Quarterly Journal of
Strategic Studies of Public Policy

Winter 2022, Volume 11, Number 41

Research Paper

Improving the Fiscal Regime of Risk Service Contracts, IPC Model, to Enhance Investment in Iran's Gas Fields

Mohammadreza Kasiri Bidhendi[1], Fazel Moridi Farimani[2], *Seyyed Reza Mirnezami[1]

1. Policy Research Institute (SPRI), Sharif University of Technology, Tehran, Iran.
2. Department of Economy, Faculty of Economics and Political Sciences, Shahid Beheshti University, Tehran, Iran.

Use your device to scan and read the article online

Citation: Kasiri Bidhendi M, Moridi Farimani F, Mirnezami SR. (2022). [Improving the Fiscal Regime of Risk Service Contracts, IPC Model, to Enhance Investment in Iran's Gas Fields (Persian)]. *Journal Strategic Studies of Public Policy, 11*(41), 30-53.

CC BY NC

Received: 27 Feb 2021
Accepted: 19 Oct 2021
Available Online: 01 Feb 2022

Keywords:
Oil fiscal regime, IPC contract modeling, Gas

ABSTRACT

The gas shortage in the winter of 2020, as well as the supply-demand mismatch in the coming years, will require investment in gas field development along with demand-side management policies. The National Iranian Oil Company's internal financial resources are insufficient for the development of gas fields due to the company's low share of oil and gas sales profits, and it requires to attract investors through risky service contracts. The high capital cost of developing particular fields, including the low richness-low condensate- of the produced gas, prevents complete repayment from exported condensate, especially in the case of sanctions with a 50% cost recovery cap. Consequently, IPC contract modeling was used to examine five major parameters affecting the gas field development economy: capital cost, quality of gas produced, condensate rice, cost recovery cap, and natural gas price.The proposed financial relationship is provided by picking the ideal value of the two parameters of the cost recovery and gas price for a combination of three additional factors.

*** Corresponding Author:**

Seyyed Reza Mirnezami, PhD.

Address: Policy Research Institute (SPRI), Sharif University of Technology, Tehran, Iran.
E-mail: srmirnezami@sharif.edu

مقاله پژوهشی

چگونگی اصلاح رژیم مالی حاکم بر قراردادهای نفتی ایران (IPC) با هدف بهبود توسعه میادین گازی کشور

محمدرضا کثیری بیدهندی[۱]، فاضل مریدی فریمانی[۲]، *سید رضا میرنظامی[۱]

۱. پژوهشکده سیاست‌گذاری، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران.
۲. گروه اقتصاد، دانشکده علوم اقتصادی و سیاسی، دانشگاه شهید بهشتی، تهران، ایران.

تاریخ دریافت: ۰۹ اسفند ۱۳۹۹
تاریخ پذیرش: ۲۷ مهر ۱۴۰۰
تاریخ انتشار: ۱۲ بهمن ۱۴۰۰

کلیدواژه‌ها:
رژیم مالی، مدل‌سازی قراردادهای نفتی (IPC)، گاز طبیعی

چکیده

قطعی گاز در زمستان ۱۳۹۹ و پیشی گرفتن تقاضا نسبت به عرضه در سال‌های آتی، ضرورت سرمایه‌گذاری در توسعه میادین گازی در کنار سیاست‌های مدیریت سمت تقاضا را آشکار می‌کند. به دلیل پایین بودن سهم شرکت ملی نفت ایران از محل درآمدهای فروش نفت و گاز، منابع مالی داخلی این شرکت برای توسعه میادین گازی کافی نبوده و نیازمند جذب سرمایه بر بستر قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر است. هزینه سرمایه‌ای بالای توسعه در برخی از میادین گازی و غنای پایین گاز تولیدی، میعانات کم از آن‌ها، امکان بازپرداخت هزینه سرمایه‌گذار از محل صادرات میعانات تولیدی، خصوصاً در شرایط تحریم با سقف مشخص (۵۰ درصد) را نمی‌دهد. در این راستا، با استفاده از مدل‌سازی قرارداد IPC، پنج عامل کلیدی مؤثر بر اقتصاد توسعه میادین گازی شامل هزینه سرمایه‌ای، کیفیت گاز تولیدی، قیمت فروش میعانات، سقف بازپرداخت هزینه‌ها و قیمت گاز طبیعی، آنالیز حساسیت شدند. با انتخاب مقدار بهینه دو پارامتر سقف بازپرداخت هزینه‌ها و قیمت گاز، رژیم مالی پیشنهادی برای ترکیب‌های مختلف از سه عامل دیگر ارائه شده است.

