فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد/ سال سوم/ شماره ۲/ تابستان ۱۳۹۵/ صفحات ۱۸۶-۱۵۹

الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان

محمد مهدی عسکری
دانشیار اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع)، m.askari@isu.ac.ir
مهدی صادقی شاهدانی
دانشیار اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع)، sadeghi@isu.ac.ir
محمد شیریجیان*
دکتری مدیریت قراردادهای بین‌الملل نفت و گاز، پژوهشکده مطالعات فناوری، Shirijian@tsi.ir
علی طاهری فرد
استادیار اقتصاد دانشگاه امام صادق (ع)، taherifard@isu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۹۵/۰۲/۲۸ تاریخ پذیرش: ۹۵/۰۵/۰۳

چکیده

در این مطالعه الگوی تولید بهینه نفت از میدان نفتی فروزان در چارچوب قرارداد بیع متقابل حاکم بر آن استخراج شده است. این الگو با عنایت به نقش شرکت ملی نفت ایران در مدیریت عملیات بهره‌برداری، بر مبنای منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات شرکت ملی از این میدان برآورد شده است. بدین ترتیب در مطالعه حاضر بر اساس رژیم مالی قرارداد بیع متقابل حاکم بر این میدان، نخست توابع درآمد و هزینه شرکت ملی در بازه زمانی این قرارداد مدل‌سازی گردیده و در ادامه مبتنی بر تابع هدف مورد نظر و با استفاده از روش کنترل بهینه «گرادیان کاهشی تعمیم یافته»، الگوی تولید بهینه از میدان فروزان در قالب سه سناریو استخراج شده است. نتایج حاکی از آن است که سطح الگوی تولید بهینه از میدان فروزان با قیمت انتظاری نفت و نیز نرخ تخلیه میدان رابطه مستقیم و با عامل تنزیل خالص عایدات میدان، رابطه معکوس دارد. همچنین سطح الگوی تولید بهینه میدان نامبرده به دلیل رعایت اصول تولید صیانتی پایین‌تر از سطح الگوی تولید پیشنهادی از آن می‌باشد.

واژه‌های کلیدی: قرارداد بیع متقابل، میدان فروزان، تولید بهینه، گرادیان کاهشی تعمیم یافته.
طبقه‌بندی JEL: C61، C63، Q38، Q39.

---

* نویسنده مسئول

۱- مقدمه

تفاوت اصلی قراردادهای حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز ناشی از رژیم مالی حاکم بر این قراردادها می‌باشد. رژیم مالی عبارت است از ساز و کاری که طرفین یک قرارداد بر اساس آن، اقدام به تسهیم منافع و ریسک ناشی از انجام عملیات قراردادی میان خود می‌نمایند. رژیم‌های مالی در دو گروه سیستم‌های امتیازی و سیستم‌های قراردادی طبقه‌بندی می‌شوند بنحوی که در طول بیش از بیست سال اخیر رژیم مالی حاکم بر حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز گشور از نوع سیستم قراردادهای خدماتی بیع‌متقابل بوده است.[۱] حال با عنایت به این که یکی از معیارهای بسیار مهم در ارزیابی قراردادهای نفتی بالادستی، میزان بهینگی الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار از میدان نفتی موردنظر درچارچوب رژیم مالی قرارداد حاکم بر آن میدان می‌باشد؛ لذا در این مطالعه با هدف استخراج الگوی تولید بهینه میدان نفتی فروزان درچارچوب قرارداد بیع متقابل حاکم بر آن و همچنین مقایسه آن با الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار[۲]، در ابتدا مبانی نظری رژیم مالی قرارداد بیع متقابل، الگوی پیش‌بینی قیمت نفت خام و توابع درآمد و هزینه انتظاری طرف بهره‌بردار میدان مذکور را معرفی و تحلیل نموده و نهایتاً با استفاده از تابع هدف (تابع ارزش فعلی خالص عایدات طرف بهره‌بردار میدان فروزان) و روش تحلیل کمی این مطالعه (روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته) الگوی تولید بهینه میدان فروزان را درچارچوب قرارداد بیع متقابل و بر اساس سه سناریو و سه وضعیت قیمتی مورد انتظار برآورد و با الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار این میدان مقایسه می‌نمائیم. شایان ذکر است که در این مطالعه برای نخستین بار الگوی تولید بهینه مبتنی بر رژیم مالی قرارداد بالادستی حاکم بر میدان مورد مطالعه استخراج می‌شود در حالی که در مطالعات داخلی و خارجی پیشین الگوی تولید بهینه از میدان مورد بررسی فارغ از چارچوب قراردادی حاکم بر آن استخراج شده است.

---

[۱] رژیم قراردادی به دو شاخه قراردادهای مشارکت در تولید (Production Service Contract) و قراردادهای خدماتی بدون ریسک و با ریسک (Pure or Risk Service Contract) تقسیم می‌شود (طاهری‌فرد، ۱۳۹۳).

[۲] قرارداد بیع متقابل توسعه میدان نفتی فروزان در سال ۱۳۸۱ (یا ۲۰۰۲) میان شرکت ملی نفت ایران به عنوان کارفرما و شرکت پترو ایران به عنوان پیمانکار عمومی پروژه منعقد گردید.

۲- مبانی نظری

در این بخش نخست رژیم مالی قرارداد بیع متقابل حاکم بر میدان فروزان مرور گردیده و سپس الگوی پیش‌بینی قیمت نفت خام تحقیق معرفی می‌گردد؛ در نهایت توابع درآمد و هزینه قراردادی شرکت ملی نفت به عنوان طرف بهره‌بردار از میدان نامبرده تصریح می‌شود.

۲-۱- رژیم مالی قرارداد بیع متقابل

قرارداد بیع متقابل حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز ایران قراردادی است که بر اساس آن شرکت پیمانکار[۱] متناسب با تعهدات مندرج در قرارداد اقدام به انجام عملیات اکتشاف، توصیف و یا توسعه میدان نموده و پس از تحقق تولید تجاری، مدیریت عملیات بهره‌برداری را به شرکت ملی نفت ایران واگذار می‌نماید. شرکت ملی نفت نیز متقابلاً متعهد می‌گردد که از محل حداکثر ۶۰ درصد عواید میدان مشمول قرارداد مطالبات قراردادی پیمانکار را بازپرداخت نماید. (ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۳) این مطالبات در عموم قراردادهای بالادستی بیع‌متقابل به پنج دسته هزینه‌های سرمایه‌ای[۲] (Capex)، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای[۳] (NON-Capex)، هزینه‌های بهره‌برداری[۴] (Opex)، هزینه‌های بانکی[۵] (BC) و پاداش (یا حق‌الزحمه)[۶] (RF) تقسیم می‌شوند (حاتمی، ۱۳۹۳). بر این اساس شکل تابع هزینه عملیاتی قرارداد بیع متقابل که توسط پیمانکار پرداخت می‌شود به صورت زیر قابل نمایش است:

$$\text{Total Cost}_{\text{Buy Back}} = \text{Capex} + \text{Opex} + \text{NonCapex} + \text{BC} \qquad (۱)$$

حال با عنایت به تعهد شرکت ملی نفت دال بر بازپرداخت هزینه‌های مذکور بعلاوه پاداش به پیمانکار در صورت دستیابی به تولید تجاری از میدان، شکل کلی تابع هزینه پرداختی توسط شرکت ملی نفت در ادوار مختلف این قرارداد به صورت ذیل تبیین می‌شود:

---

[۱] Contractor
[۲] Capital Expenditure (Capex)
[۳] Non Capital Expenditure (Noncapex)
[۴] Operational Expenditure (Opex)
[۵] Bank Charges (BC)
[۶] Remuneration Fee (RF)

$$\text{Total Cost}_{\text{NIOC}}^{\text{Buy Back}} = \text{Capex} + \text{Opex} + \text{NonCapex} + \text{BC} + \text{RF} \qquad (۲)$$

خاطر نشان می‌سازد هزینه‌های بهره‌برداری تولید اولیه از میدان توسط پیمانکار پرداخت و بلافاصله از محل عایدات میدان به وی بازپرداخت می‌شود؛ هزینه‌های بهره‌برداری تولید تجاری نیز توسط شرکت ملی نفت پرداخت می‌شود.

همچنین از آنجایی که بر اساس مقررات عمومی حاکم بر قرارداد بیع متقابل، کل تولیدات میدان نفتی متعلق به شرکت ملی نفت می‌باشد؛ لذا با فرض آن که P_t معادل با قیمت هر بشکه نفت خام و Q_t برابر با تعداد بشکه نفت خام تولیدی در هر دوره باشد؛ لذا می‌توان نتیجه گرفت تابع درآمد کل شرکت ملی از تولیدات میدان در هر دوره درچارچوب این قرارداد برابر است با:

$$\text{Total Revenue}_{\text{NIOC}}^{\text{Buy Back}} = P_t \times Q_t \qquad (۳)$$

در بخش‌های بعدی تابع ارزش فعلی خالص عایدات شرکت ملی نفت از میدان فروزان با استفاده از شکل تصریح شده روابط (۲) و (۳) احصاء و نهایتاً الگوی تولید بهینه نفت خام از میدان مذکور استخراج خواهد شد.

