

Examining the Optimal Conservation Production Scenario in the South Pars Gas Field under the IPC Contract

Mohammad Mahdi Askari^{1*} - Ali Taherifard² - Mostafa Eftekhari³

Abstract

In this research, the static nonlinear constrained optimization method has been used to examine two scenarios of pressure boosting in the sea and pressure boosting on land in the South Pars gas field to determine the optimal scenario. The examination of these two scenarios shows that the pressure boosting scenario in the sea is the preferred scenario for the employer due to the longer plateau production level and cumulative production. The pressure boosting scenario on land is also more desirable for the contractor due to the higher expected profit. Therefore, due to the difference in the optimal state for the employer and the contractor, the contractor lacks sufficient motivation to invest in the optimal pressure boosting scenario for the government; thus, three proposals were made to increase the expected profit of the contractor in the sea pressure boosting scenario compared to the land pressure boosting scenario, and the expected profit of each for the government was calculated.

Key words

Resistive economy, Pressure Boosting, South Pars Gas Field, IPC contract.

1,*. Mohammad Mahdi Askari, Professor, Department of Financial Economics, Imam Sadiq University, Tehran, Iran, Corresponding Author. m.askari@isu.ac.ir,*

2. Ali Taherifard, Guest Teacher in Imam Sadiq University, Department of Energy Economics, Imam Sadiq University, Tehran, Iran, Taherifard1361@yahoo.com

3. Mostafa Eftekhari, PhD graduate in Oil and Gas Economics, Imam Sadiq University, Tehran, Iran. m.eftekhari87@gmail.com



بررسی سناریو بهینه تولید صیانتی از طریق فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی در قرارداد IPC

محمد مهدی عسگری^{۱*} - علی طاهری فرد^۲ - مصطفی افتخار^۳

چکیده

در این پژوهش با استفاده از روش بهینه‌سازی ایستای غیرخطی مقید، دو سناریو فشارافزایی در دریا و فشارافزایی در خشکی در میدان گازی پارس جنوبی جهت تعیین سناریو بهینه مورد بررسی قرار می‌گیرد. بررسی این دو سناریو نشان می‌دهد سناریو فشارافزایی در دریا به دلیل بیشتر بودن استمرار تولید در سطح پلتو و میزان تولید انباشتی، سناریو مطلوب کارفرما است. سناریو فشارافزایی در خشکی نیز به دلیل برخورداری از سود انتظاری بیشتر، برای پیمانکار حالت مطلوب‌تری است. از این رو به دلیل متفاوت بودن حالت بهینه کارفرما و پیمانکار، پیمانکار از انگیزه کافی جهت سرمایه‌گذاری در سناریو فشارافزایی بهینه برای دولت برخوردار نیست؛ لذا برای یکسان شدن سناریو فشارافزایی مطلوب کارفرما و پیمانکار سه پیشنهاد برای افزایش سود انتظاری پیمانکار در حالت فشارافزایی در دریا نسبت به فشارافزایی در خشکی داده شد و سود انتظاری هریک از آن‌ها برای دولت محاسبه گردید.

واژگان کلیدی: تولید صیانتی، فشارافزایی، میدان گازی پارس جنوبی، قرارداد IPC

۱. *. استاد، گروه اقتصاد مالی، دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد، دانشگاه امام صادق علیه‌السلام، تهران، ایران.
(نویسنده مسئول). m.askari@isu.ac.ir

۲. استاد مدعو دانشگاه امام صادق علیه‌السلام، گروه اقتصاد انرژی، دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد، دانشگاه امام صادق علیه‌السلام، تهران، ایران. Taherifard1361@yahoo.com

۳. مصطفی افتخار، دانش آموخته دکتری اقتصاد نفت و گاز، دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد، دانشگاه امام صادق علیه‌السلام، تهران، ایران. m.eftekhar87@gmail.com

۱. مقدمه

ایران یکی از کشورهایی است که از منابع گاز طبیعی عظیمی برخوردار است. بهره‌برداری بهینه از این منابع می‌تواند از لحاظ اقتصادی منافع بسیاری برای کشور به همراه داشته باشد. یکی از موارد مهمی که برای بهره‌برداری بهینه از منابع گاز طبیعی باید مورد توجه قرار بگیرد، رعایت موازین تولید صیانتی در برداشت از این منابع است.

تولید صیانتی را می‌توان روندی از تولید دانست که هماهنگ با حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن و رعایت منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده باشد. (درخشان، ۱۳۹۳) اهمیت رعایت موازین تولید صیانتی در تولید نفت و گاز موجب شده است که در سیاست‌های ابلاغی اقتصاد مقاومتی به این مسئله توجه شود؛ از همین رو در بند ۱۵ این سیاست‌ها «افزایش ارزش‌افزوده از طریق تکمیل زنجیره ارزش صنعت نفت و گاز، توسعه تولید کالاهای دارای بازدهی بهینه (بر اساس شاخص شدت مصرف انرژی) و بالا بردن صادرات برق، محصولات پتروشیمی و فرآورده‌های نفتی با تأکید بر برداشت صیانتی از منابع» مورد توجه قرار گرفته است. از طرف دیگر بررسی امکان تحقق تولید صیانتی از میدان گازی پارس جنوبی در قرارداد IPC^۱ به دلیل ترسیم شدن چارچوب بهره‌برداری از میداین نفت و گاز کشور توسط این قرارداد، از اهمیت زیادی برخوردار است.

میدان پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان گازی دنیا محسوب می‌شود که میان ایران و قطر مشترک است. (غفاری، ۱۳۹۲) با توجه به این که سهم گاز طبیعی در سبد انرژی کشورهای جهان رو به افزایش خواهد بود، (غفاری و تکلیف، ۱۳۹۴) بهره‌برداری از این میدان گازی به صورت بهینه می‌تواند بستر مناسبی برای افزایش صادرات گاز طبیعی در کشور را فراهم آورد. طبیعتاً عدم تحقق موازین تولید صیانتی در میدان گازی پارس جنوبی موجب می‌شود که کشور نتواند در زمینه افزایش صادرات گاز عملکرد موفقیت‌آمیزی در آینده داشته باشد. بر اساس آمار منتشر شده در سایت آژانس بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۱۸ گاز طبیعی حدود ۶۷ درصد از سبد عرضه انرژی اولیه کشور را به خود اختصاص داده است.^۲ در میان میداین گازی نیز نزدیک به ۵۳ درصد از تولید گاز کشور از میدان گازی پارس جنوبی تولید می‌شود. (کریمی و امرایی، ۱۳۹۸) باید توجه داشت عدم توجه به برداشت بهینه از این میدان موجب کاهش فشار و کاهش

1. Iran Petroleum Contract

2. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=IRAN&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>

تولید در این میدان شده و تأمین گاز مورد نیاز کشور را با مشکل جدی مواجه می‌کند. در این پژوهش سناریوهای مختلف فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی از طریق قرارداد IPC به‌منظور تحقق موازین تولید صیانتی مورد مطالعه قرار گرفته و سناریو بهینه فشارافزایی در این میدان مشخص خواهد شد. از این‌رو پس از بیان روش تحقیق، میدان گازی پارس جنوبی معرفی شده و علت کاهش فشار و روش‌های فشارافزایی در این میدان مورد اشاره قرار می‌گیرد. در بخش بعدی پژوهش نقش قراردادهای بالادستی نفت و گاز در تحقق تولید صیانتی از طریق فشارافزایی بیان می‌شود. در بخش پایانی پژوهش نیز چارچوب بهینه‌یابی جهت انتخاب سناریو بهینه فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی بررسی شده و سپس با حل مدل، سناریو بهینه فشارافزایی بیان می‌شود.

۲. پیشینه تحقیق

درخشان (۱۳۹۳) قراردادهای نفتی را از جهت تولید صیانتی و ازدیاد برداشت با استفاده از رویکرد اقتصاد مقاومتی مورد مطالعه قرار داده است. طبق این مطالعه شرکت‌های بین‌المللی نفتی به دنبال حداکثر کردن سود خود در چارچوب اصول بنگاه‌داری بوده و شرکت ملی نفت ایران، حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن در چارچوب تأمین منافع ملی در بلندمدت را دنبال می‌نماید؛ بنابراین با توجه به تعارض میان اهداف شرکت‌های بین‌المللی نفتی و شرکت ملی نفت ایران، انعقاد قرارداد بهینه با شرکت‌های بین‌المللی نفتی بر اساس موازین اقتصاد مقاومتی ممکن نخواهد بود اما بهره‌گیری از قراردادهای حمایتی و همکاری‌های فنی و مدیریتی با شرکت‌های خدمات نفتی با موازین اقتصاد مقاومتی سازگاری بیشتری دارد.

غفاری و تکلیف (۱۳۹۴) کاربرد الگوی عقلایی در تصمیم‌گیری‌های راهبردی برای تولید صیانتی از میدان مشترک پارس جنوبی - گنبد شمالی را بررسی نموده‌اند. دو کشور ایران و قطر بدون توجه به موازین تولید صیانتی و در یک فضای رقابتی، قصد دارند تولید خود را از میدان افزایش دهند که این رویکرد آسیب‌های فراوانی به میدان وارد می‌سازد. در این پژوهش با استفاده از الگوی عقلانی در تصمیم‌گیری، اصلاحاتی که باید در نظام حقوق نفت و گاز ایران و قطر صورت بگیرد تا تولید صیانتی در این میدان محقق شود، پیشنهاد شده است.