* نویسنده مسئول:
دکتر سید رضا میرنظامی
نشانی: تهران، دانشگاه صنعتی شریف، پژوهشکده سیاست‌گذاری.
رایانامه: srmirnezami@sharif.edu

مقدمه

سهم ۷۵درصدی گاز طبیعی در سبد انرژی اولیه کشور نشان از اهمیت ویژه تأمین گاز در امنیت عرضه انرژی ایران دارد (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۶). از سوی دیگر، ۸۰ درصد از گاز مصرفی کشور از میدان مشترک پارس جنوبی تأمین می‌شود که این میدان بر اساس بررسی کارشناسان از سال ۱۴۰۳ با اُفت تولید سالانه ۲۵ میلیون مترمکعب (م.ر.ر) روبه‌رو است (شانا، ۱۳۹۸)؛ بنابراین در کنار سیاست‌های بهره‌وری انرژی و مدیریت مصرف گاز طبیعی، لزوم سرمایه‌گذاری در توسعه میادین جدید گازی و نگه‌داشت تولید میدان پارس جنوبی امری ضروری است (الهی، ۱۳۹۷: ۱).

طی سال‌های گذشته سیاست دولت و نمایندگان مجلس در توزیع گاز پایین نگه‌داشتن تعرفه فروش نهایی و ایجاد دسترسی همگانی و حداکثری مردم به این حامل انرژی که ریشه در مسائل سیاسی اجتماعی دارد، بوده است. کاهش درآمدهای گاز موجب شده که سهم شرکت ملی نفت از گاز کفاف هزینه‌های جاری و سرمایه‌ای تولید را ندهد (حاجی میرزایی، ۱۳۹۷). علاوه بر این، فاصله قیمتی ایران با کشورهای منطقه میزان یارانه پنهان گاز را به ۱۹/۴ میلیارد دلار در سال رسانده است (اقتصاد، پیله فروش، ۱۳۹۸).

با توجه به وابستگی بودجه دولت‌ها به درآمدهای نفتی، روابط مالی دولت با شرکت‌های تابعه وزارت نفت پیچیده و با تغییرات متعددی در سال‌های اخیر همراه بوده است. تغییر سهم این شرکت‌ها در قوانین بودجه سنواتی موجب عدم اطمینان آن‌ها برای دسترسی به منابع لازم برای سرمایه‌گذاری شده است. علی‌رغم ترسیم نقش شرکت تجاری برای شرکت ملی نفت با حفظ مالکیت دولتی و انتقال همه وظایف حاکمیتی به وزارت نفت در قوانین[1]، نظام مالی این شرکت عمدتاً شبیه یک سازمان دولتی است (طاهری فرد، شیرجیان: ۱۳۹۴).

در حوزه سرمایه‌گذاری، بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای قراردادهای نفتی در نسل بیع متقابل از محل درآمدهای کل میدان انجام می‌شد، اما در سال ۱۳۸۹ شرکت نفت موظف به پرداخت همه هزینه‌های از محل سهم ۱۴/۵ خود شد[2]. در آن دوره با قیمت نفت صد دلاری، شرکت توانایی بازپرداخت برخی از هزینه‌ها را داشت، اما با کاهش قیمت نفت، دیگر شرکت قادر به پرداخت تعهدات سنگین خود نشد و نتیجه این مسئله، افزایش شدید بدهی‌های شرکت ملی نفت به بیش از شصت میلیارد دلار شد (متین، ۱۴۰۰).

در سال ۱۳۹۳ با تصویب بند ق قانون بودجه و پس از آن ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید در سال ۱۳۹۴، مجدداً مقرر شد بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای از محل عواید میدان مورد سرمایه‌گذاری مصوب شورای اقتصاد پیش از تقسیم درآمد بین دولت و شرکت نفت انجام شود.

در میادین نفتی نرخ بازگشت سرمایه در پروژه بالا (کمتر از دو سال) است و مشکلی برای بازپرداخت هزینه‌ها از محل صادرات نفت تولیدشده وجود ندارد، اما میادین گازی اساساً سودآوری کمتری نسبت به میادین نفتی دارند (Daniel Johnston, 1994) و از دو محصول عمده تولیدی، گاز عمدتاً با قیمت یارانه‌ای به مصرف داخلی می‌رسد و منابع صادرات میعانات برای بازپرداخت هزینه پروژه استفاده

۱. اساسنامه شرکت ملی نفت ایران، مصوب ۱۳۹۵
۲. بند ه تبصره ۴ قانون بودجه ۱۳۸۹

می‌شود. عواملی نظیر افت تولید میعانات پارس جنوبی و تشدید مشکلات صادرات میعانات در شرایط تحریم موجب مصرف بخش عمده میعانات تولیدی در پالایشگاه‌های داخلی با قیمت یارانه‌ای شده است. از همه مهم‌تر بخش عمده ذخایر گازی توسعه‌نیافته کشور در دسته میادین با گاز خشک[3] (میعانات تولیدی ناچیز) قرار می‌گیرند (شرکت ملی نفت، ۱۳۹۷).

