فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی
سال بیست و چهارم، شماره ۷۷، بهار ۱۳۹۵، صفحات ۹۴-۶۳

بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای خدماتی بیع متقابل- مطالعه موردی یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران**

علی امامی میبدی
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی (نویسنده مسئول)
ali_meibodi@yahoo.com
سیدمهدی حسینی
رئیس کارگروه بازنگری قراردادهای نفتی ایران- وزارت نفت
shossini3@gmail.com
محسن ابراهیمی
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه خوارزمی
ebrahimimo@yahoo.com
علی سوری
دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران
ali_souri@yahoo.com
سیدمحمدعلی حاجی میرزایی
عضو هیئت علمی مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی و دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبایی
mohammadali196645@yahoo.com

چکیده
حداکثرسازی ارزش اقتصادی برداشت از منابع نفت و گاز در اقتصاد، به‌عنوان هدف دولت شناخته شده که این هدف هنگامی تحقق می‌یابدکه شرایط قراردادی نیز در نظر گرفته شود. 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، مدیریت میدان را به کارفرما تحویل دهد، در این مقاله سیاست‌گذاری بهینه تولید از دید کارفرما، در یکی از میادین نفتی در جنوب غرب کشور که با استفاده از یک چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه یافته، مورد بررسی قرار گرفته است. روش مطالعه از طریق مدل‌سازی سیستم بهینه‌یابی پویا و حل آن به روش عددی بلمن، به کمک نرم‌افزار Matlab، انجام شده و براساس آن مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل با فرض گزینه‌های متفاوت روند قیمت‌های انتظاری، نرخ تنزیل و دوره‌های بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار، محاسبه شده و با مسیر تولید مشخص شده در قرارداد و عملکرد واقعی میدان، مقایسه شده است. نتایج این بررسی نشان می‌دهد که مسیر بهینه تولید محاسبه شده در مدل با فرض قیمت‌های انتظاری بالا و نرخ تنزیل بالا، تنها در سال‌های اولیه عمر مخزن با مسیر تولیدی پیشنهادی در قرارداد، همخوانی دارد. ضمن اینکه عملکرد واقعی میدان، هم با مسیر بهینه حاصل از مدل و هم با برنامه تولیدی پیشنهادشده در قرارداد مطابقت ندارد. با توجه به اینکه، تغییر شرایط قراردادی، مقدار ثابت در تابع هزینه و شرط حداقل میزان تولید در مدل را تحت تأثیر قرار می‌دهد، در حالت قیمت‌های انتظاری بالا، مسیر بهینه تولید تعیین شده در مدل، هیچگونه واکنشی به تغییرات این عامل ندارد.

طبقه‌بندی JEL : *E71*.
واژه‌های کلیدی: *مسیر بهینه بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز، قراردادهای خدماتی با ریسک، قراردادهای خدماتی بیع متقابل ایران، میدان‌های نفتی جنوب غرب ایران.*

*** تاریخ دریافت: ۱۳۹٤/۱۱/٤ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۱/۱۸**

** این مقاله برگرفته شده از رساله دکتری سیدمحمدعلی حاجی میرزایی با عنوان "بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای خدماتی بیع متقابل ایران" در دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

۱. مقدمه

با توجه به اینکه بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، مستلزم به‌کارگیری منابع هنگفت مالی و دانش فنی و مدیریتی روزآمد و قدرت ریسک‌پذیری بالاست، یکی از سیاست‌هایی که دولت‌های صاحب مخازن نفت و گاز جهت جذب این منابع و انتقال ریسک مربوطه اتخاذ می‌کنند، جلب همکاری و مشارکت شرکت‌های بین‌المللی نفتی در اجرای طرح‌های توسعه بهره‌برداری از این ذخایر است (آلکساندر[1]، ۱۹۹۹). یکی از مهم‌ترین ابزارهای تعیین‌کننده نحوه تعامل و همکاری دولت، به‌عنوان مالک ذخایر، و شرکت‌های بین‌المللی نفتی، به‌عنوان سرمایه‌گذار (پیمانکار)، طراحی و تدوین رژیم‌های مالی و قراردادی است که با تدوین و عرضه چارچوب‌های قراردادی، به‌عنوان بخشی از سیستم نفتی هر کشور، از سوی دولت دارنده ذخایر نفتی صورت می‌گیرد (بایکت و همکاران[2]، ۲۰۱۲: ۲۱).

از سوی دیگر باید توجه داشت که هدف شرکت‌های بین‌المللی نفتی که به‌عنوان سرمایه‌گذار در قالب قراردادهای نفتی به فرآیند توسعه و بهره‌برداری از مخازن نفت و گاز وارد می‌شوند، حداکثرسازی منافع خود در دوره قرارداد است در حالی که هدف دولت حداکثرسازی ارزش اقتصادی برداشت از منبع در طول عمر آن است. زمانی می‌توان یک چارچوب قراردادی را مطلوب دانست که در قالب آن بتوان حداکثر همگرایی را بین هدف مالک و هدف سرمایه‌گذار (بهره‌بردار) ایجاد کرد.

یکی از ابعاد مهم چارچوب‌های قراردادی، نوع و نحوه استفاده از ابزارهای مالی و قراردادی جهت تعیین تعهدات کاری و شیوه تأمین و تخصیص منابع مالی و تکنولوژی مورد نیاز برای اجرای پروژه بهره‌برداری از مخزن و توزیع منافع و ریسک ناشی از آن، بین دولت و شرکت بین‌المللی نفتی است. انواع چارچوب های قراردادی از بعد حقوقی با هم تفاوت‌های اساسی دارند و هر کشور با توجه به انطباق هر نوع چارچوب قراردادی با نظام حقوقی حاکم بر آن کشور، یک یا ترکیبی از این چارچوب‌ها را انتخاب می‌کند. مهم این است که مدل مالی و قراردادی مذکور، رفتار سرمایه‌گذار (پیمانکار) را به نحوی شکل دهد که به تأمین هدف مالک مخزن منجر شود.

حداکثرسازی ارزش اقتصادی برداشت از منبع وقتی تحقق می‌یابد که مجموع جریان ارزش خالص سود انتظاری ناشی از بهره‌برداری از آن مخزن، حداکثر گردد. در این وضعیت، علاوه بر ویژگی‌های فنی و زمین‌شناسی مخزن، عواملی همچون قیمت‌های انتظاری محصول و نرخ تنزیل بهره-بردار، مهم‌ترین عوامل مؤثر بر تصمیم‌گیری در مورد برنامه تولید توسط بهره‌بردار تلقی می‌گردد. اگر فرض کنیم که مالک و بهره‌بردار از مخزن، به‌دنبال حداکثرسازی سود انتظاری خود باشند و رابطه بین

1. Alexander
2. Boykett and et al.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

بهره‌بردار و مالک مخزن در قالب یک قرارداد تعیین شود، پس بسیار مهم است که با وجود چارچوب قراردادی مشخص، سیاست تولیدی تعیین شود که ارزش اقتصادی برداشت از منبع در طول عمر آن را حداکثر نماید.

چارچوب قراردادی بیع متقابل در سال ۱۳۷۷ش عرضه و مورد پذیرش سیستم حقوقی و قانونی کشور قرار گرفت. در نسل اول این قراردادها، زمان اجرای پروژه، شرح کار پروژه و سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز برای آغاز عملیات اکتشاف یا توسعه میدان و رسیدن به اهداف مندرج در قرارداد تا پایان فاز توسعه به عنوان ۳ ویژگی مهم، هنگام انعقاد قرارداد معین می‌شد. بر این مبنا هزینه‌کرد مازاد بر سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مندرج در قرارداد بر عهده پیمانکار بوده و کارفرما هیچ‌گونه تعهدی در مقابل بازپرداخت هزینه‌های اضافی در مرحله توسعه نداشت. در نسل دوم این قراردادها که در سال ۱۳۸۲ش عرضه شد، با افزایش دوره قرارداد (از جمله دوره بازپرداخت)، پیش‌بینی گردید تا فاز اکتشاف نیز به شرح کار پروژه اضافه و عملیات اکتشاف و توسعه میدان در قالب یک قرارداد یکپارچه انجام گردد که طبیعتاً ریسک اکتشاف نیز بر عهده پیمانکار است. در این چارچوب قراردادی نیز همچنان ۳ ویژگی مهم مذکور در قراردادهای نسل اول وجود داشت و تنها چارچوب یکپارچه حقوقی برای انجام عملیات اکتشاف و توسعه به دست یک پیمانکار را فراهم می‌آورد. با توجه به افزایش قیمت جهانی نفت خام و به دنبال آن افزایش شدید هزینه‌های پیمانکار، جهت تأمین مواد و تجهیزات مورد نیاز پروژه‌ها که به کاهش نرخ بازدهی واقعی پیمانکار منجر می‌گردید، و همچنین، با آشکار شدن برخی از نارسایی‌های ناشی از غیبت و بی مسئولیتی پیمانکار در تضمین حسن انجام تعهداتش در توسعه میادین تحت قرارداد نیاز به ارائه خدمات فنی پیمانکار در دوره بهره‌برداری، نسل سوم قراردادهای بیع متقابل عرضه گردید. در نسل سوم این قراردادها، دو تحول عمده رخ داد اول اینکه اجازه داده شد تا سقف هزینه‌های پروژه پس از انجام مطالعات جامع مهندسی و مشخص شدن بخش عمده‌ای از مناقصات با پیمانکاران فرعی توسط پیمانکار و با مشارکت و تصویب کارفرما، معین گردد، بنابراین، از نظر برآورد هزینه های سرمایه‌ای، انعطاف‌پذیری بیشتری نسبت به وضعیت روز بازار ایجاد گردد. دومین تحول ایجادشده، ایجاد امکان حضور و همکاری پیمانکار با کارفرما در دوره بهره‌برداری به عنوان پشتیبان فنی براساس یک توافقنامه منضم به قرارداد بود. با وجود اصلاحات انجام شده، همچنان این ابهام وجود دارد که آیا استفاده از این چارچوب قراردادی، به سیاست‌گذاری بهینه تولید از میدان کمک می‌کند؟

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

با توجه به اینکه طبق مدل قراردادی بیع متقابل ایران، پیمانکار موظف است پس از اتمام عملیات توسعه و رسیدن میدان به سطح تولید تعهدشده در قرارداد (سطح تولید قابل استمرار)، مدیریت میدان را به کارفرما تحویل دهد، در این مقاله، سیاست‌گذاری بهینه تولید از دید کارفرما، در میادینی که در چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه یافته‌اند مورد بررسی قرار گرفته است. از این منظر، کارفرما به سبب اقدامات پیمانکاردر دوره ساخت و تعهداتی که در ارتباط با بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه وی پس از شروع تولید از میدان در چارچوب قرارداد بیع متقابل دارد، لاجرم باید شرایط قراردادی را در سیاست‌گذاری تولید از میدان لحاظ نماید. بر این اساس، در این مقاله به‌دنبال پاسخگویی به این سؤال هستیم که آیا استفاده از چارچوب قراردادی بیع متقابل برای توسعه یک میدان نفتی، سیاست‌گذاری بهینه تولید از آن مخزن را تحت تأثیر قرار خواهد داد؟ برای پاسخ به پرسش مطرح شده، این مقاله در ۶ بخش سازماندهی شده است. در بخش دوم مبانی نظری و پیشینه تحقیق مورد بررسی قرار می‌گیرد. بخش سوم به توصیف مدل به‌کارگرفته شده و روابط بین متغیرها اختصاص دارد. در بخش چهارم به توصیف ویژگی‌های طرح توسعه میدان نفتی مورد بررسی، روابط قراردادی حاکم و سایر داده‌های مورد استفاده در مدل می‌پردازیم. در بخش پنجم نتایج حاصل از اجرای مدل، مورد بررسی قرار می‌گیرد و، سرانجام، بخش ششم به نتیجه‌گیری و پیشنهادات می‌پردازد.

۲. مبانی نظری و پیشینهٔ تحقیق

با وقوع شوک اول نفتی (۱۹۷۴م)، موضوع توصیف و پیش‌بینی رفتار تولیدکنندگان نفت و گاز در مقیاس بنگاه (پروژه) و صنعت و، همچنین، در مورد کشورهای مهم تولیدکننده نفت به‌صورت انفرادی یا گروهی (اپک و غیراپک)، همواره به‌عنوان یکی از مباحث محوری در اقتصاد انرژی مورد توجه قرار داشته و لذا تلاش‌های فکری فراوانی از سوی اندیشمندان فعال در این حوزه صورت گرفته است. یکی از محورهای مهم این بررسی‌ها، پیگیری نحوه تأثیرگذاری رژیم‌های مالی و قراردادی[1] بر رفتار و تصمیم‌گیری بهره‌برداران از منابع طبیعی تجدیدناپذیر، به‌ویژه نفت و گاز (در مورد تعیین سطح تولید و عرضه منبع) بوده است. در سال‌های اخیر، به‌طور خاص، موضوع بررسی شیوه‌های مختلف قراردادی و نقش و تأثیر روابط قراردادی بر رفتار تولیدی بهره‌برداران از منابع نفت و گاز نیز مورد توجه پژوهشگران قرار گرفته است. به‌رغم محدودیت مطالعات منتشرشده، مطالعات انجام شده در این زمینه را می‌توان به دو دسته خارجی و داخلی تقسیم نمود.