حاجی‌میرزایی و همکاران (۱۳۹۵) قراردادهای بیع‌متقابل را از منظر تولید صیانتی مورد بررسی قرار داده‌اند. طبق این مطالعه در صورتی که برنامه‌ریزی توسعه و

تولید از مخزن در قرارداد از ویژگی‌های انعطاف‌پذیری، افق برنامه‌ریزی بلندمدت، جامعیت و یکپارچگی و امکان جذب منابع مالی و دانش فنی روز برخوردار باشد، می‌تواند چارچوب مناسبی برای رعایت موازین تولید صیانتی را فراهم آورد. قرارداد بیع متقابل به دلیل تعیین مدل توسعه مخزن، تعهدات کاری پیمانکار، سقف هزینه‌های سرمایه‌گذاری، کوتاه بودن مدت قرارداد، محدودیت حوزه عملیات قرارداد نسبت به کل زنجیره توسعه مخزن و سطح تولید پایدار از مخزن قبل از انعقاد قرارداد، امکان تحقق برنامه‌ریزی مناسب برای تحقق تولید صیانتی را ندارد.

طاهری‌فرد و دیباوند (۱۳۹۵) قرارداد نفتی IPC را در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی از جمله تولید صیانتی بررسی نموده‌اند. بر اساس این پژوهش، قرارداد IPC نسبت به قرارداد بیع متقابل در شاخص‌های تأمین منابع مالی خارجی، تولید صیانتی، انتقال دانش و فناوری و استفاده حداکثری از ظرفیت‌های داخلی بهبود نسبی داشته است. باین‌وجود این قرارداد از لحاظ شاخص‌های تکمیل زنجیره ارزش، توان‌افزایی شرکت ملی نفت و تحریم‌پذیری دارای ضعف است.

نوراحمدی و همکاران (۱۳۹۵) دلایل شکست بازار در تولید صیانتی را با بهره‌گیری از نظریه قرارداد و حقوق مالکیت مورد مطالعه قرار داده‌اند. طبق این پژوهش تولید صیانتی در صورتی که به عوامل بازار سپرده شود، با موفقیت همراه نخواهد بود، چرا که پیمانکار از انگیزه کافی برای رعایت موازین تولید صیانتی در زمان توسعه و بهره‌برداری از میدان برخوردار نیست. شکست بازار در تولید صیانتی به خاطر وجود پیچیدگی‌های فنی و اقتصادی، حجم سرمایه‌گذاری بالا، حاصل شدن نتایج در بلندمدت، نااطمینانی در مورد آثار برنامه‌های ازدیاد برداشت در بلندمدت و تعارض اهداف دو طرف قرارداد در صنعت در نفت و گاز است.

کاظمی نجف‌آبادی و غفاری (۱۳۹۶) کارایی انواع قراردادهای بالادستی نفت و گاز را در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی مورد تحلیل قرار داده‌اند. در این تحقیق از طریق بررسی‌های تطبیقی با ویژگی‌های مورد نیاز الگوهای قراردادی که با توجه به ویژگی‌های خاص این نوع مخازن حاصل شده است، کارایی انواع قراردادهای نفتی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی بررسی گردیده است. در قراردادهای بیع متقابل و مشارکت در تولید، رعایت موازین تولید صیانتی از این مخازن با اشکالات فراوانی همراه است. همچنین استفاده از الگوی قرارداد طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت (EPC) نسبت به قرارداد IPC بهتر است.

همان‌گونه که در این بخش اشاره شد با این‌که در مطالعات انجام شده تولید صیانتی از منظر قراردادهای نفتی مورد بررسی قرار گرفته است، اما در این مطالعات به موضوع بررسی سناریو بهینه تولید صیانتی از طریق فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی در قرارداد IPC پرداخته نشده است.

۳. روش‌شناسی تحقیق

در این پژوهش از روش بهینه‌سازی ایستای غیرخطی مقید برای تعیین سناریو بهینه فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی استفاده شده است. بهینه‌سازی ایستا به معنای انتخاب بهترین مقدار از یک مجموعه داده‌ها با توجه به برخی از معیارها با استفاده از ابزارهای ریاضی است. بهینه‌سازی ریاضی در صورتی‌که در یک لحظه از زمان انجام پذیرد به آن بهینه‌سازی ایستا می‌گویند. در صورتی‌که بهینه‌سازی در طول زمان انجام شود به آن بهینه‌سازی پویا گفته می‌شود. از این‌رو در بهینه‌سازی ایستا برخلاف بهینه‌سازی پویا، متغیرها مستقل از زمان هستند (پورکاظمی، ۱۳۹۹).

صورت کلی یک بهینه‌سازی ایستا را می‌توان به صورت زیر دانست:

$$\begin{aligned} \text{Max, or, min } Z &= F(X) \\ \text{s.t } X &\in A \end{aligned}$$

$Z = F(X)$ تابع هدف^۱، A فضای ممکن^۲ و X متغیر تصمیم^۳ است.

در مسئله بهینه‌سازی به دنبال آن هستیم متغیر تصمیم را از فضای ممکن طوری تعیین نماییم که تابع هدف را بیشینه یا کمینه نماید.

با توجه به صورت‌های مختلف تابع هدف و فضای ممکن، مسئله بهینه‌سازی ایستا می‌تواند خطی و یا غیرخطی باشد (اینترلیگیتور، ۱۳۸۶).

در برنامه‌ریزی غیرخطی با قیود نامساوی مواجه هستیم. فرم کلی برنامه‌ریزی غیرخطی به صورت زیر است:

$$\begin{aligned} \text{Max } &= F(X) = F(x_1, x_2, \dots, x_n), X_{n \times 1} \in R^n \\ \text{s.t } &G(X) = B \Leftrightarrow \begin{cases} g_1(X) \leq b_1 \\ g_2(X) \leq b_2 \\ \vdots \\ g_m(X) \leq b_m \end{cases} \end{aligned}$$

1. Objective Function
2. Feasible Space
3. Decision Variable

$$x_1 \geq 0, x_2 \geq 0, \dots, x_n \geq 0$$

$$n \geq m \text{ or } n < m$$

در صورتی که مسئله بهینه‌سازی کمینه باشد، علامت قیود نامساوی عوض می‌شود.

حالت کلی بهینه‌سازی ایستا با قیود نامساوی به صورت زیر است.

$$Max = F(X) = F(x_1, x_2, \dots, x_n), X_{n \times 1} \in R^n$$

$$s.t \ G(X) = B \Leftrightarrow \begin{cases} g_1(X) \leq b_1 \\ g_2(X) \leq b_2 \\ \vdots \\ g_m(X) \leq b_m \end{cases}$$

$$X \geq 0$$

برای حل بهینه‌یابی ایستای غیرخطی مقید می‌توان از شرط لازم کان - تاکر^۱ استفاده نمود که صورت کلی آن به شکل زیر است.

برای استفاده از شرط لازم کان - تاکر ابتدا تابع لاگرانژ را تشکیل می‌دهیم.

$$L = F(X) + \lambda_{1 \times m} [B - G(X)]_{1 \times m}$$

شرط لازم کان - تاکر به صورت زیر خواهد بود:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial L}{\partial X} = \frac{\partial F}{\partial X} - \lambda_{1 \times m} \cdot \frac{\partial G}{\partial X} \right) \leq 0 \Rightarrow \left(\frac{\partial F}{\partial X} - \lambda_{1 \times m} \cdot \frac{\partial G}{\partial X} \right) \cdot X = 0 \\ \left(\frac{\partial L}{\partial \lambda} = [B - G(X)]_{1 \times m} \geq 0 \Rightarrow \lambda_{1 \times m} [B - G(X)]_{1 \times m} = 0 \right) \end{cases}$$

لازم به ذکر است که اگر مسئله کمینه باشد، علامت نامساوی‌ها عوض می‌شود. همچنین در صورتی که برخی از متغیرها منفی باشند یا یکی از قیدها مساوی باشد، رابطه مربوط به آن متغیر و آن قید به صورت مساوی درآمده و در دستگاه دوم آن رابطه حذف می‌شود. (پورکاظمی، ۱۳۹۹)

رابطه اول دارای n جمله و رابطه دوم دارای m جمله است.

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} - \lambda_{1 \times m} \cdot \frac{\partial G}{\partial x_i} \right) \cdot x_i = 0 \\ \lambda_k [B - g_k] = 0 \end{cases} \quad (24)$$

$$i=1,2,\dots,n, \ k=1,2,\dots,m$$

از n+m معادله، n+m مجهول (یعنی X^*, Z^*, λ^*) به دست می‌آید. این جواب‌ها در صورتی که در نامعادله صدق کنند، مورد پذیرش هستند.

