-- Iranian Energy Economics------
Fall 2021, 40(10), 63-94
Jiee.atu.ac.ir
DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee.2022.65446.1881

ATU PRESS

Original Research
Received: 21/Jan/2022
Accepted: 22/June/2022
ISSN: 2423-5954
eISSN: 2476-6437

Comparison of the Optimal Production Path of Buy Back and Production Sharing Contracts: A Case Study of Foruzan Oil Field

Mohammad Shirijian * Ph.D. in Management of International Oil and Gas Contracts, Imam Sadiq University, Tehran, Iran

Ali Taheri Fard Faculty Member, Faculty of Islamic Knowledge and Economics, Department of Energy Economics, Imam Sadiq University, Tehran, Iran

Abstract

In this study, the optimum oil production pattern from the Frouzan oil field is extracted and compared using the generalized reduced gradient (GRG) optimal control method in the framework of Buy Back contract in the form of a scenario and the framework of the Production Sharing Contract in terms of different amounts of profit oil ratio in the three scenarios. Comparing the optimal route of oil production from the field in the framework of these two contracts, it is concluded that the annual production level and cumulative production will increase by increasing the ratio of profit oil and subsequently increasing the share of the contractor (or foreign oil company) as the operator of the production sharing contract. The optimum increases from the Forouzan field and by increasing the mentioned ratio from a threshold value, it is even higher than the level of annual production and optimal accumulation of the Buy-Back contract.

Keywords: Buy Back Contract, Production Sharing Contract, Optimal Production, Generalized Reduced Gradient, Ratio of profit oil.

JEL Classification: Q38 , Q39, C61 , C63

* Corresponding Author: mhm.shiri@gmail.com
How to Cite: Shirijian, Sh., Taheri Fard, A. (2021). Comparison of the Optimal Production Path of Buy Back and Production Sharing Contracts: A Case Study of Foruzan Oil Field. Iranian Energy Economics, 40 (10), 63-94.

مقاله پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۱/۰۱

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۴/۰۱

ISSN: ۲۴۲۳-۵۹۵۴

eISSN: ۲۴۷۶-۶۴۳۷

-- پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران ---------

دوره ۱۰، شماره ۴۰، پاییز ۱۴۰۰، ۶۳-۹۴

Jiee.atu.ac.ir

DOI: http://dx.doi.org/10.22054/jiee. 2022.65446.1881

مقایسه الگوی تولید بهینه قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان

محمد شیریجیان *

دانش‌آموخته دکتری رشته مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز، دانشگاه امام صادق (ع)، تهران، ایران

علی طاهری‌فرد

عضو هیأت علمی دانشکده اقتصاد و معارف اسلامی، گروه اقتصاد انرژی، دانشگاه امام صادق (ع)، تهران، ایران

چکیده

در این مطالعه الگوی تولید بهینه نفت از میدان نفتی فروزان با استفاده از روش کنترل بهینه گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته (GRG) در چارچوب قرارداد بیع متقابل در قالب یک سناریو و در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید برحسب مقادیر مختلف نسبت مالی نفت فایده در قالب سه سناریو استخراج و با یکدیگر مقایسه می‌شوند. از مقایسه مسیر بهینه تولید نفت از میدان مذکور در چارچوب این دو قرارداد نتیجه گرفته می‌شود با افزایش نسبت نفت فایده و متعاقباً افزایش سهم پیمانکار (یا شرکت نفت خارجی) به‌عنوان طرف بهره‌بردار قرارداد مشارکت در تولید، سطح تولید سالانه و تولید انباشتی بهینه از میدان فروزان افزایش می‌یابد و با افزایش نسبت نامبرده از یک مقدار آستانه‌ای، حتی بالاتر از سطح تولید سالانه و انباشتی بهینه قرارداد بیع متقابل قرار می‌گیرد.

کلیدواژه‌ها: قرارداد بیع متقابل، قرارداد مشارکت در تولید، تولید بهینه، گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته، نسبت نفت فایده

طبقه‌بندی JEL: C63 , C61 , Q39 , Q38

* نویسنده مسئول: mhm.shiri@gmail.com

۱. مقدمه

قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز را می‌توان برحسب رژیم مالی که دلالت بر نحوه تسهیم منافع و ریسک عملیات موضوع قرارداد است به دو گروه سیستم‌های حق امتیاز (مالیات / بهره مالکانه)[1] و سیستم‌های قراردادی[2] طبقه‌بندی نمود. سیستم‌های قراردادی نیز به دو شاخه قراردادهای مشارکت در تولید[3] و قراردادهای خدماتی (بدون ریسک و با ریسک)[4] تقسیم می‌شود. انتخاب نوع رژیم مالی در کشورهای صاحب ذخایر با وجود آنکه می‌بایست در چاچوب قوانین بالادستی و حاکمیتی آن کشور انجام پذیرد اما در عین حال از منظر اقتصادی تابعی از حجم ذخایر اثبات‌شده، هزینه اکتشاف و تولید، خصوصیات زمین‌شناسی، ریسک‌های سیاسی و شرایط بازار نفت است؛ به نحوی که در کشورهای صاحب ذخایر فراوان و با هزینه‌های اکتشاف و تولید متوسط اغلب از سیستم قراردادی و در کشورهای با ذخیره اندک و هزینه‌های بالا عمدتاً از سیستم امتیازی استفاده برای مدیریت عملیات بالادستی در میادین هیدروکربوری آنها مورد استفاده واقع می‌شود. (طاهری‌فرد، ۱۳۹۳: ص ۸) در صنعت نفت و گاز ایران نیز به‌عنوان بزرگ‌ترین دارنده ذخایر هیدروکربوری در جهان، از سال ۱۹۵۴ تاکنون از سیستم قراردادی برای انجام عملیات در حوزه بالادستی صنایع نفتی این کشور استفاده شده است.[5] با این حال پس از انقلاب اسلامی ایران در سال ۱۹۷۹ به دلیل وجود محدودیت‌های قانونی، صرفاً از قراردادهای خدماتی در صنعت نفت و گاز کشور استفاده شده است به نحوی که در بیش از دو دهه اخیر از قرارداد خدماتی بیع متقابل به‌عنوان چارچوب قراردادی حاکم در فرآیند تأمین مالی و استفاده از ظرفیت شرکت‌های نفتی بین‌المللی در صنعت نفت و گاز استفاده شده و از ظرفیت به‌کارگیری انواع قراردادهای مشارکتی در این خصوص صرف نظر شده است.

در این مقاله فارغ از ملاحظات حقوقی مترتب بر امکان استفاده از قرارداد مشارکت در تولید در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور، الگوی بهینه تولید از میدان نفتی مورد

1. Concessional (or Royal/Tax) System
2. Contractual System
3. Production Service Contract (PSC)
4. Risk or Pure Service Contract

۵. ایران با برخورداری از ۱۵۷/۲ میلیارد بشکه نفت خام و ۳۳/۲ تریلیون مترمکعب گاز و در مجموع با بهره‌مندی از ۴/۳۵۹ میلیارد معادل بشکه نفت خام در جایگاه نخست کشورهای جهان از نظر ذخایر هیدروکربوری قرار دارد. (سالنامه آماری BP سال ۲۰۱۸)

مطالعه در چارچوب دو رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید در سه سناریو و با استفاده از روش بهینه‌سازی گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG)[1] استخراج و بر مبنای تسهیم منافع قراردادی با یکدیگر مقایسه می‌شوند. بر این اساس در بخش ۲ مقاله ادبیات برخی از مطالعات مهم مرتبط با موضوع مقاله به صورت مختصر بیان می‌شود و سپس در بخش ۳ مبانی نظری مطالعه مشتمل بر تصریح توابع هزینه عملیات بالادستی در میدان فروزان، شرایط قراردادی و توابع هدف الگوی تولید بهینه از میدان مبتنی بر قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید، مبانی تعیین و پیش‌بینی قیمت نفت خام و روش تحقیق کمی مقاله تبیین می‌شود. در بخش ۴ مسیر بهینه تولید از میدان نفتی مذکور در چارچوب قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید با استفاده از روش کمی معرفی شده استخراج و در قالب سناریوهای مختلف با یکدیگر مقایسه می‌شوند؛ نهایتاً در بخش ۵ نتیجه‌گیری و توصیه‌های سیاستی مقتضی ارائه می‌شود.

۲. پیشینه تحقیق

تاکنون مطالعات داخلی و خارجی متعددی درخصوص تبیین مبانی و مدل‌های استخراج تولید بهینه نفت خام از میادین هیدروکربوری انجام پذیرفته است؛ در اکثر این مطالعات منطق اقتصادی احصاء الگوی تولید بهینه، مبتنی بر اصل حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات میدان می‌باشد. در ادامه نتایج برخی از مهم‌ترین تحقیقات داخلی و خارجی انجام شده در این باره مورد بررسی قرار می‌گیرد.

قندی و لین (۲۰۱۲)[2] در مقاله‌ای تأثیر قراردادهای بیع متقابل بر تولید نفت از میادین سروش و نوروز را بررسی نموده و به دنبال پاسخ بدین سؤال بودند که آیا قراردادهای بیع متقابل به تولید بهینه از میادین مذکور منجر شده است؟ در این مقاله تولید نفت این میادین در چارچوب قرارداد بیع‌متقابل در دو سناریو حداکثرسازی جریان تنزیل شده سود میدان و حداکثرسازی تولید انباشتی میدان تحلیل می‌شود. قیمت نفت در مکانیسم تحلیلی این مطالعه برون‌زا فرض شده است. به نحوی که قیمت نفت میادین سروش و نوروز بر اساس قیمت نفت برنت تعیین گردیده است. مدل این مقاله برای نرخ تنزیل در یک بازه ۳۰-۱ درصدی شبیه‌سازی شده است و سه دوره زمانی جهت تخمین تولید بهینه و مقایسه

1. Generalized Reduced Gradient (GRG)
2. Ghandi and Lin

آن با تولید واقعی (قراردادی) میدان انتخاب گردیده است. براساس نتایج این مقاله، با فرض نرخ تنزیل ۱ درصد، تولید در سال‌های اولیه پایین و از سال ۲۰۱۶ به بعد به حداکثر می‌رسد. برای نرخ تنزیل ۲ درصد و ۳ درصد، تولید در سال‌های ۲۰۰۷ و ۲۰۰۸ به حداکثر رسیده و سپس کاهش می‌یابد. برای نرخ‌های تنزیل بالاتر نیز اوج تولید بهینه در سال‌های اولیه پیشنهاد می‌شود و در سال‌های بعد از آن کاهش می‌یابد.

قربانی، خورسندی و همکاران (۱۳۹۴) در مقالهای با عنوان «الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه ـ مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران» به بررسی روند استخراج بهینه نفت از یکی از میادین نفتی منتخب کشور پرداخته است. در نهایت ایشان نتیجه می‌گیرند که الگوی بهره‌بردای بهینه به نرخ تنزیل وابسته بوده به طوری که در صورت کاهش وابستگی دولت به درآمده‌های نفتی، الگوی بهینه به واسطه کاهش نرخ رجحان زمانی به سمت برداشت متوازن‌تر از میدان (همانند نتایج نرخ تنزیل ۵ درصدی) سوق خواهد یافت و در غیر این صورت به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های پایانی عمر میدان (همانند نتایج نرخ تنزیل ۳۰ درصدی) منجر خواهد شد.

