامین پوشش بیمه ای و از این قبیل. طبق مطالعات تجربی انجام شده[۱] هزینه های بهره برداری خود به دو قسمت هزینه های متغیر(که تحت تاثیر تغییرات میزان تولید می باشد) و هزینه های ثابت(که با میزان تولید ارتباط مستقیم ندارد) مثل هزینه های تعمیر و نگهداری چاه ها ،تجهیزات و تاسیسات سطح الارضی و ساختمان های پشتیبانی و فعالیت های خدماتی میدان . شکل کلی تابع هزینه در میدانی که در چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه یافته است بصورت رابطه(۲) نشان داده شده است.

$$C_t = cc_i + cq_t^{\propto} s_t^{\beta} \qquad (۲)$$

۱. چاکرواتی و همکاران(۱۹۹۷) ،گائو و همکاران(۲۰۰۹) ، قندی و همکاران(۲۰۱۱)، قربانی و همکاران(۱۳۹۳)

که در آن:

C_t هزینه کل

cc_i مجموع بازپرداخت اقساط پیمانکار

s_t مقدار ذخایر باقیمانده در سال مورد بررسی

q_t مقدار تولید در سال مورد بررسی

α ضریب تاثیر مقدار تولید درتابع هزینه است که بر اساس تئوری با علامت مثبت ظاهر می شود(رابطه مستقیم بین مقدار تولید و مقدار هزینه های تولید)

β ضریب تاثیر مقدار ذخایر باقیمانده درتابع هزینه(اثر ذخیره[1]) است که بر اساس تئوری با علامت منفی ظاهر می شود(رابطه معکوس بین مقدار ذخایر باقیمانده و مقدار هزینه‌های تولید)

۳-۱-۱. نحوه محاسبه میزان بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار

با توجه به مدل مالی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل، تامین مالی هزینه های سرمایه گذاری مورد نیاز جهت توسعه میدان تحت قرارداد، بعهده پیمانکار است. اما در دوره توافق شده جهت بازپرداخت،کارفرما موظف به بازپرداخت هزینه های سرمایه ای و غیر سرمایه ای(مورد قبول) و بهره متعلقه به آنها بعلاوه حق الزحمه پیمانکار تا سقف مقادیر مشخص شده در برنامه مالی منضم به قرارداد می باشد. بر اساس مدل مالی قراردادهای بیع متقابل نحوه محاسبه هر یک از اقلام قابل بازپرداخت به پیمانکار به شرح زیر است:

[1]. Stock Effect

هزینه‌های سرمایه‌ای و غیر سرمایه‌ای

طبق تعریف، هزینه های سرمایه ای به آن دسته از هزینه هایی اطلاق می شود که بطور مستقیم در ارتباط با انجام عملیات توسعه و خدمات پیش بینی شده در طرح جامع توسعه میدان بوده و از تاریخ موثر شدن قرارداد تا پایان مرحله توسعه، توسط پیمانکار پرداخت می شود از جمله هزینه های طراحی و مهندسی، خرید مواد و تجهیزات، بیمه پروژه ، هزینه های مدیریت پروژه و غیره و هزینه های غیر سرمایه ای به تمامی هزینه هایی که بطور غیر مستقیم برای انجام عملیات قرارداد ضروری بوده و توسط پیمانکار پرداخت شود اطلاق می گرددمثل مالیات ، بیمه تامین اجتماعی، حقوق و عوارض گمرکی، آموزش و...

برآورد هزینه های سرمایه ای مورد نیاز برای اجرای طرح هایی که بر اساس چارچوب قراردادی بیع متقابل انجام می شود در مطالعات جامع توسعه میدان انجام و همراه با جزئیات عملیات مورد تعهد پیمانکار و توزیع زمانی آن، جزء پیوست قرارداد قرار می گیرد. اما برآورد اقلام مختلف هزینه های غیر سرمایه ای، دارای روش مشخصی نیست. طبق شرایط مندرج در قرارداد، پیمانکار موظف است یک درصد هزینه های سرمایه ای طرح را بعنوان هزینه های آموزش منظور و هزینه نماید. اما در مورد سایر اقلام هزینه های غیر سرمایه ای، به هر میزان که هزینه های مذکور با تایید کارفرما تحقق یابد جزء هزینه های غیرسرمایه ای منظورمی گردد. روال معمول در برآورد کل هزینه های غیر سرمایه ای این است که بر مبنای درصدی از هزینه های سرمایه ای(بطور متوسط بین ۱۰ تا ۲۰ درصد) منظور می گردد. مجموع هزینه های سرمایه ای و غیر سرمایه ای برآورد شده و توزیع آن در دوره اجرا (سرمایه گذاری) بعنوان هزینه های سرمایه گذاری در برنامه مالی مورد توافق کارفرما و پیمانکار قرار گرفته و بطور معمول در اقساط مساوی بازپرداخت می گردد. نحوه محاسبه میزان هزینه های سرمایه گذاری قابل بازپرداخت در اقساط مساوی در هر دوره زمانی، بصورت رابطه (۳) است:

$$TR_t = TR_{t-1} - D_t = \sum_{i=0}^{T} Ai - \sum_{j=T+1}^{t} Dj \qquad (۳)$$

که $T<t$ و $\sum_{i=0}^{T} Ai \geq \sum_{j=T+1}^{j} Dj$

زمانی $TR_t = 0$ می‌شود که $\sum_{i=0}^{T} Ai = \sum_{j=T+1}^{j} Dj$ گردد یعنی کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری بازپرداخت شده است.

در این رابطه:

A_i مقدار هزینه های سرمایه ای در سال(i)

$i= 0, \ldots, T$ دوره سرمایه گذاری(ساخت)

$J=T+1,\ldots,t$ دوره بازپرداخت

$\sum_{i=0}^{T} Ai$ مجموع هزینه های سرمایه گذاری انجام شده توسط پیمانکار که قابل بازپرداخت است

D_j مقدار بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری در سال j

$T<t$ بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری پس از دوره ساخت انجام می شود

TR_t مقدار هزینه های سرمایه گذاری که درسال t باید بازپرداخت شود

نحوه محاسبه هزینه های تامین مالی

محاسبه هزینه های تامین مالی(بانکی) در هر دوره، بر اساس مانده هزینه های سرمایه گذاری قابل بازپرداخت به پیمانکار در پایان دوره قبل و نرخ بهره (لیبور+ اضافه مورد توافق در قرارداد) صورت می گیرد . نحوه محاسبه هزینه های بانکی بر اساس مدل مالی بیع متقابل بصورت رابطه (۴) انجام می‌شود:

$$IC_t = rTR_t + rIC_{t-1} - C_t \qquad (۴)$$

بطوری که $T<t$ و $\boldsymbol{IC_{t-1} > 0}$

در این رابطه:

rTR_t مقدار هزینه های بانکی مربوط به هزینه های سرمایه گذاری انجام شده که هنوز بازپرداخت نشده است.

rIC_{t-1} هزینه های بانکی مربوط به هزینه های بهره دوره قبل که هنوز بازپرداخت نشده

C_t مقدار توافق شده هزینه های بانکی که سالانه باید پرداخت شود.

تا جایی که $C_t = rIC_{t-1} + rTR_t$ شود، این سیستم محاسبه هزینه های بانکی ادامه می‌یابد.

در عمل محاسبه هزینه های بانکی بصورت ماهانه و بر اساس اقساط ثابت هزینه های سرمایه گذاری بازپرداخت نشده در هر ماه و نرخ بهره بین بانکی لندن باضافه ۰,۷۵ یا ۱ درصد (با توجه به توافق انجام شده در قرارداد) که در اجرا بصورت یک نرخ ثابت منظور می شود (ون گروئندال و مزرعتی[1]،۲۰۰۶)،صورت می گیرد.

نحوه محاسبه حق الزحمه پیمانکار

سومین نوع پرداخت به پیمانکار بر اساس مدل مالی قراردادهای بیع متقابل، پرداخت حق الزحمه به پیمانکار بابت تلاش هایش و تقبل ریسک های مربوط به انجام قرارداد است(B_{jt}). دوره پرداخت حق الزحمه نیز بر اساس توافق طرفین در دوره بازپرداخت(T+1,…,j) صورت می گیرد.

$B_j = \sum_{j=T+1}^{j} Bj$ مجموع مقادیر حق الزحمه پرداخت شده به پیمانکار بابت خدماتی که انجام داده (خدمات مهندسی،پشتیبانی ،ساخت ، تامین مالی، انتقال تکنولوژی، تقبل ریسک و... است.