شرط لازم در صورتی که فضای ممکن محدب و تابع هدف مقعر باشد (برای مسئله کمینه تابع هدف باید محدب باشد) شرط لازم، شرط کافی نیز خواهد بود. (اینترلیگیتور، ۱۳۸۶)

۴. بحث و بررسی افت فشار در میدان گازی پارس جنوبی

۴-۱. معرفی میدان

میدان گازی پارس جنوبی که یک میدان گازی مشترک میان ایران و قطر است، بزرگترین میدان گازی دنیا محسوب می‌شود. این میدان دارای حدود ۵۰ تریلیون مترمکعب گاز طبیعی درجا^۱ و ۷/۹ میلیارد مترمکعب کندانسه است. این میدان گازی، دارای مساحتی حدود ۹۷۰۰ کیلومترمربع بوده که از این مساحت، ۳۷۰۰ کیلومترمربع آن واقع در پارس جنوبی و در آب‌های ایران است و ۶۰۰۰ کیلومترمربع واقع در آب‌های قطر است که با نام گنبدشمالی^۲ شناخته می‌شود. (مویدی و ابطحی فروشانی، ۱۳۹۵)

میدان گازی پارس جنوبی دارای حجمی حدود ۳۶۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام (۳۱۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام از گاز طبیعی و ۵۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام از میعانات گاز طبیعی) است. در مجموع این میدان دارای قابلیت استحصال ۲۳۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام گاز طبیعی و میعانات گازی است. برآوردهای صورت گرفته برای بخش ایران نشان می‌دهد که میزان گاز طبیعی درجا برابر با ۵۰۰ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی بوده که از این میزان حدود ۳۶۰ تریلیون فوت مکعب از گاز، قابل استحصال است. در بخش ایران ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی درجا وجود دارد که از این میزان کارشناسان بر این باورند که حدود ۹ میلیارد بشکه از آن قابل استحصال است. این در حالی است که در حوزه قطر این برآوردها شامل حدود ۳۰ میلیارد بشکه میعانات گازی درجا بوده که حداقل ۱۰ میلیارد بشکه آن میعانات گازی قابل استحصال است (افتخار و همکاران، ۱۳۹۴).

این میدان از نظر وجود میعانات بسیار غنی بوده و دارای بازدهی در محدوده ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی در هر یک میلیون فوت مکعب گاز تولیدی است.^۳

۱. نکته‌ای که باید در مورد میزان ذخایر میدان پارس جنوبی مورد توجه قرار گیرد آن است که بر اساس ارزیابی‌هایی جدید صورت گرفته توسط کشور قطر در مورد میزان سهم این کشور از حجم ذخایر پارس جنوبی، سهم قطر از این میدان دو برابر میزان فعلی برآورد شده است. این مسئله نشان می‌دهد که این موضوع در مورد حجم ذخایر ایران نیز می‌تواند صادق باشد که انجام ارزیابی‌های مجدد در این مورد را ضروری خواهد نمود.

2. North Dome

۳. شرکت نفت و گاز پارس؛ <http://www.pogc.ir>

تولید از میدان پارس جنوبی در سال ۱۳۸۱ با بهره‌برداری از فاز ۲ و ۳ شروع شد. در ادامه روند توسعه فازهای پارس جنوبی در سال ۱۳۸۳ فاز ۱ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. تا اواخر دی ماه ۱۳۹۵ با تولید از فازهای (۱)، (۲ و ۳)، (۴ و ۵)، (۶، ۷ و ۸)، (۹ و ۱۰)، (۱۲)، (۱۵ و ۱۶)، (۱۷ و ۱۸) و فاز ۱۹ حدود ۴۹۰ میلیون مترمکعب گاز به‌صورت روزانه وارد مدار گاز کشور می‌شود اما توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی که به دلیل نزدیکی در مرز مشترک دو کشور از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، با وجود برگزاری مناقصات مختلف به خاطر بدعهدی شرکت‌های خارجی مانند شرکت توتال فرانسه هنوز به نتیجه نرسیده است. همچنین بر اساس پیش‌بینی‌ها بعد از گذشت یک و نیم سال، تولید گاز از این فاز با افت فشار مواجه می‌شود از این‌رو برنامه‌ریزی برای فشارافزایی در این فاز از اهمیت زیادی برخوردار است (کریمی و امرایی، ۱۳۹۸).

۲-۴. علت افت فشار در میدان گازی پارس جنوبی

روندی از تولید مخزن که هماهنگ با حداکثر ارزش اقتصادی مخزن بوده و منافع نسل حاضر و نسل‌های آینده را تأمین نماید، تولید صیانتی نام دارد. در واقع تولید صیانتی را می‌توان مترادف با برداشت بهینه در طول عمر مخزن دانست. از این‌رو تولید صیانتی مفهومی پویا است چرا که میزان تولید آینده مخزن تابعی از کمیت و کیفیت تولید فعلی انجام گرفته از مخزن است (درخشان، ۱۳۹۳).

رقابت ایران و قطر برای برداشت هرچه بیشتر از میدان مشترک پارس جنوبی و اولویت‌بندی نامناسب توسعه فازهای پارس جنوبی در کشور دو دلیل مهم افت فشار در این میدان است.

مشترک بودن میدان گازی پارس جنوبی موجب شده است بر اثر رقابت برای برداشت بیشتر از میدان، دو کشور به رعایت موازین تولید صیانتی توجه نکنند که این موضوع موجب افت فشار در این میدان شده است. (غفاری و تکلیف، ۱۳۹۴). از طرف دیگر کشور قطر در مقایسه با ایران با سرعت بیشتری اقدام به برداشت از میدان می‌کند که این امر موجب می‌شود که افت فشار در طرف ایران بیشتر شود (افتخار و همکاران، ۱۳۹۴).

عدم توجه به اولویت‌بندی صحیح فازهای پارس جنوبی در کشور در مهاجرت گاز میدان به سمت قطر و کاهش فشار آن اثرگذار بوده است. چراکه

هرچه چاه‌های تولیدی از میدان به مرز مشترک نزدیک‌تر باشد، امکان مهاجرت گاز از سمت دیگر مرز به سمت خودی افزایش می‌یابد (زینلی حسنوند و همکاران، ۱۳۹۲). برخلاف قطر که برای جلوگیری از مهاجرت گاز، فازهای خود را به‌درستی اولویت‌بندی کرده است، این موضوع در ایران مورد توجه کافی قرار نگرفت. از فازهای یک تا ده که ابتدا در اولویت توسعه قرار گرفتند، به‌جز فازهای یک تا سه، سایر فازها حداقل به‌اندازه دو فاز از مرز مشترک فاصله دارند، ازاین‌رو تأثیر اندکی در برداشت کشور قطر دارند. از طرفی فازهای ۱۲، ۱۳، ۱۷، ۱۸ و ۱۹ که در مرز مشترک واقع شده‌اند، از آخرین فازهایی هستند که توسعه یافته‌اند. (کریمی و امرایی، ۱۳۹۸)

۳-۴. راهکارهای فشارافزایی و جلوگیری از افت فشار میدان پارس جنوبی

تزریق گازهای غیرهیدروکربنی، تزریق آب، تزریق متناوب آب و گاز روش‌هایی هستند که با توجه به ویژگی‌های مخزن برای جلوگیری از تشکیل توده گاز میعانی و جلوگیری از افت فشار قابل استفاده است. همچنین روش‌های ایجاد شکاف هیدرولیکی و اسید کاری، حفاری چاه‌های افقی یا شیب‌دار، تزریق حلال شیمیایی، فراآوری مصنوعی، انسداد چاه‌های تولیدی جهت ترکیب مجدد فاز مایع و گاز و افزایش سرعت تولید از چاه‌ها می‌تواند موجب افزایش فشار مخزن شده و از ریزش و تجمع میعانات درون مخزن جلوگیری نماید (شاه‌حسینی، ۱۳۸۹).

یکی از راهکارهای مهم به‌منظور حفظ فشار میدان احداث سکوها فشارافزایی است. این سکوها دارای ۲۰ هزار تن وزن بوده و از فناوری بسیار پیچیده‌ای برخوردار هستند. استفاده از این فناوری برای فشارافزایی در میدان پارس جنوبی از لحاظ اقتصادی دارای اهمیت بسیار زیادی است و با افت فشار و افت تولید در این میدان استفاده از سکوها تقویت فشار در تمامی فازهای پارس جنوبی ضروری خواهد بود (کریمی و امرایی، ۱۳۹۸).

در این پژوهش دو روش «فشارافزایی در دریا به‌وسیله نصب کمپرسور و حفر چاه‌های infill» و «فشارافزایی در خشکی به‌وسیله نصب کمپرسور و حفر چاه‌های infill» جهت انتخاب سناریو بهینه فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی در قرارداد IPC مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۵. جایگاه قراردادهای نفتی در تحقق تولید صیانتی از طریق فشارافزایی

برای تحقق تولید صیانتی در میدان گازی پارس جنوبی لازم است که از طریق روش‌های مناسب از افت فشار مخزن جلوگیری شود. فشارافزایی و ازدیاد برداشت در این میدان نیازمند بهره‌گیری از منابع مالی قابل توجه، فناوری‌های پیشرفته و پذیرش ریسک بالای سرمایه‌گذاری است.