1. Fiscal regime

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

۲-۱. مطالعات خارجی

نیستاد[1] (۱۹۸۵) یکی از پژوهشگرانی است که در مقاله خود علاوه بر محدودیت حداکثر مقدار قابل برداشت ممکن از مخزن که با توجه به ویژگی‌های زمین‌شناسی مخزن تعیین می‌شود، بر نقش تکنولوژی مورد استفاده در توسعه مخزن نیز به‌عنوان یکی از عوامل مهم تعیین‌کننده مقدار استخراج سالانه از نظر فنی تأکید می‌نماید. وی پس از مشخص کردن محدوده امکان‌پذیری فنی تولید، با اضافه نمودن متغیرهای اقتصادی (هزینه، درآمد و نرخ تنزیل) به مدل و حل آن با استفاده از اطلاعات یکی از میادین نفتی دریای شمال، مسیر بهینه تولید را استخراج می‌نماید. ون گروئندال[2] و همکاران (۲۰۰۶)، با تأکید بر نیاز ایران به دانش و تکنولوژی برای افزایش تولید نفت و گاز ، به تشریح مدل قراردادی بیع متقابل (نسل اول) و مدل‌سازی ریاضی گردش مالی قرارداد با مد نظر قراردادن قرارداد توسعه یکی از فازهای پارس جنوبی می‌پردازند. نویسندگان براساس این مدل‌سازی به بررسی و شناسایی ریسک‌های سرمایه‌گذار و بررسی آثار ناشی از دو عامل ریسک یعنی تغییرات قیمت های نفت خام و بروز تأخیر در اجرای پروژه بر نرخ بازدهی سرمایه‌گذار، می‌پردازند. در ادامه ریسک‌های شرکت ملی نفت ایران در اجرای قراردادهای بیع متقابل را مورد بحث قرار داده‌اند. بررسی‌های این نویسندگان نشان داد که تنها زمانی بازدهی قرارداد بیع متقابل برای شرکت بین‌المللی نفتی (پیمانکار) رضایت‌بخش است که میزان سود ناخالص پیش‌بینی شده برای پیمانکار در عمل تحقق یابد و پروژه با هزینه‌های سرمایه‌ای برنامه‌ریزی شده در زمان عقد قرارداد به اتمام برسد. در صورت برآورد بیش از اندازه درآمدها یا برآورد کمتر از اندازه هزینه ها، پیمانکار متحمل ریسک خواهد شد.

در پژوهشی که توسط گائو[3] و همکاران (۲۰۰۹) با هدف استخراج سیاست بهینه تولید نفت از میدان قوار عربستان انجام دادند برای بررسی تأثیر همزمان خصوصیات فیزیکی و شیمیایی مخزن و سیال و، همچنین، مدل توسعه مخزن (چینش محل‌های حفاری و...) و چگونگی تأثیر رفتار تولیدی گذشته مخزن در میزان استخراج در دوره‌های بعدی از نرم‌افزار شبیه‌ساز بلک اویل[4] استفاده نمودند. به‌علاوه برای بررسی تأثیر متقابل محدودیت‌های فنی (مانند شرایط فیزیک و شیمیایی مخزن، مدل توسعه) و عوامل اقتصادی مثل قیمت نفت، هزینه‌های تولید و نرخ تنزیل در طی دوره عمر مخزن که به‌عنوان عوامل تأثیرگذار در شکل‌دهی به سیاست بهره‌برداری از آن مخزن شناسایی نموده‌اند از یک مدل

1. Nystad, A. N.
2. Van Groenendaal
3. Gao
4. WorkBench Black Oil Simulator

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

بهینه‌سازی پویا که به روش عددی بلمن[1] (۱۹۵۷) حل می‌شود استفاده می‌کنند. در این روش، عملکرد متغیرهای کنترل در دوره قبل، خود به‌عنوان متغیر وضعیت در زمان حال وارد مدل می‌شود. این شیوه مدل‌سازی به برنامه‌ریز اجازه می‌دهد که با شبیه‌سازی نتیجه انواع سیاست‌های بهره‌برداری در آینده، مقادیر استخراج از منبع در طول دوره عمر اقتصادی آن را که هم متضمن حداکثر سود تنزیل شده بهره‌بردار باشد و هم به لحاظ ویژگی‌های فنی مخزن، بتواند حداکثر میزان برداشت از ذخایر مخزن را امکان‌پذیر سازد را به عنوان مسیر بهینه تولید مشخص نمایند. به علاوه، این شیوه مدل‌سازی، امکان ارزیابی عملکرد تصمیمات هر دوره و تصحیح آن برای دوره‌های بعدی را نیز فراهم می‌نماید.

قندی[2] و همکاران (۲۰۱۱) با مدل‌سازی مسیر بهینه تولید در میدان سروش و نوروز و مقایسه آن با رفتار تولیدی واقعی شرکت ملی نفت ایران، با توجه به دو گزینه حداکثرسازی سود تنزیل شده و حد اکثرسازی تولید انباشتی، به عنوان تابع هدف بهره‌بردار و در چارچوب محدودیت‌های فنی و قراردادی به ارزیابی چارچوب قراردادی بیع متقابل پرداختند. روش مورد استفاده این نویسندگان، تعریف مسئله «کنترل بهینه پویا» در این دو میدان و حل آن به روش عددی بلمن (۱۹۵۷) بود. نویسندگان با فرض قیمت‌پذیر بودن بهره‌بردار و تعیین آن به صورت برون‌زا، از پیش‌بینی قیمت‌های منتشره توسط EIA و البته تعدیل آن با توجه به نوع و کیفیت نفت خام تولیدی در میدان‌های سروش و نوروز استفاده کرده‌اند. با توجه به مباحث مطرح شده در پیشینهٔ موضوع تحقیق به انتخاب نرخ تنزیل مناسب برای بهره‌بردار در میادین سروش و نوروز، نویسندگان ترجیح داده‌اند تا با استفاده از نرخ‌های 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 هیچ یک از سناریوهای بررسی شده تطابق ندارد. میزان تولید واقعی در سال‌های نخست با گزینه تولید بهینه در نرخ‌های تنزیل بالا تطبیق می‌کنند. هرچند در سال‌های پایانی چنین تطابقی قابل مشاهده نیست. این رفتار تولیدی با دیدگاه شرکت‌های بین‌المللی (داشتن نرخ تنزیل بالا) تطابق بیشتری دارد. به طور کلی، نتایج به دست آمده از این پژوهش حاکی از غیرکارا 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 به جای حداکثر کردن ارزش حال جریان سود، می‌پردازند. بررسی این نویسندگان نشان داد که حتی با وجود اینکه قرارداد، بهره‌بردار را ملزم به پیگیری هدف حداکثر کردن تولید انباشتی می‌کند، شرکت

1. Bellman
2. Ghandi

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

ملی نفت ایران به این هدف نرسیده است. لیثی[1] و همکاران (۲۰۱۲) با به‌کارگیری مدل بهینه‌سازی پویا و همچنین تصریح خاصی از توابع درآمد (با فرض قیمت‌پذیر بودن بهره‌بردار) و هزینه ۷ میدان نفتی در شمال آلاسکا، تأثیر سیاست‌های مالیاتی دولت بر مسیر بهینه تولید نفت از این میادین را مورد بررسی قرار دادند.

۲-۲. پژوهش‌های انجام شده در داخل

اولین ارزیابی از چارچوب قراردادهای بیع متقابل در ایران، در چارچوب اجرای یک طرح پژوهشی به همت گروهی از پژوهشگران دفتر فناوری‌های ریاست جمهوری (۱۳۸۵) انجام و نتایج آن به صورت محدودی منتشر شد. در گزارش تدوین شده این پروژه، چارچوب قراردادهای بیع متقابل نسل اول از زوایای متفاوت مورد بررسی قرار گرفته است. در این گزارش، خصوصیات ساختاری قراردادهای نفتی بیع متقابل را الف) معین بودن تعهدات مالی و حجم کار طرف قرارداد تا قبل از شروع عملیات (انعطاف‌ناپذیری قرارداد)، ب) کوتاه بودن مدت در قراردادهای بیع متقابل و تأثیر منفی آن در تولید صیانتی، ج) فقدان انگیزه کافی برای پیمانکار به منظور کاهش هزینه و یا تسریع در تحقق اهداف قرارداد، و د) جایگاه انتقال دانش فنی در قراردادهای بیع متقابل برمی‌شمرند. نویسندگان گزارش با تشریح این ویژگی‌های ساختاری، تأثیر آنها را بر انگیزه پیمانکار جهت پیگیری مسیر بهینه تولید (تولید صیانتی) را مورد بررسی قرار داده‌اند. مهم‌ترین انتقاد مطرح شده در این گزارش، ضعف ساختاری قراردادهای بیع متقابل در ایجاد انگیزه در پیمانکار جهت برنامه‌ریزی سطح تولید بهینه (صیانتی) میدان توسعه‌یافته، عنوان می‌گردد. نویسندگان گزارش معتقدند که به دلیل کوتاه بودن دوره مسئولیت پیمانکار و انگیزه وی برای بازیابی سریع هزینه‌های انجام‌شده و حق‌الزحمه خود، پیمانکار در برنامه-ریزی تولید از میدان، نه تنها انگیزه و الزامی به رعایت مسائل مربوط به تولید صیانتی و سرمایه‌گذاری 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)[2] منجر شود خواهد داشت. همچنین در این پژوهش تلاش شده تا با برشمردن ویژگی‌هایی که چارچوب قراردادی مناسب جهت توسعه فعالیت‌های بالا دستی صنعت نفت، پیشنهاداتی را در جهت بهبود چارچوب قراردادی بیع متقابل ارائه نمایند. در پژوهشی که توسط محمدی و همکاران (۱۳۸۹) انجام شد، چارچوب مدل به‌کار گرفته شده توسط گائو و

1. Lighty
2. Most Efficient Rate

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

همکاران، جهت بررسی تأثیر فعالیت تزریق گاز در مسیر بهینه تولید از میدان نفتی هفتگل ایران مورد استفاده قرار گرفت. قربانی و همکاران (۱۳۹۳) نیز با استفاده از این رویکرد و فرض قیمت‌پذیر بودن بهره‌بردار، سیاست تولید از یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران و تأثیر تزریق گاز در آن را مورد ارزیابی قرار داده‌اند. درخشان (۱۳۹۳) در مقاله‌ای با بر شمردن شروط بهینه بودن قراردادهای نفتی بر اساس اصول مطرح شده در سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی[۱]، جوانب مختلف به‌کارگیری شرط تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در انواع 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 بهینه‌سازی پویا از دید ریاضی، با استناد به اصل بهینگی بلمن[۲]، تصریح می‌کند که برنامه‌های تولید فعلی و آتی از مخزن در صورتی بهینه است که با در نظر گرفتن وضعیت موجود مخزن، اهداف مورد نظر در سیاست‌های بهره-برداری در بلندمدت را به بهترین نحو تأمین کند. به زبان ریاضی تابع هدف در الگوی بهره‌برداری از مخزن، که همان حداکثرسازی ضریب بازیافت است، باید براساس وضعیت کنونی مخزن حداکثر شود. نویسنده با این استدلال، به ضرورت به‌کارگیری روش‌های مناسب برای ازدیاد برداشت از مخزن در زمان مناسب و نقش شناخت کافی از رفتار مخزن، به منظور اتخاذ سیاست بهره‌برداری مناسب، متضمن تولید صیانتی را مورد تأکید قرار می‌دهد. از نظر نویسنده شرط بهینگی قراردادهای نفتی، رعایت موازین تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در خلال عمر مخزن و نه عمر قرارداد است. به عقیده نویسنده، بازنگری در برنامه‌های ازدیاد برداشت متناسب با تغییرات رفتار مخزن در زمان مناسب و بالطبع تغییر در حجم سرمایه‌گذاری و دوره قرارداد، مهم‌ترین مواردی است که برای رعایت موازین تولید صیانتی ضروری است در حالی که ساختار حقوقی قراردادهای بیع متقابل فاقد انعطاف‌پذیری لازم در این زمینه است. نویسنده در ادامه، به تشریح مشکلات و آثار سوء این انعطاف‌ناپذیری از دیدگاه تولید صیانتی از میدان می‌پردازد. 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 غیرصیانتی برای پوشش ریسک خود، به‌کارگیری روش‌های جدید یا تصحیح برنامه

---

۱. شروط ششگانه مذکور ضرورت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، تولید صیانتی از مخازن، توان افزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت، رعایت منافع بین نسلی در بهره‌برداری از منابع نفتی، تبدیل شرکت ملی نفت به شرکت ملی- بین‌المللی و رسیدن به جایگاه رقابتی در بازار جهانی نفت عنوان شده است.