به عنوان مثال، طرح توسعه میدان گازی مشترک فرزاد (ب)، یک هشتم پارس جنوبی میعانات تولید می‌کند (شانا، ۱۴۰۰)؛ بنابراین دو حالت برای بازپرداخت هزینه و پاداش پیمانکار توسعه میادین گازی وجود دارد: اول درآمد حاصل از میعانات تولیدی میدان با سقف مشخص‌شده در قرارداد (عموماً ۵۰ درصد) برای بازپرداخت اقساط کافی است. دوم درآمد میعانات به تنهای کافی نبوده و نیاز به درآمدهای گاز تولیدی است. در حالت دوم، قیمت گاز در بازپرداخت سهم پیمانکار عامل تعیین‌کننده است.

برای این منظور، یک میدان گازی فرضی با مشخصات مشابه یک فاز پارس جنوبی در نظر گرفته‌شده، با مدل‌سازی جریان نقدی میدان بر پایه قرارداد IPC، منابع لازم برای بازپرداخت هزینه و پاداش پیمانکار محاسبه می‌شود. در این پژوهش، بر اساس سه عامل هزینه سرمایه‌ای، غنی بودن گاز استحصالی و وضعیت فروش ده سناریو طراحی می‌شود. دو عامل قیمت فروش گاز و سقف بازپرداخت به عنوان متغیرهای کنترل (تصمیم) در نظر گرفته شده و مقادیر بهینه پیشنهادی در هر سناریو محاسبه و ارائه می‌شوند.

در این مقاله، پس از مرور پیشینه پژوهش، ابتدا مفروضات هزینه‌های سرمایه‌ای و درآمد حاصل از میدان گازی تشریح می‌شود. سپس، جریان نقدی پیمانکار برای سرمایه‌گذاری در یک میدان بر بستر قرارداد IPC شبیه‌سازی می‌شود. در بخش دوم، با تحلیل حساسیت عوامل کلیدی ذکرشده نظیر قیمت گاز طبیعی با هدف حفظ جذابیت سرمایه‌گذاری پیمانکار انجام می‌شود. درنهایت، بر مبنای پنج عامل کلیدی شناسایی‌شده، ده سناریو طراحی و دو متغیر کنترلی سقف بازپرداخت هزینه‌ها از عواید میدان و قیمت گاز طبیعی به عنوان مبنای تصمیم‌گیری در نظر گرفته شده و مقادیر بهینه محاسبه و پیشنهاد شده است.

۱. ادبیات موضوع

این مقاله در چارچوب طراحی رژیم مالی قراردادهای نفت و گاز است و تعیین سهم پیمانکار و دولت با هدف کسب حداکثر سود برای دولت و ایجاد جذابیت برای سرمایه‌گذار است (Nakhle, 2008). به منظور طراحی پارامترهای رژیم مالی سهم نهایی دریافتی پیمانکار[4] و نرخ بازگشت سرمایه[5] آن آنالیز حساسیت می‌شود (Daniel et al. 2008).

۲. روش‌شناسی پژوهش

دو عامل تعیین‌کننده، اما متضاد با یکدیگر در رژیم مالی قراردادهای بالادستی نفت و گاز، کسب حداکثر درآمد توسط دولت و ایجاد جذابیت برای سرمایه‌گذار است (Nakhle, 2008: 6). نوع رژیم دولت با شرکت‌های ملی نفت و پیمانکاران بر عملکرد آن‌ها اثر بسزایی دارد (Ramírez-Cendrero

3. Lean Gas

4. Net Present Value (NPV)
5. Internal Rate of Return (IRR)

(and Paz, 2017).

رژیم مالی بین دولت و سرمایه‌گذار به دو دسته درآمدمحور و سودمحور تقسیم می‌شود. مدل‌های مبتنی بر درآمد از انعطاف بیشتری برخوردارند و موجب انگیزه برای سرمایه‌گذاری خواهند شد، اما از نظر نهادی برای دولت نیازمند توانمندی بیشتری هستند (Johnston and Johnston, 2015). مقایسه رژیم مالی قراردادهای بالادستی روسیه در سه پروژه با هزینه سرمایه‌ای و ریسک پایین، متوسط و بالا نشان می‌دهد که به دلیل تسهیم درآمد بین دولت و شرکت سرمایه‌گذار به صورت درآمدمحور، تنها پروژه با هزینه پایین برای سرمایه‌گذار جذابیت دارد (Goldsworthy & Zakharova, 2010).

در قراردادهای بیع متقابل بازپرداخت هزینه‌های میدان بایستی از محل عواید همان طرح و با رعایت سقف مصوب شورای اقتصاد باشد، اما در قرارداد فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی با توتال هزینه محقق‌شده دویست میلیون دلار بیش از سقف مصوب در شورای اقتصاد بود که با مصوبه این شورا شرکت موظف شد از محل منابع داخلی آن را پرداخت کند (کاشانی، ۱۳۸۸: ۱۸۷). در قرارداد فاز ۹ و ۱۰ که شرکت ملی نفت خود پیمانکار پروژه بود سقف مصوب شورای اقتصاد دو میلیارد دلار بود (کاشانی، ۱۳۸۸: ۱۹۸)، اما هزینه محقق‌شده این قرارداد ۴۱۴۹ میلیون دلار بود (شانا، ۱۳۹۰).