۲-۲- الگوی تعیین قیمت نفت خام

در این مطالعه نیز همانند بسیاری از مطالعات پیشین مانند قندی و لین[۱] (۲۰۱۲)، لیتلی و لین[۲] (۲۰۱۲)، محمدی و معتمدی (۱۳۸۸) و قربانی و همکاران (۱۳۹۴) از مدل قیمتی برون‌زای معین برای برآورد جریان نقدی عایدات میدان مورد مطالعه استفاده شده است. در همین راستا یکی از متعارف‌ترین و قابل استنادترین بررسی‌ها برای پیش‌بینی قیمت نفت خام، مطالعه صورت گرفته توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا[۳] (EIA) است. این نهاد در گزارش چشم انداز جهانی انرژی در سال ۲۰۱۵ اقدام به پیش‌بینی قیمت نفت خام[۴] برنت در قالب سه سناریو (یا وضعیت) قیمت بالا، مرجع و پایین تا افق زمانی سال ۲۰۴۰ نموده است. حال از آنجایی که قیمت نفت سبک ایران در طول ۳۰ سال اخیر به طور متوسط ۲/۸ دلار به ازای هر بشکه کمتر از قیمت نفت خام برنت بوده است؛ لذا با کسر این مقدار از سناریوهای قیمتی نفت برنت، قیمت نفت سبک ایران نیز در سه وضعیت قیمت بالا، قیمت مرجع و قیمت پایین پیش بینی‌پذیر

---

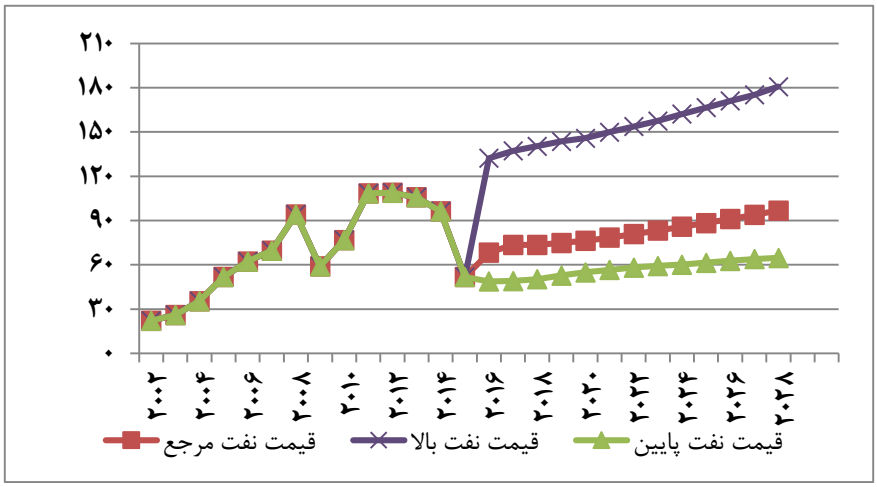
[۱] Ghandi and Lin

[۲] Leightly & Lin

[۳] Energy Information Administration (EIA)

[۴] Oil Price Projection

می‌گردد. نمودار ۱ گویای روند تقریبی قیمت نفت سبک ایران در طول ۱۵ سال گذشته و پیش‌بینی آن برای ۱۵ سال آتی می‌باشد.



نمودار(۱): پیش بینی قیمت نفت خام سبک ایران در سه سناریو قیمتی (۲۰۳۰-۲۰۰۲)

منبع: محاسبات مؤلف مبتنی بر چشم انداز سال ۲۰۱۵ اداره اطلاعات انرژی آمریکا

۲-۳- توابع درآمد و هزینه شرکت ملی نفت

برای تصریح تابع درآمد شرکت ملی نفت از محل تولید نفت میدان فروزان (رابطه (۳))، از الگوی پیش‌بینی قیمت نفت خام ایران مبتنی بر مدل قیمتی EIA استفاده می‌شود. اما برای تصریح تابع هزینه شرکت ملی نفت درچارچوب قرارداد بیع متقابل میدان فروزان (رابطه (۲))، نخست تابع هزینه هر یک از مراحل عملیاتی اکتشاف (یا توصیف)، توسعه و بهره‌برداری تصریح گردیده و سپس شکل مبسوط تابع هزینه شرکت ملی درچارچوب قرارداد مذکور معرفی می‌شود.

الف- تابع هزینه اکتشاف[۱] (یا توصیف): این هزینه‌ها مشتمل بر تمامی هزینه‌های مرتبط با عملیات پی‌جویی، نقشه‌برداری، زمین‌شناسی، ژئوفیزیک، لرزه‌نگاری، حفر چاه‌های اکتشافی و توصیفی و... می‌باشد. در برخی از مطالعات (همچون محمدی و معتمدی (۱۳۸۹) و یا گائو[۲] (۲۰۰۴)) این هزینه را به صورت نسبتی از کل هزینه‌های عملیات بالادستی درنظر گرفته‌اند اما در این تحقیق با مراجعه به طرح جامع توسعه

[۱] Exploration (or Appraisal) Cost

[۲] Gao

میدان فروزان[۱] (MDP) درمی‌یابیم که هزینه‌های اکتشـــاف (و یا توصـــیف) آن معادل با ۴۱/۷ میلیون دلار می‌باشـد. بنابراین تابع هزینه اکتشاف (و یا توصیف) میدان فروزان به صورت ذیل تصریح می‌شود:

$$\text{Exploration(or Appraisal)Cost} = ۴۱/۷ \qquad (۴)$$

ب- تابع هزینه توسعه[۲]: این نوع هزینه مشتمل بر هزینه‌های پیش بینی شده در طرح طرح جامع توسـعه میدان، به منظور ظرفیت‌سـازی برای تولید از آن می‌باشـد. به منظور تصـریح تابع هزینه توسـعه میدان نفتی فروزان همانند مطالعات پیشـین، کل هزینه‌های عملیات توسـعه به دو سـرفصـل «هزینه‌های خرید و نصـب تأسـیسـات سـرچاهی[۳]» و «هزینه‌های حفر چاه‌های تولیدی[۴]» تقسـیم می‌شـود. با مشاهده طرح جامع توسعه این میدان درمی‌یابیم که هزینه‌های خرید و نصـب تأسـیسات سرچاهی بر آن معادل با ۱۸۸ میلیون دلار می‌باشـد. لذا شـکل ریاضـی تابع هزینه خرید و نصـب تأسـیسات سرچاهی میدان به صورت ذیل تبیین می‌شود:

$$\text{Cos of Wellhead Facilities} = ۱۸۸ \qquad (۵)$$

درخصـوص هزینه حفر چاه‌های تولیدی میدان فروزان با عنایت به برنامه‌ریزی برای حفر تعدادی چاه تولیدی جدید[۵] (NPW) و نیز بازحفاری تعدادی از چاه‌های تولیدی موجود[۶] (RPW)، شکل تابع هزینه حفاری چاه‌های تولیدی میدان به صورت ذیل ارائه می‌شود:

$$\text{Cost of Drilling Production Wells} = \alpha NPW + \beta RPW \qquad (۶)$$

$\mathbf{NPW}$ = تعداد چاه‌های تولیدی جدید $\quad$ $\boldsymbol{\alpha}$ = هزینه حفر هر چاه تولیدی جدید

$\mathbf{RPW}$ = تعداد چاه‌های تولیدی حفاری مجدد $\quad$ $\boldsymbol{\beta}$ = هزینه حفاری مجدد هر چاه تولیدی موجود

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 (۶) را به صورت ذیل بازنویسی نمود:

$$\text{Cost of Drilling Production Wells} = (۸/۱۵\times۱۴)+(۶\times۷)=۱۵۶/۱ \qquad (۷)$$

---

[۱] Master Development Plan (MDP)
[۲] Development Cost
[۳] Cost of Wellhead Facilities
[۴] Cost of Drilling Production Wells
[۵] New Production Wells
[۶] Re-Entry Production Wells

در نهایت از مجموع تابع هزینه خرید و نصب تأسیسات سرچاهی (رابطه (۵)) و تابع هزینه حفاری چاه‌های تولیدی (رابطه (۷))، می‌توان تابع هزینه توسعه میدان نفتی فروزان را استخراج به صورت ذیل نمود:

$$\text{Development Cost} = ۳۴۴/۱ \qquad (۸)$$

حال با عنایت به محاسبه هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار از مجموع هزینه‌های اکتشاف (رابطه (۴)) و هزینه‌های توسعه (رابطه (۸)) و از طرفی بر اساس توافق قراردادی دال بر بازیافت این هزینه‌ها از محل ۱۵ درصد تولیدات اولیه میدان در بازه زمانی سه ساله (۲۰۰۴-۲۰۰۲) و نیز بازیافت مابقی هزینه‌های مذکور از محل حداکثر ۶۰ درصد تولیدات تجاری میدان در پنج سال نخست (۲۰۰۹-۲۰۰۵)، بنابراین می‌توان تابع هزینه شرکت ملی درخصوص بازیافت هزینه‌های سرمایه‌ای پیمانکار در طول حیات این قرارداد را به صورت ذیل نمایش داد[۱]:

$$\text{Capex} = \left(۰/۱۵(\mathrm{P_t} \times \mathrm{q_t} - \text{Opex})\right)\mathrm{i} + \left(\frac{۳۸۵/۸ - \sum_{t=۲۰۰۲}^{t=۲۰۰۴} ۰/۱۵(\mathrm{P_t} \times \mathrm{q_t} - \text{Opex})}{۵}\right)\mathrm{j} \qquad (۹)$$

$$t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴ \rightarrow i = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۵ - ۲۰۲۷ \rightarrow i = ۰$$

$$t = ۲۰۰۵ - ۲۰۰۹ \rightarrow j = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴,\ t = ۲۰۱۰ - ۲۰۲۷ \rightarrow j = ۰$$

پ- تابع هزینه بهره‌برداری[۲]: این نوع هزینه مشتمل بر هزینه‌های عملیات بهره‌برداری از میدان می‌باشد. با تأمل بر جزئیات هزینه‌های لازم در این مرحله و بر اساس مطالعات پیشین، می‌توان کلیه هزینه‌های عملیات بهره‌برداری میدان را به دو جزء «هزینه متغیر بهره‌برداری[۳]» و «هزینه تعمیرات تأسیسات تولیدی و سرچاهی[۴]» تقسیم نمود. هزینه متغیر بهره‌برداری دلالت بر هزینه‌های مربوط به نیروی انسانی و سایر هزینه‌های جاری عملیات بهره‌برداری دارد. برای محاسبه این هزینه تاکنون مطالعات متعددی صورت گرفته است اما یکی از متعارف‌ترین و مبنایی‌ترین مطالعات انجام شده پیرامون تعیین تابع هزینه تولید نفت از میادین هیدروکربوری منطقه خلیج فارس توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) در سال ۱۹۹۶ انجام پذیرفته است. مطالعه مذکور پس از بررسی هزینه‌های تولید میادین مختلف دریایی در منطقه خلیج فارس بدین

---

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

[۲] Operating Cost

[۳] Variable Operating Cost

[۴] Cost of Production Facilities Maintenance

نتیجه می‌رسد که شکل کلی تابع هزینه متغیر بهره‌برداری از میادین هیدروکربوری این منطقه به صورت ذیل می‌باشد[۱]:

$$\text{Variable Operating Cost} = ۰/۷۷۱۴\ S_t^{-۰/۲۴۲۳} \qquad (۱۰)$$

S_t[۲]: اندازه (یا حجم ذخیره) میدان در طول زمان (میلیون بشکه)

همان طور که مشهود است میزان این هزینه با حجم ذخیره میدان رابطه عکس دارد؛ چرا که با کاهش ذخیره میدان در طول زمان، 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 و... افزایش می‌یابد.