مسئله اول نیازمند بودن فشارافزایی به فناوری‌های پیشرفته است. به‌عنوان مثال یکی از فناوری‌های مورد نیاز برای افزایش فشار مخازن گازی، احداث سکوه‌های افزایش فشار است که فناوری آن در اختیار چند شرکت بین‌المللی بوده و در حال حاضر در ایران وجود ندارد.

مسئله دوم آن است که فشارافزایی در میدان پارس جنوبی نیازمند سرمایه‌گذاری بسیار زیادی است چرا که میدان پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان گازی جهان محسوب شده و فشارافزایی در چنین حجم گسترده‌ای نیازمند سرمایه بسیار زیادی است. به‌طور مثال تنها برای احداث سکوی فشار در فاز ۱۱ میدان پارس جنوبی حدود ۲/۶ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری مورد نیاز است (کریمی و امرایی، ۱۳۹۸).

علاوه بر این فشارافزایی در این میدان از ریسک زیادی نیز برخوردار است. چرا که تاکنون عملیات فشارافزایی در مقیاسی به اندازه میدان پارس جنوبی تجربه نشده است.

بنابراین از آنجاکه فشارافزایی در میدان پارس جنوبی نیازمند استفاده از حجم سرمایه‌گذاری بسیار زیاد، فناوری بسیار پیشرفته و پذیرش ریسک بالای سرمایه‌گذاری است و همچنین با توجه به کمبود منابع مالی و نبود فناوری مورد نیاز برای حفظ فشار در ایران، استفاده از قراردادهای بالادستی نفت و گاز برای تحقق تولید صیانتی از طریق فشارافزایی در این میدان ضروری است.

در صورتی که قرارداد به‌خوبی تنظیم شود می‌تواند با ایجاد انگیزه برای پیمانکار موجب شود که وی از طریق سرمایه‌گذاری و استفاده از فناوری‌های پیشرفته برای افزایش فشار و ازدیاد برداشت از میدان اقدام نماید.

قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز در دنیا به سه دسته قراردادهای امتیازی^۱، قراردادهای مشارکتی^۲ و قراردادهای خدمت^۳ تقسیم می‌شوند. قراردادهای

1. Concession Contracts
2. Sharing Contracts
3. Service Contracts

خدمت خود در دو دسته قراردادهای خدماتی صرف و قراردادهای خدماتی دارای ریسک قرار می‌گیرند.

در قراردادهای خدماتی صرف پیمانکار تنها در مقابل میزان مشخصی از دستمزد به ارائه خدمت می‌پردازد و ریسک سرمایه‌گذاری در مرحله اکتشاف و توسعه میدان را بر عهده می‌گیرد؛ اما در قراردادهای خدماتی ریسکی کلیه ریسک‌ها متوجه پیمانکار خواهد بود.

قرارداد جدید نفتی ایران (IPC) در سال ۱۳۹۴ توسط وزارت نفت با هدف جذب سرمایه‌گذاری خارجی و به‌منظور توسعه میادین نفت و گاز کشور ارائه گردید. این قرارداد از نوع قراردادهای خدمت دارای ریسک است که قصد دارد با جذب سرمایه و به‌کارگیری دانش روز به تولید بهینه از میادین نفت و گاز کشور از جمله میدان گازی پارس جنوبی کمک نماید.

۱-۵. قرارداد جدید نفتی ایران (IPC)

قراردادهای بیع‌متقابل در رعایت موازین تولید صیانتی از مخازن کشور عملکرد مناسبی نداشته‌اند. با این‌که در نسل سوم این قرارداد بر افزایش بهره‌وری از میدان تأکید شده اما حاضر نبودن پیمانکار در مرحله تولید موجب شده که این موضوع محقق نشود (ابراهیمی و شیرجیان، ۱۳۹۳).

همچنین ثابت بودن میزان دستمزد و عدم ارتباط آن با عملکرد پیمانکار و کوتاه بودن مدت زمان قرارداد موجب می‌شود که پیمانکار از انگیزه لازم برای رعایت کردن موازین تولید صیانتی برخوردار نباشد.

ایرادات قراردادهای بیع‌متقابل موجب شد که در جهت رفع آن‌ها، قرارداد جدید نفتی ایران موسوم به IPC طراحی شود. در این قرارداد برای اولین بار بعد از پیروزی انقلاب اسلامی پیمانکار علاوه بر مرحله اکتشاف و توسعه میدان، در فاز بهره‌برداری نیز حضور خواهد داشت. برخلاف قرارداد بیع‌متقابل که مدت زمان آن کوتاه بود قرارداد جدید نفتی ایران قراردادی بلندمدت هست و مدت قرارداد به مدت ۲۰ سال از زمان شروع عملیات توسعه در نظر گرفته شده است.

هزینه‌ها در قرارداد جدید نفتی ایران شامل هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌های غیرمستقیم، هزینه‌های پول و هزینه‌های عملیاتی می‌شود.

دستمزد پیمانکار نیز از زمان شروع تولید اولیه میدان تا پایان دوره قرارداد تحت

تأثیر عواملی مانند سطح تولید میدان، قیمت جهانی نفت، ضریب ریسک مناطق اکتشافی و فاکتور R تعیین می‌شود. با افزایش ریسک میدان دستمزد نیز افزایش خواهد یافت و با افزایش فاکتور R نرخ دستمزد پیمانکار کاهش خواهد یافت. (طاهری فرد و صاحب‌هنر، ۱۳۹۵) نحوه بازپرداخت دستمزد و هزینه‌های صورت گرفته توسط پیمانکار به این نحو است که هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرمستقیم انجام شده تا زمان شروع تولید اولیه از میدان، در مدت پنج الی هفت سال از شروع بازپرداخت، پرداخت شده و آن میزان از هزینه‌های سرمایه‌ای که بعد از تولید اولیه انجام شده باشد نیز در مدت پنج الی هفت سال بازپرداخت خواهد شد. نحوه بازپرداخت هزینه‌های غیرمستقیم انجام شده بعد از تولید اولیه و بازپرداخت هزینه‌های عملیاتی، تسویه به‌صورت جاری خواهد بود. برای بازپرداخت هزینه‌های پول نیز ابتدا میزان این هزینه‌ها طبق فرمول مندرج در قرارداد محاسبه شده و سپس در دوره معین شده برای بازپرداخت مستهلک می‌گردد. هزینه‌های مذکور به همراه دستمزد پیمانکار از محل حداکثر ۵۰ درصد عایدات میدان بازپرداخت می‌شود (مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۵).

۶. مدل بهینه‌سازی پژوهش

۶-۱- چارچوب بهینه‌یابی بر اساس قرارداد IPC

جهت ورود به بحث بهینه‌یابی فرض می‌کنیم شرکت نفتی (IOC) روشی را که برای رسیدن به هدف انتخاب می‌کند، از میان $(a_1, \dots, a_m)$ راه‌حل ممکن انتخاب کرده است و به دنبال روشی که کارگزار اتخاذ می‌کند، به دلیل ریسک‌هایی که وجود دارد، به احتمال (P_{ij}) نتیجه (x_j) از میان m نتیجه $(x_1, \dots, x_m)$ حاصل می‌شود. هرچه روشی که کارگزار انتخاب می‌کند به روش بهینه که سود کارفرما را حداکثر می‌کند نزدیک‌تر باشد، این احتمال افزایش می‌یابد.

یکی از عوامل مهم تمایز قراردادها دستمزد (W_j) است. در نتیجه بهینه‌یابی، دستمزد بهینه قرارداد مشخص خواهد گردید.

بهینه‌یابی به معنای آن خواهد بود که کارفرما برای حداکثر کردن تابع مطلوبیت خود باید شرایطی را که طی آن کارگزار عمل خود را برمی‌گزیند مورد بررسی قرار دهد و بر اساس آن حداکثرسازی خود را صورت دهد.

اولین مورد در تبادل میان انگیزه‌ها و تسهیم ریسک به ایجاد انگیزه برای کارگزار مربوط می‌شود. در این جهت کارفرما به‌منظور تضمین این موضوع که کارگزار عمل

بهینه را انتخاب خواهد کرد، دستمزد کارگزار را به عنوان عاملی که بر سود کارفرما مؤثر است، به نتیجه عمل او به عنوان عاملی که توسط خود کارگزار مشخص شده، اما بر سود کارفرما مؤثر است، وابسته می سازد. به بیان دیگر برای کارگزار انگیزه ای ایجاد می کند تا با انتخاب عملی نزدیک تر به عمل بهینه، نتیجه ای نزدیک تر به نتیجه بهینه ایجاد کند و دستمزد بالاتری کسب نماید.

دومین مورد در تبادلی که کارفرما درگیر آن است، درباره تسهیم ریسک است و بیان کننده این است که وابستگی دستمزد کارگزار به نتیجه عمل او مقداری از ریسک فعالیت اقتصادی را به کارگزار منتقل می کند و با توجه به خصوصیت ریسک گریزی کارگزار، این ریسک سود انتظاری او را کاهش خواهد داد و موجب می شود که این ریسک را در جای دیگری جبران کند که این موضوع اصل ایجاد انگیزه را نقض می کند و شاید این ریسک آنقدر افزایش یابد که برای کارگزار قابل توجه نباشد که وارد این معامله شود.