دیباوند و دیگران به مقایسه مدل قرارداد بیع متقابل و IPC در توسعه فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی پرداخته و به دلیل حضور پیمانکار در دوره تولید سهم نهایی دولت نسبت به بیع متقابل کاهش می‌یابند، اما در صورتی که میدان به سرعت افت تولید داشته باشد، قرارداد IPC منافع بیشتری برای دولت خواهند داشت.

(Farimani et al. 2020) قرارداد IPC را در یکی از میادین نفتی مدل‌سازی کرد و نشان داد، سهم پایین پیمانکار نشان از خدماتی بودن IPC است و این قرارداد شباهتی به مشارکت در تولید ندارد. همچنین، به دلیل استفاده از ضریب R، با افزایش سودآوری پروژه سهم دولت افزایش می‌یابد.

صاحب هنر و دیگران، مدل‌سازی قرارداد IPC را روی میدان دارخوین در سناریوهای مختلف هزینه سرمایه‌ای، قیمت نفت خام، دستمزد پایه و هزینه جاری بررسی کرده است. مهم‌ترین عامل در تعیین نرخ بازده داخلی برای پیمانکار دستمزد پایه و جداول تغییر آن بر پایه ضریب R است. مهم‌ترین نقاط قوت قرارداد را انعطاف‌پذیری، بلندمدت بودن و انتقال ریسک کاهش تولید به پیمانکار است. وی نقاط ضعف قرارداد را در بیش برآورد هزینه سرمایه‌ای و عدم شفافیت در هزینه‌های مالی عنوان کرد.

با توجه به جذابیت و سودآوری پایین میادین گازی در مقابل با نفت، دولت‌ها تلاش می‌کنند تا با اعمال تغییراتی در رژیم مالی خود این نقص را جبران کنند. به عنوان نمونه، عربستان بهره مالکانه در بخش گاز را صفر درصد و مالیات ویژه را از ۳۰ درصد به ۲۰ درصد کاهش داده است. در ادامه، چند نمونه دیگر از امتیازاتی که کشورها برای بخش گاز در نظر می‌گیرند، آورده شده است (Kellas, 2010: 172).

- نرخ بهره مالکانه پایین‌تر گاز: نیجریه، ویتنام و تانزانیا
- سقف بازپرداخت هزینه سرمایه‌ای بالاتر یا سهم بیشتر پیمانکار از نفت سود: مالزی، اندونزی و مصر

- مالیات ویژه پایین‌تر: نیجریه، تانزانیا و پاپوآ گینه نو
- معافیت از مالیات ویژه نفت: ترینیداد و توباگو

کشور مالزی از سال ۲۰۱۰ با هدف افزایش جذابیت سرمایه‌گذاری در میادین پرهزینه، افزایش سقف بازپرداخت هزینه‌ها به ۱۰۰درصد، کاهش مالیات از ۳۸ درصد به ۲۵ درصد و عوارض صادرات از ۱۰ درصد به صفر (Mas' ud, Manaf, and Saad 2018). این سهم نهایی پیمانکار در توسعه میادین غیرمتعارف گاز اندونزی ۷۸ درصد است (Acquah-Andoh et al. 2019). کشور انگلستان به منظور ایجاد جذابیت در توسعه میادین شیل گاز رژیم قراردادی خود را از ۴۰ درصد مالیات به ۲۱ درصد کاهش دهد (Acquah-Andoh et al. 2020).

نظام قیمت‌گذاری یارانه‌ای گاز در بسیاری از کشورها باعث کاهش سودآوری و عدم سرمایه‌گذاری شرکت‌های بین‌المللی می‌شود. برای حل این مسئله برخی از دولت‌ها، بخشی از گاز میدان را صادر می‌کنند تا هزینه سرمایه‌گذار بازگردد یا از محل درآمد فروش نفت همان میدان (تولید گاز همراه نفت) یا میدان دیگری هزینه‌ها را بازپرداخت می‌کند (Kellas, 2010: 181). به عنوان نمونه در قرارداد توسعه فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی توسط توتال دولت متعهد شد که اگر درآمد میدان کفاف جبران هزینه پیمانکار را ندهد، از درآمدهای میدان سیری A, B که توتال پیمانکار آن بود، پوشش داده شود (کاشانی، ۱۳۸۸: ۱۸۲).

طاهری‌فرد و دیگران، مدلی برای قیمت‌گذاری گازهای همراه بر پایه قیمت محصولات فروش‌رفته (میعانات و گاز مایع)، میزان ترشی گاز و عامل زیست محیطی (قیمت کربن دی اکسید) پیشنهاد داد. بر این اساس، برای سرمایه‌گذاری واحد NGL ۳۲۰۰ کف و سقف قیمت گاز همراه را ۵ تا ۸/۵ سنت در مترمکعب ارائه کرد.