طاهری‌فرد و سلیمی‌فر (۱۳۹۳) در مطالعهای با عنوان «بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل: مطالعه موردی میدان درود» در قالب پنج سناریو (برحسب مقادیر نرخ تنزیل و یا نرخ تخلیه[1] مختلف) به بررسی الگوی بهینه تولید از میدان نفتی درود و مقایسه آن با الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار (الگوی تولید قراردادی) نموده است. در نهایت بر اساس هر پنج سناریو نتیجه گرفته می‌شود که الگوی تولید بهینه از میدان درود نسبت به پروفایل تولید پیشنهادی در چارچوب قرارداد بیع متقابل این میدان انحراف دارد؛ به گونهای که در تمامی سناریوها مجموع تولید انباشتی بهینه بیشتر از مجموع تولید انباشتی قراردادی می‌باشد.

خورسندی متضی و دیگران (۱۳۹۷) در مقالهای با عنوان «محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیع متقابل» مدل مالی مشارکت در تولید را درخصوص میدان نفتی درود شبیه‌سازی نمود و پس از تبیین مسئله بهینه‌سازی، مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد را برآورد و با تولید قراردادیِ قرارداد بیع متقابل منعقد شده در آن میدان نفتی مقایسه کرد. در نهایت نتیجه می‌گیرد مسیر تولید قراردادی مندرج در قرارداد بیع متقابل، منعقد شده در میدان نفتی درود، بالاتر از

1. Depletion Rate

مسیر بهینه تولید مد نظر هر دو طرف قرارداد مشارکت در تولید بوده و این مسئله ناشی از تمایل زیاد شرکت اِلف فرانسه برای بازپرداخت سریع هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه در کوتاه‌ترین زمان ممکن، می‌باشد و الگوی تولید قرارداد مشارکت در تولید در مقایسه با قرارداد بیع متقابل به الگوی تولید صیانتی نزدیک‌تر می‌باشد.

اما در این مقاله برای نخستین‌بار الگوی تولید بهینه از یک میدان نفتی مشخص در چارچوب رژیم مالی دو قرارداد بیع متقابل و مشارکت در تولید استخراج و با یکدیگر مقایسه می‌شود. در مقاله حاضر توابع درآمد و هزینه از منظر طرف بهره‌بردار میدان نفتی فروزان مدل‌سازی گردید و در ادامه با استفاده از روش کنترل بهینه گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته[1]، الگوی تولید بهینه از میدان فروزان در چارچوب قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید استخراج می‌شود.

۳. مبانی نظری

استخراج منطقی و واقع‌بینانه الگوی تولید بهینه هریک از قراردادهای بالادستی از رهگذر تعیین طرف بهره‌بردار و متعاقباً بهینه‌سازی منافع وی در چارچوب الزامات قراردادی مورد بررسی میسر می‌باشد. بر این اساس نخست توابع هزینه مراحل مختلف عملیات بالادستی در میدان نفتی فروزان احصاء گردیده و سپس در چارچوب رژیم مالی دو قرارداد بیع متقابل و مشارکت در تولید، تابع هدف الگوی بهینه‌سازی این قراردادها از منظر طرف بهره‌بردار محاسبه می‌شود. نهایتاً در این بخش الگوی پیش‌بینی قیمت نفت و روش بهینه‌سازی بهره‌برداری از میدان معرفی می‌شود.

منظور از الگوی تولید بهینه از میدان در این مطالعه دلالت بر میزان تولید مستلزم حداکثر نمودن مجموع ارزش فعلی خالص عایدات از میدان طرف بهره‌بردار در طول دوران بهره‌برداری از آن در چارچوب قیود رژیم مالی قرارداد حاکم بر میدان دارد.

بر این اساس تابع هدف این مطالعه عبارت است از ارزش فعلی تفاوت درآمد حاصل از فروش نفت میدان از مجموع هزینه‌های لازم (مشتمل بر هزینه‌های اکتشاف و توصیف، توسعه و بهره‌برداری) در طول دوران بهره‌برداری از آن می‌باشد. هزینه‌های اکتشاف و (یا توصیف)[2] بیانگر هزینهای است که پیمانکار به هنگام انجام عملیات جستجو میدان جدید و یا ارزیابی حجم، ویژگی‌ها و تعیین موقعیت جغرافیایی میدان نفتی کشف شده متحمل می‌شود؛ این

1. Generalized Reduced Gradient (GRG)
2. Exploration & Appraisal Cost

هزینه‌ها می‌تواند مشتمل بر منابع مالی لازم برای اقداماتی همچون حفر چاههای توصیفی، عملیات لرزه‌نگاری، زمین‌شناسی، نقشه‌برداری و غیره باشد. هزینه‌های توسعه[1] بیانگر هزینهای است که شرکت نفتی به منظور آماده‌سازی میدان برای بهره‌برداری از آن متحمل می‌شود این هزینه‌ها می‌تواند مشتمل بر منابع مالی لازم برای اموری همچون حفر و آماده‌سازی چاههای تولید و نصب کلیه تأسیسات سرچاهی باشد. هزینه‌های بهره‌برداری[2] بیانگر هزینه مور نیاز برای استخراج هر بشکه نفت خام در مراحل تولید اولیه و نهایی[3] می‌باشد این نوع هزینه دلالت بر بخش مهمی از هزینه متغیر عملیات بالادستی دارد.

بر این اساس تابع هدف ارزش فعلی خالص عایدات میدان مبتنی بر رژیم مالی هر کدام از دو قرارداد مورد بررسی، در چارچوب برخی از مهم‌ترین قیود فنی حداکثر می‌شود. این قیود مشتمل بر ذخیره نفت اولیه میدان (S_0) به‌عنوان قید محدودکننده حداکثر میزان تولید انباشتی از آن، ذخیره نفت موجود میدان در هر مقطع زمانی (S_t) به‌عنوان یکی از عوامل تعیین‌کننده حداکثر میزان تولید ممکن از میدان در همان مقطع، سقف تولید در هر مقطع زمانی (q_t^{Max}) به‌عنوان قید ناظر بر سطح تولید صیانتی از میدان و حداکثر هزینه قابل بازیافت در قرارداد بیع متقابل ($C(q_t, S_t, N_t)_{NIOC}^{Buy\ Back}$) به‌عنوان قید تعیین‌کننده حداکثر میزان سهم قابل اختصاص به پیمانکار از عایدات میدان در هر دوره می‌باشد.

۱-۳. توابع هزینه عملیات بالادستی

بر اساس طرح جامع توسعه[4] میدان نفتی فروزان هزینه‌های اکتشاف و یا توصیف مجدد آن معادل با ۴۱/۷ میلیون دلار می‌باشد؛ لذا تابع هزینه اکتشاف میدان نفتی فروزان به شرح ذیل می‌باشد؛

$$Exploration(or\ Appraisal)Cost = 41.7 \qquad (۱)$$

برای تصریح تابع هزینه توسعه میدان نفتی فروزان با توجه به عملیات پیش‌بینی شده در طرح جامع توسعه میدان، هزینه‌های این بخش به دو سرفصل «هزینه‌های خرید و نصب تأسیسات سرچاهی[5]» و «هزینه‌های حفر چاه‌های تولیدی[6]» تقسیم می‌شود. هزینه‌های خرید

1. Development Cost
2. Operational Cost
3. Early & Final Production
4. Master Development Plan (MDP)
5. Cost of Wellhead Facilities
6. Cost of Drilling Production Wells

و نصب تأسیسات سرچاهی میدان فروزان (مشتمل بر سکوهای حفاری جدید[1]، بهسازی سکوی رفاهی و اسکان کارکنان[2]، حفر چاه‌های تولیدی و خط انتقال گاز طبیعی از زیر دریا[3]) معادل با ۱۸۸ میلیون دلار می‌باشد. بنابراین می‌توان شکل ریاضی تابع هزینه خرید و نصب تأسیسات سرچاهی این میدان را به صورت ذیل تبیین نمود؛

$$Cos\ of\ Wellhead\ Facilities = 188 \quad (۲)$$

درخصوص هزینه حفر چاه‌های تولیدی از آنجا که پیش‌بینی شده است هم تعدادی چاه تولیدی جدید[4] حفر و هم تعدادی از چاه‌های تولیدی پیشین بازحفاری[5] شوند؛ بنابریان تابع هزینه حفاری چاه‌های تولیدی به شرح ذیل است؛

$$Cost\ of\ Drilling\ Production\ Wells = \alpha NPW + \beta RPW \quad (۳)$$

α = هزینه حفر هر چاه تولیدی جدید

NPW = تعداد چاه‌های تولیدی جدید

β = هزینه حفاری مجدد هر چاه تولیدی موجود

RPW = تعداد چاه‌های تولیدی حفاری مجدد

حال از آنجایی که در طرح جامع توسعه این میدان حفاری ۱۴ چاه تولیدی جدید هر کدام به قیمت ۸/۱۵ میلیون دلار و بازحفاری ۷ چاه تولید پیشین هر کدام به قیمت ۶ میلیون دلار پیش‌بینی شده است؛ لذا می‌توان رابطه (۳) را به شرح ذیل بازنویسی نمود؛

$$Cost\ of\ Drilling\ Production\ Wells = (8.15 \times 14) + (6 \times 7) = 156.1 \quad (۴)$$

از مجموع تابع هزینه خرید و نصب تأسیسات سرچاهی (رابطه (۲)) و تابع هزینه حفاری چاه‌های تولیدی (رابطه (۴))، می‌توان تابع هزینه توسعه میدان نفتی فروزان را به صورت ذیل استخراج نمود؛

$$Development\ Cost = 344.1 \quad (۵)$$

به منظور تصریح تابع هزینه بهره‌برداری از میدان[6]، با عنایت به مطالعات پیشین می‌توان هزینه‌های این مرحله را به دو جزء «هزینه متغیر بهره‌برداری[7]» و «هزینه تعمیرات تأسیسات

1. New Drilling Platform
2. Modification of Accommodation Platform
3. Submarine export gas Transfer Line
4. New Production Wells
5. Re-Entry Production Wells
6. Operating Cost
7. Variable Operating Cost

تولیدی و سرچاهی[1]» تقسیم نمود. هزینه متغیر بهره‌برداری مشتمل بر هزینه‌های نیروی انسانی و سایر هزینه‌های جاری این مرحله می‌باشد یکی از مطالعات متعارف برای تعیین این تابع هزینه، توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا[2] (EIA) در سال ۱۹۹۶ و برای تعیین تابع هزینه تولید از میادین نفتی منطقه خلیج فارس انجام شد. شکل کلی تابع هزینه متغیر بهره‌برداری از میادین نفتی این منطقه به شرح ذیل برآورد شد؛

$$Variable\ Operating\ Cost = 0.7714\ S_t{}^{-0.2423} \qquad (۶)$$

S_t = اندازه (یا حجم ذخیره) میدان در طول زمان (میلیون بشکه)[3]