برای محاسبه میزان حق الزحمه پیمانکار از رابطه(۵) استفاده می شود:

$$NPV_{contractor} = \sum_{i=0}^{T} \frac{-A_i}{(1 + RoR_{contractor})^i} + \sum_{j=T+1}^{j} \frac{(B_j + C_j + D_j)}{(1 + RoR_{contractor})^j} = 0 \qquad (۵)$$

در رابطه (۵) عواملی همچون برنامه سرمایه گذاری توافق شده($A_i , i = 0,1, \dots, T$)، دوره بازپرداخت هزینه ها(j=T+1,…,J) ، برنامه تولید تعهد شده توسط پیمانکار و مقادیر

[1]. Van Groenendaal and Mazraati

اقساط بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری و هزینه های بانکی و نرخ بازدهی مورد نظر پیمانکار در محاسبه حق الزحمه پیمانکار تاثیرگذارند.

یک قرارداد بیع متقابل دارای یک نرخ بازدهی داخلی مورد انتظار برای شرکت بین المللی نفتی می باشد که به آن $RoR_{contractor}$ گفته می شود. این نرخ با توجه به فرصت های سرمایه گذاری جایگزین و میزان ریسک تقبل شده توسط پیمانکار(ریسک فنی، مالی و ریسک کشوری) و در نهایت براساس مذاکره و توافق طرفین تعیین می شود . نرخ بازدهی داخلی مورد انتظار پیمانکار در واقع نقش نرخ تنزیل مورد نظر پیمانکار را بازی می کند.

با توجه به اینکه بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری در اقساط ثابت و در دوره بازپرداخت توافق شده انجام می شود ، بر اساس آن هزینه های بانکی نیز بر پایه نرخ بهره مشخص، قابل محاسبه خواهد بود. تنها قلم پرداخت به پیمانکار که می تواند در تطبیق با گزینه های دوره بازپرداخت و نرخ بازدهی داخلی پیمانکار(که با پیمانکار توافق شده)،تعیین شود، پرداخت حق الزحمه پیمانکار است. پس مقدار حق الزحمه ای که ارزش حال خالص مجموع دریافتی ها و پرداختی های پیمانکار در طول دوره قرارداد با توجه به نرخ بازدهی داخلی توافق شده برای پیمانکار را معادل صفر قرار می دهد، همان میزان حق الزحمه مورد نظر است که پس از محاسبه در جدول بازپرداخت ها منظور می شود و چون در این شیوه محاسبه ، رقم کل حق الزحمه پیمانکار حاصل می شود لذا پس از محاسبه، این رقم به اقساط مساوی در طول دوره بازپرداخت تبدیل و در جدول بازپرداخت های سالانه قرار می گیرد.

در مدل مالی بیع متقابل، علاوه بر تعیین سقف هزینه های سرمایه ای، برای کنترل مجموع هزینه ها و تضمین حداقل سود کارفرما، شرط مهمی وجود دارد که در رابطه (۶) نشان داده شده است.

$$\varphi GP_j \geq \left(B_j + C_j + D_j\right), GP_j = \sum_{j=1}^{j} P_{ij}Q_{ij} - Opex_j \qquad (۶)$$

که در آن:

φ درصدی از سود ناخالص پروژه تعیین شده در قرارداد. در قراردادهای بیع متقابل نسل اول و دوم این ضریب ۶۰ درصد و در قراردادهای نسل سوم ۵۰ درصد تعیین شده است.

Jسال مورد نظر در دوره بازپرداخت

D_j مقدار بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری در سال j

C_j مقدار بازپرداخت هزینه های بانکی در سال j

B_j مقدار پرداخت حق الزحمه در سال j

GP_j سود ناخالص طرح/میدان در سال j

$\sum_{j=1}^{J} PjtQjt$ مجموع حاصلضرب قیمت در مقدار هر یک از محصولات تولیدی میدان/طرح در سال j

$Opex_j$ هزینه های بهره برداری(عملیاتی) سالیانه طرح/میدان

بدین ترتیب که درصورتی که در هر دوره مالی(سالانه-j)، مجموع هزینه های منظور شده جهت بازپرداخت به پیمانکار، از درصدی از سود ناخالص تعیین شده برای پروژه(φ) بیشتر باشد،آن قسط قابل بازپرداخت نبوده و بازپرداخت آن به دوره بعد موکول می شود اگر این شرایط بطور متوالی تا سه سال ادامه یابد کارفرما موظف به بازپرداخت این اقساط نخواهد بود(خالقی،۱۳۹۱،ص۵۸).

۳-۱-۲ نحوه محاسبه هزینه های بهره برداری

در پژوهش حاضر با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات واقعی از عملکرد گذشته میدان نمونه ، از ساختار تابع هزینه تخمین زده شده در پژوهش های پیشین[۱] که به فرم نمایی ارائه شده استفاده گردید. بر این اساس تابع هزینه بهره برداری مورد استفاده در این مقاله در رابطه (۷) نشان داده شده است.

$$C(s_0 - s_t, Q_t) = c_1 e^{c_2(s_0 - s_t)} Q_t \;\; c_1 = 1.02899 \, , c_2 = 0.00125868 \quad (۷)$$

۱. با توجه به تشابه ویژگی های میدان نمونه با میدان نفتی سروش و نوروز در خلیج فارس که در پژوهش قندی و لین(۲۰۱۱) مورد بررسی قرار گرفته ، از نتایج این پژوهش در مورد تابع هزینه استفاده شده است. با توجه به نتیجه گیری نویسندگان مقاله مورد استناد مبنی برعدم حساسیت مدل به مقدار ثابت هزینه های بهره برداری محاسبه شده، بنابراین در تابع هزینه استفاده شده درمقاله حاضر مقدار ثابت تابع در محاسبات منظور نشده است. مولف

٤. داده ها و نتایج تجربی

٤-١. مشخصات میدان نمونه

میدان نفتی مورد بررسی در منطقه‌ای به وسعت تقریبی۲۵ * ۵ کیلومتر مربع، در دو بخش خشکی و دریایی در شمال غربی خلیج فارس گسترده شده است . عملیات اکتشافی این میدان در بخش خشکی در قالب قرارداد مشارکت بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت ایتالیایی آجیپ و عملیات اکتشافی در بخش دریایی این میدان در قالب قرارداد مشارکت بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت آموکو (ایپاک) در سال ۱۳۴۰ انجام گردید. در این میدان دو مخزن نفتی شناخته شده که کم عمق ترین آن ها مخزن توسعه نیافته رتاوی فوقانی از بخش ماسه سنگی اهواز(سازند آسماری) با نفت ۲۲ درچه API و میزان نفت درجا ۲۰۰میلیون بشکه(مطیعی،۱۳۸۹، جلد دوم ص۷۱۲) و دیگری مخزن فهلیان(در دو لایه یاماما با میزان نفت درجا ۶/۴۷ میلیار بشکه و منیفا با میزان نفت درجا ۱/۱۳ میلیارد بشکه جمعا به میزان ۷/۶ میلیارد بشکه(دفتر همکاری های فن آوری ریاست جمهوری،، ص ۱۸۷) با کیفیت ۳۴ درجه API و ۶ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی) می باشد. بهره برداری از دو لایه یاماما و منیفا در سال ۱۳۴۳ ه.ش آغاز شده و برای برداشت طبیعی از ذخایر این میدان با اجرای دو مرحله توسعه، مجموعا ۴۲ حلقه چاه (۱۸ حلقه در بخش دریایی و ۱۵ حلقه در بخش خشکی) حفاری و دو واحد بهره برداری به ظرفیت ۱۰۰ و ۱۱۰ هزار بشکه در روز احداث گردیده است. میزان بازیافت طبیعی از این میدان با حفظ روند گذشته حدودا ۱/۵ میلیارد بشکه برآورد شده است. تا فروردین ۱۳۷۹ میزان تولید تراکمی نفت در این میدان حدود ۱/۳۱ میلیارد بشکه و تولید انباشتی گاز ۴۷/۴ میلیارد متر مکعب بوده است(دفتر همکاری های فن آوری ریاست جمهوری،۱۳۸۵، ص۱۸۶). با توجه به بهره برداری طبیعی نزدیک به ۴۰ سال از این میدان، شرکت ملی نفت ایران با هدف افزایش میزان بازیافت از این میدان از ۱/۵ میلیارد به ۲/۵ میلیارد بشکه (بازیافت ثانویه به روش تزریق توام آب و گاز طبیعی به مخزن)، اجرای مرحله سوم طرح توسعه این میدان در چارچوب قرارداد بیع متقابل نسل اول با مشارکتی از شرکت نفتی الف

(توتال فرانسه بعنوان اپراتور با سهم ۵۵ درصد) و شرکت آجیپ ایتالیا (با سهم ۴۵ درصد) را در دستور کار خود قرار داد. این قرارداد در مهرماه سال ۱۳۷۷ منعقد و در تاریخ ۱۰ اسفند همین سال وارد فاز اجرایی گردید.