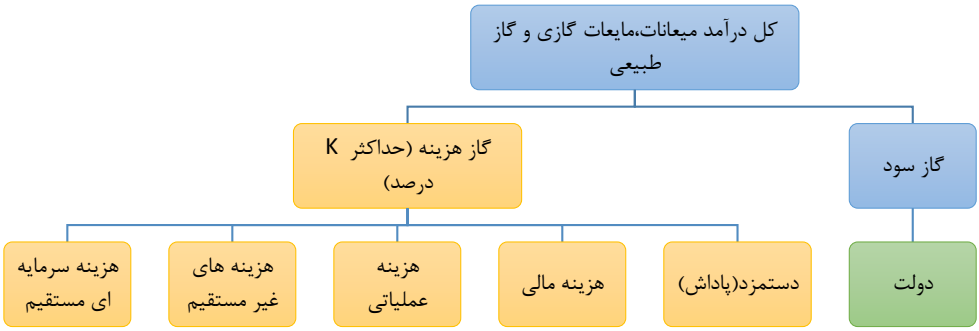
مدل‌سازی قرارداد فاز ۱۱ با شرکت توتال نشان داد که اثر قیمت گاز غنی در بازپرداخت سهم میدان بسیار کلیدی است و سهم پیمانکار ۹درصد از درآمد خالص میدان است. به طوری که قیمت گاز غنی مبنا در قرارداد حداقل هفت سنت در هر مترمکعب است و با افزایش قیمت نفت به کانال ۷۰ دلار و ۲۲ سنت می‌رسد. این مسئله سهم پیمانکار را از درآمدهای میدان به طور کاذب پایین نشان می‌دهد (صاحب‌هنر و طاهری‌فرد، ۱۳۹۷).

۲-۱. مدل‌سازی

مدل سرمایه‌گذاری فعلی در میادین نفت و گاز بر پایه ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید است که پس از انجام مراحل قانونی (تصویب طرح در شورای اقتصاد)، شرکت پیمانکار با شرکت ملی نفت وارد عقد قرارداد[۶] می‌شود. هزینه‌های سرمایه‌ای، جاری و سایر هزینه‌های شرکت سرمایه‌گذار از محل عواید تولید نفت، میعانات گازی و گاز غنی طرح مزبور پرداخت می‌شود. مدل قراردادی مورد استفاده در این پژوهش IPC است که ساختار هزینه آن مطابق تصویر شماره ۱ نشان داده شده است.

در این مقاله از نرم‌افزار اکسل برای مدل‌سازی مالی استفاده شده که مزیت اصلی آن شفافیت در محاسبات و نبود هیچ جعبه سیاهی در محاسبات است (صاحب‌هنر و سایر، ۱۳۹۶: ۴۹). بخش‌های اصلی مدل‌سازی اکسل عبارت است از: داشبورد محاسبات اصلی و نمودار خروجی جریان نقدی و سهم ذی‌نفعان از ارزش نهایی پروژه؛ ورودی

۶. قراردادهای مختلفی از جمله IPC، بیع متقابل یا خانواده EPC



تصویر ۱. نمودار رژیم مالی شرکت پیمانکار با شرکت ملی نفت ایران بر پایه قرارداد IPC

پارامترهای اصلی، اطلاعات تولید و قیمت و هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم؛ محاسبه جریان نقدی پروژه، دولت و پیمانکار؛ تحلیل حساسیت نسبت به عوامل کلیدی تأثیرگذار روی رژیم مالی.

۲-۲. فرضیه‌های مدل‌سازی

۲-۲-۱. تخمین هزینه سرمایه‌ای

هزینه سرمایه‌ای[7] از عوامل کلیدی انتخاب یک پروژه توسط سرمایه‌گذار است (فرنودی و همکاران، ۱۳۹۷: ۱۹۲) با توجه به سهم بالای ۸۰ درصد تولید گاز طبیعی کشور از میدان مشترک پارس جنوبی، به منظور تخمین هزینه سرمایه‌ای توسعه یک میدان گازی عملکرد گذشته پارس جنوبی ملاک قرار گرفته، اما به دلیل متفاوت بودن زمان اجرای فازهای مختلف و ظرفیت تولید آن‌ها، هریک را به یک سال پایه (۲۰۲۰ میلادی) برای ظرفیت تولید یک فاز معادل روزانه یک میلیارد فوت مکعب گاز غنی طبق جدول ۱. هزینه سرمایه‌ای محقق‌شده فازهای پارس جنوبی و سال انعقاد قرارداد منبع: (طاهری‌فرد ۱۳۹۷: ۱۳)، (شانا، ۱۳۹۳)* هزینه سرمایه‌ای طبق قرارداد است. تبدیل کرده است. برای این منظور از شاخص هزینه سرمایه که توسط مؤسسه IHS تحت عنوان UCCI8 طبق تصویر شماره ۲ استفاده شده و مقایسه هزینه سرمایه‌ای در فازهای مختلف پارس جنوبی در تصویر شماره ۳ آورده شده است. پروژه فازهای ۶، ۷ و ۸ و فاز ۱۱ در بخش اول قرارداد بدون پالایشگاه گازی بوده‌اند. به طور میانگین هزینه سرمایه‌ای توسعه یک میدان با ظرفیت روزانه یک میلیارد فوت مکعب و با لحاظ پالایشگاه، ۲/۳ میلیارد دلار و بدون احداث پالایشگاه حدود یک میلیارد دلار خواهد بود.