میزان این هزینه با حجم ذخیره میدان رابطه عکس دارد؛ چرا که با کاهش ذخیره میدان، هزینه استخراج هر بشکه نفت خام به دلایلی همچون؛ افت فشار میدان، لزوم حفاری چاه‌های تولیدی جدید، تعمیق و انحراف چاه‌های تولیدی موجود و کاهش نسبت حجم نفت درجا به آب موجود در مخزن افزایش می‌یابد. اما برای استفاده از این تابع به منظور تخمین هزینه‌های متغیر بهره‌برداری میدان فروزان در بازه زمانی ۲۰۲۷-۲۰۰۲، می‌بایست ضرایب این تابع بر اساس قیمت‌های دوره مذکور تعدیل شود؛ با عنایت به همبستگی ۹۲ درصدی قیمت نفت با شاخص هزینه عملیاتی[4] در بازه زمانی ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۴، می‌توان با استفاده از شاخص تغییرات قیمت نفت، تابع هزینه عملیاتی میدان را در بازه زمانی بهره‌برداری از آن نسبت به سال ۱۹۹۶ به روز نمود. (طاهری‌فرد، ۱۳۹۳، ص ۱۶۹)

حال از آنجا که قیمت نفت در دوره مورد بررسی حدود ۵۵۰ درصد و هزینه‌های عملیاتی نیز حدود ۱۶۰ درصد رشد داشته‌اند؛ لذا می‌توان از شاخص ذیل برای بروز رسانی و کالیبره کردن تابع هزینه متغیر بهره‌برداری نسبت سال ۱۹۹۶ استفاده نمود:[5]

$$d(t) = 0.28\frac{p_t - p_{1996}}{p_{1996}} \qquad (۷)$$

در این صورت تابع هزینه متغیر بهره‌برداری به شرح ذیل بازنویسی می‌شود؛

$$\text{Variable Operating Cost} = (1 + d(t))(0.7714\ S_t{}^{-0.2423}) \qquad (۸)$$

1. Cost of Production Facilities Maintenance
2. Energy Information of Administration (EIA)
3. Field Size (or Reserve Stock)
4. Upstream Operating Cost Index (UOCI)

۵. منبع IHS

درخصوص هزینه تعمیرات تأسیسات تولیدی و سرچاهی نیز به دلیل فقدان اطلاعات کافی پیرامون این قبیل هزینه‌ها در میادین نفتی کشور، براساس مطالعه سال ۱۹۹۳ مرکز مطالعات جهانی انرژی[1] پیرامون ظرفیت تولید نفت منطقه خلیج فارس و نیز مطالعات سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۱۲، تخمین زده می‌شود که هزینه استهلاک و تعمیرات سالیانه تأسیسات تولیدی میادین هیدروکربوری این منطقه به ازای تولید هریک میلیون بشکه (بر اساس قیمت‌های سال ۱۹۸۶) بالغ بر ۴۴۰ هزار دلار باشد. بدین ترتیب تخمین شکل ریاضی تابع هزینه تعمیرات زیرساخت‌ها و تأسیسات تولیدی میدان فروزان به صورت ذیل پیشنهاد می‌گردد؛

$$\text{Cost of Production Facilities Maintenence } = 0.44q_t \qquad (۹)$$

q_t = تولید سالانه نفت خام از میدان (میلیون بشکه)

برای برآورد هزینه‌های استهلاک تأسیسات بهره‌برداری از میدان مورد مطالعه، مقتضی است آن را نسبت به دوره زمانی بهره‌برداری (۲۰۲۷-۲۰۰۲) به روز نمود؛ بدین‌ترتیب شکل ریاضی تابع هزینه تعمیرات تأسیسات تولیدی و سرچاهی این میدان به صورت ذیل پیشنهاد می‌گردد؛

$$\text{Cost of Production Facilities Maintenence } = (1 + d(t)')(0.44q_t) \qquad (۱۰)$$

$$d(t)' = 0.28\frac{p_t - p_{1986}}{p_{1986}}$$

در نهایت از مجموع دو تابع هزینه متغیر بهره‌بردای (رابطه (۸)) و هزینه تعمیرات تأسیسات تولیدی و سرچاهی (رابطه (۱۰))، هزینه عملیات بهره‌برداری از این میدان در طول حیات قراردادی (۲۰۰۲-۲۰۰۲۷) به صورت ذیل برآورد می‌شود؛

$$Operating\ Cost(Opex) = \big(1 + d(t)\big)\big(0.7714\ {S_t}^{-0.2423}\big) \qquad (۱۱)$$
$$+(1 + d(t)')(0.44q_t)$$

همچنین با مراجعه به مستندات مربوط به قرارداد توسعه میدان نفتی فروزان، می‌توان دریافت که میزان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، بانکی و پاداش (یا حق‌الزحمه) این قرارداد به ترتیب برابر با ۵۹، ۱۹/۲۹ و ۱۱۰/۷۸ میلیون دلار می‌باشد.[2]

1. Center for Global Energy Studies (CGES)

۲. این اطلاعات از طرح جامع توسعه میدان نفتی فروزان (MDP) استخراج شده است.

۲-۳. تابع هدف قرارداد بیع متقابل

به منظور استخراج تابع هدف طرف بهره‌بردار در قرارداد بیع متقایل، نخست رژیم مالی این قرارداد معرفی می‌شود. طرف پیمانکار[1] قرارداد مذکور متناسب با نوع و تعهدات مندرج در آن اقدام به انجام عملیات اکتشاف تا توسعه نموده و پس از تحقق تولید تجاری توافق شده، مدیریت عملیات بهره‌برداری به شرکت ملی نفت ایران[2] واگذار می‌شود. شرکت ملی نفت هم متعهد می‌شود حداکثر از محل ۶۰ درصد درآمد میدان و بر اساس توافقنامه بلندمدت فروش نفت خام[3] مطالبات قراردادی پیمانکار را بازپرداخت نماید. (ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۳، ص۱۶) این مطالبات در عموم قراردادهای بالادستی بیع‌متقابل به پنج دسته هزینه‌های سرمایهای[4]، هزینه‌های غیرسرمایهای[5]، هزینه‌های عملیاتی[6]، هزینه‌های بانکی[7] و حق‌الزحمه (یا

1. Contractor
2. National Iranian Oil Company (NIOC)
3. Long Term Crude Oil Sells Agreement (LTCOSA)

۴. هزینه‌های سرمایهای ((Capital Expenditure (Capex): مشتمل بر هزینه‌های مستقیم مربوط به عملیات اکتشاف، توسعه و یا نوسازی میدان (حسب مفاد قرارداد) می‌باشد. این میزان دارای سقف بوده و مازاد بر آن نیز در صورتی که در راستای تحقق اهداف مندرج در طرح جامع توسعه باشد بر عهده پیمانکار می‌باشد.

۵. هزینه‌های غیرسرمایهای ((Non Capital Expenditure (NON-Capex): مشتمل بر مالیات‌ها، عوارض گمرکی، هزینه‌های تأمین اجتماعی، هزینه آموزش کارکنان ایرانی و به طور کلی هزینه‌هایی است که در رابطه با عملیات توسعه به مراجع دولتی ایران پرداخت می‌گردد. چنین هزینه‌هایی سقف نداشته و معمولاً تخمین آن در هنگام انعقاد قرارداد دشوار می‌باشد. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸، ص ۲۵۱)

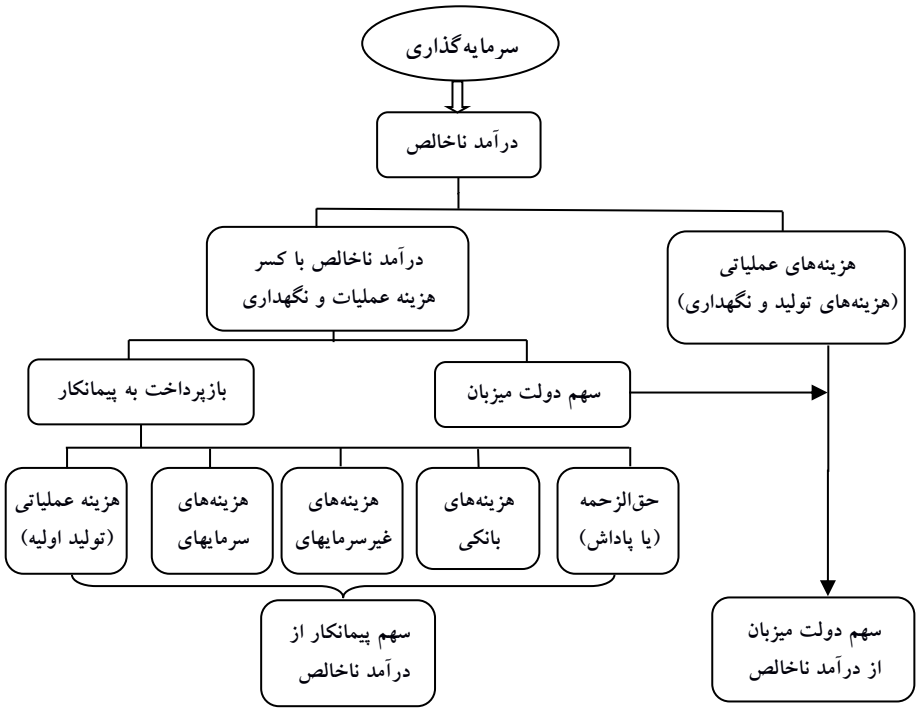
۶. هزینه‌های عملیاتی (بهره‌برداری) ((Operational Expenditure (Opex): مشتمل بر هزینه‌های عملیات تولید و نگهداری میدان هیدروکربوری می‌باشد. این هزینه‌ها در قرارداد بیع متقابل فاقد سقف بوده و از زمان شروع تولید تجاری از میدان توسط شرکت بهره‌بردار پرداخت می‌شود. همچنین هزینه‌های تولید اولیه (Early Production) که تا قبل از تحقق تولید تجاری صورت می‌پذیرد؛ می‌بایست توسط شرکت پیمانکار پرداخت و متعاقباً از محل فروش متقابل همین تولیدات توسط شرکت ملی نفت به پیمانکار بلافاصله تسویه شود. (زهدی، ۱۳۸۷، ص ۳۴) شکل کلی تابع هزینه عملیاتی قرارداد بیع متقابل به صورت ذیل است؛ $Opex = Opex_{Early\ Production} + Opex_{Commercial\ Production}$

هزینه عملیاتی تولید اولیه (Early Production) توسط پیمانکار و هزینه عملیاتی تولید تجاری (Commercial Production) توسط شرکت ملی نفت ایران (NIOC) پرداخت می‌شود.

۷. ((Bank Charges (BC): مشتمل بر هزینه‌های بانکی تأمین مالی عملیات بوده و سقف پرداخت نیز ندارد. معیار محاسبه این نوع هزینه مبتنی بر مجموع نرخ بهره شناور (لایبور) و درصدی ثابت می‌باشد. (شیروی و دیگران، ۱۳۸۸، صص ۲۵۰ و ۲۵۱)

پاداش)[1] تقسیم می‌شوند. (حاتمی، ۱۳۹۳، ص ۹۴۶) نمودار ۱ بیانگر نحوه توزیع منافع میان طرفین قرارداد بیع متقابل می‌باشد؛

نمودار۱. ساختار رژیم مالی قرارداد بیع متقابل



منبع:بانک مرکزی روسیه

در صورت تحقق تولید تجاری از میدان، تابع هزینه قرارداد بیع‌متقابل که توسط شرکت ملی نفت انجام می‌پذیرد به شرح ذیل است:

$$\text{Total Cost}_{\text{NIOC}}^{\text{Buy Back}} = \text{Capex} + \text{Opex} + \text{NonCapex} + \text{BC} + \text{RF} \qquad (۱۲)$$

هزینه‌های بهره‌برداری هم در صورت تولید اولیه از میدان، توسط پیمانکار پرداخت و بلافاصله از محل عایدات به وی بازپرداخت می‌شود؛ هزینه‌های بهره‌برداری در مقطع تولید تجاری توسط شرکت ملی نفت پرداخت می‌شود.