۲. بلمن در کتاب «برنامه‌ریزی پویا» این اصل را چنین تعریف می‌کند: "هر سیاست بهینه، واجد این شرط است که به‌رغم وضعیت اولیه و تصمیم اولیه، مابقی تصمیمات باید نسبت به وضعیت حاصل از تصمیمات قبلی، سیاست بهینه‌ای را تشکیل دهد" (بلمن، ۱۹۵۷: ۳، به نقل از درخشان، ۱۳۹۳).

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

توسعه مخزن مطابق با یافته‌های جدید از رفتار مخزن که برای تولید صیانتی لازم است اما به‌دلیل افزایش ریسک پیمانکار امکان اجرا نمی‌یابد و توجیه‌ناپذیری فعالیت پیمانکار از نظر استفاده از روش‌های جابه-جایی آهسته‌تر نفت، اجرای به موقع پروژه‌های ازدیاد برداشت به‌ویژه تزریق گاز که بازدهی بیشتر اما در زمانی طولانی‌تر از دوره قرارداد دارند و، همچنین، بهینه‌سازی عملیات و کاهش هزینه‌ها در بلندمدت از سوی پیمانکار مجموعه دلایلی است که به دلیل کوتاه بودن نسبی دوره قراردادهای بیع متقابل و سقف ثابت هزینه‌های سرمایه‌ای قابل بازیافت پیمانکار به وجود می‌آید. در ادامه، نویسنده با بررسی راه‌های مختلف جهت حل مشکلات فوق، نتیجه‌گیری می‌کند که قراردادهای بیع متقابل فاقد ویژگی‌های لازم برای حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن نفتی و، به ویژه، رعایت موازین تولید صیانتی بوده و لذا با منافع ملی در بلندمدت سازگاری ندارد.

۳. روش‌شناسی تحقیق

جهت بررسی امکان سیاست‌گذاری تولید بهینه از یک میدان نفتی نمونه در جنوب غربی کشور که در چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه داده می‌شود، ابتدا فرایند بهره‌برداری از این میدان را در قالب یک سیستم بهینه‌سازی پویا مدل‌سازی نموده و با حل این سیستم به روش عددی بلمن (۱۹۵۷)، مسیر بهینه تولید از این مخزن را براساس گزینه‌های مختلف قیمت‌های انتظاری، نرخ تنزیل‌های متفاوت و دوره بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار مورد بررسی و تحلیل قرار می‌دهیم. چارچوب کلی مدل مورد استفاده در این پژوهش را می‌توان به شرح زیر ارائه کرد:

$$Max_{\{Q_t\}} \sum_{t=0}^{T} \beta^t \{P_t * Q_t - C(S_t, Q_t)\}$$

S.T: (1)

$$Q_t \geq 0$$
$$S_t \geq 0$$
$$S_0 = s_0$$
$$S_{t+1} = S_t - Q_t \qquad (۱)$$
$$S_{t+1} - S_t = -Q_t$$
$$\sum_{t=0}^{T} Qt \leq s_0$$
$$Q_t \leq Q_{max}$$
$$Q_t \geq Q_{min=\varphi(PQ-OPEX)}$$
$$\text{ABC}\ (Q_t - Q_{t-1}) \leq Q_f$$

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

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 طبق مطالعات مخزن و تکنولوژی انتخاب شده در طرح جامع توسعه مخزن،

نرخ استخراج سالانه نفت به میلیون بشکه/ سال (متغیر کنترل) Q_t

تابع هزینه، $C(Q_t\ S_t)$ به میلیون دلار/ سال

قیمت پیش‌بینی شده نفت خام تولیدی- دلار/ بشکه، p_t

β عامل تنزیل معادل $\frac{1}{1+\text{تنزیل نرخ}}$، Q_{max} مقدار تولید تعهد شده در قرارداد به میلیون بشکه در سال

$Q_{min=\varphi(PQ-OPEX)}$: براساس قرارداد در هر دوره چنانچه درآمد کمتر از حد مشخصی (۶۰ درصد درآمد ناخالص منهای هزینه‌های بهره‌برداری در سال مورد بررسی- قراردادهای نسل اول) شود بازیافت هزینه‌های پیمانکار به تأخیر خواهد افتاد. تولید حداقل، میزان تولیدی است که پیمانکار امکان بازیافت هزینه‌هایش را بیابد (میلیون بشکه در سال).

Q_f حداکثر توان تولید میدان توضیح‌دهنده توان فنی میدان جهت تغییرات میزان تولید است $ABC(Q_t - Q_{t-1}) \leq Q_f$ بدین مفهوم است که قدر مطلق تغییرات روزانه تولید از میدان نمی‌تواند بیش از توان فنی تولید از میدان باشد (تغییرات روزانه مشخص و سپس به سالانه تبدیل می‌شود).

$S_{t+1} - S_t = -Q_t$ از محدودیت‌های 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 می‌شود (به‌عنوان متغیر وضعیت سال قبل) به عبارت دیگر ذخیره این دوره نفت معادل است با ذخیره دوره گذشته منهای تولید سال قبل. در ادامه به معرفی روابط اصلی مدل می‌پردازیم:

۳-۱. تابع هزینه

ساختار هزینه‌ای مربوط به یک میدان نفتی بکر[1] را که در چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه می‌یابد می‌توان به ۴ بخش تقسیم نمود:

اول: بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای، دوم: بازپرداخت هزینه‌های تأمین مالی (بهره)، سوم: پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار و چهارم: هزینه‌های بهره‌برداری. با توجه به مدل مالی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل، تأمین مالی هزینه‌های سرمایه‌گذاری مورد نیاز جهت توسعه میدان تحت قرارداد، به عهده پیمانکار است و کارفرما تا قبل از شروع دوره بهره‌برداری، هیچگونه پرداختی بابت

1. Green Field

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

هزینه‌های سرمایه‌گذاری نخواهد داشت. لیکن با شروع دوره بهره‌برداری (شروع تولید اولیه یا بعد از تحویل قطعی میدان)، کارفرما موظف به بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای (مورد قبول) و بهره متعلقه به آنها به‌علاوه حق‌الزحمه پیمانکار تا سقف مقادیر مشخص شده در برنامه مالی منضم به قرارداد می‌باشد. به‌علاوه، هزینه‌های بهره‌برداری از میدان نیز از ابتدای دوره بهره‌برداری به عهده کارفرماست. نحوه محاسبه میزان بازپرداخت هر یک از انواع هزینه‌های مذکور در بالا براساس مدل مالی قراردادهای بیع متقابل به شرح زیر است:

۳-۲. هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای

طبق تعریف، در قراردادهای بیع متقابل توسعه‌ای، هزینه‌های سرمایه‌ای به آن دسته از هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که به طور مستقیم در ارتباط با انجام عملیات توسعه و خدمات پیش‌بینی شده در طرح جامع توسعه میدان که از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا پایان مرحله توسعه توسط پیمانکار پرداخت می‌شود، از جمله هزینه‌های طراحی و مهندسی، خرید مواد و تجهیزات، بیمه پروژه، هزینه‌های مدیریت پروژه و غیره و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای طبق تعریف شامل تمامی هزینه‌هایی که به‌طور غیرمستقیم برای انجام عملیات قرارداد ضروری بوده و از سوی پیمانکار پرداخت شود مثل مالیات، بیمه تأمین اجتماعی، حقوق و عوارض گمرکی و آموزش.

برآورد هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز برای اجرای طرح‌های منطبق با چارچوب قراردادی بیع متقابل در مطالعات جامع توسعه میدان انجام می‌شود با جزئیات عملیات مورد تعهد پیمانکار و توزیع زمانی آن، جزء پیوست قرارداد قرار می‌گیرد. اما برآورد اقلام مختلف هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، دارای روش مشخصی نیست. طبق شرایط مندرج در قرارداد، پیمانکار موظف است یک درصد هزینه‌های سرمایه‌ای طرح را به عنوان هزینه‌های آموزش منظور و هزینه کند. اما در مورد سایر اقلام هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، به هر میزان که هزینه‌های مذکور تحقق یابد، مورد محاسبه قرار می‌گیرد. روال معمول در برآورد کل هزینه‌های غیرسرمایه‌ای این است که بر مبنای درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای (به طور متوسط بین ۱۰ تا ۲۰ درصد) منظور می‌گردد. مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای برآورد شده و توزیع آن در دوره ساخت (سرمایه‌گذاری) به‌عنوان هزینه‌های سرمایه‌گذاری در برنامه مالی مورد توافق کارفرما و پیمانکار قرار می‌گیرد. پیمانکار موظف به اجرای عملیات و تأمین مالی آن در دوره ساخت است و با شروع دوره بازپرداخت، این هزینه‌ها در اقساط مساوی به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد. برای مدل‌سازی نحوه بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری، اگر دوره سرمایه‌گذاری (ساخت) را

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

از دوره صفر تا T در نظر بگیریم و فرض کنیم که این هزینه‌ها طی اقساط مساوی به پیمانکار بازپرداخت می‌شود. بر این اساس:

A_i مقدار هزینه‌های سرمایه‌ای در سال (i)

$Ti= 0, \dots, T$ دوره سرمایه‌گذاری (ساخت)

$J=T+1,\dots,t$ دوره بازپرداخت

$\sum_{i=0}^{T} Ai$ مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده توسط پیمانکار که قابل بازپرداخت است

D_j مقدار بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری در سال j

$T<t$ بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری پس از دوره ساخت انجام می‌شود

TR_t مقدار هزینه‌های سرمایه‌گذاری که درسال t باید بازپرداخت شود.

$$TR_t = TR_{t-1} - D_t = \sum_{i=0}^{T} Ai - \sum_{j=T+1}^{t} Dj \qquad (۲)$$

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

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

۳-۳. نحوه محاسبه هزینه‌های تأمین مالی

هزینه‌های تأمین مالی (بانکی) در هر دوره که معمولاً ماهانه در نظر گرفته می‌شود، براساس مانده هزینه-های سرمایه‌گذاری قابل بازپرداخت به پیمانکار در پایان دوره قبل و نرخ بهره (لیبور+ اضافه مورد توافق در قرارداد)، محاسبه و پرداخت آن در دوره بازپرداخت (T+1) به پیمانکار صورت می‌گیرد. نحوه محاسبه هزینه‌های بانکی به صورت زیر انجام می‌شود:

$$IC_t = rTR_t + rIC_{t-1} - C_t \qquad (۳)$$

به طوری که $IC_{t-1} > 0$ و $T<t$

در این رابطه:

rTR_t مقدار هزینه‌های بانکی مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری انجام شده که هنوز بازپرداخت نشده است.

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

C_t مقدار توافق شده هزینه‌های بانکی که سالانه باید پرداخت شود.

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

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

در عمل محاسبه هزینه‌های بانکی به صورت ماهانه و براساس اقساط ثابت هزینه‌های سرمایه-گذاری بازپرداخت نشده در هر ماه و نرخ بهره بین بانکی لندن به اضافه ۰/۷۵ یا ۱ درصد (با توجه به توافق انجام شده در قرارداد) که در عمل به صورت یک نرخ ثابت منظور می‌شود، صورت می‌گیرد.

۳-٤. نحوه محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار و نحوه پرداخت آن

سومین نوع پرداخت به پیمانکار براساس مدل مالی قراردادهای بیع متقابل، پرداخت حق‌الزحمه به پیمانکار بابت تلاش‌هایش و تقبل ریسک‌های مربوط به انجام قرارداد است (B_t). دوره پرداخت حق-الزحمه نیز براساس توافق طرفین بعد از دوره ساخت، یعنی در دوره بازپرداخت (T+1,…,I) که پروژه به بهره‌برداری رسیده، صورت می‌گیرد. در این دوره، اقساط ثابت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای (هزینه‌های سرمایه‌گذاری) و هزینه‌های بانکی نیز انجام می‌شود.

$\sum_{t=T+1}^{I} Bt$ مجموع مقادیر حق‌الزحمه پرداخت شده به پیمانکار بابت خدماتی که انجام داده (خدمات مهندسی، پشتیبانی، ساخت، تأمین مالی، انتقال تکنولوژی، تقبل ریسک و... است.

مقدار کل حق‌الزحمه پرداختی به پیمانکار به طور معمول ۵۰ تا ۶۰ درصد مقدار سرمایه‌گذاری خواهد بود.