به این ترتیب این موضوع نیز به شرایط بهینه یابی کارگزار اضافه می شود و تبدیل به یکی دیگر از قیود بهینه یابی کارفرما می شود.

۶-۱-۱. بهینه یابی کارگزار

در جهت بهینه یابی باید نخست تابع سود کارگزار حداکثر شود و سپس عبارت حاصل از آن در تابع سود کارفرما به عنوان قید وارد شود.

کارگزار بر اساس قراردادی که کارفرما به او ارائه می دهد (w_j)، عمل بهینه خود (a_i) را انتخاب می کند. برای این منظور تابع سود خود را به صورت زیر حداکثر می کند:

$$\max(\sum P_{ij}\pi_t^{FOC})$$

به منظور بهینه یابی ابتدا باید دو شرط هماهنگی انگیزه ها (IC)^۱ و عقلانیت فردی (IR)^۲ برقرار شود.

شرط اول، هماهنگی انگیزه ها است که تضمین می کند او اگر عمل (a_i) را انتخاب کند سود بیشتری نسبت به مابقی انتخاب ها کسب خواهد کرد.

شرط دوم، عقلانیت فردی که تضمین می کند، برای هر عمل (a_i) که کارگزار انتخاب می کند بر اساس هزینه آن عمل و دستمزد (w_j) در این قرارداد او سودی حداقل برابر با سود شرکت های IOC در قراردادهای نفتی کشورهای مشابه، به دست خواهد آورد.

1. Incentive Constraint
2. Individual Rationality

۶-۱-۲. بهینه‌یابی کارفرما

کارفرما برای پیدا کردن قرارداد بهینه بر اساس (w_j) های متفاوت از میان $(w_1, \dots, w_m)$ تابع سود خود را که به شکل زیر است بر اساس قیود مطرح شده حداکثر می‌کند.

$$\max(w_1, \dots, w_m), i \sum_{j=1}^m P_{ij} \pi_t^{HG}$$

قیود برآمده از بهینه‌یابی کارگزار در اینجا به‌عنوان قیود بهینه‌یابی کارفرما تعریف خواهند شد.

قید اول کارگزار در واقع هماهنگ بودن انگیزه‌ها را اثبات کرده و بیان می‌کند که انگیزه‌ها به اندازه کافی مؤثر بوده است. این قید نشان می‌دهد عملی که کارگزار به‌عنوان (a_i) انتخاب می‌کند، بهینه است. در ضمن این قید تابع سود کارفرما را نیز حداکثر می‌سازد و این قید همان شرط (IC) است.

قید دوم که وارد تابع سود کارفرما می‌شود، مربوط به تسهیم ریسک و بهینه‌یابی کارگزار است و تعیین می‌کند که از این نظر آیا کارگزار به نفع خود می‌داند که وارد معامله شود یا نه؟ این قید همان شرط عقلانیت فردی (IR) است.

برای حل بهینه‌یابی ابتدا شرط عقلانیت را برای کارگزار بررسی می‌کنیم تا مشخص شود آیا ورود به قرارداد IPC به نفع وی خواهد بود یا خیر. در صورتی که شرط عقلانیت فردی برای کارگزار وجود داشته باشد شرط هماهنگ بودن انگیزه‌ها را بررسی می‌نماییم. برای این کار با حل بهینه‌یابی برای کارفرما و کارگزار حالت بهینه برای هر یک را به‌دست می‌آوریم. در صورتی که عملی که سود کارگزار را بیشینه می‌نماید موجب شود که کارفرما نیز به نتیجه مطلوب خود دست پیدا کند در این صورت شرط هماهنگی انگیزه‌ها نیز برقرار خواهد بود.

۶-۲. حل بهینه‌یابی مدل

۶-۲-۱. قیمت گاز

در این پژوهش قیمت گاز تابعی از قیمت نفت قرار داده شده است و با استفاده از قیمت نفت، قیمت گاز بر اساس فرمول زیر محاسبه شده است. برای برآورد قیمت نفت نیز به مطالعات صورت گرفته توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) استناد شده است.

$$\begin{cases} \text{If oil price} \leq 30 \Rightarrow \text{Gas price} = 2 \\ \text{If oil price} \leq 50 \Rightarrow \text{Gas price} = 3 + 0.02 \times \text{oil price} \\ \text{If oil price} \geq 50 \Rightarrow \text{Gas price} = 3.3 + 0.02 \times \text{oil price} \end{cases}$$

۶-۲-۲. راه حل ها و میزان احتمالات آن ها $(a_1, \dots, a_n)$

در جهت ورود به بحث بهینه یابی فرض می کنیم شرکت نفتی (IOC) روشی را که برای رسیدن به هدف انتخاب می کند، از میان $(a_1, \dots, a_n)$ راه حل ممکن انتخاب کرده است و به دنبال روشی که کارگزار اتخاذ می کند، به دلیل ریسک هایی که وجود دارد، به احتمال (Pr_{ij}) نتیجه (z_j) از میان m نتیجه $(z_1, \dots, z_m)$ حاصل می شود.

در مدل مورد بررسی پژوهش، پیمانکار می تواند یکی از دو عمل فشارافزایی در خشکی و فشارافزایی در دریا را انجام دهد که a_1 عمل فشارافزایی در خشکی و a_2 فشارافزایی در دریا خواهد بود.

میزان احتمال وقوع a_1 و a_2 را نیز به صورت یکسان در نظر می گیریم که در این صورت خواهیم داشت:

$$Pr_1 = Pr_2 = \frac{1}{2}$$

۶-۲-۳. نتایج $(z_1, \dots, z_m)$ و میزان احتمالات آن ها

بنا بر آنچه گفته شد با انتخاب یکی از دو عمل فشارافزایی در خشکی یا فشارافزایی در دریا توسط پیمانکار، به احتمال (Pr_{ij}) نتیجه (z_j) از میان m نتیجه $(z_1, \dots, z_m)$ حاصل می شود. از لحاظ اقتصادی این نتایج را به صورت بازه های گوناگونی از نرخ بازده داخلی پروژه^۱ در نظر می گیریم.

برای پاسخ به این پرسش که از لحاظ اقتصادی بازه های گوناگون نرخ بازده داخلی پروژه، چه میزان احتمال وقوع دارد ابتدا بررسی می کنیم که قیمت نفت در چه بازه ای باید قرار داشته باشد تا نرخ بازده داخلی پروژه در یک بازه مشخص قرار گیرد. سپس با محاسبه میزان احتمال وقوع بازه های مختلف قیمت نفت که موجب به دست آمدن نرخ های متفاوت داخلی پروژه می شوند، میزان احتمالات مورد نظر به دست می آید. برای محاسبه میزان احتمال بازه های مختلف قیمت نفت، قیمت های هفتگی قیمت نفت از سال ۱۹۸۷ تا ۲۰۲۱ مد نظر قرار گرفته است. از آنجایی که قیمت نفت برای محاسبه احتمالات استفاده شده و توجه به آن که در بهینه یابی پژوهش قیمت گاز استفاده می شود، از رابطه ذکر شده در بخش ۶-۲-۱ برای تبدیل قیمت نفت به قیمت گاز استفاده شده است.

بر اساس آنچه گفته شد نتایج مختلف و میزان احتمال هر نتیجه برای دو سناریو فشارافزایی در دریا و فشارافزایی در خشکی به صورت جدول ۱ محاسبه شده است.

1. Internal rate of return

جدول ۱. میزان احتمالات نتایج عمل فشارافزایی در خشکی

z_j	IRR پروژه	میزان احتمال
Z_1	(۰,۶۷۹, ۰,۶۷۹)	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸
Z_2	(۰,۶۷۹, ۰,۹۳۷)	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴
Z_3	(۰,۹۳۷, ۰,۹۶۹)	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱
Z_4	(۰,۹۶۹, ۱,۰۳۳)	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱
Z_5	(۱,۰۳۳, ۱,۰۶۱)	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱
Z_6	(۱,۰۶۱, ۱,۰۸۸)	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳
Z_7	(۱,۰۸۸, ۱,۱۱۴)	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹
Z_8	(۱,۱۱۴, ۱,۱۴۰)	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳
Z_9	(۱,۱۴۰, ۱,۱۶۴)	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱
Z_{10}	(۱,۱۶۴, ۱,۱۸۸)	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹

تعداد نتایج (z_j) در این پژوهش دارای ۱۰ حالت است.

$j = 1, 2, 3, \dots, 10$ برای عمل a_1 ($Z_1, \dots, Z_{10}$) میزان احتمالات آن به صورت

زیر خواهد بود.

برای عمل a_2 ($Z_1, \dots, Z_{10}$) میزان احتمالات آن به صورت جدول ۲ است.