---

۱. حق‌الزحمه ((Remuneration Fee (RF)) (یا پاداش)؛ این میزان بابت خدمات فنی پیمانکار پرداخت می‌گردد و مقدار آن معمولاً معادل با درصد ثابتی از هزینه‌های سرمایه‌ای می‌باشد. پرداخت این مورد به پیمانکار منوط به دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی از سوی وی می‌باشد.

درخصوص تابع درآمد شرکت ملی نفت به دلیل آنکه مبتنی بر مقررات عمومی حاکم بر این قرارداد تولیدات میدان نفتی متعلق به شرکت ملی نفت است؛ لذا با فرض آنکه P معادل با قیمت هر بشکه و q برابر با تعداد بشکه نفت خام تولیدی باشد؛ شکل تابع درآمد شرکت ملی در چارچوب این قرارداد به شرح ذیل است؛

$$\text{Total Revenue}\ {}^{\text{Buy Back}}_{\text{NIOC}} = P_t \times Q_t \qquad (۱۳)$$

حال با استفاده از روابط ۷ و ۱۱ و با توجه به میزان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، بانکی و حق‌الزحمه و همچنین از آنجا که بازیافت هزینه‌های این قرارداد از دو محل ۱۵ درصد تولیدات اولیه میدان در بازه زمانی سه ساله (۲۰۰۴-۲۰۰۲) و مابقی از محل حداکثر ۶۰ درصد تولیدات میدان در پنج سال نخست (۲۰۰۹-۲۰۰۵) انجام می‌پذیرد لذا تابع هزینه شرکت ملی در طول حیات این قرارداد عبارت است از؛[1]

$$Total\ Cost^{BBC}_{NIOC} = \big(0.15(P_t \times q_t - Opex)\big)i + \qquad (۱۴)$$

$$\left(\frac{385.8 - \sum_{t=2002}^{t=2004} 0.15(P_t \times q_t - Opex)}{5} + 37.88\right)j + \text{Opex}$$

$$t = 2002 - 2004 \ \rightarrow i = 1 \ ; \quad t = 2005 - 2027 \ \rightarrow i = 0$$

$$t = 2005 - 2009 \rightarrow j = 1\,; t = 2002 - 2004\,; t = 2010 - 2027 \rightarrow j = 0$$

در نهایت با عنایت به نقش شرکت ملی نفت به‌عنوان طرف بهره‌بردار[2] مسیر بهینه تولید نفت از میدان فروزان مبتنی بر حداکثرسازی خالص عایدات شرکت ملی نفت ایران در دوران بهره‌برداری تخمین زده می‌شود؛ لذا با توجه به شرایط فیزیکی و قیود فنی و اقتصادی میدان، تابع هدف بهینه‌سازی تولید از میدان مورد مطالعه در چارچوب این قرارداد به شرح ذیل تصریح می‌شود؛ (روابط (۱۳) و (۱۴))؛

---

۱. مجموع هزینه‌های اکتشاف (یا توصیف) و هزینه‌های توسعه میدان فروزان بالغ بر ۳۸۵/۸ میلیون دلار می‌باشد.

۲. عملیات بهره‌برداری از میادین نفتی کشور توسط یکی از شرکت‌های بهره‌بردار زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران انجام می‌شود؛ درخصوص میدان نفتی فروزان این عملیات توسط شرکت نفت فلات قاره انجام می‌شود. با این حال در این مطالعه جهت پرهیز از پیچیدگی در طرح مباحث فرض می‌کنیم که کلیه مراحل عملیات بالادستی در تعهد دولت (از جمله عملیات بهره‌برداری)، توسط شرکت ملی نفت ایران (NIOC) انجام می‌پذیرد.

$$\text{Max}_{q_t} \sum_{t=2002}^{t=2027} DF^{(t-2002)} \times \left[R(q_t)_{NIOC}^{Buy\ Back} - C(q_t, S_t, N_t)_{NIOC}^{Buy\ Back}\right] \quad (۱۵)$$

Or

$$\underset{q_t}{\text{Max}} \sum_{t=2002}^{t=2027} DF^{(t-2002)} \times \left[(P_t \times q_t) - \left(0.15(P_t \times q_t - Opex)\right)i\right] + \left(\frac{385.8 - \sum_{t=2002}^{t=2004} 0.15(P_t \times q_t - Opex)}{5} + 37.88\right)j + \text{Opex}$$

Subject to:

$$S_{t+1} = S_t - q_t$$

$$\sum_{t=0}^{T} q_t \leq S$$

$$q_t \leq q_t^{Max}$$

$$S_t \geq 0$$

$$q_t \geq 0$$

$$C\ (q_t, S_t, N_t)\ _{NIOC}^{Buy\ Back} \leq 0.6 * (P_t \times q_t)$$

$$\text{NPW} = 14\ ,\ \ \text{RPW} = 7$$

$$\text{DF} = {}^{1}/_{(1+r)}$$

میزان ذخیره اولیه میدان (S_0) برابر با **۲۵۲** میلیون بشکه می‌باشد که از این میزان در هر دوره به اندازه تولید همان دوره کاسته می‌شود؛ همچنین با توجه به الزامات اصول تولید صیانتی، بهره‌برداری از میدان در هر دوره نمی‌بایست از حد مشخصی تجاوز نماید؛ این حد معمولاً با عنایت به خصوصیات فنی و جغرافیایی میدان تابعی از حجم ذخیره اثبات‌شده میدان در همان دوره در نظر گرفته می‌شود؛ لذا با توجه به مطالعات اسمیت (۲۰۱۲)[1] و طاهری‌فرد و سلیمی‌فر (۱۳۹۴) قید حداکثر تولید در هر سال به صورت ضریبی از حجم ذخیره میدان در همان سال و به صورت ذیل تعیین می‌شود:

$$q_t^{Max} = aS_t \quad (۱۶)$$

در این معادله a (حداکثر نرخ تخلیه کارا[2] یا به اصطلاح نرخ تخلیه[3]) به صورت نسبتی از حجم ذخیره باقیمانده تعیین می‌شود؛ این ضریب با استفاده از روابط فنی مهندسی برآورد

1. Smith (2012)
2. Maximum Efficiency Rate (MER)
3. Depletion Rate (DR)

گردیده و معمولاً برای میادین با خصوصیات فنی مشابه اندازهای یکسان دارد. در مطالعه طاهری‌فرد و سلیمی‌فر (۱۳۹۳) درخصوص بهینه‌سازی تولید از میدان نفتی دریایی درود این شاخص برابر با ۵/۳ درصد برآورد شده است؛ در مطالعه «انجمن مطالعه تولید حداکثری نفت ایالات متحده آمریکا»[۱] هم با بررسی وضعیت تولید بیش از ۸۰۰ میدان نفتی مهم دنیا نتیجه گرفته شد؛ متوسط نرخ تخلیه این میادین حدوداً ۵/۱ درصد بوده که تا حداکثر ۸/۵ درصد امکان افزایش دارد؛ آژانس بین‌المللی انرژی[۲] نیز در گزارش «چشم‌انداز انرژی جهانی سال ۲۰۰۸»[۳] *به نتیجه تقریباً مشابهی با مطالعه مذکور دست یافت.*

در بخش بعدی مقاله مبتنی بر رابطه (۱۵) و با استفاده از روش بهینه‌سازی مطالعه، الگوی تولید بهینه نفت از میدان فروزان در چارچوب قرارداد بیع متقابل استخراج شده و و با الگوی تولید بهینه برآمده از قرارداد مشارکت در تولید مقایسه می‌شود.

۳-۳. تابع هدف قرارداد مشارکت در تولید[۴]

از آنجا که در قرارداد مشارکت در تولید عملیات تولید توسط بهره‌بردار (یا شرکت نفت خارجی[۵]) صورت می‌پذیرد بنابراین مقتضی است مسیر بهینه تولید در چارچوب این قرارداد از منظر این شرکت استخراج شود. لذا با توجه به هدف شرکت خارجی در حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات خود از میدان، توابع درآمد و هزینه شرکت بهره‌بردار در چارچوب رژیم مالی قرارداد استخراج می‌شود. براساس رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید و با استفاده از اطلاعات قراردادی میدان فروزان و قرارداد نمونه مشارکت در تولید میدان نفتی شاه دنیز، توابع مطلوب شبیه‌سازی می‌شود. رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید مبتنی بر چهار جزء بهره مالکانه و مالیات[۶] (سهم دولت میزبان)، نفت هزینه[۷] (سهم شرکت نفت خارجی) و نفت فایده[۸] (متعلق به طرفین قرارداد

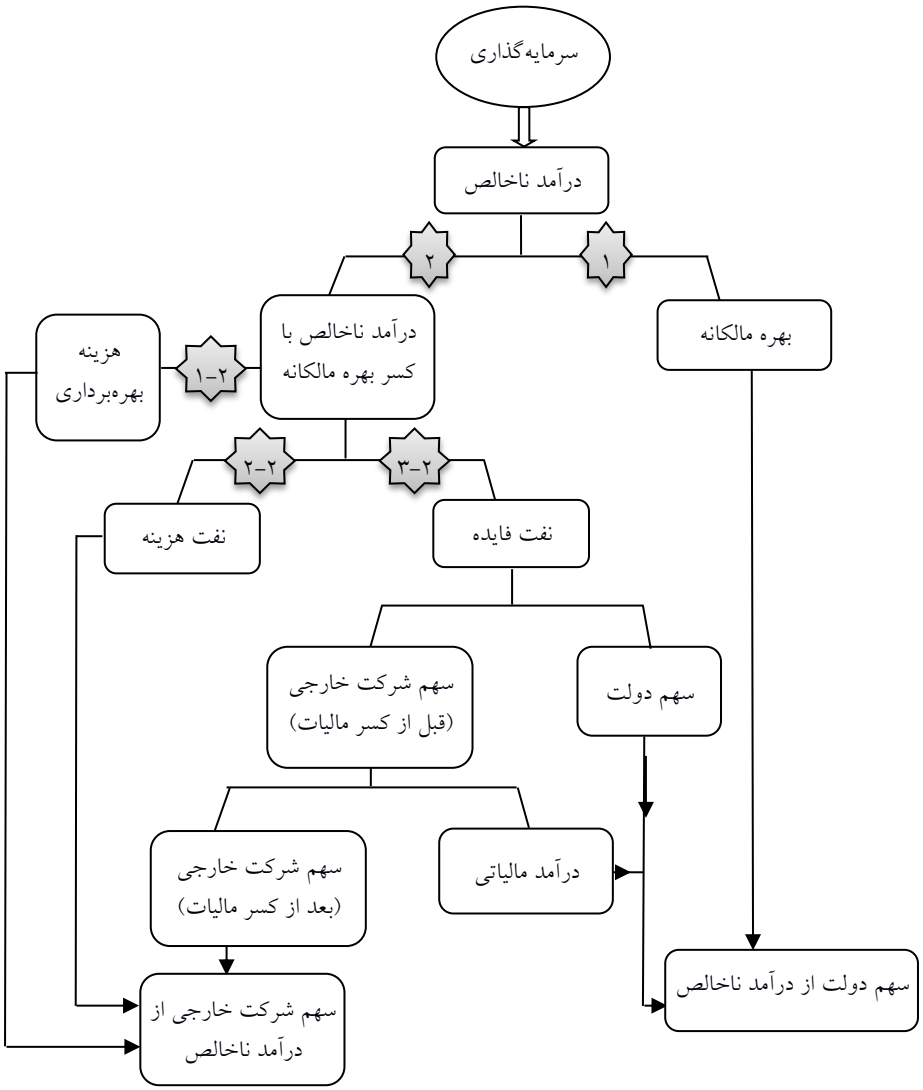
---

۱. انجمن مطالعه تولید حداکثری نفت ایالات متحده آمریکا (Association for the Study of Peak Oil USA(ASPOUSA)) این بررسی را در مطالعهای با عنوان تخلیه نفت (Oil Depletion) صورت داده است.