یک قرارداد بیع متقابل دارای یک نرخ بازدهی داخلی مورد توافق برای شرکت بین‌المللی نفتی می‌باشد که به آن $RoR_{contractor}$ گفته می‌شود که براساس مذاکره تعیین می‌شود. این نرخ بازدهی براساس میزان سرمایه‌گذاری توافق شده ($A_i , i = 0,1, \dots , T$) و برنامه تولید تعهدشده توسط پیمانکار و تحت تأثیر مقادیر اقساط هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های بانکی تعیین می‌شود.

برای دستیابی به نرخ بازدهی داخلی پیمانکار از فرمول زیر استفاده می‌شود:

$$NPV_{contractor} = \sum_{t=0}^{T} \frac{-A_t}{(1+RoR_{contractor})^t} + \sum_{t=t+1}^{T} \frac{(B_t+C_t+D_t}{(1+RoR_{contractor})^t} = 0 \quad (۴)$$

با توجه به اینکه بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری در اقساط ثابت و در دوره بازپرداخت توافق شده انجام می‌شود، براساس آن هزینه‌های بانکی نیز بر پایه نرخ بهره مشخص، قابل محاسبه خواهد بود. تنها قلم پرداخت به پیمانکار که می‌تواند در تطبیق با گزینه‌های دوره بازپرداخت و نرخ بازدهی داخلی پیمانکار (که با پیمانکار توافق شده)، تعیین شود، پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار است. بنابراین، مقدار حق‌الزحمه‌ای که می‌تواند نرخ بازدهی توافق شده برای پیمانکار را موجب شود باید

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

محاسبه و در برنامه مالی پیمانکار درج شود. پس مقدار حق‌الزحمه‌ای که ارزش حال خالص مجموع دریافتی‌ها و پرداختی‌های پیمانکار در طول دوره قرارداد را با توجه به نرخ بازدهی داخلی توافق شده برای پیمانکار را معادل صفر قرار می‌دهد، همان میزان حق‌الزحمه مورد نظر است که پس از محاسبه در جدول بازپرداخت‌ها منظور می‌شود و چون در این شیوه محاسبه، رقم کل حق‌الزحمه پیمانکار حاصل می‌شود لذا پس از محاسبه این رقم باید آن را به اقساط مساوی در طول دوره بازپرداخت تبدیل و در جدول بازپرداخت‌های سالانه قرار داد.

رابطه ۵ یکی از شروط مهمی است که در قراردادهای بیع متقابل وجود دارد:

$$\varphi GP_t \geq (B_t + C_t + D_t) \qquad (۵)$$

بدین ترتیب، در صورتی که در هر دوره مالی (سالانه)، مجموع هزینه‌های منظورشده 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 می‌شود. اگر این وضع به طور متوالی تا سه سال ادامه یابد، کارفرما موظف به بازپرداخت این اقساط نخواهد بود. در قراردادهای بیع متقابل اقساط بین ۵۰ تا ۶۰ درصد تعیین شده است. نحوه تعیین این شرط در برنامه بازپرداخت هزینه‌ها به پیمانکار به صورت زیر انجام می‌شود:

نحوه محاسبه سود ناخالص طرح/ میدان براساس رابطه ۶ خواهد بود:

$$GP_t = \sum_{j=1}^{j} P_{ij} Q_{ij} - Opex_t \qquad (۶)$$

که در آن:

$\mathrm{GP_t}$ سود ناخالص طرح/ میدان

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

$Opex_t$ هزینه‌های بهره‌برداری (عملیاتی) سالیانه طرح/ میدان

۳-۵. نحوه محاسبه هزینه‌های بهره‌برداری

به طور کلی هزینه‌های بهره‌برداری (عملیاتی) شامل تمامی هزینه‌هایی است که به طور مستقیم و غیرمستقیم در ضمن فعالیت‌های بهره‌برداری پرداخت می‌شود، ازجمله تأمین نیروی انسانی، خدمات و مواد و لوازم مصرفی، تعمیر و نگهداری، تأمین قطعات یدکی، تأمین پوشش بیمه‌ای و از این قبیل از تاریخ شروع دوره بهره برداری تا زمان ترک میدان.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

در گزینه استفاده از قراردادهای بیع متقابل در توسعه یک مخزن هم در دوره ساخت (از زمان شروع تولید اولیه تا تحویل قطعی میدان) و هم پس از تحویل قطعی میدان و آغاز رسمی دوره بهره‌برداری ما با این نوع هزینه‌ها مواجهیم. تا قبل از تحویل قطعی میدان به کارفرما، هزینه‌های بهره‌برداری را، طبق قرارداد، پیمانکار پرداخت و پس از تأیید کارفرما از محل درآمد ناخالص میدان تأمین می‌گردد اما پس از تحویل قطعی میدان، این هزینه‌ها را کارفرما که مدیریت میدان را در اختیار دارد، مستقیماً پرداخت می‌کند.

طبق مطالعات تجربی انجام شده (گائو و همکاران، ۲۰۰۹؛ قندی و همکاران، ۲۰۱۱؛ قربانی و همکاران، ۱۳۹۳) هزینه‌های بهره‌برداری به دو قسمت تقسیم می‌شود. قسمت اول هزینه‌های متغیر بهره-برداری که تحت تأثیر تغییرات میزان تولید است و قسمت دوم از هزینه‌های بهره‌برداری که با میزان تولید ارتباط مستقیم ندارد هزینه‌های تعمیر و نگهداری چاه‌ها و تجهیزات و تأسیسات سطح‌الارضی و ساختمان‌های پشتیبانی و فعالیت‌های خدماتی میدان از جمله این هزینه‌هاست. این هزینه‌ها ارتباط تنگاتنگی با نوع تکنولوژی مورد استفاده در توسعه میدان و ظرفیت تولید ایجادشده یا به طور خلاصه به میزان هزینه‌های سرمایه‌ای به کار رفته برای توسعه میدان دارد. در مطالعات تجربی این هزینه‌ها براساس درصدی ثابت از کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری در هر سال برآورد می‌شود[۱]. با توجه به این توضیحات و با توجه به یافته‌های مطالعات پیشین که مناسب‌ترین فرم تابع هزینه در میادین نفتی را فرم‌نمایی معرفی کرده‌اند، می‌توان شکل کلی تابع هزینه را در میدانی که در چارچوب قراردادی بیع متقابل توسعه یافته است، به صورت زیر در نظر گرفت:

$$C_t = cc_i + cq_t^{\propto} s_t^{\beta} \quad \text{St } \varphi GP_t \geq (B_t + C_t + D_t) \qquad (۷)$$

در پژوهش حاضر بخش اول رابطه ۷ یعنی cc_i با توجه به مدل مالی بیع متقابل و اطلاعات مربوط به قرارداد منعقده برای توسعه میدان نمونه محاسبه گردیده و بخش دوم تابع هزینه (هزینه‌های بهره‌برداری) با توجه به بکر[۲] بودن میدان نمونه و نبود اطلاعات واقعی از عملکرد گذشته آن، از ساختار تابع هزینه تخمین زده شده در پژوهش‌های پیشین[۳] استفاده گردید.

---

۱. در مقاله گائو و همکاران (۲۰۰۹) این هزینه‌ها به عنوان درصدی از هزینه‌های حفاری و تجهیز کل چاه‌ها و در مقاله قربانی و همکاران (۲۰۱۵) با استناد به گزارش EIA (۱۹۹۶) و آقای میان (۲۰۱۱) میزان هزینه‌های ثابت بهره‌برداری (از جمله هزینه‌های تعمیر و نگهداری) را ۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای برآورد کرده است.

۲. میدان بکر (Green Field) اصطلاحاً به میدانی گفته می‌شود که پس از اکتشاف و توصیف، وارد مرحله توسعه شده است.

۳. با توجه به تشابه ویژگی‌های میدان نمونه با یکی از میادین نفتی جنوب غرب کشور که در پژوهش قربانی و همکاران (۱۳۹۳) مورد بررسی قرار گرفته در تصریح تابع هزینه از نتایج این پژوهش استفاده شده است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

با توجه به موارد بالا، و با فرض اینکه مقدار ضریب φ یعنی سقف درآمد ناخالص میدان را که می‌تواند برای بازپرداخت سالانه به پیمانکار صرف شود، ۶۰ درصد (قراردادهای بیع متقابل نسل اول و سوم) در نظر بگیریم، تابع هزینه کل میدان نمونه را می‌توان به صورت رابطه ۸ ارائه نمود:

$$C_t = cc_i + (8.43e^{-0.0002s_t})q_t \quad ST: \ cc_i \leq 0.6 * (p_t * q_t - OPEX_i) \qquad (۸)$$

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.

همان‌طور که انتظار می‌رفت علامت پارامتر اثر ذخیره برآورد شده در تابع هزینه، منفی ظاهر شده است که نشان می‌دهد هزینه استخراج با کاهش ذخایر باقیمانده، افزایش می‌یابد. مقایسه نتیجه به دست آمده با نتایج پژوهش های پیشین[1] حاکی از آن است که اثر ذخیره به دست آمده کوچک‌تر است. دلیل این امر این است که در مدل توسعه میدان مورد بررسی، به دلیل ویژگی خاص مخزن، در سال‌های ابتدایی تولید، پروژه تزریق مجددگاز طبیعی تولیدی به مخزن انجام می‌شود لذا آثار ناشی از کاهش فشار مخزن بر افزایش هزینه‌های تولید (اثر ذخیره) در تابع هزینه به دست آمده نسبتاً کوچک‌تر شده است[2].

٤. توصیف داده‌ها

٤-١. مشخصات میدان نمونه

میدان نفتی مورد بررسی حدوداً در ۴۵ کیلومتری شمال خرمشهر و ۸۵ کیلومتری جنوب و جنوب غربی اهواز قرار دارد. عملیات اکتشافی این میدان در سال ۱۳۴۳ش، با همکاری شرکت ایتالیایی آجیپ انجام گرفت که با حفر اولین چاه در سازند فهلیان، وجود ذخایر تجاری نفت خام در آنبه اثبات رسید.پس از آن ، دو حلقه چاه اکتشافی دیگر در سال‌های ۱۳۵۶ و ۱۳۷۵ ش نیز حفر گردید[3].

تا قبل از شروع عملیات توسعه، میزان تولید روزانه نفت از این میدان (سازند فهلیان) که از چاه شماره ۲ صورت می‌گرفت، ۳ هزار بشکه در روز بود که با استفاده از یک واحد ۵۵ هزار بشکه‌ای

1. Ghandi and Lin (2011), Chakravorty, Roumasset and Tse (1997).
2. Ghorbanipashakolaie et. (2015)
۳. سایت شرکت نفت و گاز اروندان http://aogc.ir/company/oilfields/82

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

تأسیسات سطح‌الارضی موجود آماده‌سازی شده و از طریق خط لوله به میدان آب تیمور منتقل می‌گردید. کیفیت نفت میدان مذکور از نوع نفت سبک با درجه API ۳۹ است.

جدول ۱. برآورد میزان نفت درجا، حد اکثر برداشت نهایی و ضریب بازیافت مخزن (در سازند فهلیان) در گزینه‌های مختلف توسعه

گزینه توسعه	میزان نفت درجا (میلیون بشکه)	حد نهایی بهره‌برداری از مخزن (میلیون بشکه)	ضریب بازیافت (درصد)
استخراج طبیعی	۳۵۹۷	۶۱۸	۱۷/۲
تزریق گاز طبیعی	۳۵۹۷	۱۴۶۰	۴۰/۶

مأخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه جنوب غربی ایران

جدول۲. مقایسه مدل های مختلف توسعه در میدان نمونه

گزینه توسعه	میزان نفت درجا (میلیون‌بشکه)	تعداد چاه‌های تولیدی	تعداد چاه‌های تزریق گاز	نرخ تولید پلاتیو (هزار بشکه در روز)	دوره تولید پلاتیو (سال)	میزان تولید ۴۰ساله (میلیون بشکه)	ضریب بازیافت ۴۰ ساله (درصد)
تزریق گاز طبیعی	۳۵۹۷	۲۳	۴	۱۶۰	۱۰	۱۴۶۰	۴۰/۶

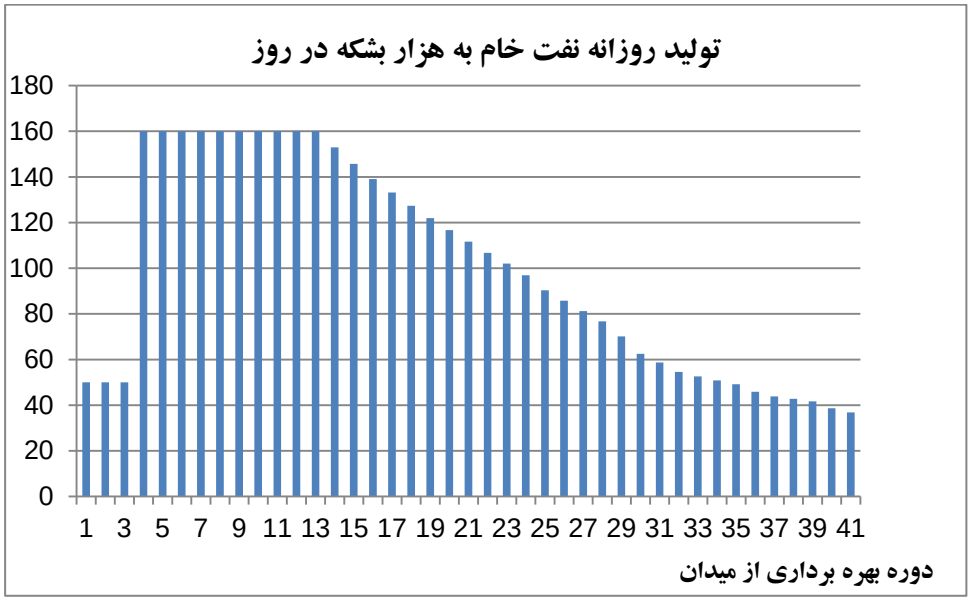
مأخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه جنوب غربی ایران

پس از تکمیل مطالعات توصیفی مخزن، انجام عملیات فاز اول توسعه با حفاری ۵ حلقه چاه تولیدی و یک حلقه چاه تزریق گاز، احداث تأسیسات سطح‌الارضی به ظرفیت ۵۵ هزار بشکه در روز (ظرفیت حداکثر ۶۰ هزار بشکه در روز)، سیستم باز تزریق گاز تولیدی همراه نفت به میزان ۷۰ میلیون فوت مکعب در روز، احداث خط لوله‌ای به طول ۱۷ کیلومتر تا نقطه تحویل نفت خام تولیدی میدان به خط لوله اصلی ابادان- اهواز ادامه می‌یابد. هدف از این عملیات رساندن تولید میدان به سطح ۵۰ هزار بشکه در روز بود.