با این حال از آنجایی که این تابع بر اساس مقادیر سال ۱۹۹۶ تخمین زده شده است لذا برای استفاده از این تابع در مطالعه حاضر می‌بایست ضرایب آن برحسب بازه زمانی بهره‌برداری از میدان فروزان (۲۰۲۷-۲۰۰۲) به روز شود؛ در همین راستا با عنایت به اینکه همبستگی قیمت نفت با شاخص هزینه عملیاتی[۳] بین سال‌های ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۴ معادل با ۹۲ درصد می‌باشد؛ پس یکی از روش‌های مناسب برای بروز رسانی ارقام تابع هزینه عملیاتی، استفاده از شاخص تغییرات قیمت نفت خام در بازه زمانی بهره‌برداری از این میدان نسبت به سال ۱۹۹۶ می‌باشد (طاهری فرد، ۱۳۹۳). بر این اساس با توجه به اینکه قیمت نفت طی دوره مورد بررسی حدود ۵۵۰ درصد و هزینه‌های عملیاتی نیز ۱۶۰ درصد رشد داشته‌اند (سایت آی اچ اس، ۲۰۱۵) [۴]. لذا به دلیل لزوم کالیبره نمودن هزینه‌های متغیر بهره‌برداری نسبت به قیمت سال ۱۹۹۶، می‌توان از شاخص زیر برای بروز رسانی این تابع هزینه استفاده نمود:

$$d(t) = ۰/۲۸\frac{p_t - p_{۱۹۹۶}}{p_{۱۹۹۶}} \qquad (۱۱)$$

---

[۱] در این مطالعه میادین دریایی (Offshore) منطقه خلیج فارس برحسب اندازه میدان به سه دسته: میادین با اندازه کوچک (Low Field Size)، با اندازه متوسط (Mid Field Size) و با اندازه بزرگ (High Field Size) تقسیم می‌شوند. البته مبتنی بر اطلاعات دردسترس نمونه میادین مورد مطالعه عمدتاً برگرفته از کشورهای ایران و امارات می‌باشند.

[۲] Field Size (or Reserve Stock)

[۳] Upstream Operating Cost Index (UOCI)

[۴] IHS Markit

در این صـــورت شـــکـل نهایی تابع هزینه متغیر بهره‌برداری با عنایت به رابطه (۱۱) به صورت ذیل بازنویسی می‌شود:

$$\text{Variable Operating Cost} = (۱ + d(t))(۰/۷۷۱۴\ S_t^{-۰/۲۴۲۳}) \quad (۱۲)$$

درخصـوص هزینه تعمیرات تأسـیسـات تولیدی و سـرچاهی میادین نفتی کشـور بدلیل فقـدان اطلاعـات کـافی پیرامون این نوع هزینـه‌هـا از مطـالعـه مرکز مطـالعـات جهانی انرژی(CGES)[۱] درخصـوص ظرفیت تولید نفت منطقه خلیج فارس در سال ۱۹۹۳ و نیز مطالعات انجام شـده توسـط گائو در سال‌های ۲۰۰۴ و ۲۰۰۹ استفاده می‌نمائیم؛ بر این اسـاس تخمین زده می‌شود که به ازای تولید هر یک میلیون بشکه (بر اساس قیمت‌های سـال ۱۹۸۶) هزینه استهلاک و تعمیرات سالیانه تأسیسات تولیدی میادین نفتی منطقه مذکور بالغ بر ۴۴۰ هزار دلار باشـــد. بدین ترتیب شـــکل تابع ریاضـــی این نوع هزینه به صورت ذیل پیشنهاد می‌شود:

$$\text{Cost of Production Facilities Maintenence} = ۰/۴۴q_t \quad (۱۳)$$

$\mathbf{q_t}$: تولید سالانه نفت خام از میدان (میلیون بشکه)

البته برای تخمین هزینه‌های استهلاک تأسیسات بهره‌برداری از میدان فروزان می‌بایست همچون تابع هزینه متغیر بهره‌برداری، تابع مذکور نیز نســـبت به دوره زمانی بهره‌برداری از این میدان (۲۰۲۷-۲۰۰۲) به روز شود. بدین ترتیب شکل ریاضی تابع هزینه تعمیرات تأسیسات تولیدی و سرچاهی از میدان فروزان برمبنای دوره زمانی تولید از آن به صورت ذیل پیشنهاد می‌گردد:

$$\text{Cost of Production Facilities Maintenence} = (۱ + d(t)')(۰/۴۴q_t) \quad (۱۴)$$

$$\mathbf{d(t)'} = ۰/۲۸\frac{\mathbf{p_t} - \mathbf{p}_{\square\square\square\square}}{\mathrm{p}_{\square\square\square\square}}$$

در نهـایـت می‌توان از مجموع دو تـابع هزینـه متغیر بهره‌بردای (رابطـه (۱۲)) و هزینـه تعمیرات تأسـیسـات تولیدی و سرچاهی (رابطه(۱۴))، هزینه عملیات بهره‌برداری از این میدان را در طول حیات قراردادی آن (۲۰۲۷-۲۰۰۲) به صورت زیر برآورد نمود:

$$\text{Operating Cost(Opex)} = (۱ + d(t))(۰/۷۷۱۴\ S_t^{-۰/۲۴۲۳}) + (۱ + d(t)')(۰/۴۴q_t) \quad (۱۵)$$

ت- هزینه‌های غیرســـرمایه‌ای، بانکی و پاداش؛ با مراجعه به مســـتندات مربوط به قرارداد توسـعه میدان نفتی فروزان درمی‌یابیم که میزان هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، بانکی

[۱] Center for Global Energy Studies (CGES)

و پـاداش (یـا حق‌الزحمه) این قرارداد به ترتیب برا بر با ۵۹، ۱۹/۲۹ و ۱۱۰/۷۸ میلیون دلار می‌باشـد (دفتر همکاری‌های فناوری و نوآوری ریاست جمهوری، ۱۳۸۵). از آنجایی که بر اســاس زمان‌بندی مندرج در این قرارداد مقرر شــده اســت تا هزینه‌های مذکور از زمان دســتیابی به تولید تجاری از میدان تا حداکثر ۵ ســال بعد از آن (۲۰۰۹-۲۰۰۵) توسـط شـرکت ملی نفت بازپرداخت شود، پس می‌توان شکل تابع هزینه شرکت ملی در دوره بازیافت این قبیل مطالبات پیمانکار را به صورت ذیل نمایش داد:

(۱۶)

$$\text{NonCapex} + \text{Bank Charge(BC)} + \text{Remuneration Fee(RF)} = \left(\frac{۵۹/۳۵}{۵} + \frac{۱۹/۲۹}{۵} + \frac{۱۱۰/۷۸}{۵}\right)_j$$

$$t = ۲۰۰۵ - ۲۰۰۹ \rightarrow j = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴,\ t = ۲۰۱۰ - ۲۰۲۷ \rightarrow j = ۰$$

شکل ساده شده رابطه (۱۶) به صورت ذیل بازنویسی می‌شود:

(۱۷)

$$\text{Total Cost}_{\text{NIOC}}^{\text{BBC}} = \left(۰/۱۵(P_t \times q_t - \text{Opex})\right) i + \left(\frac{۳۸۵/۸ - \sum_{t=۲۰۰۲}^{t=۲۰۰۴} ۰/۱۵(P_t \times q_t - \text{Opex})}{۵} + ۳۷/۸۸\right) j + \text{Opex}$$

$$t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴ \rightarrow i = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۵ - ۲۰۲۷ \rightarrow i = ۰$$

$$t = ۲۰۰۵ - ۲۰۰۹ \rightarrow j = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴ \ ,\ t = ۲۰۱۰ - ۲۰۲۷ \rightarrow j = ۰$$

در نهـایـت بـا توجه به روابط (۲)، (۹)، (۱۵) و (۱۷) تابع هزینه کل شـــرکت ملی نفت درچارچوب قرارداد توسعه و بهره‌برداری از میدان نفتی فروزان (۲۰۲۷-۲۰۰۲) به صورت ذیل تصریح می‌شود:

(۱۸)

$$\text{Total Cost}_{\text{NIOC}}^{\text{BBC}} = \left(۰/۱۵(P_t \times q_t - \text{Opex})\right) i + \left(\frac{۳۸۵/۸ - \sum_{t=۲۰۰۲}^{t=۲۰۰۴} ۰/۱۵(P_t \times q_t - \text{Opex})}{۵} + ۳۷/۸۸\right) j + \text{Opex}$$

$$t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴ \rightarrow i = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۵ - ۲۰۲۷ \rightarrow i = ۰$$

$$t = ۲۰۰۵ - ۲۰۰۹ \rightarrow j = ۱ \quad ; \quad t = ۲۰۰۲ - ۲۰۰۴ \ ,\ t = ۲۰۱۰ - ۲۰۲۷ \rightarrow j = ۰$$

در ادامه با اســـتفاده از توابع درآمد و هزینه شـــرکت ملی نفت درچارچوب قرارداد بیع متقابل میدان فروزان (روابط (۳) و (۱۸))، تابع هدف الگوی تولید بهینه نفت بر اســـاس این قرارداد استخراج می‌شود.