2. International Energy Agency (IEA)
3. IEA's World Energy Outlook 2008
4. Production Sharing Contract (PSC)
5. Foreign Oil Company (FOC)
6. Royalty & Tax
7. Cost Oil
8. Profit Oil

برحسب نسبت‌های مورد توافق) می‌باشد. نمودار ۲ بیانگر نحوه تخصیص منافع میان طرفین قرارداد مشارکت در تولید است.

نمودار ۲. ساختار رژیم مالی قرارداد مشارکت در تولید



منبع: بانک مرکزی روسیه

همان‌طور که از نمودار فوق مشهود است دریافتی خالص شرکت خارجی از عایدات میدان برابر با مجموع نفت هزینه و سهمی از نفت فایده پس از کسر مالیات می‌باشد؛ درآمد

ناخالص کل میدان نیز با فرض آنکه P_t بیانگر قیمت و q_t هم نشانگر تعداد بشکه نفت خام تولیدی در هر دوره است؛ عبارت است از:

$$GR = P_t \times q_t \qquad (۱۷)$$

همچنین با توجه به نمودار فوق و با فرض پارامترهایی برای اجزاء رژیم مالی قرارداد مشارکت در تولید، تابع ریاضی سهم طرفین قرارداد به شرح جدول ذیل مدل‌سازی می‌شود.

جدول ۱. تخصیص درآمد ناخالص کل میدان میان طرفین قرارداد مشارکت در تولید

ترتیب تخصیص	عنوان	ضریب تخصیص	مدل‌سازی تخصیص	مالک
تخصیص اول	بهره مالکانه (R)	β	$R = \beta(P_t \times q_t)$	دولت میزبان
تخصیص دوم	نفت هزینه (CO)	σ	$CO = \sigma(1-\beta)(P_t \times q_t)$	شرکت نفت خارجی(پیمانکار)
تخصیص سوم	سهم پیمانکار از نفت فایده (PO_{FOC})	μ	$PO_{FOC} = \mu(1-\sigma)$ $(1-\beta)(P_t \times q_t)$	شرکت نفت خارجی (پیمانکار)
تخصیص چهارم	سهم دولت از نفت فایده (PO_{HG})	$1-\mu$	$PO_{HG} = (1-\mu)(1-\sigma)$ $(1-\beta)(P_t \times q_t)$	دولت میزبان
تخصیص پنجم	مالیات بر PO_{FOC}	τ	$T = \tau\mu(1-\sigma)(1-\beta)(P_t \times q_t)$	دولت میزبان
سهم ناخالص شرکت نفت خارجی(پیمانکار)	$Gross\ Take_{FOC}^{PSC} = (1-\beta)[\sigma + \mu(1-\tau)(1-\sigma)](P_t \times q_t)$ با فرض آنکه $\theta = (1-\beta)[\sigma + \mu(1-\tau)(1-\sigma)]$ باشد پس؛ $Take_{FOC}^{PSC} = \theta(P_t \times q_t)$ (۱۸)			
سهم ناخالص دولت میزبان	$Take_{HG}^{PSC} = (1-\theta)(P_t \times q_t)$ (۱۹)			

منبع: یافته‌های تحقیق

برای احصاء نسبت‌های رژیم مالی به مطالعات پیشین و نمونه قراردادهای منطقهای مشابه با میدان نفتی فروزان مراجعه نموده و با تعیین این مقادیر معادله عایدات شرکت خارجی از تولیدات میدان فروزان در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید تعیین می‌شود. حال از آنجایی که میدان نفتی فروزان یک میدان فراساحل می‌باشد لذا از اطلاعات قرارداد مشارکت در تولید میدان نفتی شاه دنیز آذربایجان به‌عنوان یکی از میادین نفتی فراساحلی

واقع در منطقه و کشور مجاور استفاده می‌شود؛ بر این اساس نسبت نفت هزینه (σ) تا زمان تسویه کامل مطالبات هزینهای طرف خارجی قرارداد معادل با ۵۰ درصد و بعد از آن صفر در نظر گرفته می‌شود و نسبت نفت فایده طرف خارجی قرارداد (μ) نیز متناسب با میزان R-Factor مندرج در جدول ذیل تعدیل می‌شود؛

جدول ۲. نسبت‌های توزیع نفت فایده میان طرفین قرارداد مشارکت در تولید نمونه

اندازه R-Factor	سهم نماینده دولت میزبان(درصد)(μ)	سهم طرف خارجی(درصد) $(1-\mu)$
$R<1$	٤٥	٥٥
$1\leq R<2$	٥٥	٤٥
$2\leq R<3$	٧٠	٣٠
$3\leq R<4$	٨٠	٢٠
$R\geq 4$	٩٠	١٠

منبع: قرارداد مشارکت در تولید میدان هیدروکربوری شاه‌دنیز

همچنین بر اساس مطالعه بیندرمن (۱۹۹۹)[1] مقدار نسبت بهره مالکانه (β) و متوسط نرخ مالیات ($\boldsymbol{\tau}$) به ترتیب برابر با ۱۰ و ۲۵ درصد تعیین می‌شود.[2]

حال با عنایت به مکانیسم نمودار ۲ و مفاد مندرج در قرارداد نمونه، تابع عایدات شرکت نفت خارجی (رابطه ۱۸) پس از کسر هزینه‌های بهره‌برداری (OC) به صورت ذیل بازنویسی می‌شود؛

$$Take_{FOC}^{PSC}\ (or\ R)=\theta(P_t\times q_t)+(1-\sigma)(1-\mu(1-\tau))\mathrm{OC} \qquad (۲۰)$$

$$\theta=(1-\beta)[\sigma+\mu(1-\tau)(1-\sigma)]$$

با لحاظ نمودن مقادیر نسبت‌های بهره مالکانه (β)، نرخ مالیات (τ)، نفت هزینه (σ) و مقادیر مختلف نسبت‌های نفت فایده (μ) تابع درآمد شرکت نفت خارجی از عایدات میدان فروزان به شکل ذیل تصریح می‌گردد؛

1. Binderman(1999)

۲. کریستن بیندمن (Kirsten Bindemann) (۱۹۹۹) در مطالعه‌ای با عنوان توافقنامه‌های مشارکت در تولید: یک تحلیل اقتصادی (Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis) نشان داده است که حداکثر میزان بهره مالکانه (β)، حداکثر میزان نفت هزینه (σ) و متوسط میزان نرخ مالیات (τ) به ترتیب در حدود ۱۰، ۵۰ و ۲۵ درصد می‌باشد. (Bindemann,1999: 14)

$$Take_{FOC}^{PSC}(or\ R) = \big(0.9\,\sigma + 0.675\mu(1-\sigma)\big)(P_t \times q_t) + (1-\sigma)(1-0.75\mu)OC \quad (۲۱)$$

از آنجایی که در قرارداد مشارکت در تولید مدیریت و تأمین هزینه‌های عملیات بالادستی توسط شرکت نفت خارجی صورت می‌پذیرد لذا با عنایت به زمان‌بندی پیش‌بینی شده در طرح جامع توسعه میدان فروزان فرض می‌شود که عملیات توصیف طی دو سال (۲۰۰۴-۲۰۰۲)، عملیات توسعه طی سه سال (۲۰۰۵-۲۰۰۲) و عملیات بهره‌برداری نیز از آغاز عملیات بالادستی تا پایان قرارداد (۲۰۲۷-۲۰۰۲) توسط شرکت خارجی مدیریت شده و هزینه‌های مستلزم با هر مرحله پرداخت می‌شود؛ بدین ترتیب شکل کلی تابع هزینه عملیات بالادستی شرکت خارجی به صورت ذیل مدل می‌شود؛

$$Total\ Cost_{FOC}^{PSC} = Appraisal\ Cost + Development\ Cost + Operating\ Cost \quad (۲۲)$$

حال با توجه به دوره زمانی پرداخت هزینه‌های مذکور در قرارداد مشارکت در تولید توسط شرکت نفت خارجی و با عنایت به توابع هزینه‌های توصیف (یا اکتشاف)، توسعه و بهره‌برداری (روابط ۱، ۵ و۱۱) می‌توان شکل تصریح‌شده تابع هزینه عملیات بالادستی شرکت خارجی در طول حیات قرارداد مشارکت در تولید را به صورت ذیل بازنویسی نمود؛

$$Total\ Cost_{FOC}^{PSC} = \left(\frac{41.7}{2}\right)i + \left(\frac{188 + 8.1NPW + 6RPW}{3}\right)j + Operating\ Cost \quad (۲۳)$$

$$t = 2002-2003 \ \rightarrow\ i = 1 \quad ; \quad t = 2004-2027 \rightarrow i = 0$$

$$t = 2002-2004 \ \rightarrow\ j = 1 \quad ; \quad t = 2005-2027 \rightarrow j = 0$$

در نهایت با توجه به قیود مترتب بر عملیات بهره‌برداری و سایر متغیرهای مرتبط با شرایط فیزیکی میدان فرزوان، صورت مسئله بهینه‌سازی تولید نفت از این میدان از منظر شرکت نفت خارجی (به‌عنوان طرف بهره‌بردار) به شرح ذیل استخراج می‌شود؛ (روابط (۲۱) و (۲۳))

$$\text{Max}_{q_t} \sum_{t=2002}^{t=2027} DF^{(t-2002)} \times \left[R(q_t)_{FOC}^{PSC} - C(q_t, S_t, N_t)_{FOC}^{PSC}\right] \quad (۲۴)$$

Or

$$\underset{q_t}{\text{Max}} \sum_{t=2002}^{t=2027} DF^{(t-2002)} \times \left[\left[\big(0.9\,\sigma + 0.675\mu(1-\sigma)\big)(P_t \times q_t) + (1-\sigma)(1-0.75\mu)OC\right] - \left[\left(\frac{41.7}{2}\right)i + \left(\frac{188 + 8.1NPW + 6RPW}{3}\right)j + Operating\ Cost\right]\right]$$

Subject to:

$$S_{t+1} = S_t - q_t$$

$$\sum_{t=0}^{T} q_t \leq S$$

$$q_t \leq q_{max}$$

$$S_t \geq 0$$

$$q_t \geq 0$$

$$NPW = 14 \ , \ \ RPW = 7$$

$$DF = {}^{1}/_{(1+r)}$$

در بخش بعدی مقاله مبتنی بر رابطه (۲۴) و با استفاده از روش بهینه‌سازی این مطالعه، الگوی تولید بهینه نفت از میدان فروزان در چارچوب قرارداد مشارکت در استخراج گردیده و با الگوی تولید بهینه برآمده از قرارداد بیع متقابل مقایسه می‌شود.