جهت کامل کردن طرح توسعه میدان با هدف دستیابی به تولید قابل استمرار روزانه ۱۶۰ هزار بشکه در روز (تولید پلاتیو)، در فاز دوم ۲۰ حلقه چاه دیگر (۱۵ حلقه چاه تولیدی، ۴ حلقه تزریق گاز به صورت امتزاجی و یک حلقه چاه تزریق آب تولید شده در جریان تولید نفت) حفر شد. شایان ذکر است در مدل توسعه طراحی شده، عملیات تزریق مجدد آب تولیدی از میدان، ارتباطی به توسعه مخزن توسعه داده شده در سازند فهلیان ندارد. در این مرحله با اضافه نمودن ۲۱۰ میلیون فوت مکعب به تأسیسات تزریق، ظرفیت سیستم تزریق گاز میدان به ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در روز خواهد رسید. همچنین، با نصب و راه‌اندازی ۲ واحد فراوری ۵۵ هزار بشکه‌ای دیگر، ظرفیت تأسیسات بهره‌برداری میدان به ۱۶۵ هزار بشکه در روز (ظرفیت پیک ۱۸۰ هزار بشکه در روز) افزایش می‌یابد. نکته قابل ذکر

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

اینکه به دلیل امکان دسترسی میدان به شبکه برق سراسری، تأسیسات تولید برق در میدان ایجاد نمی‌شود و تنها ایجاد خطوط برق و تأسیسات توزیع آن اجرا می‌گردد.



نمودار۱. پیش‌بینی نرخ تولید روزانه نفت خام براساس طرح جامع توسعه میدان

مأخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه جنوب غربی ایران

جدول۳. برآورد هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز اجرای طرح توسعه (ارقام به میلیون دلار امریکا)

عنوان هزینه	کل/سال	۱	۲	۳	٤	٥	٦
مطالعات لرزه‌نگاری، مخزن، حفاری، آزمایشگاهی، تزریق گاز و مطالعات تکمیلی	۱۱/۶	۲	۳/۵	۴/۱	۱	۱	
حفاری ۳ چاه توصیفی و ارتقاء یک سکوی حفاری	۳۰/۱	۷/۷	۲۲/۴				
تأسیسات سطح‌الارضی (واحد بهره‌برداری به ظرفیت ۱۶۵ هزار بشکه در روز، واحد تزریق گاز به ظرفیت ۲۸۰ میلیون فوت مکعب در روز و...)	۲۸۷/۳	۱۰/۹	۵۰/۲	۴۹	۸۶/۵	۷۹/۵	۱۱/۲
چاه‌ها (۲۵ حلقه چاه به اضافه ارتقاء دکل)	۱۵۶	۰	۱۲/۲	۴۷	۶۴/۴	۳۲/۴	۰
هزینه‌های مدیریت و نظارت	۵۴	۵	۷/۱	۱۵/۲	۱۹	۶/۷	۱
سایر هزینه‌ها (راه‌اندازی و بیمه)	۹	۰/۵	۱	۲	۱/۹	۱/۶	۲
جمع	۵۴۸	۲۶/۱	۹۶/۴	۱۱۷/۳	۱۷۲/۸	۱۲۱/۲	۱۴/۲

مأخذ: طرح جامع توسعه میدان مورد بررسی در منطقه جنوب غربی ایران

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

٤-۲. اطلاعات قراردادی

جهت اجرای طرح توسعه میدان مورد بررسی از چارچوب قراردادی بیع متقابل استفاده گردید. جدول (۴) اطلاعات پایه قراردادی مورد استفاده را نشان می‌دهد.

جدول ۴. اطلاعات مفروض جهت محاسبات بازپرداخت اقساط پیمانکار در قرارداد بیع متقابل

عنوان شاخص	مقدار
هزینه‌های سرمایه‌ای	۵۴۸ میلیون دلار
هزینه‌های غیرسرمایه‌ای	۲۰درصد هزینه‌های سرمایه‌ای
دوره اجرا (ساخت)	۷۲ ماه
دوره بازپرداخت	۷۲ماه پس از شروع دوره بهره‌برداری
نرخ بهره	۵/۷۵ درصد
سقف نرخ بازگشت پیمانکار	۱۵درصد
نحوه محاسبه بازپرداخت	اقساط یکسان ماهیانه
سقف درآمدهای ناخالص میدان جهت بازپرداخت اقساط سالانه پیمانکار	۶۰ درصد

مأخذ: محاسبات تحقیق

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 (۴) می‌توان میزان بازپرداخت اصل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های تأمین مالی و حق‌الزحمه پیمانکار را محاسبه کرد. جدول (۵) نتیجه این محاسبات را نشان می‌دهد. براساس مدل مالی قراردادهای بیع متقابل، مقدار هزینه‌های سرمایه‌ای، طول دوره قرارداد (دوره ساخت و دوره بازپرداخت)، نرخ بهره و نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار از مهم‌ترین پارامترهای مؤثر بر تعیین میزان بازپرداخت به پیمانکار می‌باشند. با توجه به اینکه در زمان انعقاد قرارداد، علی‌الاصول، تعیین مقدار هزینه‌های سرمایه‌ای و دوره ساخت به عنوان پارامترهای فنی با حداکثر شناخت موجود و با بررسی‌های دقیق کارشناسی انجام می‌شود و پارامترهای نرخ بهره و نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار نیز با در نظر گرفتن وضعیت بازار مالی و فرصت‌های سرمایه‌گذاری پیمانکار در بازار مشخص می‌شود، تنها پارامتر قابل انتخاب توسط کارفرما که می‌تواند به طور مستقیم روی مدیریت گردش نقدینگی میدان و برنامه‌ریزی تولید میدان تأثیرگذار باشد انتخاب دوره بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار است. نمودار (۲) تأثیر افزایش این دوره بر میزان بازپرداخت به پیمانکار با فرض ثابت بودن سایر پارامترها را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود با افزایش دوره بازپرداخت، اگرچه مقدار مطلق آن جهت حفظ نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار افزایش می‌یابد اما با کاهش شیب پرداخت‌های سالانه و کاهش فشار مالی به بهره‌بردار، در یک تحلیل ایستا می‌توان انتظار

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

داشت که انتخاب مسیر تولید توسط بهره‌بردار تحت فشار کمتری قرار گیرد. در عمل، قبل از امضای قرارداد، مقادیر بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های بانکی و حق‌الزحمه پیمانکار با توجه به توافق دو طرف محاسبه و به عنوان سقف بازپرداخت‌ها، ضمیمه قرارداد می‌گردد. پس از شروع دوره بازپرداخت، کارفرما با تطبیق موضوعی هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده با مفاد قرارداد، عملکرد پیمانکار در مورد انجام تعهدات قراردادی (سطح تولید، دوره ساخت، استفاده از ظرفیت‌های داخلی و...)، عملکرد هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و عملکرد هزینه‌های بانکی (بدون منظور کردن هزینه‌های اضافی ناشی از تأخیرات زمانی غیر مجاز پیمانکار)، میزان بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار را محاسبه نموده و حداکثر تا سقف مورد توافق در زمان امضاء قرارداد به پیمانکار پرداخت می‌نماید. نکته مهم اینکه در این مقطع زمانی، نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار که در زمان عقد قرارداد توافق شده بود به عنوان سقف بازدهی پیمانکار منظور می‌شود. در صورتی که میزان بازپرداختی‌های انجام شده، نرخ بازدهی کمتری را نصیب پیمانکار کند، کارفرما مسئولیتی نخواهد داشت. براساس ادعاهای شرکت‌های نفتی طرف قرارداد با شرکت ملی نفت ایران (که در برخی موارد مورد تأیید ضمنی نیز قرار گرفته[1]) مقادیر اضافه هزینه‌کرد[2] (نسبت به سقف منظور شده در قرارداد) این شرکت‌ها در برخی قراردادها، قابل توجه بوده است. عوامل مختلفی از جمله افزایش قیمت مواد و تجهیزات پروژه‌ها، افزایش دوره ساخت (تأخیر پیمانکار) و... به عنوان دلایل کاهش قابل توجه نرخ بازدهی پیمانکار نسبت به نرخ توافق شده در قرارداد مطرح شده است (دهقانی، تورج، ۱۳۹۳: ۲۵۳؛ قندی و لین، ۲۰۱۱).

جدول۵. بازپرداخت به پیمانکار در چارچوب قراردادی بیع متقابل (ارقام به میلیون دلار امریکا)

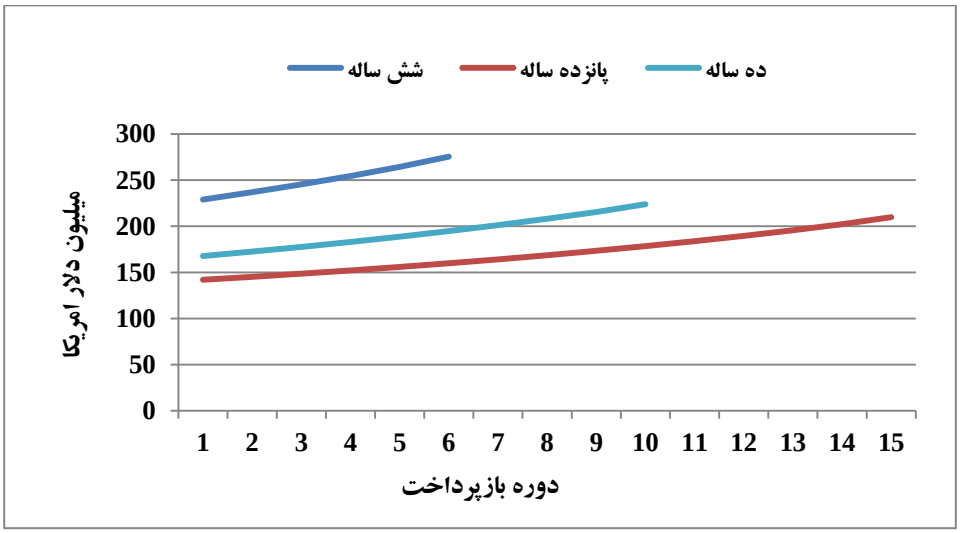
عنوان/دوره بازپرداخت	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم	سال ششم	جمع دوره
هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای	۱۰۹/۶	۱۰۹/۶	۱۰۹/۶	۱۰۹/۶	۱۰۹/۶	۱۰۹/۶	۶۵۷/۶
هزینه‌های مالی	۲۳/۶۵۴	۳۱/۶۵۷	۴۰/۱۷۷	۴۹/۲۷۸	۵۹/۰۷۹	۷۰/۱۹۷	۲۷۴/۰۴۳
حق‌الزحمه پیمانکار	۹۵/۶۶۱	۹۵/۶۶۱	۹۵/۶۶۱	۹۵/۶۶۱	۹۵/۶۶۱	۹۵/۶۶۱	۵۷۳/۹۶۸
جمع	۲۲۸/۹۱۵	۲۳۶/۹۱۸	۲۴۵/۴۳۹	۲۵۴/۵۳۹	۲۶۴/۳۴۱	۲۷۵/۵۴۹	۱۵۰۵/۶۱۱

مأخذ: محاسبات تحقیق براساس فروض جدول ۴

۱. سخنرانی مدیر محترم برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران در اولین همایش بازنگری در قراردادهای بیع متقابل (اسفند ۱۳۹۲).