جدول ۱. مقایسه گزینه های مختلف توسعه میدان نمونه

گزینه توسعه	میزان نفت درجا به میلیون بشکه	حد نهایی بهره برداری از مخزن(میلیون بشکه)	تعداد چاههای تولیدی	تعداد چاههای تزریق آب	تعداد چاههای تزریق گاز
استخراج طبیعی	۶۷۰۰	۱۵۴۵	۴۲	–	–
تزریق توام آب و گاز طبیعی	۶۷۰۰	۲۴۴۵	۵۷	۱۲	۲

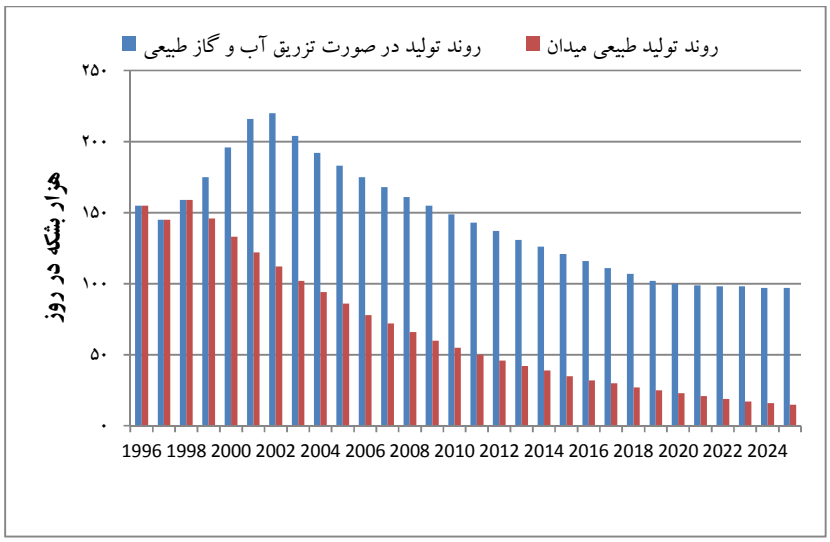
ماخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه خلیج فارس

همانطور که در جدول ۱ مشاهده می گردد، در طرح توسعه پیش بینی شده میدان، علاوه بر حفاری ۱۵ حلقه چاه تولیدی جدید، با حفر ۱۴ حلقه چاه جهت تزریق توامان آب و گاز طبیعی (گازهای همراه در میدان و گاز طبیعی جمع آوری شده از سایر میادین مجاور)، ظرفیت تولیدی میدان به روش بازیافت ثانویه از ۱۴۰ هزار به ۲۲۰ هزار بشکه در روز(بطور متوسط ۸۰ هزار بشکه در روز) افزایش و استحصال حدود ۹۰۰ میلیون بشکه نفت اضافی طی دوره ۳۰ ساله از میدان امکان پذیر می گردد. مهمترین عملیات اصلی پیش بینی شده در طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی، به شرح زیر است:

- انجام مطالعات لرزه نگاری سه بعدی و مطالعات مهندسی مخزن
- احداث تاسیسات و حفاری ۱۲ حلقه چاه جهت تزریق ۲۷۰ هزار بشکه در روز آب
- احداث تاسیسات و حفاری ۲ حلقه چاه جهت تزریق ۱۲۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز طبیعی
- حفاری ۱۵ حلقه چاه تولیدی جدید
- نصب ۶/۲ مگاوات ظرفیت تولید برق
- احداث تاسیسات فراورش نفت خام بظرفیت ۱۱۰ هزار بشکه در روز

- احداث تاسیسات و خطوط لوله دریایی و خشکی مورد نیاز
- احداث تاسیسات رفاهی و پشتیبانی

سقف هزینه های سرمایه ای پیش بینی شده ۵۴۰ میلیون دلار(به شرح جدول ۲) و نرخ سود بانکی برای محاسبه هزینه های مالی طرح، نرخ بهره بین بانکی لندن(لیبور) باضافه ۰/۷۵ درصد تعیین شده است.



نمودار ۱ . پیش بینی نرخ تولید روزانه نفت خام در دو گزینه برداشت اولیه و ثانویه

ماخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه خلیج فارس

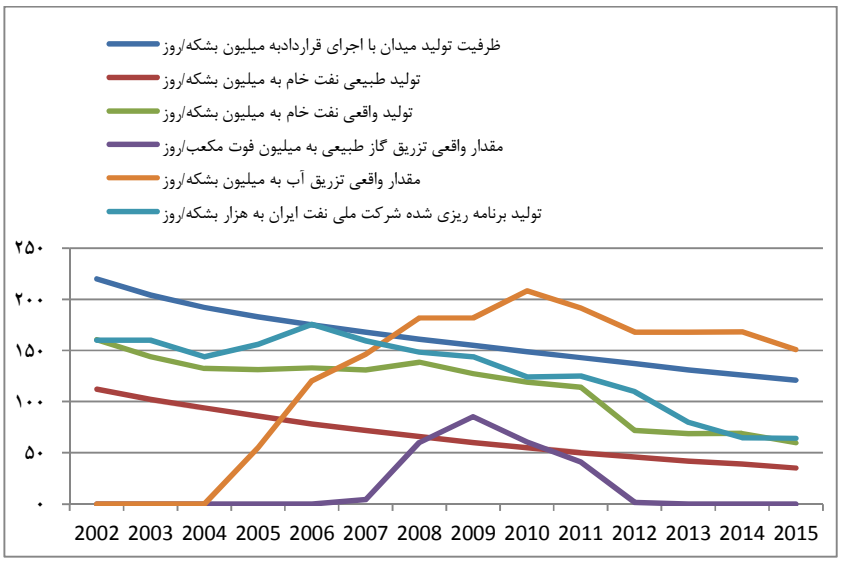
جدول۲. برآورد هزینه های سرمایه ای مورد نیاز اجرای طرح توسعه (ارقام به میلیون دلار امریکا)

سال	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	جمع دوره
هزینه های سرمایه ای	۳۲/۴	۲۵۳/۸	۱۷۸/۲	۶۴/۸	۱۰/۸	۵۴۰
هزینه های غیر سرمایه ای	۷/۷۷	۶۰/۹۱	۴۲/۷۶	۱۵/۵۵	۳/۱	۱۳۰
جمع	۴۰/۱۷	۳۱۴/۷۱	۲۲۰/۹۶	۸۰/۳۵	۱۳/۹۰	۶۷۰

ماخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه خلیج فارس

٤-۲. عملکرد واقعی میدان

مقایسه روند تولید واقعی میدان مورد بررسی ، با پروفایل تولیدی پیشنهادی پیمانکار در صورت اجرای طرح توسعه و روند تولید طبیعی میدان(در صورت عدم اجرای طرح تزریق آب و گاز طبیعی به میدان) در نمودار۲ نشان داده شده است. گرچه با اجرای طرح توسعه، سطح تولید از میدان بصورت نسبی افزایش یافته اما نسبت به سطح پیش بینی شده در طرح جامع توسعه میدان و حتی برنامه تعیین شده توسط شرکت ملی نفت ایران نیز متفاوت است.یکی از دلایل مهم عدم دستیابی به پروفایل تولیدی پیش بینی شده، عدم اجرای برنامه تزریق به میدان(تاخیر در اتمام و تحویل بموقع پروژه تزریق گاز طبیعی و عدم اجرای کامل برنامه تزریق آب و گاز طبیعی به میدان) مطابق برنامه کاری پیش بینی شده در قرارداد است(نمودار۲.).



نمودار ۲ .شاخص های مهم عملکردی میدان نمونه

ماخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه خلیج فارس و اطلاعات عملکرد دریافتی از کارشناسان شرکت بهره بردار

نکته قابل توجه دیگر در مشاهده نمودار۲ تفاوت پروفایل تولیدی برنامه ریزی شده توسط بهره بردار با پروفایل قراردادی است. همانطور که قبلا عنوان شد بدلیل اینکه پیمانکار پس از خاتمه عملیات توسعه، میدان را تحویل کارفرما می دهد لذا اختلاف برنامه تولیدی کارفرما و پیمانکار در این دوره، حکایت از اختلاف برداشت بهره بردار و پیمانکار از توان فنی میدان و امکان تامین نیازهای اجرای مدل توسعه است. در بکارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل در مورد اجرای طرح های ازدیاد برداشت در میادین درحال بهره برداری، منظور نمودن امکانات واقعی بهره بردار در بکارگیری مدل توسعه ای مورد نظر پیمانکار و البته دسترسی کامل پیمانکار به اطلاعات عملکردی میدان در گذشته از اهمیت زیادی برخوردار است. ناهمسانی اطلاعات بین دو طرف قرارداد و عدم حضور مسئولانه پیمانکار در دوره بکارگیری مدل توسعه پیشنهادی وی، موجب می شود تا هیچکدام از اطراف قرارداد، مسئولیت برنامه پیشنهادی و اجرای آن را نپذیرند. در میدان نمونه هم فعالیت تزریق گاز مطابق برنامه آغاز نشده و هم به سطح پیش بینی شده در برنامه نرسیده و هم پس از چند سال متوقف شده است. در مورد تزریق آب نیز روند منظمی مشاهده نمی گردد. کمبود گاز طبیعی و مشکلات فنی سیستم تزریق آب، از مهمترین دلایل عدم تطابق اجرای برنامه تزریق آب و گاز طبیعی مطابق طرح جامع توسعه میدان ذکر شده است . با این وجود، عدم دسترسی به اطلاعات بیشتر، امکان بررسی دقیق دلایل عدم اجرای کامل عملیات پیش بینی شده در قرارداد و تاثیر احتمالی آن بر عملکرد تولید میدان وجود ندارد اما وجود این مشکلات و تبعات آن بر تولید صیانتی از میدان را بی تردید بایستی به ناکارایی چارچوب قراردادی بیع متقابل بویژه از بعد انعطاف ناپذیری طرح جامع توسعه میدان در مواجهه با واقعیات در مرحله اجرا منتسب نمود. این بحث در بخش نتایج بیشتر تشریح خواهد شد.