۲-۴- تصریح تابع هدف بهینه‌سازی

همـان طور کـه پیش از این اشـــاره شـــد، از آنجایی که در قرارداد بیع متقابل مدیریت عملیات بهره‌برداری از میدان توسـط شـرکت ملی نفت ایران انجام می‌شـود؛ لذا می‌توان انتظار داشـــت که مســـیر بهینه تولید نفت از میدان فروزان نیز از طریق حداکثرســـازی خالص عایدات شـرکت ملی در طول دوران بهره‌برداری از این میدان برآورد شـود. بر این اســـاس با توجه به قیود فنی و اقتصـــادی مورد ملاحظه بر این میدان می‌توان صـــورت مسـئله بهینه‌سـازی تولید از میدان نفتی فروزان را درچارچوب قرارداد بیع متقابل حاکم بر آن به صورت ذیل تبیین نمود:

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

Or

$$\underset{q_t}{\text{Max}} \sum_{t=۲۰۰۲}^{t=۲۰۲۷} DF^{(t-۲۰۰۲)} \times \left[(P_t \times q_t) - \left(\frac{\cdot}{۱۵(P_t \times q_t - Opex)}\right) i + \left(\frac{۳۸۵/۸ - \sum_{t=۲۰۰۲}^{t=۲۰۰۴} \cdot/۱۵(P_t \times q_t - Opex)}{۵} + ۳۷/۸۸\right) j + Opex\right]$$

Subject to:

$$S_{t+1} = S_t - q_t \qquad (۱۹)$$

$$\sum_{t=0}^{T} q_t \le S_0 \quad , \quad q_t \le q_t^{Max} , \quad S_t \ge 0 \quad , \quad q_t \ge 0$$

$$C(q_t, S_t, N_t)_{NIOC}^{\text{Buy Back}} \le \cdot/۶ * (P_t \times q_t)$$

$$NPW = ۱۴, RPW = ۷$$

$$DF = ۱/(۱ + r)$$

انتظـار می‌رود کـه ذخیره اولیـه میدان[۱] (S_0) در نتیجه عملیات توســـعه به میزان ۲۵۲ میلیون بشکه افزایش یابد؛ بدیهی است که میزان ازدیاد تولید انباشتی از میدان در طول دوران بهره‌برداری از آن نمی‌بـایســـت از انـدازه ذخیره اولیـه میـدان بیشـــتر شـــود ($\sum_{t=0}^{T} q_t \le S_0$). میزان ذخیره میدان در هر دوره نیز معادل با مابالتفاوت ذخیره از تولید میدان در دوره قبل می‌باشـد ($S_{t+1} = S_t - q_t$). همچنین با توجه به الزامات اصول تولید

[۱] Early Reserve Stock

صـــیانتی، بهره‌برداری از میدان در هر دوره نمی‌بایســـت از حد مشـــخصـــی تجاوز نماید ($q_t \le q_t^{Max}$) این حد معمولاً با عنایت به خصـــوصـــیات فنی و جغرافیایی میدان تابعی از حجم ذخیره میدان در همان دوره درنظر گرفته می‌شود؛ در این مقاله با الهام از مطالعات انجام شـــده توســـط اســـمیت[۱] (۲۰۱۲) و طاهری فرد و ســـلیمی‌فر (۱۳۹۴) قید حداکثر تولید ســـالانه بصـــورت ضـــریبی از حجم ذخیره میدان در همان ســـال و به صـــورت ذیل تعیین می‌شود:

$$q_t^{Max} = aS_t \qquad (۲۰)$$

در این معادله a حداکثر نرخ تخلیه کارا[۲] (MER) یا نرخ تخلیه[۳] (DR) از میدان در هر دوره می‌باشد؛ بر اساس مطالعه انجام شده توسط«انجمن مطالعه تولید حداکثری نفت ایالات متحده آمریکا[۴]» مقدار این شاخص در تحقیق حاضر برابر با ۵ درصد در نظر گرفته شده است.[۵] خاطر نشان می‌سازد که بر اساس مقررات عمومی قراردادهای بیع متقابل، میزان بازپرداخت هزینه‌ها توسط شرکت ملی در هر دوره نمی‌بایست از حداکثر ۶۰ درصد عواید میدان در همان دوره تجاوز نماید ($C(q_t, S_t, N_t)_{NIOC}^{Buy\ Back} \le ۰/۶ * (P_t \times q_t)$). بر اساس طرح جامع توسعه میدان فروزان تعداد چاه‌های تولیدی جدید (NPW) و تعداد چاه‌های تولیدی بازحفاری شده (RPW) به ترتیب برابر با ۱۴ و ۷ حلقه می‌باشد و مقدار عامل تنزیل[۶] (DF) ارزش خالص عایدات نیز حسب اندازه نرخ بهره (r) از رابطه $\frac{۱}{۱+r}$ محاسبه می‌شود.

۲-۵- تبیین روش تحلیل

از آنجایی که هدف این مطالعه دستیابی به مسیر بهینه تولید نفت از میدان نفتی فروزان مبتنی بر منطق حداکثرســـازی ارزش تولیدات آن می‌باشـــد؛ لذا می‌بایســـت از روش‌های

---

[۱] Smith

[۲] Maximum Efficiency Rate (MER)

[۳] Depletion Rate (DR)

[۴] Association for the Study of Peak Oil USA (ASPOUSA)

[۵] این انجمن بـا مطالعه وضـــعیت تولید بیش از ۸۰۰ میدان نفتی مهم دنیا نتیجه گرفت که متوســـط نرخ تخلیه میادین مورد مطالعه در حدود ۵/۱ درصـد بوده اسـت و این میزان حداکثر تا ۸/۵ درصد امکان افزایش دارد. آژانس بین‌المللی انرژی (IEA) نیز در گزارش «چشـم‌انداز انرژی جهانی سـال ۲۰۰۸» به نتیجه‌ای تقریباً مشابه با مطالعه مذکور دست یافت.

[۶] Discount Factor

بهینه‌سازی پویا بدین منظور استفاده نمود. روش بهینه‌سازی مورد استفاده در این مطالعه روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته[۱] (GRG) می‌باشد؛ این روش از قابلیت حل مسائل برنامه‌ریزی غیرخطی[۲] در چارچوب قیود خطی[۳] و یا غیرخطی[۴] برخوردار می‌باشد (لی[۵]، ۲۰۰۴) و مکانیسم تحلیل آن مبتنی بر منطق جاسازی قیود[۶] در معادلات بهینه‌سازی مقید و تبدیل آن به یک مسئله بهینه‌سازی غیرمقید می‌باشد؛ به همین دلیل به این نوع روش‌های بهینه‌سازی اصطلاحاً گرادیان کاهشی می‌گویند (فالوئی[۷]، ۲۰۱۲). اما برای توضیح ساز و کار بهینه‌سازی مسئله غیرخطی مقید با استفاده از روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG) فرض می‌شود که هدف مسئله مورد نظر حداکثرسازی تابع F(x) در چارچوب مجموعه توابع قیدی با شکل عمومی $\varphi_i(x_j)$ می‌باشد؛ در آن صورت شکل کلی مسئله بهینه‌سازی به صورت ذیل تبیین می‌شود:

$$\text{Max} \quad F(x) = f(x_j) \qquad (۲۱)$$

$$\text{Subject to} \quad \varphi_i(x_j) = ۰ \;,\; i=۱, ۲,\ldots,m \;,\; j=۱, ۲,\ldots,n$$

حال با فرض آن که بردار متغیرهای x مشتمل بر n متغیر ذاتی[۸] تابع هدف و تعداد متغیرهای غیراساسی (یا همان متغیرهای وضعیت) مسئله فوق‌الذکر برابر با m باشد؛ در آن صورت تعداد متغیرهای اساسی (یا همان متغیرهای کنترل) معادل با n-m متغیر می‌شود[۹]. همچنین با فرض مشتق‌پذیری توابع قیدی $\varphi_i(x_j)$ نسبت به متغیرهای مسئله، شکل ماتریسی معادله دیفرانسیل توابع مذکور نسبت به این متغیرها به صورت ذیل تصریح می‌شود (با فرض آن که $\varphi'_{ij} = \frac{\partial \varphi_i}{\partial x_j}$):

---

[۱] Generalized Reduced Gradient (GRG)

[۲] Nonlinear Programing

[۳] Linear Constraints

[۴] Non Linear Constraints

[۵] Lee

[۶] Constraint Incorporation

[۷] Faluyi

[۸] Natural Variables

[۹] در روش بهینه‌سازی گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG) به متغیرهای کنترل (Control Variables) به اصطلاح متغیرهای اساسی (Basic Variables) و به متغیرهای وضعیت (State Variables) به اصطلاح متغیرهای غیراساسی (Non-Basic Variables) گفته می‌شود.

$$\begin{bmatrix} \varphi'_{11} & \varphi'_{12} & \cdots & \varphi'_{1m} & \varphi'_{1m+1} & \cdots & \varphi'_{1n} \\ \varphi'_{21} & \varphi'_{22} & \cdots & \varphi'_{2m} & \varphi'_{2m+1} & \cdots & \varphi'_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi'_{m1} & \varphi'_{m2} & \cdots & \varphi'_{mm} & \varphi'_{mm+1} & \cdots & \varphi'_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_m \\ \Delta x_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = 0 \qquad (۲۲)$$

شـکل ماتریسی فوق‌الذکر برحسب متغیرهای غیراساسی (از ۱ تا m) و متغیرهای اساسی (از ۱+m تا n) به صورت ذیل بازنویسی می‌شود:

(۲۳)

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

همچنین با فرض آن که؛

$$J_{m\times m} = \begin{bmatrix} \varphi'_{11} & \varphi'_{12} & \cdots & \varphi'_{1m} \\ \varphi'_{21} & \varphi'_{22} & \cdots & \varphi'_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi'_{m1} & \varphi'_{m2} & \cdots & \varphi'_{mm} \end{bmatrix}_{m\times m} , \quad \begin{bmatrix} \varphi'_{1j} \\ \varphi'_{2j} \\ \vdots \\ \varphi'_{mj} \end{bmatrix} \Delta x_j = k_j \qquad (۲۴)$$

در آن صورت می‌توان رابطه (۲۳) را به صورت ذیل تصریح نمود:

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_m \end{bmatrix}_{m\times 1} = -(J^{-1}_{m\times m})(k_{m+1}\Delta x_{m+1} + \cdots + k_n \Delta x_n) \qquad (۲۵)$$

همچنین بـا فرض آن کـه تـابع هدف F(x) نســبت به مقادیر ممکن بردار متغیرهای x مشـتق‌پذیر باشـد؛ 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:

$$F_{new} = F_{old} + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\partial F}{\partial x_j} \Delta x_j \qquad (۲۶)$$

همچنین با توجه به رابطه (۲۵) و با فرض آن که $F'_j = \frac{\partial F}{\partial x_j}$ باشـد، شکل ماتریسی رابطه فوق‌الذکر برحسـب متغیرهایی اسـاسـی و غیراسـاسـی مسـئله می‌تواند به صـورت زیر بازنویسی شود:

(۲۷)

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

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

(۲۸)

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

در نهایت رابطه (۲۷) برحسب میزان گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG_j) به صورت ذیل بازنویسی می‌شود:

$$F_{new} = F_{old} + \sum_{j=n-m}^{n} GRG_j \, \Delta x_j \qquad (۲۹)$$

حال جهت مطلوب تغییرات متغیرهای اساسی مسئله بمنظور حداکثرسازی تابع هدف F(x) با عنایت به مقدار گرادیان کاهشی تعمیم یافته هر یک از این متغیرها (GRG_j) بر اساس دو قاعده ذیل تعریف می‌شود:

- 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 بگونه‌ای تعیین شود که $\Delta x_j < 0$ گردد (دهکردی و برمی[۱]، ۲۰۰۵).