2. Capital over run

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]



نمودار۲. میزان بازپرداخت به پیمانکار در گزینه‌های ۶، ۱۰ و ۱۵ ساله

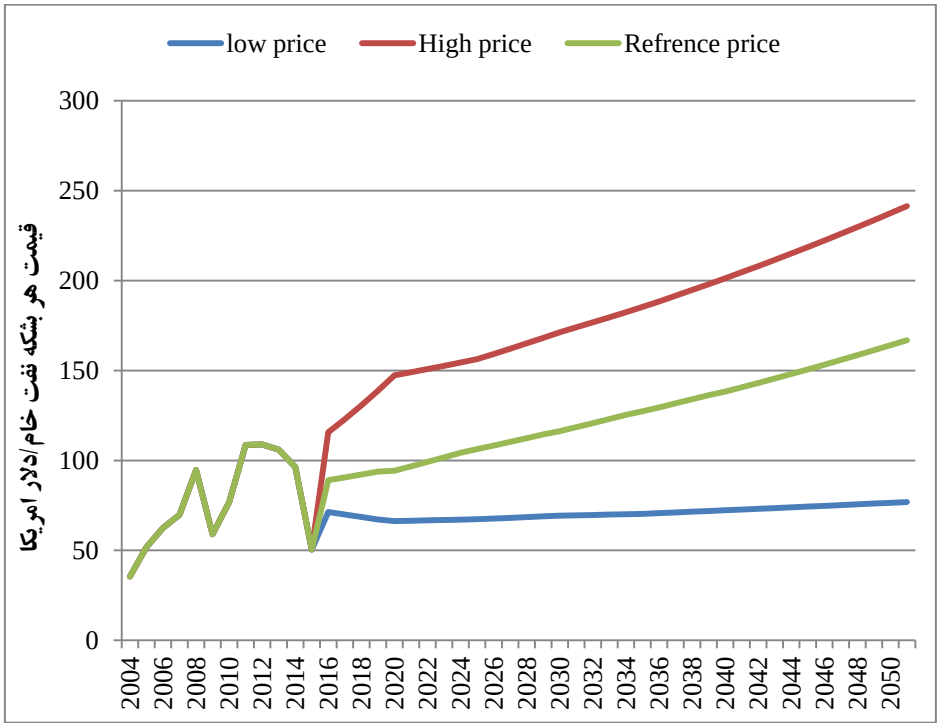
مأخذ: محاسبات تحقیق

٤-۳. مسیر قیمتی مورد انتظار برای نفت تولیدی از میدان

یکی از متغیرهای مهم در مدل بهینه‌سازی پویا، قیمت‌های انتظاری نفت خام سبک به عنوان محصول تولیدی در میدان نمونه است. با فرض اینکه بهره‌بردار 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 وارد بازار جهانی نفت خام گردد. بر این اساس می‌توان نتیجه گرفت که در این ساختار بازار، بهره‌بردار به عنوان یک تولیدکننده قیمت‌پذیر با بازار مواجه خواهد بود و لذا قیمت‌های 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 پیش‌بینی بلندمدت قیمت نفت خام را ارائه می‌کند اداره کل اطلاعات انرژی امریکاست که در قالب گزارشات سالانه چشم‌انداز جهانی انرژی منتشر می‌شود. با توجه به اینکه این پیش‌بینی‌ها براساس نفت خام شاخص برنت انجام می‌شود و برای به دست آوردن قیمت‌های انتظاری نفت خام تولیدی از میدان نمونه (با API معادل ۳۹)، مقدار متوسط تفاوت تاریخی بین قیمت فروش نفت خام سبک ایران در خلیج‌فارس و قیمت نفت خام شاخص برنت (اسپات) را از قیمت پیش‌بینی شده برنت که در گزارش EIA (منتشرشده در سال ۲۰۱۴م) کسر می‌گردد. این تفاوت نشان‌دهنده هزینه حمل و نقل و بازاریابی تا بازار اروپا و تفاوت کیفیت دو نفت خام مورد نظر خواهد بود. از آنجا که طبق

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

گزارش چشم‌انداز بلندمدت بازار نفت که توسط مؤسسه اطلاعات انرژی وابسته به وزارت انرژی امریکا (EIA) در سال ۲۰۱۴ منتشر شده، رشد متوسط قیمت هر بشکه نفت تا سال ۲۰۴۰م پیش‌بینی گردیده است، با کسر ۲,۷ دلار (به عنوان تفاوت تاریخی دو نفت خام) از قیمت پیش‌بینی شده برای هر بشکه نفت خام برنت برآوردی از مسیر مورد انتظار قیمت برای نفت تولیدی از میدان نمونه به دست آمده است[۱].



نمودار ۳. مسیر قیمتی مورد انتظار برای نفت تولیدی از میدان نمونه در سه گزینه مرجع، حد بالا و حد پایین

مأخذ: محاسبات تحقیق

۱. به‌رغم کاهش شدید قیمت نفت خام در سال ۲۰۱۵ م، پیش‌بینی روند آتی قیمت جهانی نفت خام درگزارش EIA2015 نیز حاکی از روند صعودی آن در افق ۲۰۴۰ م است. 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.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

٤-٤. نرخ تنزیل

یکی دیگر از عوامل مؤثر بر تعیین سیاست بهینه تولید، نرخ تنزیل یا نرخ ترجیحات بهره‌بردار است. براساس یافته‌های نظریه بهره‌برداری بهینه از منابع تجدیدناپذیر، هر مقدار نرخ تنزیل بهره‌بردار بالاتر باشد، بهره‌بردار ترجیح می‌دهد مقدار بیشتری از ذخایر قابل برداشت از مخزن را در کوتاه‌مدت برداشت کند و بالعکس. براساس یافته‌های موجود (آدلمن، ۱۹۹۱) نرخ تنزیل شرکت‌های نفتی همواره بیش از نرخ تنزیل دولت‌های صاحب نفت است. کشورهایی که بودجه آنها وابستگی زیادی به درآمدهای نفتی دارد، با نرخ تنزیل بالایی روبه‌رو می‌شوند. با توجه به حساسیت مدل به نرخ تنزیل و عدم امکان تعیین دقیق آن از دیدگاه شرکت ملی نفت ایران (دولت)، در اینجا مدل را با گزینه‌های مختلف نرخ تنزیل حل و نتایج آن را با هم مقایسه خواهیم کرد[1].

حال به منظور به دست آوردن مسیر بهینه استخراج از میدان نمونه در بازه زمانی ۲۰۰۴ تا ۲۰۴۲ م، مدل بهینه‌سازی پویای معرفی شده در بخش دوم را باتوجه به روابط تابعی تعریف شده و اطلاعات پایه تشریح شده، با استفاده از رویکرد عددی بلمن (۱۹۵۷) و با بهره‌گیری از نرم‌افزار Matlab اجرا نموده و نتایج آن را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

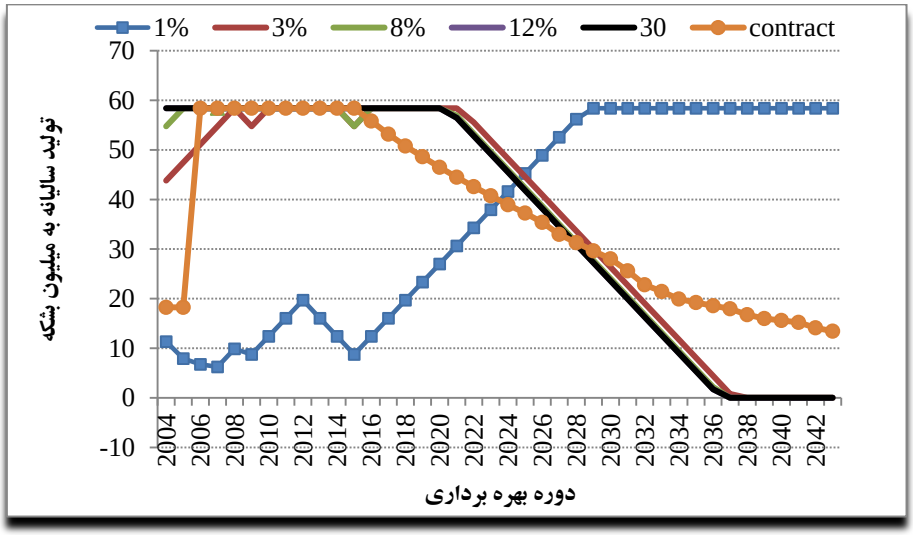
۵. تجزیه و تحلیل نتایج

مسیر بهینه تولید به دست آمده از اجرای مدل بهینه‌سازی پویا با توجه به داده‌های میدان نمونه و سناریوهای مختلف نرخ تنزیل در نمودار (۴) نشان داده شده است.

---

۱. بنا به تعریف در بنگاه‌های انتفاعی، نرخ تنزیل به نرخ بازدهی اطلاق می‌شود که علاوه بر جبران نرخ بازدهی سرمایه-گذاری در بازار دارایی بدون ریسک، جبران‌کننده میزان ریسک تقبل شده در پروژه سرمایه‌گذاری مورد نظر نیز باشد (استرادا، ۲۰۰۷؛ آدلمن، ۱۹۸۶). وقتی این بحث در مورد دولت‌ها مطرح می‌شود دارای ابعاد وسیعی از جمله حفظ منافع بین نسلی، نیازهای مصرفی جاری و... می‌گردد. به علت نیاز این پژوهش به دانستن نرخ تنزیل از نظر دولت (شرکت ملی نفت)، همان‌طور که در پژوهش‌های پیشین نیز عمل نموده‌اند (قندی و لین، ۲۰۱۱؛ قربانی و همکاران، ۱۳۹۳) برای حل مدل، دامنه‌ای از نرخ‌های تنزیل در نظر گرفته شده و براساس آن رفتار بهره‌بردار در تعیین سیاست استخراج از مخزن مورد بررسی قرار گرفته است.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

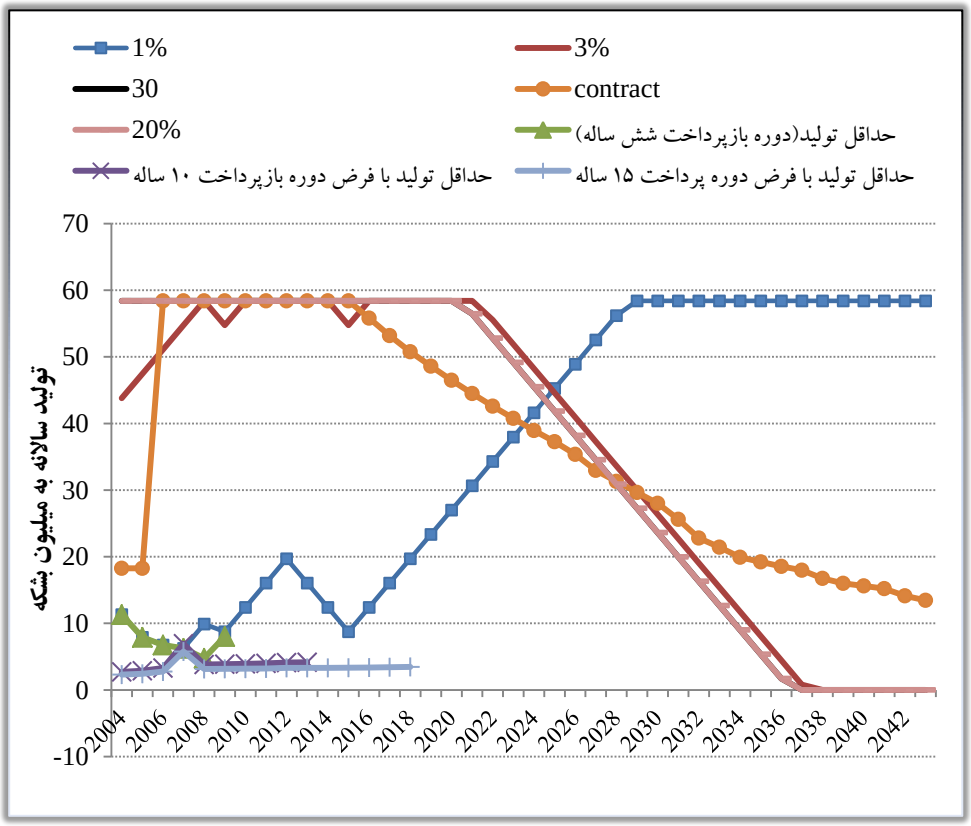


نمودار۴. نتایج استخراج شده از مدل در سناریوهای مختلف نرخ تنزیل

مأخذ: محاسبات تحقیق

همان‌طور که نمودار (۴) نشان می‌دهد، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل به مقادیر متفاوت نرخ تنزیل واکنش نشان داده است. بر این اساس در مقادیر نرخ تنزیل بالای ۱۰ درصد، الگوی بهره‌برداری پیشنهادی مدل، حداکثر برداشت از ذخایر مخزن در سال‌های اولیه بهره‌برداری از میدان است اما در نرخ‌های پایین‌تر، با کاهش نرخ تنزیل مقادیر اولیه شروع بهره‌برداری نیز کاهش می‌یابد اما از نظر حجم برداشت در سال‌های اولیه، دوره بهره‌برداری به غیر از نرخ تنزیل حدی ۱ درصد بقیه الگوهای بهره‌برداری پیشنهادی مدل، حداکثر مقدار برداشت در نیمه اول دوره عمر میدان بوده است. مقایسه مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل با پروفایل تولیدی پیشنهادی در قرارداد نشان می‌دهد که الگوی بهره‌برداری پیشنهادی مدل با الگوی بهره‌برداری تعبیه شده در قرارداد، تقریباً در نیمه اول دوره بهره‌برداری از میدان با هم انطباق دارند. این نتیجه با یافته‌های دفتر فناوری‌های ریاست جمهوری (۱۳۸۵)، قندی و لین (۲۰۱۱) تطابق دارد. در بخش دوم دوره بهره‌برداری از میدان، ملاحظه می‌گردد که ابتدا سطح تولید بهینه بالاتر از تولید قراردادی و پس از آن به سبب برداشت با نرخ بالاتر، مسیر بهینه تولید با نرخ افت سریع‌تری نسبت به تولید قراردادی حرکت می‌کند. به طوری که میزان ذخایر باقیمانده میدان در دوره‌ای کوتاه‌تر تخلیه می‌شود.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]