سال مبنا برای هزینه سرمایه‌ای، دو سال پس از انعقاد قرارداد در نظر گرفته شده و فرض بر این بوده که نهایی شدن مناقصات و تأمین کالاها دو سال پس از عقد قرارداد است.

۲-۲-۲. مفروضات قرارداد

به منظور مدل‌سازی درآمد و هزینه یک میدان گازی، یک پروژه فرضی مشابه یک فاز پارس جنوبی با ظرفیت تولید روزانه یک میلیارد فوت مکعب

7. Capex

8. Universal Capital Cost Index

جدول ۱. هزینه سرمایه‌ای محقق‌شده فازهای پارس جنوبی و سال انعقاد قرارداد منبع: (طاهری‌فرد ۱۳۹۷: ۱۳)، (شانا، ۱۳۹۳)*هزینه سرمایه‌ای طبق قرارداد است.

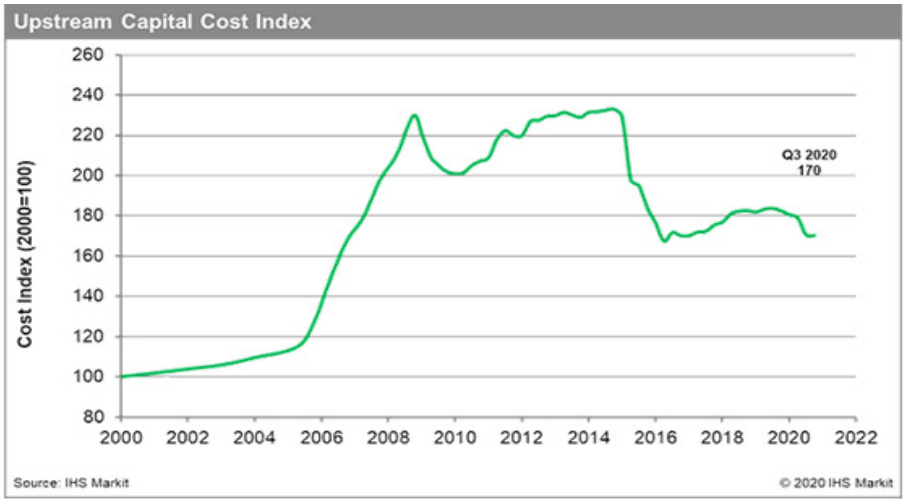
نام فاز	هزینه سرمایه‌ای	سال انعقاد قرارداد (شمسی)	دو سال پس از انعقاد (میلادی)	شاخص UCCI	ضریب تغییر به سال پایه ۲۰۲۰ میلادی
۲ و ۳	۱۹۷۵	۱۳۷۶	۲۰۰۰	۱۰۰	۱/۷
۴ و ۵	۲۴۶۱	۱۳۷۹	۲۰۰۳	۱۰۵	۱/۶
۶ و ۷ و ۸	*۱۹۶۴	۱۳۸۲	۲۰۰۶	۱۲۰	۱/۴
۹ و ۱۰	۴۱۴۹	۱۳۸۱	۲۰۰۵	۱۱۰	۱/۵
۱۲	۷۳۰۰	۱۳۸۶	۲۰۰۹	۲۳۰	۰/۷۴
۱۵ و ۱۶	۶۰۰۰	۱۳۸۵	۲۰۰۸	۲۰۰	۰/۸۵
۱۷ و ۱۸	۶۳۰۰	۱۳۸۷	۲۰۰۸	۲۰۰	۰/۸۵
۱۹	*۵۶۸۸	۱۳۸۷	۲۰۰۹	۲۲۰	۰/۷۷
۲۰ و ۲۱	*۵۲۰۰	۱۳۸۷	۲۰۱۰	۲۰۰	۰/۸۵
۱۱	*۲۲۲۸	۱۳۹۶	۲۰۱۷	۱۷۰	۱

(معادل ۲۸ میلیون مترمکعب در روز گاز غنی یا ۲۵ میلیون مترمکعب گاز تصفیه‌شده) و چهل هزار بشکه در روز میعانات، پانصد هزار تن اتان و پانصد هزار تن گاز مایع در نظر گرفته شده است.