فرایند 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 متغیر x_j حاصل می‌شود. برای حل مسئله بهینه‌سازی این مطالعه از ابزار سالور[۲] با قابلیت نصب بر نرم‌افزار اکسل استفاده می‌شود.

۳- تحلیل نتایج

در این بخش با استفاده از تابع هدف مسئله بهینه‌سازی (رابطه ۱۹) و با استفاده از روش کنترل بهینه گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG) الگوی تولید بهینه نفت خام از میدان نفتی فروزان در چارچوب قرارداد بیع متقابل حاکم بر این میدان و در قالب سه سناریو و سه وضعیت قیمتی استخراج می‌شود. در ادامه نیز الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار میدان نفتی فروزان (الگوی تولید قراردادی) با الگوی تولید بهینه مبتنی بر سناریو مرجع مقایسه خواهد شد. مفروضات سناریوها در قالب جدول ۱ بیان شده است.

---

[۱] Dehkordi and Barmi

[۲] Solver

جدول (۱): وضعیت متغیرهای فنی و اقتصادی مسئله بهینه‌سازی تولید از میدان فروزان

عنوان متغیر	واحد	سناریو مرجع	سناریو دوم	سناریو سوم
ذخیره اولیه میدان (S_0)	میلیون بشکه	۲۵۲	۲۵۲	۲۵۲
چاه تولیدی جدید (NPW)	تعداد	۱۴	۱۴	۱۴
چاه تولیدی بازحفاری (RPW)	تعداد	۷	۷	۷
قیمت نفت(P)	دلار/بشکه	مرجع، پایین و بالا	مرجع، پایین و بالا	مرجع، پایین و بالا
عامل تنزیل (DF)	درصد	۹۵	۹۱	۹۵
نرخ تخلیه (DR)	درصد	۵	۵	۸/۵

منبع: طرح جامع توسعه میدان نفتی فروزان، پترو‌ایران (PEDCO)، ۲۰۰۲

مقادیر متغیرهای سناریو مرجع بر اساس طرح جامع توسعه و اطلاعات فنی میدان فروزان تعیین می‌شود.

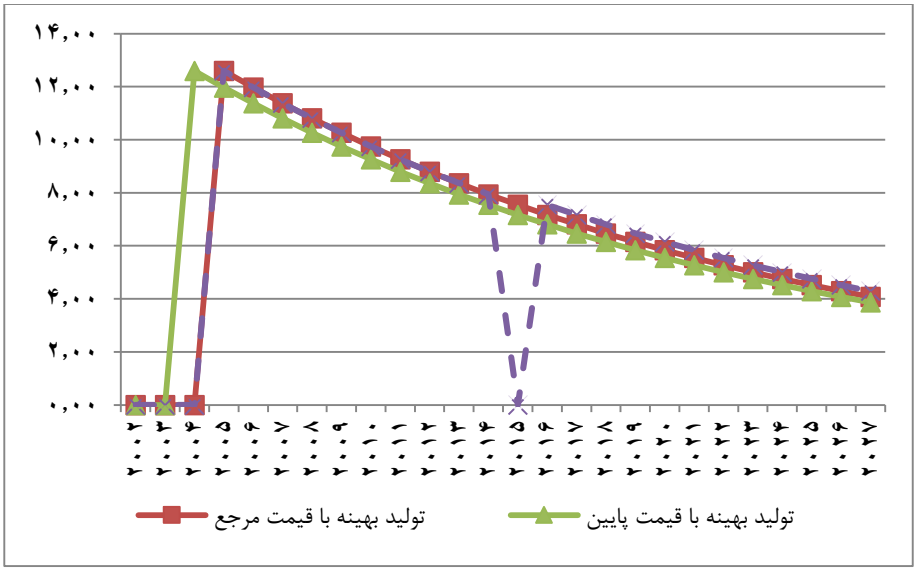
مقادیر متغیرهای سناریو دوم بر اساس داده‌های سناریو مرجع تنظیم شده است با این تفاوت که مقدار عامل تنزیل (DF) در این سناریو نسبت به سناریو مرجع، از ۹۵ درصد به ۹۱ درصد کاهش یافته است.

داده‌های سناریو سوم نیز بر اساس داده‌های سناریو مرجع تعیین گردیده است با این تفاوت که میزان نرخ تخلیه از میدان (DR) در این سناریو نسبت به سناریو مرجع، از ۵ درصد به ۸/۵ درصد افزایش یافته است.

در ادامه هر یک از سناریوهای الگوی تولید بهینه قرارداد بیع متقابل میدان نفتی فروزان در قالب سه وضعیت قیمتی قابل انتظار (پایین، مرجع و بالا) استخراج می‌شود.

۳-۱- الگوی تولید بهینه براساس سناریو مرجع

الگوی تولید بهینه بر اساس مفروضات این سناریو (داده‌های جدول ۱) و در قالب سه وضعیت قیمتی مورد انتظار به صورت ذیل استخراج می‌شود:



نمودار (۲): الگوی بهینه تولید از میدان نفتی فروزان برحسب سناریو مرجع

منبع: محاسبات تحقیق

درخصوص مسیر بهینه تولید نفت از میدان هیدروکربوری فروزان مبتنی بر این سناریو و درچارچوب رژیم مالی قرارداد بیع متقابل نکات زیر حائز توجه است:

۱- در طی سال‌های ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۳ میزان تولید بهینه مبتنی بر وضعیت قیمتی پایین و در طی سال‌های ۲۰۰۲ تا ۲۰۰۴ میزان تولید بهینه مبتنی بر دو وضعیت قیمتی مرجع و بالا صفر می‌باشد. بازه زمانی سه ساله ۲۰۰۴-۲۰۰۲ مقطعی است که مدیریت عملیات توسعه و نیز تولید اولیه از میدان توسط پیمانکار صورت می‌گیرد و هنوز به دلیل عدم تکمیل عدم تحقق تولید تجاری مدیریت عملیات بهره‌برداری به شرکت ملی نفت واگذار نشده است. بنابراین از آنجایی که مسیر بهینه تولید از منظر شرکت ملی نفت استخراج می‌شود بدیهی است که این شرکت ترجیح می‌دهد که تا حد امکان تولید اولیه از میدان حداقل و عمده بهره‌برداری از مرحله آغاز تولید تجاری به بعد که مدیریت آن توسط خود شرکت ملی انجام می‌پذیرد، صورت گیرد.

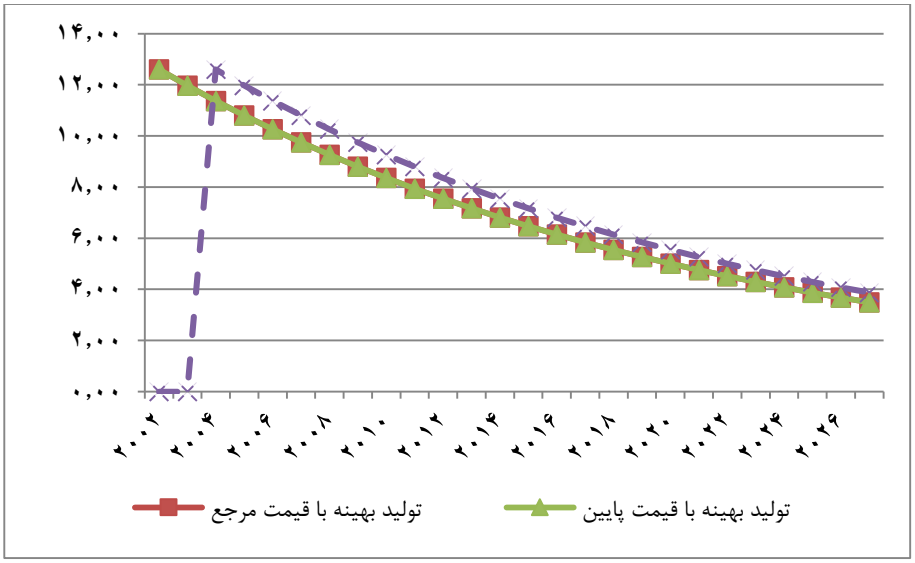
۲- مسیر بهینه ازدیاد تولید وضعیت قیمت پایین به غیر از سال ۲۰۰۴ که تولید بهینه از میدان به حداکثر خود می‌رسد در بقیه سال‌های دوران بهره‌برداری پایین‌تر یا حداقل همسطح با مسیر بهینه ازدیاد تولید دو وضعیت قیمتی دیگر می‌باشد. اما مسیر بهینه تولید دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت بالا تا قبل از سال ۲۰۱۵ یعنی تا زمانی که قیمت نفت بر اساس هر سه وضعیت قیمتی مشخص و با هم برابر است، بر یکدیگر

منطبق بوده و البته در سال ۲۰۱۵ مسیر بهینه تولید وضعیت قیمت بالا به یکباره با شکست مواجه شده و تقریباً به صفر می‌رسد. با این حال از سال ۲۰۱۶ به بعد مسیر بهینه تولید وضعیت قیمت بالا، بالاتر از دو وضعیت قیمتی دیگر قرار گرفته است. علت بروز چنین رویدادی را می‌توان در منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات میدان جستجو نمود چرا که در دوره‌هایی که قیمت نفت به شدت کاهش می‌یابد (همچون سال ۲۰۱۵) و همزمان انتظار افزایش بیشتر در قیمت نفت در دوره‌هایی آتی وجود دارد، مطلوب است به منظور حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات میدان از میزان تولید در آن دوره‌ها کاسته و بر میزان تولید در دوره‌های آتی که انتظار افزایش فزاینده‌تری در قیمت نفت خام وجود دارد، افزوده شود.