جدول ۲. میزان احتمالات نتایج عمل فشارافزایی در دریا

z_j	IRR پروژه	میزان احتمال
Z_1	(۰,۴۵۸, ۰,۴۵۸)	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸
Z_2	(۰,۴۵۸, ۰,۶۶۰)	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴
Z_3	(۰,۶۶۰, ۰,۶۸۶)	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱
Z_4	(۰,۶۸۶, ۰,۷۳۷)	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱
Z_5	(۰,۷۳۷, ۰,۷۵۹)	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱
Z_6	(۰,۷۵۹, ۰,۷۸۱)	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳
Z_7	(۰,۷۸۱, ۰,۸۰۲)	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹
Z_8	(۰,۸۰۲, ۰,۸۲۲)	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳
Z_9	(۰,۸۲۲, ۰,۸۴۲)	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱
Z_{10}	(۰,۸۴۲, ۰,۸۶۱)	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹

۴-۲-۶. تابع هدف بهینه‌یابی کارگزار و کارفرما

با توجه به آنچه گفته شد تابع هدف بهینه‌یابی برای کارگزار را می‌توان به صورت زیر نوشت.

$$\max = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^{10} (\pi_j^{IOC})$$

در گام بعدی تابع هدف کارگزار را به همراه قیود مسئله برای a_1 و a_2 می‌نویسیم.

$$\max \sum_{j=1}^{10} pr_{1j}(\pi_j^{IOC})$$

s. t:

$$pr_{1j}(\pi_j^{IOC}) \geq pr_{2j}(\pi_j^{IOC})$$

$$pr_{1j}(\pi_j^{IOC}) \geq 20\%$$

به همین صورت تابع هدف کارگزار برای عمل a_2 به صورت زیر خواهد بود:

$$\max \sum_{j=1}^{10} pr_{2j}(\pi_j^{IOC})$$

s. t:

$$pr_{2j}(\pi_j^{IOC}) \geq pr_{1j}(\pi_j^{IOC})$$

$$pr_{1j}(\pi_j^{IOC}) \geq 20\%$$

همچنین با توجه به آنچه گفته شد مسئله بهینه‌یابی برای کارفرما (NOC) را نیز

به صورت زیر می‌توان نوشت:

$$\max(\pi(a_1)^{NOC}, \pi(a_2)^{NOC})$$

$\pi(a_1)^{NOC}$ = سود کارفرما ناشی از اجرای عمل فشارافزایی در خشکی

$\pi(a_2)^{NOC}$ = سود کارفرما ناشی از اجرای عمل فشارافزایی در دریا

۵-۲-۶. مقایسه IRR انتظاری پیمانکار در قرارداد IPC با IRR پیمانکار در قراردادهای

نفته مشابه

یکی از قیودی که برای پیمانکار در این بهینه‌یابی وجود دارد آن است که عایدی پیمانکار در این قرارداد سودی حداقل برابر با سود شرکت‌های IOC در قراردادهای نفتی کشورهای مشابه، به دست بیاورد؛ بنابراین برای لحاظ شدن این قید لازم است IRR انتظاری پیمانکار در این قرارداد محاسبه شود.

از آن جاکه قرارداد نفتی میدان رمیله عراق مشابه قرارداد IPC است IRR پیمانکار در آن قرارداد که ۲۰ درصد است را به عنوان IRR در قراردادهای مشابه در نظر می‌گیریم (جداول ۳ و ۴).

جدول ۳. محاسبه IRR انتظاری پیمانکار در فشارافزایی در خشکی

Z_j	میزان احتمال	IRR IOC	IRR انتظاری
Z_1	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸	% ۳۸,۳	% ۱۹,۸
Z_2	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴	% ۴۰,۲۵	% ۰/۶۵۹
Z_3	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱	% ۴۲,۵	% ۷/۴۳
Z_4	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱	% ۴۳,۳۵	% ۵
Z_5	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱	% ۴۴,۲	% ۳/۳
Z_6	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳	% ۴۴,۷۵	% ۲/۱۸
Z_7	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹	% ۴۵,۲۵	% ۱/۴۶
Z_8	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳	% ۴۵,۸	% ۰/۹۹
Z_9	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱	% ۴۶,۲۵	% ۰/۶۸
Z_{10}	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹	% ۴۶,۸۵	% ۰/۴۸

$$Expected\ IRR = 39.39\%$$

جدول ۴. محاسبه IRR انتظاری پیمانکار در فشارافزایی در دریا

Z_j	میزان احتمال	IRR IOC	IRR انتظاری
Z_1	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸	% ۲۵/۵	% ۵/۴۵
Z_2	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴	% ۲۶/۷۵	% ۶/۴۱
Z_3	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱	% ۲۸/۱۵	% ۴/۹۲
Z_4	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱	% ۲۸/۷	% ۳/۳۱
Z_5	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱	% ۲۹/۲۵	% ۲/۱۹
Z_6	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳	% ۲۹/۶	% ۱/۴۴
Z_7	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹	% ۲۹/۹۵	% ۰/۹۶
Z_8	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳	% ۳۰/۳	% ۰/۶۵
Z_9	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱	% ۳۰/۶۵	% ۰/۴۵
Z_{10}	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹	% ۳۵/۹۵	% ۰/۳۲

$$Expected\ IRR = 26.14\%$$

با توجه به محاسبات انجام شده در این پژوهش IRR انتظاری پیمانکار در هر دو حالت فشارافزایی در دریا و فشارافزایی در خشکی بیشتر از IRR پیمانکار در قراردادهای مشابه است.

۶-۲-۶. تعیین راه حل بهینه برای دولت و پیمانکار

پیمانکار برای انتخاب راه حل بهینه به میزان سود انتظاری خود نگاه می کند و طبعاً از میان فشارافزایی در دریا و فشارافزایی در خشکی حالتی را که میزان سود انتظاری بیشتری دارد انتخاب می نماید.

سود انتظاری از طریق فرمول زیر محاسبه می شود.

$$Expected\ revenue = pr_1 \times \pi_1 + pr_2 \times \pi_2 + \dots + pr_n \times \pi_n$$

برای تعیین حالت بهینه برای دولت باید توجه کرد که حالت بهینه برای دولت ها در قراردادهای نفت و گاز با حالت بهینه پیمانکار متفاوت است. دولت ها در قراردادهای نفت و گاز به عنوان صاحب مخزن به دنبال بیشینه نمودن تولید انباشتی از میدان هستند (قندی و لین، ۲۰۱۲).

بنابراین دولت ها تنها به حداکثرسازی سود توجه نکرده و حداکثرسازی ضریب بازیافت مخازن نفت و گاز نیز برای دولت ها دارای اهمیت است. از همین رو می توان گفت دولت ها برخلاف شرکت های نفتی که به دنبال حداکثر نمودن بهره برداری از میدان در طول مدت قرارداد هستند؛ تلاش می کنند که بهره برداری از میدان را در طول عمر میدان حداکثر نمایند (طاهری فرد، ۱۳۸۷).

لازم به ذکر است حداکثر نمودن بهره برداری در طول عمر میدان تحت تأثیر عوامل مختلف فنی و اقتصادی خواهد بود. به همین دلیل حداکثرسازی ارزش اقتصادی بهره برداری از میدان گازی از منظر دولت علاوه بر مؤلفه های اقتصادی مانند سود انتظاری، تابع مؤلفه های فنی مانند تولید انباشتی و استمرار تولید در سطح بهینه تولید نیز خواهد بود. هرچند ممکن است در کوتاه مدت و میان مدت این مؤلفه های فنی برای شرکت های نفتی از اهمیت زیادی برخوردار نباشد. (طاهری فرد، ۱۳۹۳)

با توجه به آنچه گفته شد در انتخاب حالت بهینه دولت از بین حالات فشارافزایی در دریا و فشارافزایی در خشکی علاوه بر مؤلفه اقتصادی باید مؤلفه های فنی میزان تولید انباشتی و استمرار تولید در سطح بهینه مورد توجه قرار گیرد.