٤-۳. اطلاعات قراردادی

جهت اجرای طرح توسعه میدان مورد بررسی از چارچوب قراردادی بیع متقابل استفاده گردید. جدول ۳. اطلاعات پایه قراردادی مورد استفاده را نشان می دهد.

جدول۳ .اطلاعات مفروض جهت محاسبات بازپرداخت اقساط پیمانکار در قرارداد بیع متقابل

عنوان شاخص	مقدار
هزینه های سرمایه ای	میلیون دلار ۵۴۰
هزینه های غیر سرمایه ای	۲۴درصد هزینه های سرمایه ای
دوره اجرا(ساخت)	ماه ۶۰
دوره بازپرداخت	۱۲۰ ماه پس از تحویل میدان به بهره بردار
نرخ بهره	درصد ۵
سقف نرخ بازگشت پیمانکار	درصد ۱۵
نحوه محاسبه بازپرداخت	اقساط یکسان ماهیانه
سقف درآمدهای ناخالص میدان جهت بازپرداخت اقساط سالانه پیمانکار	درصد ۶۰

ماخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه خلیج فارس و اطلاعات قراردادی مفروض مولف

همانطور که در بخش دوم این مقاله بیان شد، با توجه به مدل مالی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل ، بر پایه مفروضات قراردادی مندرج در جدول ۳ می توان میزان بازپرداخت اصل هزینه های سرمایه گذاری، هزینه های تامین مالی و حق الزحمه پیمانکار را محاسبه نمود . جدول۴ نتیجه این محاسبات را نشان می دهد. بر اساس مدل مالی قراردادهای بیع متقابل ، مقدار هزینه های سرمایه ای، طول دوره قرارداد(دوره ساخت و دوره بازپرداخت)، نرخ بهره و نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار از مهمترین پارامترهای موثر بر تعیین میزان بازپرداخت به پیمانکار می باشند. با توجه به اینکه در زمان انعقاد قرارداد،علی الاصول تعیین مقدار هزینه های سرمایه ای و دوره ساخت بعنوان پارامتر های فنی با حداکثر شناخت موجود و با بررسی های دقیق کارشناسی انجام می شود و پارامترهای نرخ بهره و نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار نیز با در نظر گرفتن شرایط بازار مالی ، میزان ریسک تقبل شده توسط پیمانکار در پروژه و فرصت های سرمایه گذاری پیمانکار در بازار مشخص می شود و لذا تنها پارامتر قابل انتخاب توسط کارفرما که می تواند بطور مستقیم روی مدیریت گردش نقدینگی میدان و برنامه ریزی تولیدمیدان تاثیر گذار باشد انتخاب دوره بازپرداخت هزینه های پیمانکار است. نمودار۲ تاثیر افزایش این دوره بر میزان بازپرداخت به پیمانکار با فرض ثابت بودن سایر پارامترها را نشان می دهد. همانطور که

مشاهده می شود با افـزایش دوره بازپرداخـت، اگرچـه مقـدار مطلـق آن جهـت حفـظ نـرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار افزایش می یابد امـا بـا کـاهش شـیب پرداخـت هـای سـالانه و کاهش فشار مالی به بهره بردار، در یک تحلیل ایستا، مـی تـوان انتظـار داشـت کـه انتخـاب مسیر تولیدتوسط بهره بردار تحت فشار کمتری قرار خواهد گرفت. در عمل، قبل از امضای قرارداد، مقادیر بازپرداخت هزینه های سرمایه ای و غیر سرمایه ای، هزینه های بانکی و حـق الزحمه پیمانکار با توجه به توافق دو طرف محاسبه و بعنوان سقف بازپرداخت هـا ، ضـمیمه قرارداد می گردد. پس از شروع دوره بازپرداخت، کارفرما با تطبیـق موضـوعی هزینـه هـای سرمایه ای انجام شده و سقف تعیین شده با مفاد قرارداد ،عملکرد پیمانکـار در مـورد انجـام تعهـدات قراردادی(سـطح تولیـد، دوره سـاخت، اسـتفاده از ظرفیـت هـای داخلـی و...) ، عملکرد هزینه های غیر سرمایه ای و عملکرد هزینه های بانکی(بـدون منظـور کـردن هزینـه های اضافی ناشی از تاخیرات زمانی غیر مجاز پیمانکار)، میزان بازپرداخت هزینه هـا و حـق الزحمه پیمانکار را محاسبه نموده و حداکثر تا سقف مـورد توافـق در زمـان امضـاء قـرارداد (۶۰ درصد درآمد ناخالص میدان) به پیمانکار پرداخت می نماید. نکتـه مهـم اینکـه در ایـن مقطع زمانی ، نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار که در زمان عقـد قـرارداد توافـق شـده بـود بعنوان سقف بازدهی پیمانکار منظور می شود. در صورتی که میزان بازپرداختی هـای انجـام شده ، نرخ بازدهی کمتری را نصیب پیمانکار کند، کارفرمـا مسـئولیتی نخواهـد داشـت. بـر اساس ادعاهای شرکت های نفتی طرف قرارداد با شرکت ملـی نفـت ایـران، مقـادیر اضـافه هزینه کرد[1] (نسبت به سقف منظور شده در قرارداد) این شرکتها در برخـی قراردادهـا، قابـل توجـه بـوده اسـت(دلپریش، ۱۳۹۲) [2]. عوامـل مختلفـی از جملـه افـزایش قیمـت مـواد و تجهیزات پروژه ها، افزایش دوره ساخت(تاخیر پیمانکار) و... بعنـوان دلایـل افـزایش هزینـه های سرمایه ای مازاد بر سقف تعیین شده در قرارداد و به تبـع آن،کـاهش قابـل توجـه نـرخ

[1]. Capital Over Run

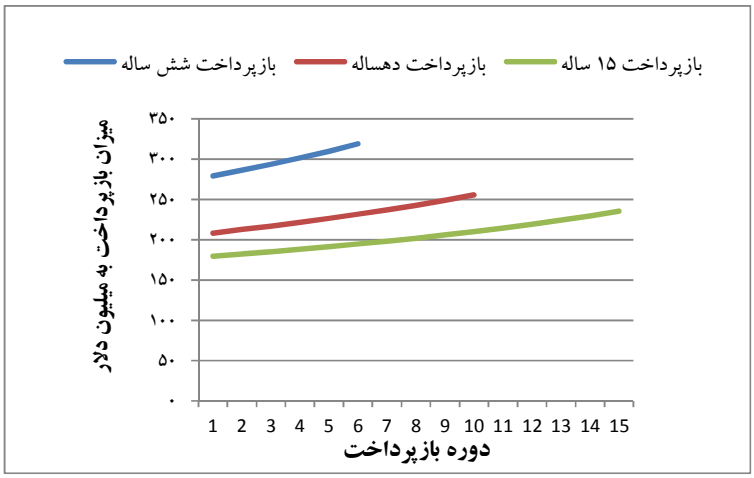
۲. سخنرانی مدیر محترم برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران در اولین همایش بازنگری قراردادهای بیع متقابل در تهران

بازدهی پیمانکار نسبت به نرخ توافق شده در قرارداد مطرح شده است(دهقانی،۱۳۹۳ص ۲۵۳ و قندی و لین،۲۰۱۳ ، ص ۹).