۳- حداکثر تولید بهینه وضعیت قیمت پایین در سال ۲۰۰۴ و برابر با ۱۲/۶ میلیون بشکه و این میزان در دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت بالا در سال ۲۰۰۵ و معادل با ۱۲/۶ میلیون بشکه است. همچنین میزان تولید انباشتی بهینه سه وضعیت قیمت پایین، قیمت مرجع و قیمت بالا در دوران بهره‌برداری از میدان (۲۰۲۷-۲۰۰۲) به ترتیب برابر با ۱۷۸/۴۲، ۱۷۴/۵۵ و ۱۷۰/۴۷ میلیون بشکه می‌باشد. دلیل تفاوت در میزان حداکثر تولید بهینه و نیز تولید انباشتی بهینه سه وضعیت قیمتی مذکور ریشه در همان منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات میدان دارد.

۳-۲- الگوی تولید بهینه براساس سناریو دوم

همان طور که بیان شد در این سناریو نسبت به سناریو مرجع مقدار عامل تنزیل از ۹۵ درصد به ۹۱ درصد کاهش یافته است؛ بدین ترتیب با توجه به مفروضات این سناریو (داده‌های جدول ۱) و در قالب سه وضعیت قیمتی مورد انتظار، الگوی تولید بهینه سناریو مذکور به صورت ذیل استخراج می‌شود؛



نمودار (۳): الگوی بهینه تولید از میدان نفتی فروزان برحسب سناریو دوم

منبع: محاسبات تحقیق

درخصوص مسیر بهینه تولید نفت از میدان هیدروکربوری فروزان مبتنی بر این سناریو و درچارچوب رژیم مالی قرارداد بیع متقابل نکات ذیل حائز توجه می‌باشد:

۱- در این سناریو نسبت به سناریوی مرجع، فرایند تولید از میدان بر اساس هر سه وضعیت قیمتی مرجع، پایین و بالا زودتر آغاز می‌شود؛ بنحوی که در دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین از سال نخست (سال ۲۰۰۲) و در وضعیت قیمت بالا از سال سوم (سال ۲۰۰۴) شروع عملیات بالادستی در میدان مذکور، فرایند بهره‌برداری از آن آغاز می‌شود. دلیل تسریع در فرایند بهره‌برداری از میدان بر اساس این سناریو را می‌توان در همان کاهش عامل تنزیل جستجو نمود چرا که در این حالت ارزش فعلی تولیدات آتی میدان کاهش می‌یابد و بر اساس تئوری هتلینگ ارزش تولید و فروش ذخایر نفتی میدان فروزان نسبت به ارزش حفظ ذخیره این میدان افزایش می‌یابد و لذا بهتر است که همزمان با کاهش عامل تنزیل (یا افزایش نرخ بهره)، تولید از میدان افزایش یابد.

۲- همان طور که مشهود است در وضعیت قیمت بالا یعنی در شرایطی که انتظار افزایش بیشتری در قیمت نفت سال‌های آتی وجود دارد؛ فرایند تولید از میدان با اختلاف زمان بیشتری نسبت به دو وضعیت قیمتی مرجع و پایین آغاز می‌شود؛ چرا که که در شرایط قیمت بالا بدلیل بالاتر رفتن قیمت نفت در طی سال‌های آتی مطلوب است که بمنظور حداکثرسازی ارزش فعلی عایدات میدان، تولید از آن با اندکی تأخیر

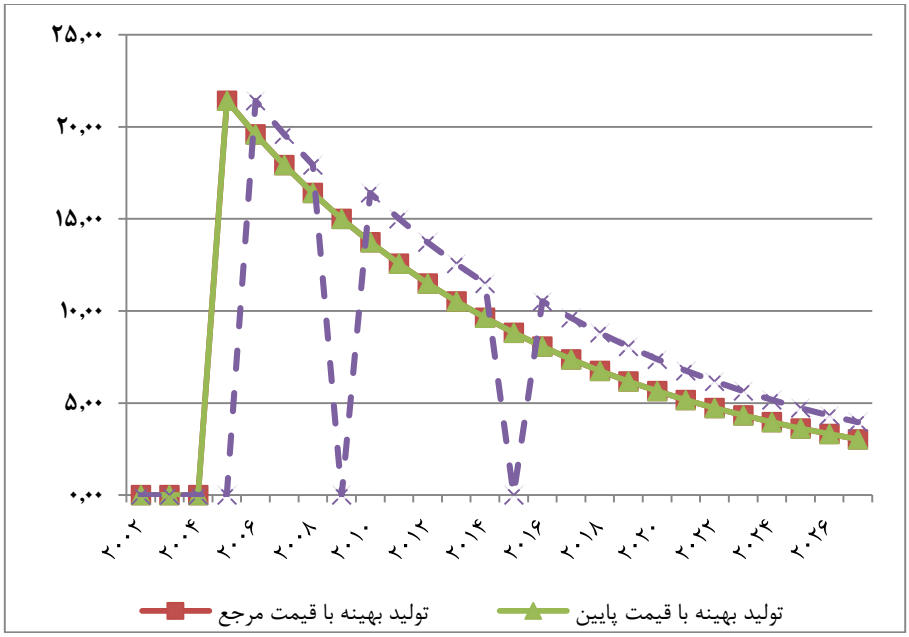
نسبت به دو سناریوی دیگر آغاز شود. البته از سال ۲۰۰۴ تا انتهای دوره بهره‌برداری مورد بررسی(سال ۲۰۲۷) مسیر بهینه تولید وضعیت قیمت بالا در سطح بالاتری نسبت به مسیر بهینه تولید دو وضعیت قیمتی دیگر قرار می‌گیرد. شایان ذکر است که تولید بهینه وضعیت قیمت بالا در این سناریو نسبت به سناریو مرجع با شکست مواجه نمی‌شود چرا که در این سناریو بدلیل کاهش عامل تنزیل و متعاقباً تنزل ارزش عایدات آتی میدان مطلوب است حتی با وجود انتظار افزایش بیشتر در قیمت نفت خام در دوره‌های آتی در دوره‌ای هم که قیمت نفت خام کاهش می‌یابد؛ همچنان تولید صورت بگیرد.

۳- حداکثر میزان تولید بهینه سالانه از میدان فروزان درچارچوب این سناریو، در دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین در سال ۲۰۰۲ و معادل با ۱۲/۶ میلیون بشکه و در وضعیت قیمت بالا با در سال ۲۰۰۴ و برابر با همین میزان ۱۲/۶ میلیون بشکه برآورد می‌شود.

۴- در این سناریو میزان تولید انباشتی بهینه دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین با هم برابر و معادل با ۱۸۵/۵۹ میلیون بشکه می‌باشد؛ اما میزان تولید انباشتی بهینه وضعیت قیمت بالا از این میزان کمتر و برابر با ۱۷۸/۴۲ میلیون بشکه می‌باشد؛ دلیل این تفاوت را می‌توان همانند سناریو مرجع درهمان منطق حداکثرسازی ارزش تولیدات میدان و بالاتر بودن ارزش ذخیره نفتی میدان در شرایط قیمتی بالا دانست. ناگفته نماند که دلیل بالا بودن میزان تولید انباشتی هر یک از وضعیت‌های قیمتی این سناریو نسبت به وضعیت‌های قیمتی متناظر با آن در سناریو مرجع، ناشی از کاهش عامل تنزیل و در نتیجه تنزل ارزش ذخایر و در مقابل افزایش ارزش تولیدات میدان در این سناریو نسبت به سناریو مرجع می‌باشد.

۳-۳- الگوی تولید بهینه براساس سناریو سوم

همان طور که بیان شد در این سناریو نسبت به سناریو مرجع مقدار عامل تنزیل از ۹۵ درصد به ۹۱ درصد کاهش یافته است؛ بدین ترتیب با توجه به مفروضات این سناریو (اطلاعات جدول ۱) و در قالب سه وضعیت قیمتی مورد انتظار، الگوی تولید بهینه سناریو مذکور به صورت ذیل استخراج می‌شود؛



نمودار (۴): الگوی بهینه تولید از میدان نفتی فروزان برحسب سناریو سوم

منبع: محاسبات تحقیق

درخصوص مسیر بهینه تولید نفت از میدان هیدروکربوری فروزان مبتنی بر این سناریو و درچارچوب رژیم مالی قرارداد بیع متقابل نکات ذیل حائز توجه می‌باشد:

۱- در این سناریو همانند سناریوی مرجع سطح تولید بهینه دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین در سه سال اول عملیات بالادستی در میدان(۲۰۰۴-۲۰۰۲) صفر و بعد از آن تولید با حداکثر مقدار ممکن خود آغاز و در طی سال‌های آتی تا انتهای دوره زمانی مورد بررسی با روندی نزولی ادامه پیدا می‌کند؛ این شرایط در خصوص وضعیت قیمت بالا با یکسال تأخیر آغاز می‌شود. البته در مسیر تولید بهینه وضعیت قیمت بالا در بازه زمانی مورد بررسی ۲۰۲۷-۲۰۰۲، همزمان با کاهش شدید قیمت نفت در سال‌های ۲۰۰۹ و ۲۰۱۵ شاهد دو شکست و به حداقل رسیدن تولید بهینه در این سال‌ها می‌باشیم؛ دلیل این امر را می‌توان ناشی از همان منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات میدان دانست؛ بدین ترتیب مقتضی است در سال‌های با تنزل شدید قیمتی از میزان تولید کاسته و متعاقباً بر سطح تولید بهینه درسال‌های با انتظار افزایش بیشتر قیمت نفت افزوده شود. البته در این سناریو سطح بهینه تولید تجاری وضعیت قیمت بالا

در تمامی سال‌های مورد بررسی(به غیر از دو سال مذکور) همواره بالاتر از سطح بهینه تولید دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین، می‌باشد.