قیمت میعانات، معادل قیمت نفت برنت در نظر گرفته‌شده، پیش‌بینی قیمت برنت توسط آژانس اطلاعات انرژی آمریکا برای سه سناریوی پایین، متوسط و بالای قیمت طبق تصویر شماره ۴ استفاده شده است. قیمت اتان و گاز مایع هریک بر اساس بودجه شرکت گاز ۲۲۰ دلار و ۳۵۰ دلار در هر تن تعیین شده است[۹]. قیمت گاز طبیعی نیز معادل قیمت گاز خوراک پتروشیمی ده سنت در هر مترمکعب در نظر گرفته شده است (جدول شماره ۲).

در بخش هزینه‌ها، مطابق بخش قبل بر میانگین هزینه سرمایه‌ای هر فاز پارس جنوبی هزینه سرمایه‌ای هر فاز ۲.۳ میلیارد دلار و در صورت عدم احداث پالایشگاه یک میلیارد دلار است. هزینه جاری سالانه ۴ درصد از هزینه سرمایه‌ای و دستمزد به صورت ثابت، با حذف R-factor، معادل ۰/۵۷ دلار در هر هزار فوت مکعب، در صورت احداث پالایشگاه با دو برابر شدن هزینه سرمایه‌ای رقم پاداش به ۱.۱ دلار مطابق قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی است (طاهری‌فرد، ۱۳۹۷: ۲۳). سایر هزینه‌ها، ازجمله هزینه غیرمستقیم و هزینه مالی نیز

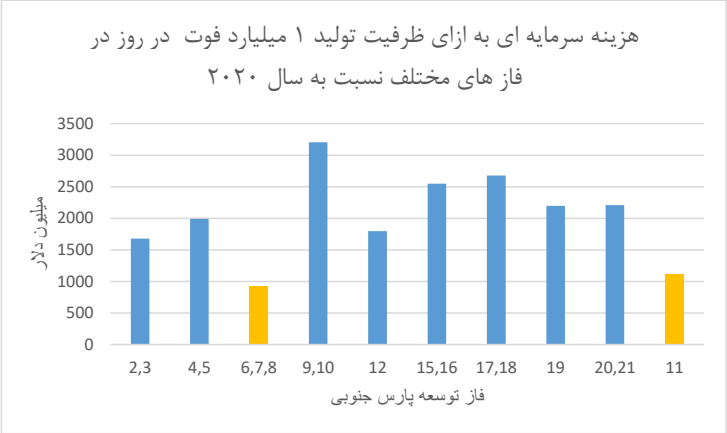
۹. قیمت اتان بر اساس مصوبه وزارت نفت با سقف قیمت ۲۲۰ دلاری فروخته می‌شود و قیمت گاز مایع معامله‌شده در بورس انرژی رینگ صادراتی با تخفیف ۱۸۰ دلاری نسبت به شاخص CP آرامکو با قیمت حدود چهارصد دلار در هر تن معامله می‌شود، اما شرکت گاز در ارقام بودجه خود، گاز مایع را به قیمت ۳۵۰ دلار در تن در نظر می‌گیرد.



تصویر ۲. نمودار شاخص هزینه سرمایه‌ای بالادست جهانی صنعت نفت مؤسسه IHS 2020

در جدول شماره ۳ آورده شده است. سقف بازپرداخت از محل درآمد میدان در سناریو پایه ۵۰ درصد در نظر گرفته شده است. اطلاعات فنی، مراحل توسعه میدان در جدول شماره ۵ آورده شده است.

پروژه نگه‌داشت تولید میدان پارس جنوبی از طریق نصب کمپرسورها برای هر فاز پارس جنوبی ۱/۲ میلیارد دلار برآورد می‌شود و هدف از آن حفظ



تصویر ۳. نمودار هزینه سرمایه‌ای توسعه فازهای مختلف پارس جنوبی به ازای ظرفیت تولید هر میلیارد فوت مکعب گاز غنی نسبت به سال ۲۰۲۰ با شاخص IHS، رنگ زرد فازهای بدون احداث پالایشگاه است.

جدول ۲. پارامترهای محصولات تولیدی و قیمت مدل شبیه‌سازی رژیم مالی در توسعه میدان گازی، منبع (شانا، ۱۳۹۳)

محصول	واحد اندازه‌گیری	قیمت مفروض	تولید
گاز غنی	میلیون مترمکعب / روزانه	بر پایه گاز طبیعی و اتان و LPG	۲۸
گاز سبک	میلیون مترمکعب / روزانه	ده سنت در هر مترمکعب	۲۵
میعانات گازی	نسبت تولید میعانات به گاز غنی (هزار بشکه در میلیارد فوت مکعب)	سناریوی پایین قیمت برنت جهانی نفت EIA	۴۰
اتان	میلیون تن / سالانه	۲۲۰ $ در تن	۰/۵
گاز مایع	میلیون تن / سالانه	۳۵۰ $ در تن	۰/۵

سطح پلاتو[10] به مدت هفت سال است و مفروات میزان تولید و نرخ تخلیه طبیعی مطابق جدول شماره ۴ است (شرکت ملی نفت، ۱۳۹۸).