جدول٤. بازپرداخت به پیمانکار در چارچوب قراردادی بیع متقابل(ارقام به میلیون دلار امریکا)

عنوان/دوره بازپرداخت	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم	سال ششم	جمع دوره
هزینه های سرمایه ای و غیر سرمایه‌ای	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۶۴۸
هزینه های مالی	۲۶/۳۵	۳۳/۳۴	۴۰/۷۳	۵۶/۴۸	۵۶/۹۳	۶۶/۳۴	۲۷۲/۲۶
حق الزحمه پیمانکار	۱۴۴/۸۰	۱۴۴/۸۰	۱۴۴/۸۰	۱۴۴/۸۰	۱۴۴/۸۰	۱۴۴/۸۰	۸۶۸/۸
جمع	۲۷۹/۱۵	۲۸۶/۱۴	۲۹۳/۵۳	۳۰۱/۳۶	۳۰۹/۷۳	۳۱۹/۱۴	۱۷۸۹/۰۶

ماخذ: محاسبات نگارنده بر اساس فروض جدول۳



نمودار۳. میزان بازپرداخت به پیمانکار در گزینه های دوره بازپرداخت شش،ده و پانزده ساله

ماخذ: محاسبات نگارنده در جدول ۴

٤-٤. برآورد تابع هزینه کل میدان نمونه

با توجه به مباحث مطرح شده در بخش های قبلی، می توان تابع هزینه کل میدان مورد بررسی را در دو بخش بازپرداخت هزینه های پیمانکار(بعنوان بخش ثابت تابع هزینه) و

هزینه های عملیاتی میدان(بصورت رابطه نمایی) با استفاده از ضرایب برآورد شده در مقاله قندی و لین(۲۰۱۱) به شرح رابطه ۸ ارائه نمود:

$$C_t = cc_i + (1.02899e^{-0.0015868(s_0 - s_t)})Q_t \qquad (۸)$$

که در آن:

C_t هزینه کل به میلیون دلار

cc_i مجموع بازپرداخت اقساط پیمانکار به میلیون دلار

s_t مقدار ذخایر باقیمانده در سال مورد بررسی به میلیون بشکه

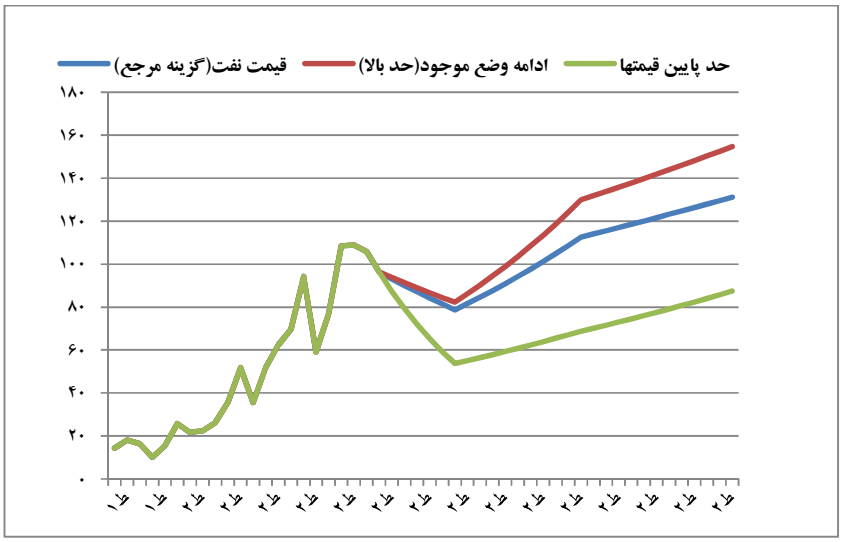
Q_t مقدار تولید در سال مورد بررسی به میلیون بشکه

همانطور که از نظر تئوری نیز انتظار می رود علامت پارامتر اثر ذخیره برآورد شده در تابع هزینه، منفی طاهر شده است که نشان می دهد هزینه استخراج با کاهش ذخائر باقیمانده ، افزایش می یابد.

٤-٥. مسیر قیمتی مورد انتظار برای نفت تولیدی از میدان

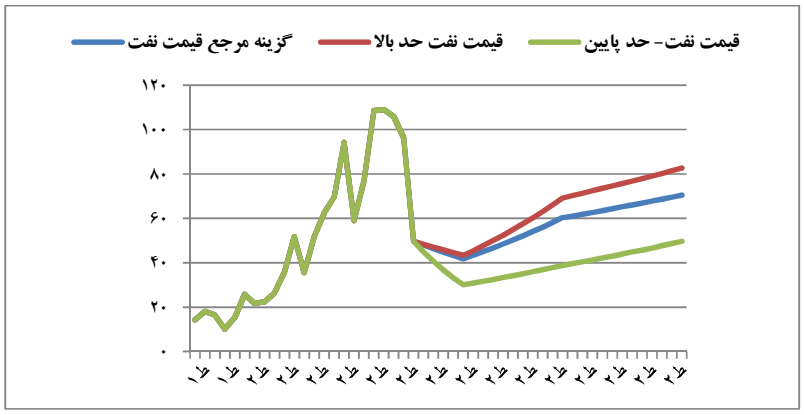
یکی از متغیرهای مهم در مدل بهینه سازی پویا، قیمت های انتظاری نفت خام سبک بعنوان محصول تولیدی در میدان نمونه است. با فرض اینکه بهره بردار از میدان نمونه(شرکت ملی نفت ایران) بدون استفاده از سایر ابزارهای خود، تنها با اتکا به قدرت تولیدی خود در میدان نمونه بنا دارد نفت تولیدی خود را وارد بازار جهانی نفت خام نماید بر این اساس می توان نتیجه گرفت که در این ساختار بازار، بهره بردار بعنوان یک تولید کننده قیمت پذیر با بازار مواجه خواهد بود و لذا قیمت های انتظاری برای او همان مسیر قیمتی مورد انتظار در بازار جهانی نفت خام خواهد بود. یکی از مهمترین منابع در دسترس که اطلاعات مربوط به پیش بینی بلند مدت قیمت نفت خام را ارائه می نماید آژانس بین المللی انرژی(IEA) است که در قالب گزارشات سالانه چشم انداز جهانی انرژی این اطلاعات را منتشر می نماید. با توجه به اینکه این پیش بینی ها بر اساس نفت خام شاخص برنت انجام می شود لذا جهت بدست آوردن قیمت های انتظاری نفت خام تولیدی از میدان نمونه(با API معادل ۳۴)، مقدار متوسط تفاوت تاریخی بین قیمت فروش نفت خام

سبک ایران در خلیج فارس و قیمت نفت خام شاخص برنت(اسپات) که بنابر محاسبه قربانی و همکاران(۱۳۹۳) به میزان ۲/۷ دلار/بشکه محاسبه شده را از قیمت پیش بینی شده برنت که در گزارش IEA که در سال ۲۰۱۵ منتشر گردیده کسر می گردد. این تفاوت نشان دهنده هزینه حمل و نقل و بازاریابی تا بازار اروپا و تفاوت کیفیت دو نفت خام مورد نظر خواهد بود. علیرغم کاهش شدید قیمت نفت خام در سال ۲۰۱۵ ، پیش بینی روند آتی قیمت جهانی نفت خام در گزارش IEA2015 نیز حاکی از روند صعودی قیمتها در سال های ۲۰۲۰ به بعد می باشد. حتی اگر مبنای پیش بینی روند های آتی را بر پایه قیمت های کاهش یافته سال ۲۰۱۵ قرار داده و بر اساس نرخ های رشد پیش بینی شده توسط IEA2015 نیز روند قیمت های آتی را بدست آوریم همانطور که در نمودار۵ مشاهده می گردد از سال ۲۰۲۰ به بعد شاهد روند افزایشی قیمت ها ولی با شیب کمتر خواهیم بود. با توجه به اهمیت روند قیمت های انتظاری در شکل دهی مسیر بهینه تولید، نتایج حاصل از مدل با در نظر گرفتن اطلاعات جدید نیز تغییر معناداری نخواهد داشت. بنابر این در این مقاله روند قیمت های پیش بینی شده توسط IEA2015 بدون در نظر گرفتن سقوط قیمت ها در سال ۲۰۱۵ مبنای محاسبات قرار گرفته است.