٤-۳. الگوی تعیین قیمت نفت خام

در این مطالعه نیز همانند بسیاری از مطالعات پیشین همچون؛ قندی و لین (۲۰۱۲)، لیتلی و لین (۲۰۱۲)[1]، محمدی و معتمدی (۱۳۸۸) و قربانی، خورسندی و دیگران (۱۳۹۴) از مدل قیمتی برون‌زای معین برای پیش‌بینی قیمت نفت خام و متعاقباً برآورد آتی جریان نقدی عایدات میدان استفاده می‌شود. در این راستا بر مبنا مطالعه اداره اطلاعات انرژی آمریکا[2] درخصوص پیش‌بینی قیمت نفت خام برنت در سه سناریو قیمتی مرجع، پایین و بالا[3] و همچنین با توجه به متوسط اختلاف ۲/۸ دلاری قیمت نفت خام سبک ایران با نفت برنت در طول چهل سال اخیر، قیمت نفت خام در این مطالعه بر اساس سناریو مرجع و تا سال ۲۰۳۰ پیش‌بینی می‌شود.[4]

---

1. Leightly & Lin
2. Energy Information Administration (EIA)
3. Reference, Low & High Price
۴. در سناریو مرجع وضعیت کشورهای مؤثر جهان به لحاظ سیاسی، رشد اقتصادی، تولید نفت و همچنین وضعیت ایالات متحده از نظر رشد اقتصادی و تولید نفت با ثبات و براساس روند اواخر ماقبل دوره پیش‌بینی فرض شده است. (Annual Energy Outlook 2015, EIA, pp4-5)

۵-۳. روش تحقیق

از آنجا که هدف مقاله استخراج مسیر بهینه تولید از میدان نفتی فروزان است لذا در این راستا از یکی از روش‌های کنترل بهینه استفاده می‌شود لذا با عنایت به توانمندی روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته[۱] در حل مسائل برنامه‌ریزی غیرخطی[۲] در این مطالعه از این روش استفاده می‌شود. این روش نسخه توسعه داده شده روش گرادیان کاهشی[۳] است که از قابلیت بهینه‌سازی تابع هدف در چارچوب قیود خطی[۴] و غیرخطی[۵] برخوردار است (Lee, 2004, p26) و مکانیسم پیاده‌سازی آن همانند سایر روش‌های بهینه‌سازی گرادیان کاهشی مبتنی بر منطق جاسازی قیود[۶] در معادلات بهینه‌سازی مقید و تبدیل آن به یک مسئله بهینه‌سازی غیرمقید می‌باشد. (Faluyi, 2012, p 304) براساس روش مذکور فرض می‌شود هدف مسئله حداکثرسازی تابع F(x) مقید به مجموعه توابعی با شکل عمومی $\varphi_i(x_j)$ باشد؛ در آن صورت شکل مسئله بهینه‌سازی به شرح ذیل تبیین می‌شود؛

$$Subject\ to \quad \varphi_i(x_j) = 0 \quad , \quad i = 1, 2, \dots, m \quad , \quad j = 1, 2, \dots . n \qquad (۲۵)$$

در روش گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته (GRG) قیود ناظر بر تابع هدف می‌تواند به صورت مساوی[۷] یا نامساوی[۸] باشد؛ با این حال در شرایطی که قیود مسئله به شکل نامساوی بودند می‌توان با استفاده از متغیرهای کمکی[۹] قیود نامساوی را به صورت مساوی بازنویسی نمود. لذا برای تحلیل جامع‌تر این روش فرض بر آن است که بردار متغیرهای x مشتمل بر متغیرهای ذاتی[۱۰] تابع هدف و متغیرهای کمکی می‌باشد. (Ladson, 1974, p74) بر این اساس اگر فرض کنیم که تعداد متغیرهای غیراساسی (یا همان متغیرهای وضعیت)[۱۱] مسئله

---

1. Generalized Reduced Gradient (GRG)
2. Nonlinear Programing
3. Reduced Gradient (RG)
4. Linear Constraints
5. Non-Linear Constraints
6. Constraint Incorporation
7. Equality
8. Inequality

۹. متغیرهای کمکی (Slack Variables) متغیرهایی هستند که می‌توان با لحاظ نمودن آنها در کنار سایر متغیرهای اصلی مسئله قیود نامساوی را به شکل مساوی تبدیل نمود.

10. Natural Variables

۱۱. در روش بهینه‌سازی گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG) به متغیرهای وضعیت (State Variables) مسائل کنترل بهینه به اصطلاح متغیرهای غیراساسی (Non-Basic Variables) گفته می‌شود.

مذکور برابر با m باشد در آن صورت تعداد متغیرهای اساسی (یا همان متغیرهای کنترل[۱]) معادل با n-m می‌شود.

با فرض آنکه توابع قیدی $\varphi_i(x_j)$ به ازای تمامی مقادیر ممکن متغیرهای مسئله مشتق‌پذیر باشد؛ در آن صورت شکل ماتریسی معادله دیفرانسیل توابع مذکور نسبت به این متغیرها به صورت ذیل تصریح می‌شود (با این فرض که $\varphi'_{ij} = \frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j}$)؛

$$\begin{bmatrix} \varphi'_{11} & \varphi'_{12} & \cdots & \varphi'_{1m} & \varphi'_{1m+1} & \cdots & \varphi'_{1n} \\ \varphi'_{21} & \varphi'_{22} & \cdots & \varphi'_{2m} & \varphi'_{2m+1} & \cdots & \varphi'_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi'_{m1} & \varphi'_{m2} & \cdots & \varphi'_{mm} & \varphi'_{mm+1} & \cdots & \varphi'_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_m \\ \Delta x_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = 0 \qquad (۲۶)$$

از آنجایی که متغیرهای غیراساسی (و احتمالاً کمکی) این مسئله از ۱ تا m و متغیرهای اساسی مسئله از m+۱ تا n می‌باشد؛ می‌توان شکل ماتریسی فوق‌الذکر را برحسب متغیرهای اساسی و غیراساسی به صورت ذیل بازنویسی نمود؛

$$\begin{bmatrix} \varphi'_{11} & \varphi'_{12} & \cdots & \varphi'_{1m} \\ \varphi'_{21} & \varphi'_{22} & \cdots & \varphi'_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi'_{m1} & \varphi'_{m2} & \cdots & \varphi'_{mm} \end{bmatrix}_{m\times m} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_m \end{bmatrix}_{m\times 1} = \qquad (۲۷)$$

$$= - \begin{bmatrix} \varphi'_{1m+1} & \cdots & \varphi'_{1n} \\ \varphi'_{2m+1} & \cdots & \varphi'_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi'_{mm+1} & \cdots & \varphi'_{mn} \end{bmatrix}_{m\times(n-m)} \begin{bmatrix} \Delta x_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix}_{(n-m)\times 1}$$

با فرض آنکه؛

$$J_{m\times m} = \begin{bmatrix} \varphi'_{11} & \varphi'_{12} & \cdots & \varphi'_{1m} \\ \varphi'_{21} & \varphi'_{22} & \cdots & \varphi'_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi'_{m1} & \varphi'_{m2} & \cdots & \varphi'_{mm} \end{bmatrix}_{m\times m} \quad , \quad \begin{bmatrix} \varphi'_{1j} \\ \varphi'_{2j} \\ \vdots \\ \varphi'_{mj} \end{bmatrix} \Delta x_j = k_j \qquad (۲۸)$$

---

۱. در روش بهینه‌سازی گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته (GRG) به متغیرهای وضعیت (Control Variables) مسائل کنترل بهینه به اصطلاح متغیرهای اساسی (Basic Variables) گفته می‌شود.

باشد؛ در آن صورت می‌توان رابطه (۲۷) را به صورت ذیل تصریح نمود؛

$$\begin{bmatrix}\Delta x_1\\ \Delta x_2\\ \vdots\\ \Delta x_m\end{bmatrix}_{m\times 1} = -(J^{-1}_{m\times m})(k_{m+1}\Delta x_{m+1} + \cdots + k_n \Delta x_n) \qquad (۲۹)$$

همچنین با فرض آنکه تابع هدف $F(x)$ نسبت به مقادیر ممکن بردار متغیرهای x مشتق‌پذیر باشد؛ لذا شکل کلی معادله دیفرانسیل این تابع نسبت به متغیرهای مذکور (با عنایت به اینکه $\Delta F = F_{new} - F_{old}$) به شرح ذیل است؛

$$F_{new} = F_{old} + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\partial F}{\partial x_j}\Delta x_j \qquad (۳۰)$$

همچنین با توجه به رابطه(۲۹) و با فرض آنکه $F'_j = \frac{\partial F}{\partial x_j}$ باشد؛ شکل ماتریسی رابطه فوق‌الذکر برحسب متغیرهایی اساسی و غیراساسی مسئله به صورت ذیل بازنویسی می‌شود:

$$F_{new} = F_{old} + ([F'_1 \quad F'_2 \quad \cdots \quad F'_m](-J^{-1})k_{m+1} + F'_{m+1})\Delta x_{m+1} + \cdots + \qquad (۳۱)$$
$$([F'_1 \quad F'_2 \quad \cdots \quad F'_m](-J^{-1})k_n + F'_n)\Delta x_n$$

بر این اساس مقدار گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته (GRG_j) متغیرهای اساسی مسئله به صورت ذیل محاسبه می‌گردد:

$$GRG_j = [F'_1 \quad F'_2 \quad \cdots \quad F'_m]_{1\times m}(-J^{-1}_{m\times m})k_{j_{m\times 1}} + F'_j \ , \ j = n-m, \dots, n \qquad (۳۲)$$

در نهایت رابطه (۳۰) برحسب میزان گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته (GRG_j) به صورت ذیل بازنویسی می‌شود؛

$$F_{new} = F_{old} + \sum_{j=n-m}^{n} GRG_j\, \Delta x_j \qquad (۳۳)$$

حال برای حداکثرسازی تابع هدف $F(x)$ با توجه به مقدار گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته (GRG_j) هریک از متغیرهای اساسی (متغیرهای کنترل)، جهت بهینه تغییرات متغیر براساس دو قاعده ذیل تعریف می‌شود؛[1]

---

۱. اگر رویکرد مسئله حداقل‌سازی تابع هدف $F(x)$ باشد در آن صورت این دو قاعده به صورت ذیل تعریف می‌شود؛

۱. اگر $GRG_j > 0$ در آن صورت مقدار ثانویه متغیر اساسی x_j می‌بایست به گونه‌ای تعیین شود که $\Delta x_j < 0$ گردد.