جدول ۵. محاسبات سود انتظاری فشارافزایی خشکی برای پیمانکار

Z_j	میزان احتمال	π_j^{NOC} (برحسب NPV با نرخ تنزیل صفر)	$pr_{1j}(\pi_j^{IOC})$
Z_1	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸	۷۶,۶۰۶	۱۶۳۸۶/۴۱۰
Z_2	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴	۸۴۲۵۸	۲۰۲۱۰/۵۷۸
Z_3	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱	۹۳۰۸۴/۵	۱۶۲۷۴/۱۷۱
Z_4	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱	۹۶۷۷۲	۱۱۱۷۶/۳۱۵
Z_5	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱	۱۰۰۴۵۹/۵	۷۵۲۰/۸۵۹
Z_6	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳	۱۰۲۸۰۸	۵۰۱۷/۸۹۵
Z_7	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹	۱۰۵۱۵۶/۵	۳۳۹۳/۵۳۰
Z_8	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳	۱۰۷۵۰۵/۵	۲۳۳۲/۲۱۶
Z_9	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱	۱۰۹۸۵۴/۵	۱۶۲۹/۲۹۲
Z_{10}	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹	۱۱۲۲۰۳/۵	۱۱۵۶/۳۱۸

$$ER = \max \sum_{j=1}^{10} pr_{1j}(\pi_j^{IOC}) = 85097.59 \text{MM\$}$$

جدول ۶. محاسبات سود انتظاری فشارافزایی خشکی برای کارفرما

Z_j	میزان احتمال	π_j^{NOC} (برحسب NPV با نرخ تنزیل صفر)	$pr_{1j}(\pi_j^{NOC})$
Z_1	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸	۱۹۴,۳۴۸	۴۱۵۷۲/۰۲
Z_2	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴	۳۱۵۳۰۳	۷۵۶۳۰/۲۸
Z_3	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱	۴۵۵۸۲۱/۵	۷۹۶۹۲/۲۹
Z_4	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱	۵۱۳۱۰۳	۵۹۲۵۸/۸۹
Z_5	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱	۵۷۱۳۸۴/۵	۴۲۷۷۶/۴۷
Z_6	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳	۶۰۸۵۱۱/۵	۲۹۷۰۰/۴۸
Z_7	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹	۶۴۵۶۳۸/۵	۲۰۸۳۵/۵۵
Z_8	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳	۶۸۲۷۶۶	۱۴۸۱۱/۸۸
Z_9	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱	۷۱۹۸۹۳/۵	۱۰۶۷۷/۰۱
Z_{10}	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹	۷۵۷۰۲۰/۵	۷۸۰۱/۵۱۲

$$ER = \max \sum_{j=1}^{10} pr_{1j}(\pi_j^{NOC}) = 382756.4 \text{MM\$}$$

جدول ۷. محاسبات سود انتظاری فشارافزایی دریا برای پیمانکار

z_j	میزان احتمال	π_j^{NOC} (برحسب NPV با نرخ تنزیل صفر)	$pr_{2j}(\pi_j^{IOC})$
Z_1	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸	۷۴،۶۶۱	۱۵۹۷۰/۳۶۴
Z_2	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴	۸۱۱۶۷/۵	۱۹۴۶۹/۲۷۴
Z_3	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱	۸۸۶۷۳	۱۵۵۰۲/۸۹۹
Z_4	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱	۹۱۸۰۸/۵	۱۰۶۰۳/۰۷۴
Z_5	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱	۹۴۹۴۳/۵	۷۱۰۷/۹۰۶
Z_6	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳	۹۶۹۴۰/۵	۴۷۳۱/۵۱۱
Z_7	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹	۹۸۹۳۷/۵	۳۱۹۲/۸۳۵
Z_8	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳	۱۰۰۹۳۵	۲۱۸۹/۶۷۶
Z_9	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱	۱۰۲۹۳۲/۵	۱۵۲۶/۶۳۰
Z_{10}	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹	۱۰۴۹۲۹/۵	۱۰۸۱/۳۵۶

$$ER = \max \sum_{j=1}^{10} pr_{2j}(\pi_j^{IOC}) = 81375.53 \text{MM\$}$$

جدول ۸. محاسبات سود انتظاری فشارافزایی دریا برای دولت

z_j	میزان احتمال	π_j^{NOC} (برحسب NPV با نرخ تنزیل صفر)	$pr_{2j}(\pi_j^{NOC})$
Z_1	۰/۲۱۳۹۰۵۰۴۸	۱۸۳،۷۲۰	۳۹۲۹۸/۶۳۵
Z_2	۰/۲۳۹۸۶۵۳۹۴	۳۰،۶۴۴۰	۷۳۵۰۴/۳۵۱
Z_3	۰/۱۷۴۸۳۲۲۴۱	۴۴۷۹۹۴/۵	۷۸۳۲۳/۸۱۲
Z_4	۰/۱۱۵۴۹۱۲۱۱	۵۰۷۱۲۷	۵۸۵۶۸/۷۱۱
Z_5	۰/۰۷۴۸۶۴۵۹۱	۵۶۶۲۵۹/۵	۴۲۳۹۲/۷۸۵
Z_6	۰/۰۴۸۸۰۸۴۱۳	۶۰۳۹۲۸/۵	۲۹۴۷۶/۷۹۱
Z_7	۰/۰۳۲۲۷۱۲۳۹	۶۴۱۵۹۷/۵	۲۰۷۰۵/۱۴۶
Z_8	۰/۰۲۱۶۹۳۹۳	۶۷۹۲۶۶/۵	۱۴۷۳۵/۹۵۹
Z_9	۰/۰۱۴۸۳۱۳۷۱	۷۱۶۹۳۶	۱۰۶۳۳/۱۴۳
Z_{10}	۰/۰۱۰۳۰۵۵۴۹	۷۵۴۶۰۵،۵	۷۷۷۶/۶۲۳

$$ER = \max \sum_{j=1}^{10} pr_{2j}(\pi_j^{NOC}) = 375416MM\$$$

همان‌طور که مشاهده می‌شود با این‌که سود انتظاری دولت در حالت فشارافزایی در خشکی بیش از سود انتظاری در حالت فشارافزایی در دریا است، با این حال به دلیل آن‌که استمرار تولید در سطح پلتو و همچنین میزان تولید انباشتی در حالت فشارافزایی در دریا بیش از حالت فشارافزایی در خشکی است، بنابراین می‌توان حالت فشارافزایی در دریا را برای دولت حالت بهینه محسوب نمود.

جدول ۹. مقایسه عوامل تأثیرگذار در انتخاب سناریو بهینه برای دولت

سود انتظاری	استمرار تولید در سطح پلتو	تولید انباشتی	سناریو
۳۷۵۴۱۶MM\$	۷	۱۳۳۱۵۸ MMSCF	فشارافزایی در دریا
۳۸۲۷۵۶/۴MM\$	۵	۱۳۱۸۵۴ MMSCF	فشارافزایی در خشکی

همان‌طور که مشاهده می‌شود سود پیمانکار در حالت فشارافزایی در خشکی بیشتر از سود انتظاری وی در حالت فشارافزایی در دریا است؛ بنابراین حالت فشارافزایی در خشکی برای پیمانکار بهینه محسوب می‌شود.

جدول ۱۰. مقایسه سود انتظاری برای پیمانکار

سود انتظاری	سناریو
۸۱۳۷۵/۵۳MM\$	فشارافزایی در دریا
۸۵۰۹۷/۵۹MM\$	فشارافزایی در خشکی

بر اساس محاسبات صورت گرفته در این قرارداد حالت بهینه پیمانکار متفاوت از حالت بهینه کارفرما بوده و وجود ناهم‌هنگی میان انگیزه‌ها موجب می‌شود که حالت بهینه کارفرما در فشارافزایی محقق نشود، از این‌رو هماهنگ شدن انگیزه‌ها برای تحقق حالت بهینه فشارافزایی از منظر کارفرما ضروری خواهد بود.

۳-۶. سناریوهای پیشنهادی برای هماهنگ شدن انگیزه کارفرما و پیمانکار

متفاوت بودن حالت بهینه کارفرما و کارگزار موجب بروز کژمنشی در قرارداد IPC شده و نتیجه مورد نظر کارفرما را به همراه نخواهد داشت. از این‌رو لازم است که تغییری در

قرارداد اعمال شود تا با حالت بهینه برای کارفرما و کارگزار یکسان شود. از آنجایی که حالت بهینه برای کارفرما عمل فشارافزایی در دریا هست، لازم است سود انتظاری پیمانکار در این حالت از سود انتظاری وی در حالت فشارافزایی در خشکی بیشتر شود تا پیمانکار نیز از انگیزه کافی برای انتخاب عمل فشارافزایی در دریا برخوردار باشد. در جدول زیر سه سناریو برای آن که سود انتظاری پیمانکار در حالت فشارافزایی در دریا بزرگتر مساوی سود انتظاری وی در حالت فشارافزایی در خشکی شود؛ پیشنهاد شده است.

جدول ۱۱. سناریوهای پیشنهادی به منظور حالت بهینه کارفرما و کارگزار

سود انتظاری کارفرما	سود انتظاری پیمانکار	سناریو
۳۷۰۳۹۳	۸۵۴۴۴/۲۴	افزایش ۱/۰۱ درصدی base fee
۳۷۰۹۸۵/۸	۸۵۶۳۱/۵۶	افزایش ۳ درصدی cost recovery
۳۷۰۶۸۹/۴	۸۵۴۲۶/۵۲	افزایش ۰/۵ درصدی base fee و افزایش ۱ درصدی cost recovery

بر اساس محاسبات این تحقیق سود انتظاری پیمانکار در حالت فشارافزایی در خشکی برابر با $85097/59 \text{ MM\$}$ هست. همان طور که مشخص است سود انتظاری پیمانکار در حالت فشارافزایی در دریا در هر سه سناریو ذکر شده در جدول بالا بزرگتر مساوی سود انتظاری وی در حالت فشارافزایی در خشکی است؛ بنابراین بر اساس سناریوهای پیشنهاد شده پیمانکار از انگیزه لازم برای سرمایه گذاری در فشارافزایی در دریا برخوردار خواهد بود.

از میان این سه حالت اشاره شده سناریو افزایش ۳ درصدی cost recovery نسبت به سایر سناریوها بیشترین سود انتظاری را برای دولت خواهد داشت. از این رو این سناریو، سناریو مطلوب برای دولت خواهد بود.