نمودار ٤. مسیر قیمتی مورد انتظار برای نفت تولیدی از میدان نمونه بر اساس پیش بینی IEA2015

Source:World Energy Outlook 2015



نمودار ۵ . مسیر قیمتی مورد انتظار برای نفت تولیدی از میدان نمونه بر اساس قیمت واقعی ۲۰۱۵ و شیب پیش بینی IEA2015

ماخذ: محاسبات نگارنده

٤-٦. نرخ تنزیل

یکی دیگر از عوامل برونزای موثر بر تعیین سیاست بهینه تولید، نرخ تنزیل یا نـرخ ترجیحـات زمانی بهره بردار می باشد. بنا به تعریف در بنگاههای انتفاعی، نرخ تنزیل به نـرخ بـازدهی اطـلاق می شود که علاوه بر جبران نرخ بازدهی سرمایه گذاری در بازار دارایـی بـدون ریسـک، جبـران کننده میزان ریسک تقبل شـده درپـروژه سـرمایه گـذاری مـورد نظـر نیـز باشد(اسـترادا[1]،۲۰۰۷). وقتی این بحث در مورد دولت ها مطرح می شود دارای ابعاد وسـیعی از جملـه حفـظ منـافع بـین نسلی، نیازهای مصرفی جاری و... می گردد. بر اساس یافته های موجـود(آدلمن[2]،۱۹۸۶ ، آدلمـن ۱۹۹۳)، نرخ تنزیل برای کشورهای کمتر توسعه یافته تولید کننـده نفـت بـدلیل وابسـتگی اقتصـاد آن ها به درآمدهای نفتی همواره بیش از نرخ تنزیل شرکت های نفتی کـه در کشـورهای توسـعه یافته(مثل ایالات متحده امریکا) فعالیت می کنند،می باشد. بدلیل نیاز این پژوهش به دانسـتن نـرخ تنزیل از نظر دولت(شرکت ملی نفت) و عدم امکان تعیین دقیق آن از دیدگاه شرکت ملـی نفـت ایران(دولت)، در اینجا مدل را با گزینه های مختلف نرخ تنزیل حل و نتایج آن را بـا هـم مقایسـه خواهیم نمود . همانطور که در پژوهش های پیشین نیز عمل شـده(قندی و لـین، ۲۰۱۱ ، قربـانی و همکاران ،۱۳۹۳) ، برای حل مدل ، دو دامنه کمتر از ۱۰ درصد(۱ درصـد و ۸ درصـد) و بـالاتر از ۱۰ درصد(۱۲ درصد و ۲۰ درصد) از نرخ های تنزیل در نظر گرفته شده و بر اسـاس آن رفتـار بهره بردار در تعیین سیاست استخراج از مخزن مورد بررسی قرار گرفته است[3].

٤-۷. نتایج تجربی

جهت بدست آوردن مسیر بهینه استخراج از میدان نمونه در بازه زمانی ۱۹۹۶ تـا ۲۰۲۵ ، مدل بهینه سازی پویای معرفی شده در بخش ۳ را با توجه بـه روابـط تـابعی تعریـف شـده و اطلاعات پایه تشریح شده با استفاده از رویکرد عددی بلمن و بـا بهـره گیـری از نـرم افـزار Matlab اجرا نموده و نتایج آن را مورد بررسـی قـرار مـی دهیم.مسـیر بهینـه تولیـد بدسـت

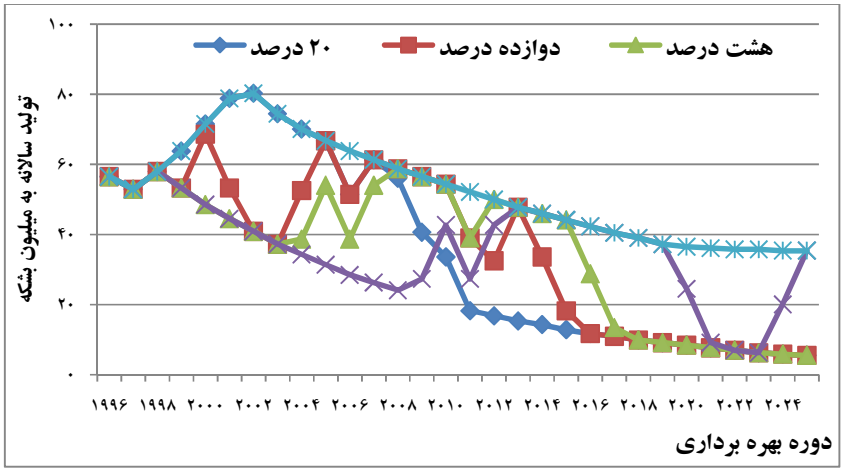
---

[1]. Estrada

[2]. Adelman

۳. انتخاب نرخ تنزیل ۱ درصد بعنوان نرخ حدی پایین و نرخ ۲۰ درصد بعنوان نرخ حدی بالا انجام شده است. دو نرخ ۸ درصد و ۱۲ درصد نیز بعنوان محدوده معمول در ارزیابی طرح های سرمایه ای در شرکت ملی نفت ایران انتخاب شده است- مولف

آمده از اجرای مدل بهینه سازی پویا با توجه به داده های میدان نمونه و سناریوهای مختلف نرخ تنزیل در نمودار۶ نشان داده شده است.

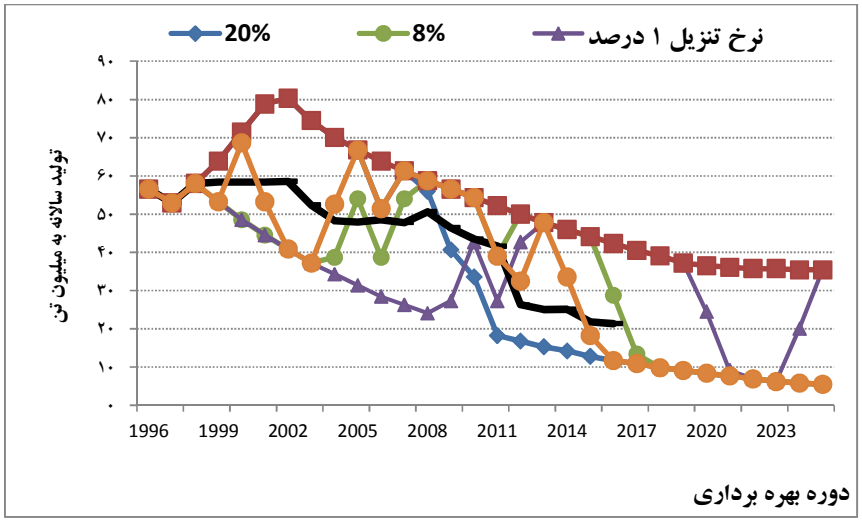


نمودار٦. مسیر بهینه تولید محاسبه شده درمدل در سناریوهای مختلف نرخ تنزیل

ماخذ: نتایج بدست آمده از مدل

همانطور که در نمودار ۶ مشاهده می گردد و از نظر تئوری نیز انتظار می رفت، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل به مقادیر متفاوت نرخ تنزیل واکنش نشان داده است. بر اساس نتایج بدست آمده ، الگوی بهره برداری پیشنهادی مدل، در گزینه حدی نرخ تنزیل ۲۰ درصد حداکثر برداشت از ذخایر مخزن در سال های اولیه بهره برداری از میدان است اما در نرخ های تنزیل ۱۲ درصد و ۸ درصد اگرچه الگوی کلی بهره برداری، برداشت بخش عمده ذخیره میدان در دوسوم اول دوره بهره برداری و سهم کمتری از آن در سال های آخر دوره است اما با واکنش مدل نسبت به تغییرات قیمت نفت ، این مسیر با افت و خیز همراه می گردد. در نرخ تنزیل ۸ درصد ، سطح تولید در سال های اولیه دوره تا حداقل ممکن کاهش می یابد. در نرخ تنزیل حدی ۱ درصد، الگوی زمانی بهره برداری (درست معکوس گزینه ۲۰ درصد)، حداقل سطح تولید در یک سوم اول دوره و بقیه برداشت در دوره آینده صورت خواهد گرفت. مقایسه مسیر بهینه پیشنهادی مدل با پروفایل تولید

قراردادی نشان از هماهنگی الگوی بهره برداری پیشنهادی پیمانکار با گزینه های مسیر بهینه تولید در نرخ های تنزیل بالا۲۰(درصد)، دارد . یا توجه به توافق دو طرف قرارداد روی پروفایل تولید قراردادی، می توان نتیجه گرفت که الگوی بهره برداری بهینه مورد نظر کارفرما(شرکت ملی نفت ایران) و پیمانکار(شرکت بین المللی نفتی)، با مسیر بهینه تولید در گزینه های نرخ تنزیل بالا همسویی دارد. این نتیجه با یافته های دفتر فن آوری های ریاست جمهوری(۱۳۸۵) ، قندی و لین(۲۰۱۱) و آدلمن(۱۹۸۶) تطابق دارد. مقایسه مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل با فرض سناریوهای مختلف نرخ تنزیل با میزان تولید واقعی میدان تا سال ۲۰۱۵ در نمودار ۷ نشان می دهد که میزان تولید واقعی میدان تنها از مسیر بهینه تولید با فرض نرخ تنزیل ۱ درصد بالاتر است اما از مسیرتولید بهینه در گزینه های دیگر نرخ تنزیل و حتی مسیر تولید قراردادی نیز پایینتر است.