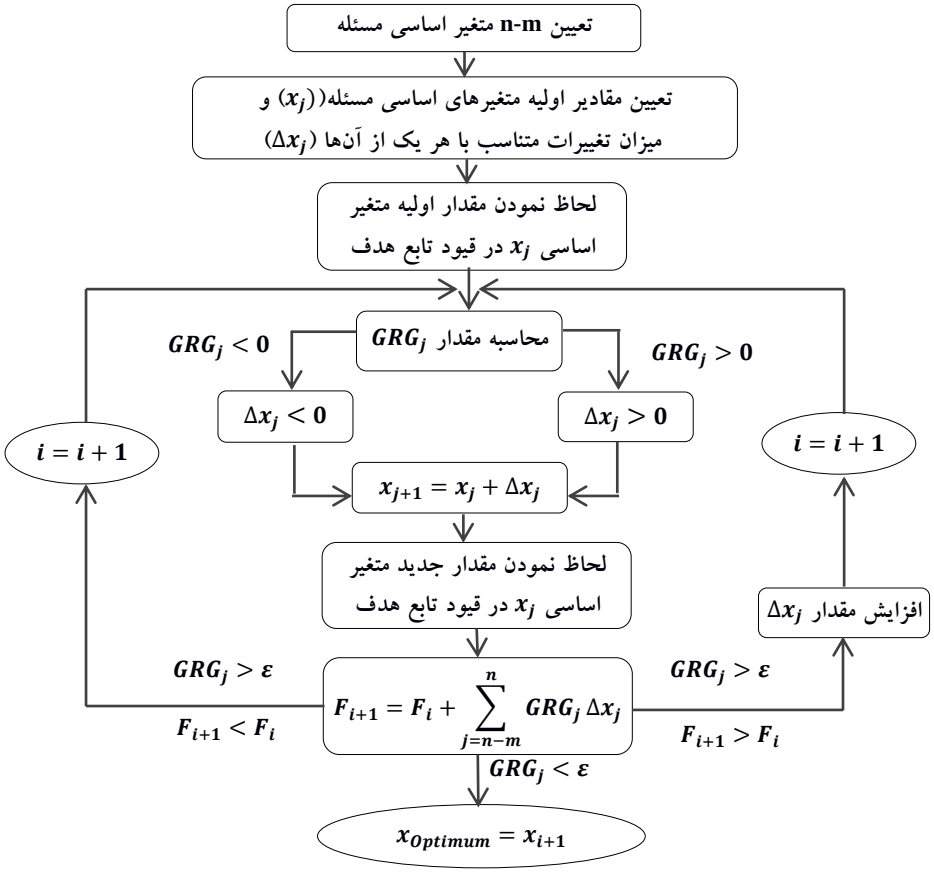
۲. و اگر $GRG_j < 0$ در آن صورت مقدار ثانویه متغیر اساسی x_j می‌بایست به گونه‌ای تعیین شود که $\Delta x_j > 0$ گردد.

اگر $GRG_j > 0$ در آن صورت مقدار ثانویه متغیر اساسی x_j می‌بایست به گونهای تعیین شود که $\Delta x_j > 0$ گردد.

و اگر $GRG_j < 0$ در آن صورت مقدار ثانویه متغیر اساسی x_j می‌بایست به گونهای تعیین شود که $\Delta x_j < 0$ گردد. (Dehkordi and Barmi, 2005, pp. 10-14)

فرآیند تغییر اندازه متغیر اساسی x_j تا زمانی تدوام پیدا می‌کند که میزان تغییرات GRG_j بسیار کم (کوچک‌تر از ε) شود؛ در این حالت اندازه بهینه x_j حاصل می‌شود. نمودار ذیل مکانیسم محاسبه مقدار بهینه متغیر اساسی x_j را برحسب تغییرات GRG_j ترسیم می‌کند (i: تعداد تکرار[1])؛

نمودار ۳. الگوریتم بهینه‌سازی تابع هدف بر اساس روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته(GRG)



منبع: شیریجیان (۱۳۹۵)

1. Iteration

در ادامه با استفاده از روش بهینه‌سازی گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته اقدام به محاسبه و مقایسه مسیر بهینه تولید نفت از میدان فروزان در چارچوب دو قرارداد بیع متقابل و مشارکت در تولید (درقالب سه سناریو) می‌نماییم.

٤. استخراج و مقایسه مسیر بهینه تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید

در این مطالعه مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد بیع متقابل در یک سناریو و مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید در سه سناریو و برحسب مقادیر مختلف نسبت نفت فایده شرکت نفت خارجی (μ) استخراج می‌شود. در هر دو قرارداد مسیر بهینه تولید از منظر طرف بهره‌بردار محاسبه گردیده و برای این منظور از اطلاعات فنی مندرج در جدول ذیل که برآمده از طرح جامع توسعه میدان است؛ استفاده می‌شود.

جدول ۳. اطلاعات فنی میدان نفتی فروزان

عنوان متغیر	واحد	سناریو مرجع
ذخیره اولیه میدان (S_0)	میلیون بشکه	۲۵۲
تعداد چاه تولیدی جدید (NPW)	تعداد	١٤
تعداد چاه تولیدی بازحفاری‌شده (RPW)	تعداد	۷
قیمت نفت (P)	دلار/ بشکه	مرجع، پایین و بالا
عامل تنزیل(DF)[1]	درصد	۹۵
نرخ تخلیه(DR)	درصد	۵

منبع: طرح جامع توسعه میدان نفتی فروزان

۱. خاطرنشان می‌سازد که عامل تنزیل((Discount Factor(DF) با استفاده از رابطه $\frac{1}{1+r}$ محاسبه می‌شود؛ در این مطالعه با توجه به اینکه مقدار نرخ تنزیل (r) در سناریوهای مرجع، دوم و سوم به ترتیب برابر با ۵، ۱۰ و ۵ درصد فرض شده است؛ پس مقدار عامل تنزیل (DF) نیز در این سناریوها معادل با ۹۵، ۹۱ و ۹۵ درصد برآورد می‌شود.

برای استخراج مسیر بهینه تولید مبتنی بر قرارداد بیع متقابل صرفاً از اطلاعات جدول ۳ استفاده می‌شود ولی برای سناریوسازی مسیربهینه تولید در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید علاوه بر اطلاعات جدول مذکور از مقادیر نسبت‌های قراردادی مندرج در جدول ذیل نیز استفاده می‌شود؛

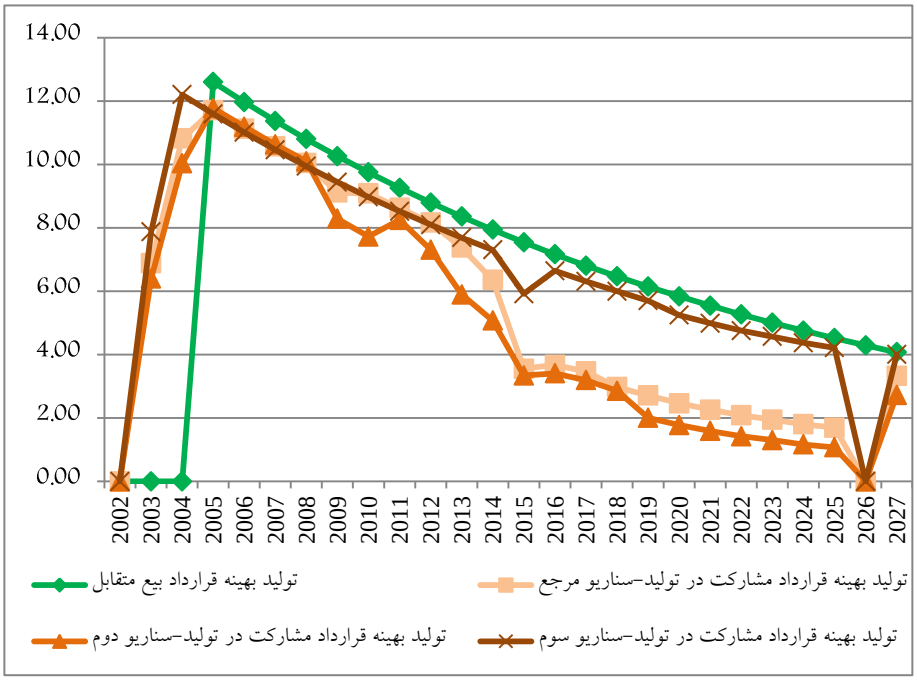
جدول ٤. نسبت‌های مالی قرارداد مشارکت در تولید در سه سناریو

عنوان	مقدار (سناریو اول)		مقدار (سناریو دوم)		مقدار (سناریو سوم)	
نسبت بهره مالکانه (β)	۰/۱		۰/۱		۰/۱	
نسبت نفت هزینه (σ)	۰/۵		۰/۵		۰/۵	
نسبت نفت فایده (μ) برحسب مقادیر *R-Factor* (R)	$R < ۱$	۰/۵۵	$R < ۱$	۰/۵۲	$R < ۱$	۰/۵۸
	$۱ \leq R < ۲$	۰/٤۵	$۱ \leq R < ۲$	۰/٤۲	$۱ \leq R < ۲$	۰/٤۸
	$۲ \leq R < ۳$	۰/۳	$۲ \leq R < ۳$	۰/۲۷	$۲ \leq R < ۳$	۰/۳۳
	$۳ \leq R < ٤$	۰/۲	$۳ \leq R < ٤$	۰/۱۷	$۳ \leq R < ٤$	۰/۲۳
	$R \geq ٤$	۰/۱	$R \geq ٤$	۰/۰۷	$R \geq ٤$	۰/۱۳

منبع: اطلاعات قراردادی میدان نفتی شاه دنیز

همان‌طور که بیان شد در قرارداد بیع متقابل مدیریت عملیات بهره‌برداری و مالکیت کل تولید در اختیار نماینده دولت میزبان می‌باشد در حالی که در قرارداد مشارکت در تولید مدیریت عملیات توسط شرکت نفت خارجی صورت می‌گیرد اما این شرکت برحسب نسبت‌های قراردادی مورد توافق تنها بر بخشی از تولیدات میدان حق مالکیت دارد؛ این استحقاق مالکانه اغلب از طریق نسبت نفت فایده (μ) تعیین می‌شود؛ ازاین‌رو برحسب سه ترکیب مختلف نسبت نفت فایده، مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید در سه سناریو برآورد گردیده و هریک از این مسیرها با مسیر بهینه تولید در چارچوب قرارداد بیع متقابل مقایسه می‌شود. نمودار ذیل گویای الگوی تولید بهینه نفت از میدان فروزان در چارچوب دو قرارداد مذکور در بازه زمانی مورد بررسی (۲۰۲۷-۲۰۰۲) می‌باشد؛

نمودار ٤. الگوی تولید بهینه از میدان نفتی فروزان در چارچوب دو قرارداد بیع متقابل و مشارکت در تولید ۲۰۲۷-۲۰۰۲



منبع: یافته‌های تحقیق

با مقایسه منحنی‌های مندرج در نمودار فوق می‌توان نتیجه گرفت که:

۱. در هر سه سناریو سطح تولید بهینه قرارداد مشارکت در تولید غیر از سال‌های نخست آغاز عملیات بالادستی پایین‌تر از سطح تولید بهینه قرارداد بیع متقابل قرار می‌گیرد؛ دلیل این شرایط را می‌توان در اندازه سهم شرکت نفت خارجی (به‌عنوان پیمانکار) از تولیدات میدان در ادوار مختلف قرارداد مشارکت در تولید دانست چرا که در این قرارداد از آنجایی که شرکت خارجی می‌تواند از محل درصدی از تولیدات اولیه میدان هزینه‌های قراردادی خویش را بازیافت نماید لذا وی انگیزه بالایی نسبت به افزایش این تولیدات در سال‌های آغازین عملیات بهره‌برداری از میدان دارد تا از این طریق از دوره بازیافت هزینه‌های سرمایه‌ای خویش بکاهد. البته با کاهش سهم شرکت از تولیدات میدان براساس شاخص R-Factor و در طول دوران بهره‌برداری، انگیزه وی برای افزایش تولید در مقایسه با قرارداد بیع متقابل که کل تولیدات میدان متعلق به شرکت ملی نفت می‌باشد؛ کمتر می‌گردد.