نمودار ۵. مسیر بهینه تولید از میدان نمونه با توجه به گزینه‌های مختلف دوره بازپرداخت

مأخذ: محاسبات تحقیق

ذکر این نکته ضروری است که میزان حساسیت مسیر بهینه تولید حاصل از حل مدل بهینه‌سازی پویا برای میدان نمونه، نسبت به تغییر دوره بازپرداخت، مقدار اقساط هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه-های تأمین مالی و پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار است. یکی از مهم‌ترین اصلاحاتی که در قراردادهای بیع متقابل در نسل‌های اول، دوم و سوم انجام شد، افزایش دوره بازپرداخت به پیمانکار بود. برای آزمون تأثیر این اصلاحات قراردادی، مقدار باز پرداخت به پیمانکار در سه سناریو دوره ۶ ساله، ۱۰ ساله و ۱۵ ساله محاسبه و در تصریح تابع هزینه و در تعیین شرط حداقل تولید در مدل مورد بررسی قرار گرفت. نمودار (۵) مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در ۳ گزینه دوره بازپرداخت ۶ ، ۱۰ و ۱۵ سال و گزینه‌های مختلف نرخ تنزیل را نشان می‌دهد.

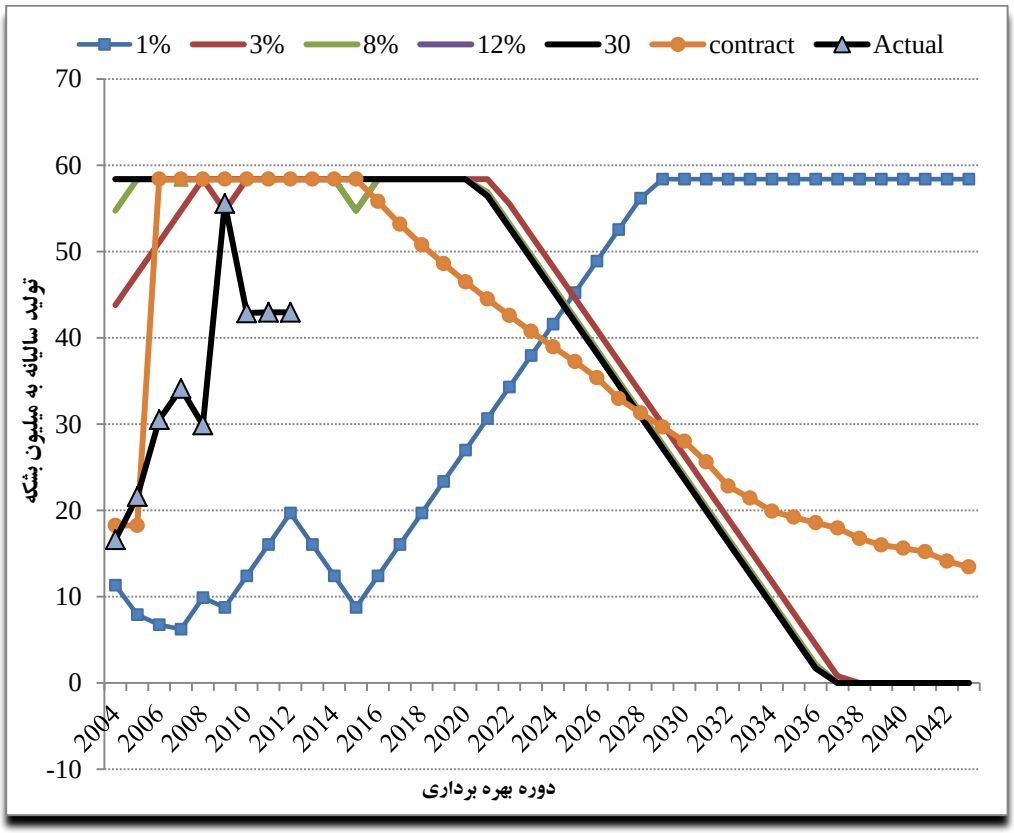
[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

بنابراین، تنها زمانی که مسیر بهینه تولید با فرض نرخ تنزیل ۱ درصد محاسبه می‌شود شرط حداقل تولید به کار گرفته شده در مدل، موجب می‌شود تا سطح تولید پیشنهادی برای سال‌های اولیه بهره‌برداری از سطح حداقل کمتر نشود اما مسیر بهینه تولید در سایر نرخ‌های تنزیل هیچ حساسیتی به سطح حداقل تولید به کار رفته در مدل نداشته باشد. نتیجه اینکه طولانی‌تر کردن دوره بازپرداخت در اصلاحات انجام شده در قراردادهای بیع متقابل، تأثیری بر برنامه‌ریزی بهینه تولید نخواهد داشت. با توجه به اینکه در قراردادهای بیع متقابل قبل از امضای قرارداد، پارامتر های اصلی توسعه میدان و به تبع آن تعهدات کاری و سقف بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های تأمین مالی پیمانکار تعیین می‌گردد. بنابراین، ارتباط تنگاتنگی بین بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار با میزان تولید در دوره قرارداد وجود ندارد و تنها مکانیسم تأثیر این شرایط در مدل، تغییر مقدار ثابت در تابع هزینه و شرط حداقل میزان تولید -تولیدی که امکان بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار را فراهم نماید- است که در شرایط قیمت‌های انتظاری بالا[1]، مسیر بهینه تولید تعیین شده در مدل، هیچگونه واکنشی به تغییرات این عامل ندارد.

مقایسه مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل با فرض سناریوهای مختلف نرخ تنزیل با میزان تولید واقعی میدان تا سال ۲۰۱۴م در نمودار (۶) نشان می دهد که میزان تولید واقعی میدان تنها از مسیر بهینه تولید با فرض نرخ تنزیل ۱ درصد بالاتر اما از دیگر مسیر های تولید بهینه و حتی مسیر تولید قراردادی نیز پایین‌تر است.

۱. در زمان عقد قراردادهای بیع متقابل، با توجه به انتظارات شکل گرفته ناشی از رکود اقتصاد جهانی، قیمت نفت در بازارهای جهانی در سطح پایینی پیش‌بینی می‌شد (۱۵ تا ۲۰ دلار) و، بنابراین، شرط فوق با هدف انتقال ریسک کاهش شدید قیمت‌های نفت به پیمانکار در قرارداد گنجانده شد.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]



نمودار۶. مقایسه مقدار واقعی تولید با مسیر بهینه تولید در گزینه‌های مختلف نرخ تنزیل و تولید قراردادی

مأخذ: محاسبات تحقیق

٦. نتیجه‌گیری

حداکثرسازی ارزش اقتصادی برداشت از منابع نفت و گاز در ادبیات اقتصادی به عنوان هدف دولت (به عنوان مالک منابع) شناخته شده است. این هدف، در شرایطی تحقق می‌یابد که بهره‌برداری از مخزن با در نظر گرفتن همزمان اصول بهره‌برداری بهینه از مخزن به لحاظ فنی (MER) و شرایط اقتصادی مثل قیمت‌های انتظاری محصول، هزینه‌های تولید و نرخ تنزیل بهره‌بردار به گونه‌ای تنظیم شود که مجموع جریان ارزش خالص سود انتظاری ناشی از بهره‌برداری از آن مخزن، در طول عمر آن حداکثر گردد. منظور نمودن همزمان اصول فنی بهره‌برداری و پارامترهای اقتصادی در تابع تصمیم‌گیری در مورد مقدار تولید از مخزن در طول عمر آن، مفهوم الگوی بهره‌برداری بهینه از مخزن را شکل می‌دهد. این

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

مفهوم در ادبیات حقوقی و قانونی ایران به عنوان تولید صیانت شده شناخته می‌شود. در صورتی که دولت برای توسعه بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، از مشارکت شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قالب یک چارچوب قراردادی استفاده کند، شرایط قراردادی که به طور مستقیم یا غیرمستقیم بر این الگوی تصمیم‌گیری تأثیر می‌گذارند نیز وارد این سیستم می‌شوند. میزان تأثیرگذاری شرایط قراردادی بر هر یک از متغیرهای این سیستم، بستگی به دوره زمانی و حوزه نفوذ قرارداد در طول عمر مخزن دارد. با توجه به اینکه چارچوب قراردادی بیع متقابل به عنوان تنها چارچوب قراردادی مورد پذیرش در نظام حقوقی و قانونی ایران پس از انقلاب اسلامی مورد استفاده قرار گرفته، در این مقاله جهت بررسی تأثیر شرایط قراردادی بیع متقابل بر سیاستگذاری بهینه تولید از سیستم بهینه‌سازی پویا که از روش عددی بلمن حل می‌شود استفاده شده است. بدین صورت یک میدان نفتی در جنوب غرب کشورکه برای توسعه آن از چارچوب قراردادی بیع متقابل استفاده شده را انتخاب و براساس آن مدل‌سازی شده است. در این مدل متغیرهای قیمت‌های انتظاری نفت خام و نرخ تنزیل به صورت برون‌زا تعیین می‌شوند و متغیر ذخایر اولیه (شامل برداشت طبیعی و برداشت ثانویه که با توجه به اجرای همزمان سیستم بازتزریق گاز طبیعی تولید شده از میدان در مدل توسعه لحاظ شده می‌گردد)، به عنوان متغیر وضعیت و میزان تولید در هر دوره به عنوان متغیر کنترل لحاظ شده است. برآورد هزینه‌ها در این مدل در دو بخش انجام می‌شود: در بخش اول هزینه‌های توسعه میدان براساس مدل مالی حاکم بر یک چارچوب قراردادی بیع متقابل، برآورد می‌گردد. در قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار علاوه بر انجام تعهدات کاری که برای رسیدن به سطح تولید تعهد شده خود لازم است موظف به تأمین مالی آن نیز می‌باشد. پس از رسیدن میدان به مرحله بهره‌برداری، مدیریت بهره‌برداری به کارفرما منتقل شده و کارفرما در بخشی از این دوره (دوره بازپرداخت)، علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های تأمین مالی، حق-الزحمه‌ای را نیز به پیمانکار بابت انجام خدمات و تقبل ریسکی که کرده می‌پردازد. سقف این هزینه‌ها با در نظر گرفتن نرخ بازدهی مورد انتظار پیمانکار که در قرارداد توافق شده تعیین می‌گردد. در بخش دوم هزینه‌های بهره‌برداری در قالب یک رابطه نمایی که نشان‌دهنده رابطه منفی بین هزینه تولید و میزان ذخایر باقیمانده (اثر ذخیره) است برآورد شده است. با توجه به بکر بودن میدان نمونه، رابطه تبعی مذکور با استفاده از یافته‌های مطالعات انجام شده در مورد میادین همجوار و بهینه‌سازی آن با توجه به اطلاعات موجود میدان، برآورد شده است.