نمودار۷. مقایسه مسیر بهینه تولید در گزینه های مختلف نرخ تنزیل با مقدار واقعی تولید و تولید قراردادی در میدان نمونه

ماخذ: نتایج بدست آمده از مدل

همانطور که از نمودار ۷ مشاهده می گردد روند واقعی تولید در میدان با هیچیک از الگوهای زمانی بهره برداری پیشنهادی مدل در گزینه های مختلف نرخ تنزیل تطبیق ندارد. اما در دوره اول بهره برداری در سطحی پایینتر از مسیر بهینه با نرخ تنزیل ۲۰ درصد و در سطحی بالاتر از مسیر بهینه با نرخ تنزیل ۱ درصد قرار دارد.اگرچه در سالهای بعد نیز این نتیجه بصورت معکوس تکرار می شود. در مورد مسیر بهینه تولید در گزینه ۸ و ۱۲ درصد بطور کامل نمی توان قضاوت کرد زیرا با توجه به نوسان سطح تولید تحت تاثیر قیمت نفت، مسیر بهینه پیشنهادی مدل تغییراتی داشته اما چون مسیر تولید واقعی میدان به تغییرات قیمت حساسیتی نداشته لذا هماهنگی بین آنها قابل مشاهده نیست. نکته دیگر پایینتر بودن سطح تولید واقعی میدان از مسیر تولید قراردادی در کل دوره است که حاکی از عدم تطابق کامل تولید واقعی و قراردادی در میدان مورد بررسی دارد همانطور که در بخش چهارم نیز بیان شد عدم اجرای کامل عملیات طراحی شده در مدل توسعه مورد نظر قرارداد به دلایل عدم اجرای بموقع عملیات توسط پیمانکار و کمبود گاز طبیعی جهت تزریق و مشکلات سیستم تزریق آب، تحقق مسیر تولیدی قراردادی امکان پذیر نگردیده است.

۵. نتیجه‌گیری

نحوه تصمیم گیری در مورد میزان تولید و عرضه محصول در یک بنگاه اقتصادی یکی از مهمترین مباحث اقتصاد خرد شناخته می شود. زمانی که موضوع فعالیت بنگاه، استخراج یک منبع تجدید ناپذیر مثل نفت و گاز باشد، دو ویژگی پایان پذیری منبع و بین دوره ای بودن اینگونه فعالیت ها موجب گردیده که تصمیم گیری در مورد میزان استخراج و عرضه این منبع، مستلزم در نظر گرفتن همزمان اصول بهره برداری بهینه از مخزن بلحاظ فنی(MER) و شرایط اقتصادی مثل قیمت های انتظاری محصول، هزینه های تولید و نرخ تنزیل بهره بردار باشد به نحوی که مجموع جریان ارزش خالص سود انتظاری ناشی از بهره برداری از آن مخزن،در طول عمر آن حداکثر گردد. منظور نمودن همزمان اصول فنی بهره برداری و پارامترهای اقتصادی در تابع تصمیم گیری در مورد مقدار تولید از مخزن در طول عمر آن، مفهوم الگوی بهره برداری بهینه از مخزن را شکل می دهد. این مفهوم در

ادبیات حقوقی و قانونی ایران بعنوان تولیدصیانت شده شناخته می شود[1]. در صورتی که دولت برای توسعه بهره برداری از منابع نفت و گاز ، از مشارکت شرکت های بین المللی نفتی در قالب یک چارچوب قراردادی استفاده کند، شرایط قراردادی که بطور مستقیم یا غیر مستقیم بر این الگوی تصمیم گیری تاثیر می گذارند نیز وارد این سیستم می شوند. با توجه به بکارگیری چارچوب قراردادی بیع متقابل جهت توسعه مخازن نفت و گاز در ایران پس از انقلاب اسلامی، در این مقاله جهت بررسی نحوه تعیین مسیر بهینه تولید(استخراج) در یک مخزن نفتی در حال بهره برداری که وارد مرحله افت تولید شده، از سیستم بهینه سازی پویا که به روش عددی بلمن حل می شود استفاده شده است. بر این اساس یک میدان نفتی در حال بهره برداری در منطقه خلیج فارس که برای اجرای طرح ازدیاد برداشت از آن از چارچوب قراردادی بیع متقابل استفاده شده را انتخاب و سیستم بهینه سازی پویا با توجه به اطلاعات فنی و اقتصادی این میدان و ملحوظ نمودن شرایط بازار، مدل سازی شده است. در این مدل متغیرهای قیمت های انتظاری نفت خام و نرخ تنزیل بصورت برونزا تعیین می شوند و متغیر ذخایر باقیمانده بعنوان متغیر وضعیت و میزان تولید در هر دوره بعنوان متغیر کنترل لحاظ شده است. براورد هزینه ها در این مدل در دو بخش انجام می شود : در بخش اول هزینه های توسعه میدان(شامل هزینه های سرمایه ای، غیر سرمایه ای،تامین مالی و حق الزحمه پیمانکار) که بر اساس مدل مالی حاکم بر یک چارچوب قراردادی بیع متقابل، برآورد می گردد. در بخش دوم هزینه های بهره برداری با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات هزینه ای میدان مذکور، با استفاده از رابطه برآورد شده در مورد میادین سروش و نوروز(مقاله قندی و لین۲۰۱۱)، برآورد شده است.

در تشکیل سیستم بهینه سازی پویای میدان نمونه، علاوه بر اعمال محدودیت های معمول ناشی از یافته های نظریه بهره برداری از منابع تجدید ناپذیر مبنی بر کوچکتر بودن میزان تولید تراکمی از ذخایر باقی مانده و غیر صفر و غیر منفی بودن میزان تولید و ذخایر باقیمانده، محدودیت های دیگری که نشان دهنده ظرفیت فنی برداشت از مخزن است نیز

۱. ماده ۱ اصلاحیه قانون نفت مصوبه ۲۲ خرداد ۱۳۹۰ مجلس شورای اسلامی

لحاظ شده است. با توجه به مدل توسعه پذیرفته شده در طرح جامع توسعه میدان نمونـه، در صورت اجرای برنامه تزریق آب و گاز طبیعی بـه میـدان، میـزان برداشـت از ایـن میـدان از ۱/۵۴۵ میلیـارد بشـکه بـه ۲/۴۴۵ میلیـارد بشـکه افـزایش خواهـد یافـت. پروفایـل تولیـدی پیشنهادی پیمانکار در صورت اجرای طرح توسعه، حداکثر توان فنی میدان تلقی شده و لـذا بعنوان شرط حداکثر تولید در مدل در نظر گرفته شـد. بـا توجـه بـه اینکـه در صـورت عـدم اجرای طرح توسعه، روند تولید با توجه به فشار طبیعی میدان ادامه خواهـد یافـت لـذا مسـیر تولید طبیعی پیش بینی شده برای میدان بعنوان شرط حداقل تولید در مدل لحـاظ گردیـد. و آخرین محدودیت مربوط به نوسانات دوره ای تولید است که طبـق نظـر متخصصـین، نمـی تواند از حد معینی بالاتر یا پـایینتر باشـد بـا توجـه بـه مطالعـات مخـزن نمونـه ایـن میـزان در محدوده ۱۵ هزار بشکه در روز تعیین گردید. تابع ارزش در مدل مـا دارای دو متغیـر برونـزا یعنی قیمت انتظاری نفت خام و نرخ تنزیل بهره بردار(شرکت ملی نفت) است. بـا توجـه بـه قیمت پذیر بودن بهره بردار در بازار، پیش بینـی قیمـت نفـت شـاخص برنـت در سـه گزینـه مرجع، حد بالا و حد پایین که در گزارش چشم انداز بازار انرژی IEA سال ۲۰۱۵ آمـده بـا کسر هزینـه هـای حمـل و بازاریـابی (بطـور متوسـط ۲,۷ دلار/بشـکه در طـی دوره) بعنـوان تقریبی از قیمت های انتظاری و گزینـه هـای مختلـف نـرخ تنزیـل بـا توجـه بـه عـدم امکـان برآورد آن مورد استفاده قرار گرفت. حل مـدل بهینـه سـازی پویـای میـدان نمونـه بـه روش عددی بلمن با استفاده از بخش بهینه یابی نرم افزار متلب انجام گرفت. بررسی نتایج بدسـت آمده نشان می دهد که:

–همانطور که به لحاظ نظری انتظار می رفت نتایج حاصل از مدل به گزینه هـای مختلـف نرخ تنزیل حساس است. یعنی در نرخ تنزیل پایین، مقدار تولید بهینـه پیشـنهادی مـدل بـرای سال های اولیه، پایین و برای سالهای پایانی دوره حداکثر است. اما در مـورد تـاثیر قیمتهـای انتظاری، اگرچه در نرخ تنزیل بالا، تاثیر این عامل، قابل مشـاهده نیسـت امـا در گزینـه نـرخ های تنزیل کمتر(۱۲، ۸ و ۱ درصد)، تغییر قیمت های انتظاری، مسیر بهینـه تولیـد حاصـل از مدل را تحت تاثیر قرار می دهد.