۲. میان سهم شرکت نفت خارجی از عایدات میدان نفتی با سطح تولید بهینه در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید رابطه مستقیم وجود دارد؛ به گونهای که مشاهده شد با کاهش ۳ درصدی نسبت نفت فایده (μ) در سناریو دوم، سطح تولید بهینه قرارداد مشارکت در تولید در این سناریو نسبت به سناریو مرجع کاهش و با افزایش ۳ درصدی همین نسبت در سناریو سوم، سطح تولید بهینه قرارداد مشارکت در تولید این سناریو نسبت به سناریو مرجع افزایش می‌یابد.

۳. سطح زیر منحنی الگوی تولید بهینه در سناریو سوم قرارداد مشارکت در تولید بزرگتر از سطح زیر منحنی تولید بهینه در دو سناریو دیگر و نیز سطح زیر منحنی الگوی تولید بهینه در قرارداد بیع متقابل می‌باشد؛ این موضوع به این دلیل است که با افزایش سهم پیمانکار در قرارداد مشارکت در تولید مجموع تولید نفت از میدان در این قرارداد نسبت به قرارداد بیع متقابل افزایش می‌یابد.

۴. مقایسه تولید بهینه قرارداد مشارکت در تولید با تولید بهینه قرارداد بیع متقابل فارغ از درجه کارایی در عملکرد و صرفه‌جویی در هزینه‌های تولیدی طرف‌های بهره‌بردار صورت می‌گیرد؛ به عبارت دیگر از آنجایی که اغلب درجه کارآمدی بخش خصوصی بزرگ‌تر از بخش دولتی می‌باشد با در نظرگیری این شاخص در فرآیند محاسبه مسیر بهینه تولید احتمالاً مسیر بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید بالاتر از مسیر بهینه تولید قرارداد بیع متقابل قرار می‌گید چرا که مدیریت عملیات بهره‌برداری در قرارداد مشارکت در تولید توسط بخش خصوصی و در قرارداد بیع متقابل توسط بخش دولتی انجام می‌پذیرد.

۵. نتیجه‌گیری

در این مطالعه سطح تولید بهینه از میدان نفتی فروزان در بازه زمانی بهره‌برداری مورد انتظار (۲۰۲۷-۲۰۰۲) در چارچوب دو قرارداد بیع متقابل و مشارکت در تولید استخراج و با یکدیگر مقایسه گردید. برای استخراج الگوی تولید بهینه این دو قرارداد با عنایت به این واقعیت که میزان تولید از میدان متأثر از تصمیمات و رفتار طرف بهره‌بردار است لذا مسیر بهینه تولید هر دو قرارداد از منظر طرف بهره‌بردار و بر اساس منطق حداکثرسازی خالص عایدات وی درکل بازه زمانی بهره‌برداری از میدان برآورد گردید بدین ترتیب الگوی تولید بهینه قرارداد بیع متقابل از منظر شرکت ملی نفت ایران و الگوی تولید بهینه قرارداد

مشارکت در تولید از منظر پیمانکار (یا شرکت نفت خارجی) محاسبه شد. مسیر بهینه تولید قرارداد بیع متقابل مبتنی بر اطلاعات فنی مندرج در طرح جامع توسعه میدان نفتی فرزوان و در قالب یک سناریو محاسبه شد و مسیر بهینه تولید قرارداد مشارکت در تولید نیز علاوه بر اطلاعات فنی مذکور با استفاده از اطلاعات نسبت‌های مالی قرارداد مشارکت در تولید میدان نفتی شاه دنیز (به‌عنوان میدان نفتی نمونه) و مقادیر متداول در قراردادهای مشارکت در تولید جهان و در قالب سه سناریو (برحسب مقادیر مختلف نسبت مالی نفت فایده) محاسبه گردید. در نهایت نتیجه گرفته شد با توجه به حضور بلند مدت شرکت نفت خارجی در مدیریت عملیات بهره‌برداری از میدان در چارچوب قرارداد مشارکت در تولید، در صورت افزایش سهم وی از عایدات میدان میزان تولید بهینه‌سالانه و انباشتی از میدان افزایش و حتی بالاتر از سطح تولید بهینه سالانه و انباشتی قرارداد بیع متقابل قرار می‌گیرد. بدیهی است با توجه به عامل تعدیل‌کننده R-Factor متناسب با افزایش تولید از میدان سهم و مقدار مطلق عایدات شرکت ملی نفت به‌عنوان کارفرمای قرارداد مشارکت در تولید نیز افزایش می‌یابد.

۷. تعارض منافع

تعارض منافع وجود ندارد.

ORCID

Mohammad Shirijian https://orcid.org/0000-0003-2471-8087
Ali Taheri Fard https://orcid.org/0000-0002-1780-6997

۸. منابع

ابراهیمی، نصرالله و شیریجیان، محمد. (۱۳۹۳). قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید»، *مجله اقتصاد انرژی ایران*، شماره ۱۰.

حاتمی، علی و کریمیان، اسماعیل. (۱۳۹۳). *حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری*. انتشارات تیسا، چاپ اول، تهران

زهدی، مسعود. (۱۳۸۷). *روش‌های مالی و حسابداری قراردادهای بیع متقابل* (جلد اول). نویسندگان نیلوفر، تهران.

شیروی، عبدالحسین. ابراهیمی، سیدنصرالله و اصغریان، مجتبی. (۱۳۸۸). اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل . *نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری*، شماره ۴۱.

شیریجیان، محمد. (۱۳۹۵). *تحلیل مقایسهای سرمایه‌گذاری و تولید بهینه نفت در قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید مبتنی بر مبانی فقهی و روش‌های بهینه‌سازی*. رساله دکتری، دانشگاه امام صادق (ع)، تهران، ایران.

طاهری‌فرد، علی و سلیمی‌فر، مصطفی. (۱۳۹۳). *بهینه‌سازی پویای فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قراردادهای بیع متقابل: مطالعه موردی میدان درود*. رساله دکتری، دانشگاه فردوسی، مشهد.

قربانی پاشاکلایی، وحید. محمدی، تیمور و خورسندی، مرتضی. (۱۳۹۴). *الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی با تأکید بر افزایش بازیافت نفت و در چارچوب مدل کنترل بهینه ـ مطالعه موردی*. رساله دکتری، دانشگاه علامه طباطبایی، تهران.

محمدی، تیمور و معتمدی، منیره. (۱۳۸۸). بهینه‌یابی پویای تولید نفت در ایران (مطالعه موردی میدان نفتی هفتگل با تأکید بر تولید صیانتی) . *فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی*، شماره ۳، صفحات ۲۶۵-۲۳۵.

References

Bindeman, Kristen (1999). *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies, WPM 25.

Center for Global Energy Studies (1993). Oil Production Capacity in the Gulf. Volume 2.

Dehkordi M. and Rezaei Barmi, Meysam(2005).*Advanced Numerical Methods: Gradient Methods In Optimization*. University of Tehran, Faculty of Engineering School of Mechanical Engineering, Tehran.

Ebrahimi, N., Shirijian, M. (2014). *Upstream Oil and Gas Contracts of the Islamic Republic of Iran and Explaining the Legal Implications and Requirements of the New Contracts"*, Journal of Iranian Energy Economics, No. 10.

EIA (2015). Annual Energy Outlook 2015 With Projections to 2040. U.S. Energy Information Administration.

Faluyi, F. and Arum, C. (2012). Design Optimization of Plate Girder Using Generalized Reduced Gradient and Constrained Artificial Bee Colony Algorithms. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Vol. 2, Issue 7.

Gao, W. Hartley, P. R. and Sickles, R. C. (2009). Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia. Empirical Economics, pp. 153-184.

Ghandi, A. and Lin, C.Y.C. (2012). Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz. *Energy Policy*, pp. 181-190.

Hatami, A., Karimian, I. (2014). *Foreign Investment Rights in the Light of Investment Law and Contracts. Tisa c*, edition 1, Tehran.

Ladson Leon, S. Fox Richard, L. and Ratner Margery, W. (1974). Nonlinear Optimization Using the Generalized Reduced Gradient Method. *Numdam*, Vol. 3, pp. 73-104.

Lee, Hong-Tau. Chen, Sheu-Hua. Kang, He-Yau. (2004). A *Study of Generalized Reduced Gradient Method with Different Search Directions*. National Chin-Yi Institute of Technology, Taichung, Taiwan.

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

Lin, C. Y. C. Meng, H. Ngai, T. Y. Oscherov, V. and Zhu, Y. H. (2009). Hotelling revisited: oil prices and endogenous technological progress. *Natural Resources Research*, 18 (1), pp. 29-38.

PetroIran (PEDCO). (2002). Master Development Plan (MDP) of Foroozan & Esfandiar Fildes. National Iranian Oil Company (NIOC).

Qurbani Pashaklai, V., Mohammadi, T., Khorsandi, M. (2014). *Model of optimal Production of oil fields with an emphasis on increasing oil recovery and within the framework of the optimal control model-A case study of one of Iran's oil fields* . doctoral dissertation, Allameh Tabataba'i University, [In Persian]

Shiravi, A. Ebrahimi, N., and Asgharian, M. (2009). *Exploration and Development of Iran's oil Fields through Buy Back Contracts*. Publication of the Center for International Legal Affairs of the Presidency, No. 41.

Shirijian, M. (2014). *Comparative Analysis of Investment and Optimal Production of Oil in Buy Back and Production Sharing Contracts based on Jurisprudential Principles and Optimization Methods*. doctoral dissertation, Imam Sadegh University.

Smith, James L. (2012). Modeling the Impact of Taxes on Petroleum Exploration and Development. *International Monetary Fund*, WP/12/278.

State Oil Company of the Azerbaijan Republic (1996). Agreement on the exploration development and production sharing for the Shah Deniz prospective arena in the Azarbaijan sector of the Caspian Sea. Azerbaijan.

Taherifard, A., Salimifar, M. (2013). *Dynamic Optimization of the Crude Oil Production Process in a Stochastic Model and its Comparison with Oil Production in the Framework of Buy Back Contracts: Case Study of Oil Field of Dorud*. doctoral dissertation, Ferdowsi University, Mashhad.

Zohdi, M. (2008). *Financial and Accounting Methods of Buy Back Contracts*. Authors of Nilofar Journal, Tehran.

استناد به این مقاله: شیریجیان، محمد، طاهری‌فرد، علی. (۱۴۰۰). مقایسه الگوی تولید بهینه قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۴۰ (۱۰)، ۶۳-۹۴.

Iranian Energy Economics is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License.