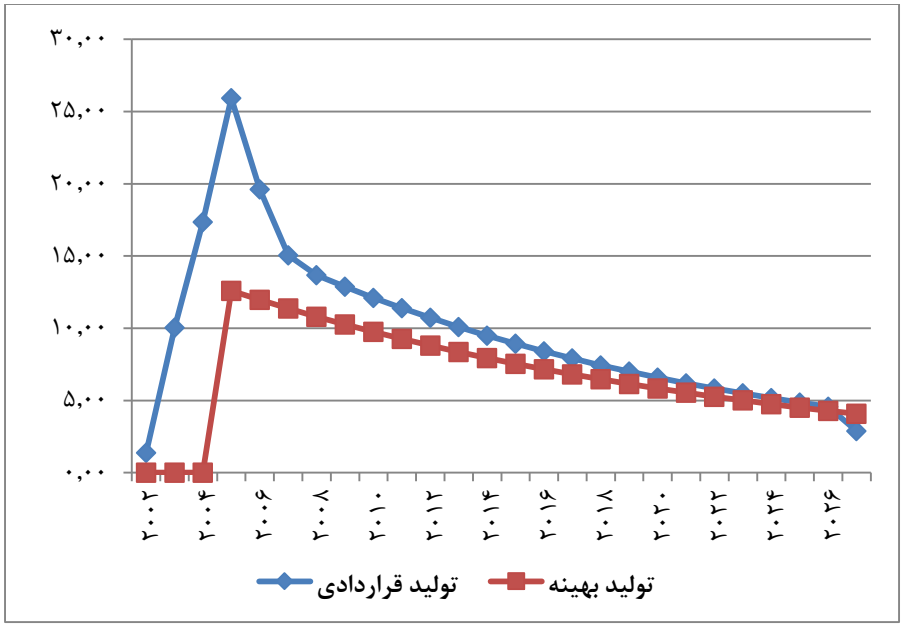
۲- با مقایسه سطوح تولید بهینه این سناریو با سطوح تولید بهینه سناریو مرجع درمی‌یابیم که سطح تولید بهینه هر یک از سه وضعیت قیمتی این سناریو بزرگتر از سطح تولید بهینه وضعیت قیمتی متناظر با آن در سناریو مرجع می‌باشد. دلیل این امر را می‌توان در تفاوت این سناریو با سناریوی مرجع یعنی همان افزایش سقف تولید حداکثری از میدان دانست چرا که در این حالت تولید بهینه از میدان می‌تواند ضمن رعایت رعایت اصول تولید صیانتی در سطح تولید بالاتری تحقق یابد.

۳- حداکثر میزان تولید بهینه سالانه از میدان هیدروکربوری فروزان در دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین در سال ۲۰۰۵ و درحدود ۲۱/۴ میلیون بشکه و در وضعیت قیمت بالا با یکسال تأخیر یعنی در سال ۲۰۰۶ و برابر با همین میزان تولید برآورد می‌شود.

۴- در چارچوب این سناریو میزان تولید انباشتی بهینه دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین در بازه زمانی مورد بررسی ۲۰۲۷-۲۰۰۲ با هم برابر و درحدود ۲۱۹/۳ میلیون بشکه می‌باشد اما میزان تولید انباشتی بهینه وضعیت قیمت بالا از میزان تولید انباشتی بهینه دو وضعیت قیمتی مذکور کمتر و درحدود ۲۰۹/۳ میلیون بشکه می‌باشد؛ دلیل این تفاوت را نیز می‌توان همانند سناریو مرجع در همان منطق حداکثرسازی ارزش فعلی تولیدات آتی میدان در شرایط قیمت بالا دانست. شایان ذکر است که علت بزرگتر بودن میزان تولید انباشتی هر کدام از وضعیت‌های قیمتی در این سناریو نسبت به وضعیت‌های قیمتی متناظر با آن‌ها در سناریو مرجع ناشی از همان افزایش سقف تولید و یا به عبارتی افزایش نرخ تخلیه سالانه میدان می‌باشد.

۳-۴- مقایسه الگوی تولید بهینه با الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار

برای مقایسه الگوی تولید بهینه نفت میدان هیدروکربوری فروزان درچارچوب قرارداد بیع متقابل با الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار (تولید قراردادی) از مدل تولید بهینه این قرارداد مبتنی بر مفروضات سناریوی مرجع(داده‌های جدول۱) استفاده می‌نمائیم. نمودار ذیل گویای مقایسه دو الگوی تولیدی مذکور برای بازه زمانی ۲۰۲۷-۲۰۰۲ و بر اساس وضعیت قیمتی مرجع می‌باشد:



نمودار (۵): مقایسه الگوی تولید بهینه از میدان نفتی فروزان با الگوی تولید قراردادی

منبع: محاسبات تحقیق

درخصوص مقایسه مسیر بهینه تولید نفت سناریوی مرجع قرارداد بیع متقابل میدان هیدروکربوری فروزان با الگوی تولید پیشنهادی از آن (الگوی تولید قراردادی) نکات ذیل حائز توجه می‌باشد:

۱- همان طور که از نمودار فوق مشهود است سطح تولید قراردادی میدان فروزان از ابتدای انجام عملیات بالادستی در این میدان (سال ۲۰۰۲) تا تقریباً اواخر دوران بهره‌برداری از آن (سال ۲۰۲۶) از سطح تولید بهینه قرارداد بیع متقابل بالاتر می‌باشد؛ دلیل این موضوع ناشی از تعیین سقف برای برآورد سطح تولید بهینه از میدان می‌باشد در حالی که بنظر می‌رسد که الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار مقید به چنین سقفی نمی‌باشد. همچنین بر اساس پروفایل تولید بهینه و برخلاف الگوی تولید قراردادی، مطلوب است که به هنگام عملیات توصیف و توسعه میدان (یعنی در طی سال‌های ۲۰۰۴-۲۰۰۲) میزان تولید اولیه صفر و سپس تولید تجاری از آن با حداکثر ظرفیت ممکن آغاز شود. حداکثر میزان هر دو الگوی تولیدی در سال ۲۰۰۵ تحقق می‌یابد اما این میزان برای الگوی تولید پیشنهادی معادل با ۲۹/۲ و برای الگوی تولید بهینه معادل با ۱۲/۶ میلیون بشکه می‌باشد.

۲- میزان تولید انباشتی الگوی پیشنهادی پیمانکار در طول دوران عملیات بالادستی (۲۰۲۷-۲۰۰۲) درحدود ۲۵۱ میلیون بشکه می‌باشد؛ درحالی که این میزان در الگوی تولید بهینه درحدود ۱۷۴/۵ میلیون بشکه می‌باشد؛ این تفاوت در میزان تولید انباشتی می‌تواند ناشی از دو موضوع باشد؛ اولاً) درچارچوب الگوی تولید پیشنهادی فرایند ازدیاد تولید از میدان از سال نخست انجام عملیات بالادستی در میدان شروع می‌شود. ثانیاً) همان طور که بیان شد سطح تولید قراردادی این میدان در ۲۵ سال از ۲۶ سال بازه زمانی مورد بررسی بیشتر از سطح تولید بهینه موصوف می‌باشد. با توجه به دو دلیل مطروحه می‌توان انتظار داشت که در بازه زمانی ۲۰۲۷-۲۰۰۲ مجموع تولید انباشتی قراردادی بزرگتر از تولید انباشتی بهینه سناریو مرجع قرارداد بیع متقابل حاکم بر این میدان می‌باشد.

در جدول ۱ پیوست مقادیر کمی الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار و نیز الگوی تولید بهینه میدان نفتی فروزان درچارچوب قرارداد بیع متقابل، در قالب سه سناریو مرجع، دوم و سوم و مبتنی بر سه وضعیت قیمتی مرجع، پایین و بالا بیان شده است.

۵- نتیجه‌گیری

این مطالعه با هدف استخراج الگوی تولید بهینه نفت خام از میدان هیدروکربوری فروزان درچارچوب قرارداد بیع متقابل حاکم بر این میدان انجام گردید؛ بنابراین با عنایت به اینکه بر اساس مقررات عمومی حاکم بر قرارداد بیع متقابل، مالکیت تولید و مدیریت عملیات بهره‌برداری از میدان متوجه شرکت ملی نفت ایران می‌باشد؛ پس الگوی تولید بهینه از میدان مذکور نیز از منظر الگوی مطلوب شرکت ملی استخراج می‌شود؛ از این رو در این مطالعه مبتنی بر منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات از میدان طرف بهره‌بردار و با استفاده از روش کنترل بهینه «گرادیان کاهشی تعمیم یافته (GRG)» الگوی بهینه تولید از میدان مذکور در طول دوران بهره‌برداری از آن (۲۰۲۷-۲۰۰۲) در سه سناریو و درچارچوب سه وضعیت مورد انتظار قیمت استخراج شد. نتایج حاصل از این سناریوسازی‌ها بمنظور استخراج الگوی تولید بهینه نفت از میدان فروزان و تبیین نقش برخی از عوامل مؤثر بر آن بشرح ذیل ایفاد می‌گردد؛

اول، در هر سه سناریو فرایند تولید از میدان در وضعیت قیمت بالا با اختلاف زمانی نسبت به دو وضعیت قیمت مرجع و قیمت پایین آغاز می‌شود؛ چرا که در شرایط قیمت بالا بهره‌بردار بمنظور بهره‌مندی بیشتر از رشد فزاینده‌تر قیمت نفت در طی سال‌های

آتی و طبعاً حداکثرسازی ارزش فعلی عایدات خود از میدان، تمایل دارد که تولید از میدان را با اندکی تأخیر نسبت به دو سناریوی قیمتی دیگر آغاز نماید.

دوم، به هنگام بهره‌برداری از میدان سطح الگوی تولید بهینه وضعیت قیمت بالا هر سه سناریو در سطحی بالاتر نسبت به الگوی تولید بهینه دو وضعیت قیمتی دیگر قرار می‌گیرد؛ این امر ریشه در همان منطق حداکثرسازی ارزش فعلی خالص عایدات میدان دارد.