۷. نتیجه گیری و ارائه پیشنهادها

ایران از منابع گازی بسیاری برخوردار است. یکی از این منابع مهم میدان گازی پارس جنوبی است که بهره برداری بهینه از آن می تواند در رشد و پیشرفت اقتصادی کشور نقش مهمی ایفا نماید. همچنین با توجه به نقش قابل توجه گاز طبیعی در سبد عرضه انرژی کشور که بیشتر آن هم از میدان گازی پارس جنوبی تأمین می شود، جلوگیری از

افت فشار و افت تولید در این میدان ضروری است.

تولید صیانتی به معنای بهره‌برداری بهینه از این منابع است که در بند ۱۴ و ۱۵ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی نیز به این موضوع تأکید شده است.

تحقق تولید صیانتی از طریق فشارافزایی نیازمند سرمایه‌گذاری بالا و برخورداری از فناوری‌های پیشرفته است. از این رو کشورهای صاحب مخازن نفت و گاز از قراردادهای نفت و گاز برای تولید بهینه از این مخازن استفاده می‌نمایند؛ از این رو به دلیل آن که قرارداد IPC چارچوب بهره‌برداری از میداین نفت و گاز کشور را ترسیم می‌کند، در این پژوهش سناریو بهینه تولید صیانتی از طریق فشارافزایی در میدان پارس جنوبی در قرارداد IPC مورد تحلیل قرار گرفت.

در این پژوهش ابتدا میدان گازی پارس جنوبی معرفی شد و سپس علت افت فشار و راهکارهای فشارافزایی در این میدان بررسی گردید. سپس چارچوب بهینه‌یابی برای انتخاب حالت بهینه فشارافزایی در قرارداد IPC مورد بررسی قرار گرفت. برای حل بهینه‌یابی و انتخاب حالت بهینه دو سناریو فشارافزایی در خشکی و فشارافزایی در دریا به‌عنوان دو سناریو اصلی فشارافزایی در میدان گازی پارس جنوبی بررسی شد و با حل بهینه‌یابی برای کارفرما و پیمانکار حالت بهینه برای هر یک مشخص گردید.

این پژوهش نشان می‌دهد که سناریو فشارافزایی در خشکی به دلیل دارا بودن سود انتظاری بیشتر برای پیمانکار، برای وی حالت بهینه محسوب می‌شود. از طرف دیگر سناریو فشارافزایی در دریا به دلیل بیشتر بودن استمرار تولید در سطح پلتو و همچنین میزان تولید انباشتی نسبت به فشارافزایی در خشکی برای کارفرما حالت بهینه خواهد بود اما از آنجاکه متفاوت بودن سناریو بهینه کارفرما و پیمانکار تحقق تولید صیانتی از طریق قرارداد IPC را با مشکل مواجه می‌سازد پیشنهاد شد با افزایش سود انتظاری پیمانکار در حالت فشارافزایی در دریا نسبت به فشارافزایی در خشکی از طریق افزایش دستمزد وی، حالت بهینه برای پیمانکار و کارفرما یکسان شود تا پیمانکار از انگیزه کافی برای سرمایه‌گذاری در سناریو فشارافزایی در دریا برخوردار شود.

از میان سه سناریو پیشنهاد شده در این تحقیق برای افزایش دستمزد پیمانکار در حالت فشارافزایی در دریا، سناریو افزایش ۳ درصدی *cost recovery* به دلیل آن که نسبت به سایر سناریوها بیشترین سود انتظاری را برای دولت خواهد داشت، سناریو مطلوب‌تری برآورد گردید.

منابع

ابراهیمی، سید نصرالله؛ شیریحیان، محمد. (۱۳۹۳)، قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید، *فصلنامه اقتصاد/انرژی/ایران*، شماره ۱۰، صص ۱ تا ۳۹.

ابلاغیه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی در وبگاه: <http://www.khamenei.ir>
افتخار، مصطفی؛ کریمی بیرانوند، محمود؛ فروغی‌زاده، یاسین؛ عباسی متقیان، حسن. (۱۳۹۴)، ملاحظات آماری در فرآیندهای توسعه و تولید میدان گازی پارس جنوبی، موسسه پژوهشی پویان.

پورکاظمی، محمدحسین (۱۳۹۹)، بهینه‌سازی ایستا، *دانشنامه اقتصاد*، شماره ۱، صص ۱ تا ۱۰.

حاجی‌میرزایی، سید محمدعلی؛ امامی‌میبدی، علی؛ حسینی، سید مهدی؛ ابراهیمی، محسن؛ سوری، علی. (۱۳۹۵)، ارائه چارچوب نظری جهت ارزیابی قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی - مطالعه موردی: قراردادهای بیع متقابل ایران، *فصلنامه مطالعات اقتصاد/انرژی*، شماره ۵۱، صص ۱۸۱ تا ۲۱۳.

درخشان، مسعود (۱۳۹۳)، قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداش: رویکرد اقتصاد مقاومتی، *دوفصلنامه علمی - پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی*، شماره ۲، صص ۷ تا ۵۲.

زینلی‌حسنوند، مهدی؛ هاشمی، ابوالفضل؛ شکرالله‌زاده، سارا؛ فراهانی‌ماستری، ناصر. (۱۳۹۲)، عوامل مؤثر بر مهاجرت سیال و تولید بهینه از میادین مشترک به همراه تخمین گاز مهاجرت کرده در میدان پارس جنوبی، *ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شماره ۱۰۳، صص ۴۴ تا ۴۹.

غفاری، علیرضا؛ تکلیف، عاطفه. (۱۳۹۳)، کاربرد الگوی عقلایی در تصمیم‌گیری‌های راهبردی برای تولید صیانتی از میدان مشترک پارس جنوبی - گنبد شمالی: مدل مفهومی با تأکید بر الزامات حقوقی، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی/ایران*، شماره ۱۶، صص ۱۳۷ تا ۱۸۰.

شاه‌حسینی، مهدی (۱۳۸۹)، راهکارهای مدیریت بهینه و برداشت صیانتی از مخازن گاز میعانی، *ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شماره ۶۹، صص ۱۷ تا ۲۰.

- صاحب‌هنر، حامد؛ طاهری‌فرد، علی. (۱۳۹۷)، شبیه‌سازی مالی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، تهران.
- طاهری‌فرد، علی (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.
- طاهری‌فرد، علی (۱۳۸۷)، بررسی آثار اقتصادی ساختار قراردادها بر اکتشاف، توسعه و تولید نفت با استفاده از تئوری (پرداخت اجاره بهینه) و کاربرد آن در صنعت نفت ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه امام صادق (ع).
- طاهری‌فرد، علی؛ دیباوند، هادی (۱۳۹۵)، بررسی قراردادهای نفتی ایران (IPC) در چارچوب شاخص‌های اقتصاد مقاومتی، *فصلنامه آفاق/امنیت*، شماره ۳۱، صص ۱۱۵ تا ۱۳۸.
- طاهری‌فرد، علی؛ صاحب‌هنر، حامد. (۱۳۹۵)، مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، تهران.
- غفاری، علیرضا (۱۳۹۲)، زمینه همگرایی و واگرایی ایران و قطر از منظر بهره‌برداری از منابع نفت و گاز، *فصلنامه مطالعات خاورمیانه*، شماره ۳، صص ۹۷ تا ۱۱۶.
- کاظمی نجف‌آبادی، عباس؛ غفاری، علیرضا. (۱۳۹۶)، تحلیل کارایی انواع قراردادهای بالادستی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، *مطالعات حقوق انرژی*، شماره ۱، صص ۸۱ تا ۱۱۳.
- کریمی، محمود؛ امرایی، محمد. (۱۳۹۸)، فاز ۱۱ پارس جنوبی - آخرین وضعیت و سناریوهای توسعه در دوران تحریم، مرکز پژوهش‌ها مجلس شورای اسلامی، تهران
- موسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۵)، بررسی جامع قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)، تهران
- مویدی، محمود؛ ابطحی‌فروشان، سید تقی. (۱۳۹۵)، میدان گازی پارس جنوبی و توجهی به آینده، *ماهنامه علمی - ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شماره ۱۳۱، صص ۱۱ تا ۱۳.
- نوراحمدی، مهدی، سعدی، حسینعلی، سجادیان، ولی‌احمد، امانی، مسعود (۱۳۹۵)، شکست بازار در تحقق تولید صیانتی نفت در بستر نظریه قرارداد، *دوفصلنامه علمی - پژوهشی جستارهای اقتصادی/ایران*، شماره ۲۶، صص ۱۲۳ تا ۱۵۰
- وب سایت شرکت نفت و گاز پارس به نشانی: <http://www.pogc.ir>

اینترلیگیتور، مایکل دی، (۱۳۸۶)، بهینه‌سازی ریاضی، ترجمه محمدحسین پورکاظمی، چاپ دوم، تهران: دانشگاه شهید بهشتی.

International Energy Agency (IEA), data and statistics, country, Islamic Republic of Iran, web: www.iea.com.

Ghandi, Abbas, Lin, C.-Y. Cynthia (2012), Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz, Energy Policy 42 (2012), 181–190.