در تشکیل سیستم بهینه‌سازی پویای میدان نمونه، علاوه بر اعمال محدودیت‌های معمول ناشی از یافته‌های نظریه بهره‌برداری از منابع تجدیدناپذیر مبنی بر کوچک‌تر بودن میزان تولید تراکمی از ذخایر

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

باقیمانده و غیر صفر و غیر منفی بودن میزان تولید و ذخایر باقیمانده، محدودیت‌های دیگری که نشان-دهنده ظرفیت فنی برداشت از مخزن و شروط قراردادی است نیز لحاظ شده است. با توجه به مدل توسعه پذیرفته شده در طرح جامع توسعه میدان نمونه، در صورت اجرای برنامه تزریق گاز طبیعی به میدان، سطح تولید این میدان تا ۱۶۰ هزار بشکه در روز (۵۸,۴ میلیون بشکه در سال) قابل تحقق است بنابراین، شرط حداکثر تولید در مدل ما نیز در همین حد تعیین گردید. یکی از شروط مهم در قراردادهای بیع متقابل، شرط حداقل درآمد میدان جهت استمرار برنامه بازپرداخت به پیمانکار است یعنی اگر درآمد ناخالص میدان (منهای هزینه‌های بهره‌برداری) به دلیل افت تولید یا کاهش شدید قیمت‌ها به حدی پایین‌تر از سهم برداشت شرکت ملی نفت (۴۰ درصد در قراردادهای نسل اول و ۵۰ درصد در قراردادهای نسل دوم و سوم) کاهش یابد بازپرداخت هزینه های پیمانکار به بعد موکول می-شود. براساس این شرط در مدل محدودیت حداقل تولید نیز لحاظ گردید و آخرین محدودیت مربوط به نوسانات دوره‌ای تولید است که طبق نظر متخصصان، نمی‌تواند از حد معینی بالاتر یا پایین‌تر باشد با توجه به مطالعات مخزن نمونه این میزان در حدود ۱۰ هزار بشکه در روز تعیین گردید. تابع ارزش در مدل ما دارای دو متغیر برون‌زا، یعنی قیمت انتظاری نفت خام و نرخ تنزیل بهره‌بردار (شرکت ملی نفت) است. با توجه به قیمت‌پذیر بودن بهره‌بردار در بازار، پیش‌بینی قیمت نفت شاخص برنت در سه گزینه مرجع، حد بالا و حد پایین که در گزارش چشم‌انداز بازار انرژی EIA سال ۲۰۱۴ آمده با کسر هزینه-های حمل و بازاریابی (به طور متوسط ۲,۷ دلار/بشکه در طی دوره) به عنوان تقریبی از قیمت‌های انتظاری و گزینه‌های مختلف نرخ تنزیل با توجه به عدم امکان برآورد آن مورد استفاده قرار گرفت. حل مدل بهینه‌سازی پویای میدان نمونه به روش عددی بلمن با استفاده از بخش بهینه‌یابی نرم‌افزار متلب انجام گرفت. بررسی نتایج به دست آمده نشان می‌دهدکه:

همان‌طور که به لحاظ نظری انتظار می‌رفت نتایج حاصل از مدل به گزینه‌های مختلف نرخ تنزیل حساس است. یعنی در نرخ تنزیل پایین، مقدار تولید بهینه پیشنهادی مدل برای سال‌های اولیه پایین و برای سال‌های پایانی دوره حداکثر است. اما در مورد قیمت‌های انتظاری اگرچه با کاهش قیمت‌های سال ۲۰۰۸ مسیر بهینه تولید واکنش داشته اما در بقیه سال‌ها، مسیر بهینه پیشنهادی منطبق با قیمت‌های بالاست. به دلیل ویژگی‌های ساختاری قراردادهای بیع متقابل یعنی تعیین سقف هزینه‌های سرمایه-گذاری مورد نیاز طرح قبل از امضای قرارداد و بی‌ارتباطی آن با برنامه تولید از میدان، مقادیر بازپرداخت به پیمانکار به عنوان بخش ثابت تابع هزینه محسوب شده و با توجه به سطح بالای قیمت-ها، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در مقابل تغییر میزان بازپرداخت سالانه به پیمانکار واکنشی نشان

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

نمی‌دهد. بنابراین می‌توان اذعان کرد که در شرایط قیمت‌های بالا، مدل مالی حاکم بر قراردادهای بیع متقابل قادر به تأثیرگذاری بر سیاست‌گذاری بهینه تولید نخواهد بود. یکی از مشکلات موجود، نبود یک رژیم مالی مناسب جهت تفکیک منافع دولت (رانت مالکیت) و سود حاصل از فعالیت اقتصادی شرکت ملی نفت در سطح میدان است. این وضعیت موجب می‌گردد در سطح قیمت‌های بالا، عملیات توسعه میدان با هر هزینه تمام شده‌ای اقتصادی باشد. این وضعیت تشویق‌کننده ارتقای کارایی عملیات توسعه و تولید توسط بهره‌بردارکه لازمه آن برنامه‌ریزی تولید بهینه است نخواهد بود. مقایسه تولید واقعی با مسیر بهینه تولید پیشنهادی در مدل نشان می‌دهد که با اینکه هم مسیر بهینه مدل و هم سطح تولید تعهد شده از سوی پیمانکار مقدار تولید بیشتری را پیشنهاد می‌کنند، اما مقادیر واقعی تولید کمتر از میزان تولید بهینه و تولید قراردادی است. به اعتقاد کارشناسان، هرچند سرمایه‌گذاری انجام شده در میدان، بهره‌بردار را قادر به تأمین هدف تعیین شده در قرارداد می‌نماید اما مشکلات ناشی از اختصاص مقادیر گاز طبیعی لازم جهت تزریق با وجود نیازهای ضروری دیگر، کارفرما را وادار به تجدیدنظر در برنامه تولید و تزریق در سال‌های اخیر (پس از تحویل میدان) نموده است. این مسئله از این جهت اهمیت دارد که صرف برنامه‌ریزی بهینه تولید در سطح میدان بدون بهینه‌سازی برنامه تولید، تزریق و تخصیص بهینه گاز طبیعی بین مصارف مختلف، امکان اجرای برنامه‌های حتی بهینه را نیز نخواهد داد.

به‌طور کلی بررسی نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که به سبب تعیین مدل توسعه مخزن، تعهدات کاری پیمانکار و سقف هزینه‌های سرمایه‌گذاری مورد نیاز طرح و پروفایل تولیدی مخزن قبل از امضای قرارداد و عدم امکان انعطاف‌پذیری آنها در مقابل شناخت بیشتر از رفتار مخزن و تغییر وضع بازار در چارچوب قراردادی بیع متقابل، عملاً امکان برنامه‌ریزی بهینه تولید در چارچوب قرارداد وجود نخواهد داشت. هرچند طبق یکی از شروط قرارداد، پیمانکار متعهد به برنامه ریزی بهینه تولید(رعایت تولید صیانتی از میدان) است اما با توجه به تحویل میدان توسعه‌یافته در دوره بهره‌برداری به شرکت ملی نفت ایران، اتخاذ تصمیمات لازم در این جهت (از جمله طراحی و اجرای پروژه‌های ازدیاد برداشت در زمان لازم) امکان اجرا نخواهد یافت. به علاوه پیگیری سیاست بهینه تولید از سوی مدیریت میدان در دوره بهره‌برداری نیز با محدودیت‌های ناشی از "اقدامات انجام شده از سوی پیمانکار در گذشته" مواجه خواهد بود. بررسی نتایج حاصل از اجرای مدل بهینه‌سازی پویا که مسیر بهینه تولید در یکی از میادین نفتی (خشکی) جنوب غرب کشور را مورد بررسی قرار داده، نشان می‌دهد که به دلایل برشمرده شده در بالا، مسیر بهینه تولید ترسیم شده توسط مدل با فرض گزینه‌های متفاوت روند قیمت‌های انتظاری و نرخ تنزیل، با مسیر تولید مشخص‌شده در قرارداد و مقادیر واقعی تولید متفاوت

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

است ضمن اینکه مسیر بهینه پیشنهادی مدل و مسیر تولید پیشنهادی پیمانکار با رفتار مورد انتظار برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی در سال‌های اولیه عمر مخزن همخوانی دارد.

منابع

درخشان، مسعود (۱۳۹۳). " قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی". *دوفصلنامه مصالعات اقتصاد اسلامی*. سال ششم. شماره ۲. پیاپی ۱۲. بهار و تابستان. ص ۵۲- ۷.

دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری (۱۳۸۵). "گزارش نهایی طرح پژوهشی بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالا دستی نفت و گاز". تهران.

دهقانی، تورج (۱۳۹۳). *سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز*. (جلد اول). مؤسسه مطالعات بین-المللی انرژی: تهران.

عمادی، محمدعلی و عباس قبادی (۱۳۸۹). *مبانی مدیریت یکپارچه مخازن نفت و گاز*. مؤسسه علم معمار رویال: تهران.

قربانی پاشاکلایی، وحید؛ مرتضی خورسندی؛ تیمور محمدی؛ شهلا خالقی؛ عباس شاکری و سیدتقی ابطحی فروشانی (۱۳۹۳). "الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه- مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران". *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*. سال چهارم. شماره ۱۳. زمستان.ص ۲۲۰-۱۹۱.

محمدی، تیمور و منیره معتمدی (۱۳۸۹). "بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفت‌گل با تأکید بر تولید صیانتی). *پژوهشنامه اقتصادی*. سال دهم. شماره ۳. پاییز.

مطیعی، همایون (۱۳۸۹). *مقدمه‌ای بر ارزیابی مخازن نفتی زاگرس (برای زمین‌شناسان)*. جلد دوم. آرین زمین: تهران.

وزارت نفت (۱۳۹۲). *هم‌اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت*. تهران: مرکز همایش‌های بین‌المللی صدا و سیما. سوم و چهارم اسفند.

وبگاه شرکت نفت و گاز اروندان http://aogc.ir/company/oilfields/82

Adelman, M. A. (1993). "Modelling World Oil Supply". *The Energy Journal 14(1)*. Pp. 1-32.

Adelman, M. A.; Harindar De Silva & Michael, F. Koehn (1991). "User cost in oil production". *Resources and Energy 13*. North-Holland.

Alexander, Frank (1999)."Host Government Contract. HandBook (For The International Petroleum Industry).Vol. No. 1. Barrows Company INC. NewYork.

Bellman, R. (1957). *Dynamic programming*. Princeton University Press.

BoykettTim, 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.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]

Chakravorty, U.; Roumasset, J. & Tse, K. (1997). "Endogenous Substitution among Energy Resources and Global Warming". *Journal of political Economy 105(6)*.pp. 1201-1234.

Dongkun. Luo & Zhao Xu (2013). *Modeling optimal oil production paths under risk service contracts*. China Univercity of Petroleum (Bijing) and Springer. Verlag Berlin Heidelberg.

Energy Information Administration [EIA] (2014). Annual Energy Outlook 2014. U.S Department of Energy. publication on the WEB at: www.eia.gov/ieo September 2014.

Estrada, Javier (2007). "Discount Rates in Emerging Markets: Four Models and an Application". *Journal of Applied Corporate Finance*. Vol 19. Number 2. IESE Business School. Morgan Stanley Publication.

Gandi, Abbas; C. Y. Cynthia – Lin (2013). *Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review*. University of California at Davis. United States.

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 (2011). *Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz*. University of California at Davis. United States.

Ghorbani Pashakolaie; Vahid, ShahlaKhaleghi; Teymor Mohammadi & Morteza Khorsandi (2015). "Oil Production cost function and oil recovery implementation-Evidence from an Iranian oil field". *Energy Exploration & Exploition.* Vol. 33. Number 4. Pp. 459-470.

Greiner, Alfred; Semmler, Willi; Mette, Tobias (2012). "An Economic Model of Oil Exploration and Extraction". *Computational Economics*. 40. 4. Pp. 387-399.

Hotelling, h. (1931). "The economic of exhaustible resources". *Journal of political economy*. 39 (2).

Johnston, David; Daniel, Johnston & Tony, Rogers (2008). *International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America*. Daniel Johnston & Co. New Hampshire.

Leighty, Wayneand; C. Y. Cynthia Lin (2012). "Tax policy can change the production path: A model of optimal oil extraction in Alaska". *Energy Policy,41*. Pp. 759-774 .

Maurer, Helmut; Semmler, Willi (2010). "An optimal control model of oil discovery and extraction". *Applied Mathematics and Computation 217(3)*. Pp. 1163-1169.

Nystad, A. N. (1985). *Reservoir Economic Optimization*. chr.Michelsen inst. SPE 13775.

Pindyck, R. S. (1999). "The long run evolution of energy prices". *The Energy Journal 20*. Pp. 1-27.

Smith, James L. (2012). *Modeling the Impact of Taxes on Petroleum Exploration and Development. International Monetary Fund. WP/12/278. Tordo, Silvana, Fiscal Systems for Hydrocarbons Design Issues.* World Bank Working Paper No. 123. 2007.

Van Groenendaal Willem J. H. Van & Mohammad Mazraati (2006). "A critical review of Iran's buyback contracts". *Energy Policy 34.* Pp. 3709-3718.

Van Meurs, Pedro (2008). *Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices- VAN MEURS CORPORATION*. June 7.

[Downloaded from qjerp.ir on 2026-10-09]