–مقایسه روند تولید واقعی میدان نمونه با پروفایل قراردادی، نشان می دهد که با وجود اینکه سطح تولید تعهد شده توسط پیمانکار(تولید قراردادی)، سطح تولید بالاتری را پیشنهاد می کند اما مقادیر واقعی تولید کمتر از میزان تولید قراردادی می باشد. هرچند طبق مدل توسعه پیشنهادی و سرمایه گذاری انجام شده در میدان، طبعا بهره بردار بایستی به هدف تعیین شده در قرارداد می رسید. اما باعتقاد برخی از کارشناسان صنعت نفت، وجود برخی مشکلات اجرایی از جمله مسائل فنی سیستم تزریق آب و کمبود گاز طبیعی لازم جهت تزریق، در عدم اجرای کامل مدل توسعه در نظر گرفته شده برای میدان و در نتیجه عدم تحقق برنامه تولیدی پیمانکار سهیم می باشد. این مسئله از این جهت اهمیت دارد که صرف برنامه ریزی بهینه تولید در سطح میدان توسط پیمانکار بدون حضور مسئولانه وی در دوره اجرا ، مهمترین دلیل شکاف بین سطح تولید قراردادی و واقعی در میدان نمونه بوده است.

–مقایسه روند تولید واقعی میدان نمونه با مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در دو گزینه حدی نرخ تنزیل بالا(۲۰ درصد) و نرخ تنزیل پایین(۱ درصد) ، نشان می دهد که در عمل نرخ ترجیحات بهره بردار متفاوت از دو گزینه فوق بوده است. در مورد دو نرخ دیگر اگرچه رفتار واقعی بهره بردار با مسیر بهینه محاسبه شده بر اساس دو نرخ تنزیل مذکور منطبق نیست اما صرف نظر از نوسانات سطح تولید بهینه در این دو گزینه، با توجه به نوسانات قیمت ها، می توان رفتار واقعی بهره بردار را به دو گزینه نرخ تنزیل مذکور نزدیکتر دانست.

–بدلیل ویژگی های ساختاری قراردادهای بیع متقابل یعنی تعیین سقف هزینه های سرمایه ای مورد نیاز طرح قبل از امضای قرارداد و عدم ارتباط تنگاتنگ بین حق الزحمه پرداختی به پیمانکار با مقدار واقعی تولید از میدان ، مقادیر بازپرداخت به پیمانکار بعنوان بخش ثابت تابع هزینه محسوب شده و با توجه به سطح بالای قیمتها، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در مقابل تغییر میزان بازپرداخت سالانه به پیمانکار واکنشی نشان نمی دهد. بنابراین می توان اذعان نمود که در شرایط قیمتهای بالا ، مدل مالی حاکم بر قراردادهای

بیع متقابل قادر به تاثیرگذاری بر سیاست گذاری بهینه تولید نخواهد بود. بطور کلی بررسی نتایج بدست آمده نشان می دهد که بدلیل تعیین مدل توسعه مخزن، تعهدات کاری پیمانکار و سقف هزینه های سرمایه ای مورد نیاز طرح و پروفایل تولیدی مخزن، قبل از امضای قرارداد و عدم امکان انعطاف پذیری آنها در مقابل رفتار واقعی مخزن، امکانات واقعی در اختیار بهره بردار جهت اجرای مدل توسعه پیشنهادی پیمانکار و تغییر شرایط بازار در چارچوب قراردادی بیع متقابل، عملا امکان برنامه ریزی بهینه تولید در این چارچوب قراردادی وجود نخواهد داشت. علیرغم تعهد پیمانکار مبنی بر رعایت شرط تولید صیانتی از میدان، به دلیل عدم حضور مسئولانه پیمانکار و عدم امکان بهینه سازی مدل توسعه بر اساس شرایط واقعی در دوره بهره برداری، بکارگیری مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در عمل امکان اجرا نمی یابد . بررسی نتایج حاصل از اجرای مدل بهینه سازی پویا که مسیر بهینه تولید در یکی از میادین نفتی(دریایی) در خلیج فارس، نشان می دهد که بدلایل برشمرده شده در بالا، مسیر بهینه تولید ترسیم شده توسط مدل با فرض گزینه های متفاوت روند قیمتهای انتظاری و نرخ تنزیل ، با مسیر تولید مشخص شده در قرارداد و مقادیر واقعی تولید متفاوت است.

منابع و مآخذ

- Adelman, M.A(1986),"*Oil Producing Countries' Discount Rates*" Department of Economics &Energy ,M.I.T. Energy Laboratory Working paper,-EL 86-015WP,Cambridge
- Adelman, M.A(1993).,*"Modelling World Oil Supply*", The Energy Journal 14(1) ,p 1-32.
- Bellman, R(1957),"Dynamic programming",Princeton University Press.
- Boykett.Tim ,Marta Peirano,Simone Boria,Heather Kelley,Elisabeth Schimana,(2012),"Oil Contracts How to Read and Understand a Petroleum Contract", ed. Version 1.1,Times Up Press
- Chakravorty U , Roumasset J and Tse K (1997)," *Endogenous Substitution among Energy Resources and Global Warming*", Jornal of political Economy 105(6),1201-1234
- Dehgani, Toraj.(2014), "Investment and financing oil and gas projects" (Vol. I), the Institute for International Energy Studies, Tehran.
- Derakhshan, Masoud.(2014) "*oil contracts from the perspective of protecting and EOR production approach resistance economy*", Journal of Islamic Economics , Volume 6, Issue 12, Spring and Summer 1393 Page 7 of 52
- Dongkun. Luo and Zhao Xu,(2013)," *Modeling optimal oil production paths under risk service contracts*" , China Univercity of Petroleum(Bijing) and Springer,Verlag Berlin Heidelberg.
- Estrada. Javier (2007),"*Discount Rates in Emerging Markets: Four Models and an Application, Journal of Applied Corporate Finance*", Volume 19 Number 2, IESE Business School, Morgan Stanley Publication.
- Gao Weiyu, Peter R. Hartley, Robin C. Sickles(2009)," *Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia*" ,springer.
- Ghandi, Abbas - C.-Y. Cynthia Lin(2013),"*an Analysis of Risk and Rate of Return to International Oil Companies in Iran's Buy-Back Service Contracts"*, Institute of Transportation Studies,University of California at Davis, United States,February 5 2013
- Ghandi. Abbas ,. C.-Y. Cynthia – Lin(2013)," *Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review*", Institute of Transportation Studies,University of California at Davis, United States.
- Ghandi. Abbas and C.-Y. Cynthia Lin,(2011)," *Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz*", Institute of Transportation Studies,University of California at Davis, United States.
- Ghorbani Pashakolaie,Vahid, Morteza Khorsandi , Teymor Mohammadi , Shahla Khaleghi , Abbas Shakeri , Seyed Taghi Abtahi Foroshan (2014),"*Modeling*

Optimal Oil Extraction using Optimal Control Model: A Case Study of an Iranian Oil Field ", Journal of Iran's energy Economics, Issue 13, winter 2014, pp 189-220.

- Hotelling, h. (1931), "*the economic of exhaustible resources*", ,journal of political economy, 39 (2).
- International Energy Agency[IEA](2015)."World Energy Outlook 2015". Paris,France ,publication on the WEB at: www. iea.org.
- Leighty,Wayne and,C.Y.Cynthia Lin (2012)," *Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska*", Energy Policy,41 , p 759-774 .
- Ministry of Petroleum,(2014)," New Model Iran Petroleum Contract (IPC)", Oil Contracts Restructuring Committee, Tehran February, 2014
- Mohammadi, Tymor, Monirah Motamedi (2010)," Dynamic Optimization of Oil Production in IRAN (Case Study: HAFT-GEL Oil Field)",Economic Research Review Fall 2010 Volume 10 , Number 3 (38); Page(s) 235 To 265.
- Motiei, H. (2010), "An Introduction to Zagros Petroleum reservoir evaluation(for geologists)" Volume II, First Edition, Arian Zamin, Tehran.
- Nystad ,A.N(1985), " *Reservoir Economic Optimization"*, chr. Michelsen inst. SPE 13775
- Powell, S.(1990). "*The Target Capacity-Utilization Model of OPEC and The Dynamic of The World Oil Market*",The Energey Journal Vol.11, pp.27-61.
- Ramcharran, H. (2002)." *Oil production responses to price changes: an empirical application of*
- Technology Cooperation Presidential Office (2006), "Final Report research project to study the conventional models for financing in the upstream oil and gas sector", Tehran.
- *the competitive model to OPEC and non-OPEC countries*", Energy Economics , 24 (2), 97-106.
- Van Groenendaal Willem and Mohammad Mazraati(2006),"*A critical review of Iran's buyback contracts*",Energy Policy 34, 3709–3718.