سوم، با کاهش عامل تنزیل (سناریو دوم)، سطح الگوی تولید بهینه از میدان بر اساس هر سه وضعیت قیمتی قابل انتظار افزایش می‌یابد؛ چرا که برمبنای نظریه هتلینگ در این حالت ارزش تولید و فروش ذخایر نفتی میدان نسبت به ارزش حفظ این ذخایر در مخازن میدان بیشتر می‌شود و لذا بهتر است که همزمان با کاهش عامل تنزیل (یا افزایش نرخ بهره)، تولید از میدان افزایش یابد.

چهارم، با افزایش نرخ تخلیه میدان (سناریو سوم)، سطح الگوی تولید بهینه بر اساس هر سه وضعیت قیمتی قابل انتظار (نسبت به سناریو مرجع) افزایش می‌یابد؛ چرا که در این حالت از محدودیت فنی تولید از میدان کاسته شده و لذا ضمن رعایت رعایت اصول تولید صیانتی، تولید بهینه از میدان می‌تواند در سطحی بالاتر نسبت به قبل از این تغییر تحقق یابد.

پنجم، سطح الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار این میدان در بازه زمانی بهره برداری از آن بالاتر از سطح تولید بهینه سناریوی مرجع می‌باشد؛ دلیل این موضوع ناشی از رعایت اصول تولید صیانتی و تعیین سقف برای برآورد سطح تولید بهینه از میدان می‌باشد در حالی که الگوی تولید پیشنهادی پیمانکار ظاهراً مقید به یک سقف تولیدی همچون سقف تولید بهینه این مطالعه نمی‌باشد.

فهرست منابع

۱. 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*، ۱۰، ۳۹-۱.

۲. دفتر همکاری‌های فناوری (۱۳۸۵). بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز. *معاونت انرژی*، تهران.

۳. قربانی پاشاکلایی، وحید، خورسندی، مرتضی، محمدی، تیمور، خالقی، شهلا، شاکری، عباس، و ابطحی، سید تقی (۱۳۹۳). الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه- مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران. *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، ۳، ۲۲۰-۱۹۱.

۴. طاهری‌فرد، علی، و سلیمی‌فر، مصطفی (۱۳۹۴). بهینه سازی فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل (مطالعه موردی: میدان درود). *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، ۴۴، ۱۷۳-۱۵۸.

۵. 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*، ۳، ۲۶۵-۲۳۵.

1. Association for the Study of Peak Oil USA. (2010). *Oil depletion*. Retrieved from http://peak-oil.org/peak-oil-reference/peak-oil-data/oil-depletion.
2. Dehkordi, M., & Rezaei, M. (2005). *Advanced numerical methods: gradient methods in optimization*. Tehran, Iran: University of Tehran.
3. Energy Information Adminstration. (2015). *Annual energy outlook 2015 with projections to 2040*. Washington, DC: Author.
4. Faluyi, F., & 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*, 2, 304-312.
5. Gao, W., Hartley, P.R., & Sickles, R.C. (2009). Optimal dynamic production from a large oil field in Saudi Arabia. *Empirical Economics*, 37, 153–184.
6. Gao, W., Hartley, P., & Sickles, R.C. (2004). Optimal dynamic production policy: the case of a large oil field in Saudi Arabia. *Center for International Political Economy, 9*, 1-38.
7. Ghandi, A., & Lin, C.Y.C. (2012). Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz. *Energy Policy*, 42, 181-190.
8. International Energy Agency (2008). *World energy outlook 2008*. Paris: Author.

9. Ladson, L.S., Fox Richard, L., & Ratner, W. (1974). *Nolinear optimization using the generalized reduced gradient method*. Texas, United States: Numdam.
10. Lee, H.C., Chen, S.H., & Kang, H.Y. (2004). A study of generalized reduced gradient method with different search directions, *National Chin-Yi Institute of Technology*, 1, 25-38.
11. Lin, C.-Y.C., Meng, H., Ngai, T.Y., Oscherov, V., & Zhu, Y.H. (2009). Hotelling revisited: oil prices and endogenous technological progress. *Natural Resources Research*, 18, 29–38.
12. PETROIRAN. (2002). *Master development plan (MDP) of Foroozan & Esfandiar fields*. Tehran: Author.

پیوست

جدول (۱): الگوی ازدیاد تولید بهینه نفت از میدان فروزان درچارچوب قرارداد بیع متقابل (۲۰۰۲-۲۰۲۷)

سال	تولید قراردادی (پیشنهادی)	تولید بهینه سناریو مرجع			تولید بهینه سناریو دوم			تولید بهینه سناریو سوم		
		قیمت مرجع	قیمت پایین	قیمت بالا	قیمت مرجع	قیمت پایین	قیمت بالا	قیمت مرجع	قیمت پایین	قیمت بالا
۲۰۰۲	۱/۳۹	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۱۲/۶۰	۱۲/۶۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
۲۰۰۳	۱۰/۰۵	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۱۱/۹۷	۱۱/۹۷	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
۲۰۰۴	۱۷/۳۶	۰/۰۰	۱۲/۶۰	۰/۰۰	۱۱/۳۷	۱۱/۳۷	۱۲/۶۰	۰/۰۰	۰/۰۰	۰/۰۰
۲۰۰۵	۲۵/۹۲	۱۲/۶۰	۱۱/۹۷	۱۲/۶۰	۱۰/۸۰	۱۰/۸۰	۱۱/۹۷	۲۱/۴۲	۲۱/۴۲	۰/۰۰
۲۰۰۶	۱۹/۶۲	۱۱/۹۷	۱۱/۳۷	۱۱/۹۷	۱۰/۲۶	۱۰/۲۶	۱۱/۳۷	۱۹/۶۰	۱۹/۶۰	۲۱/۴۲
۲۰۰۷	۱۵/۰۴	۱۱/۳۷	۱۰/۸۰	۱۱/۳۷	۹/۷۵	۹/۷۵	۱۰/۸۰	۱۷/۹۳	۱۷/۹۳	۱۹/۶۰
۲۰۰۸	۱۳/۶۷	۱۰/۸۰	۱۰/۲۶	۱۰/۸۰	۹/۲۶	۹/۲۶	۱۰/۲۶	۱۶/۴۱	۱۶/۴۱	۱۷/۹۳
۲۰۰۹	۱۲/۸۷	۱۰/۲۶	۹/۷۵	۱۰/۲۶	۸/۸۰	۸/۸۰	۹/۷۵	۱۵/۰۱	۱۵/۰۱	۰/۰۰
۲۰۱۰	۱۲/۱۰	۹/۷۵	۹/۲۶	۹/۷۵	۸/۳۶	۸/۳۶	۹/۲۶	۱۳/۷۴	۱۳/۷۴	۱۶/۴۱
۲۰۱۱	۱۱/۳۹	۹/۲۶	۸/۸۰	۹/۲۶	۷/۹۴	۷/۹۴	۸/۸۰	۱۲/۵۷	۱۲/۵۷	۱۵/۰۱
۲۰۱۲	۱۰/۷۲	۸/۸۰	۸/۳۶	۸/۸۰	۷/۵۴	۷/۵۴	۸/۳۶	۱۱/۵۰	۱۱/۵۰	۱۳/۷۴
۲۰۱۳	۱۰/۰۹	۸/۳۶	۷/۹۴	۸/۳۶	۷/۱۷	۷/۱۷	۷/۹۴	۱۰/۵۲	۱۰/۵۲	۱۲/۵۷
۲۰۱۴	۹/۴۹	۷/۹۴	۷/۵۴	۷/۹۴	۶/۸۱	۶/۸۱	۷/۵۴	۹/۶۳	۹/۶۳	۱۱/۵۰
۲۰۱۵	۸/۹۴	۷/۵۴	۷/۱۷	۰/۰۰	۶/۴۷	۶/۴۷	۷/۱۷	۸/۸۱	۸/۸۱	۰/۰۰
۲۰۱۶	۸/۴۰	۷/۱۷	۶/۸۱	۷/۵۴	۶/۱۴	۶/۱۴	۶/۸۱	۸/۰۶	۸/۰۶	۱۰/۵۲
۲۰۱۷	۷/۹۱	۶/۸۱	۶/۴۷	۷/۱۷	۵/۸۴	۵/۸۴	۶/۴۷	۷/۳۸	۷/۳۸	۹/۶۳
۲۰۱۸	۷/۴۴	۶/۴۷	۶/۱۴	۶/۸۱	۵/۵۵	۵/۵۵	۶/۱۴	۶/۷۵	۶/۷۵	۸/۸۱
۲۰۱۹	۷/۰۱	۶/۱۴	۵/۸۴	۶/۴۷	۵/۲۷	۵/۲۷	۵/۸۴	۶/۱۸	۶/۱۸	۸/۰۶
۲۰۲۰	۶/۵۹	۵/۸۴	۵/۵۵	۶/۱۴	۵/۰۰	۵/۰۰	۵/۵۵	۵/۶۵	۵/۶۵	۷/۳۸
۲۰۲۱	۶/۲۰	۵/۵۵	۵/۲۷	۵/۸۴	۴/۷۵	۴/۷۵	۵/۲۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۶/۷۵
۲۰۲۲	۵/۸۳	۵/۲۷	۵/۰۰	۵/۵۵	۴/۵۲	۴/۵۲	۵/۰۰	۴/۷۳	۴/۷۳	۶/۱۸
۲۰۲۳	۵/۵۰	۵/۰۰	۴/۷۵	۵/۲۷	۴/۲۹	۴/۲۹	۴/۷۵	۴/۳۳	۴/۳۳	۵/۶۵
۲۰۲۴	۵/۱۶	۴/۷۵	۴/۵۲	۵/۰۰	۴/۰۸	۴/۰۸	۴/۵۲	۳/۹۶	۳/۹۶	۵/۱۷
۲۰۲۵	۴/۸۶	۴/۵۲	۴/۲۹	۴/۷۵	۳/۸۷	۳/۸۷	۴/۲۹	۳/۶۲	۳/۶۲	۴/۷۳
۲۰۲۶	۴/۵۸	۴/۲۹	۴/۰۸	۴/۵۲	۳/۶۸	۳/۶۸	۴/۰۸	۳/۳۲	۳/۳۲	۴/۳۳
۲۰۲۷	۲/۹۰	۴/۰۸	۳/۸۷	۴/۲۹	۳/۵۰	۳/۵۰	۳/۸۷	۳/۰۳	۳/۰۳	۳/۹۶