۳. یافته‌های پژوهش

سهم ذی‌نفعان از درآمد میعانات و گاز با فرضیه‌های پایه بیان‌شده در تصاویر شماره ۴ و ۵ نشان داده شده است. طبق تصویر شماره ۵ با قیمت گاز خوراک پتروشیمی گاز طبیعی، سهم دولت از درآمد ناخالص فروش ۶۳درصد، سهم هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار ۳۷ درصد است. از سود نهایی پروژه، با اعمال نرخ تنزیل سهم دولت ۸۵ درصد و سهم پیمانکار ۱۵ درصد است.

۳-۱. اثر قیمت یارانه‌ای گاز

با توجه به اینکه عمده گاز فروخته‌شده داخلی با نرخ دستوری دولت و یارانه است، در صورت

10. Plateau

جدول ۳. پارامترهای اقتصادی مدل شبیه‌سازی رژیم مالی در توسعه میدان گازی، منبع (طاهری‌فرد، ۱۳۹۷)

پارامترهای اقتصادی	میزان
سرمایه‌ای مستقیم (میلیون دلار)	۲۳۰۰
سرمایه‌ای غیرمستقیم (میلیون دلار)	۲۰ درصد
پاداش (ثابت دلار در هزار مترمکعب)	۱/۱
هزینه جاری	۴ درصد هزینه سرمایه‌ای مستقیم سالانه
نرخ تنزیل	۱۰ درصد
هزینه پول	۲ درصد
سقف بازپرداخت از محل عواید طرح	۵۰ درصد

جدول ۴. مفروضات مدل نگه‌داشت تولید از طریق نصب کمپرسور

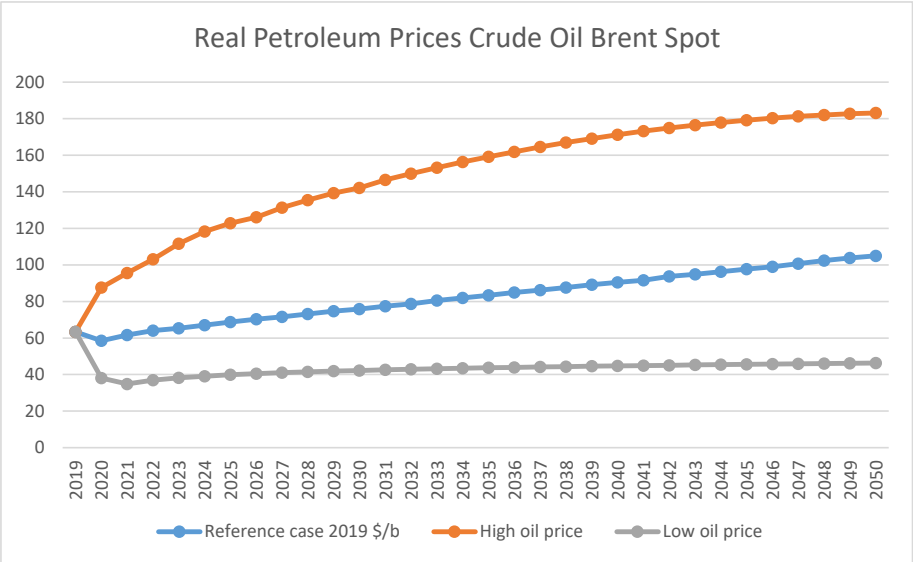
مفروضات مدل نگه‌داشت تولید از طریق نصب کمپرسور	
هزینه سرمایه‌ای نصب کمپرسور (میلیون دلار)	۱۲۰۰
پاداش (ثابت دلار در هزار مترمکعب)	۱/۲۵
طول دوره توسعه و نصب کمپرسور (سال)	۳
طول دوره بهره‌برداری (سال)	۱۰
سال رسیدن به پلاتو (سال)	۳
افزایش عمر پلاتو بر اثر کمپرسور (سال)	۷
نرخ تخلیه طبیعی سالانه قبل از کمپرسور	۸ درصد
نرخ تخلیه طبیعی سالانه بعد از کمپرسور	۴ درصد

بازپرداخت سهم پیمانکار بر اساس نرخ فروش داخلی، آیا امکان تسویه حساب با آن وجود دارد؟ قیمت گاز در سال ۹۷ به طور میانگین ۱۱۰ تومان معادل ۱/۱ سنت به ازای هر مترمکعب[۱۱] بود که ۰/۷ سنت در هر مترمکعب سهم سازمان هدفمندی و ۰/۴ سنت در هر مترمکعب سهم شرکت ملی گاز است. درنتیجه، قیمت مؤثر برای پرداخت هزینه‌های تأمین گاز ۰/۴ سنت است. نتایج در تصویر شماره ۶ نشان می‌دهد، سهم دولت از درآمد ناخالص فروش ۴۱ درصد و سهم هزینه و پاداش ۵۹ درصد است.

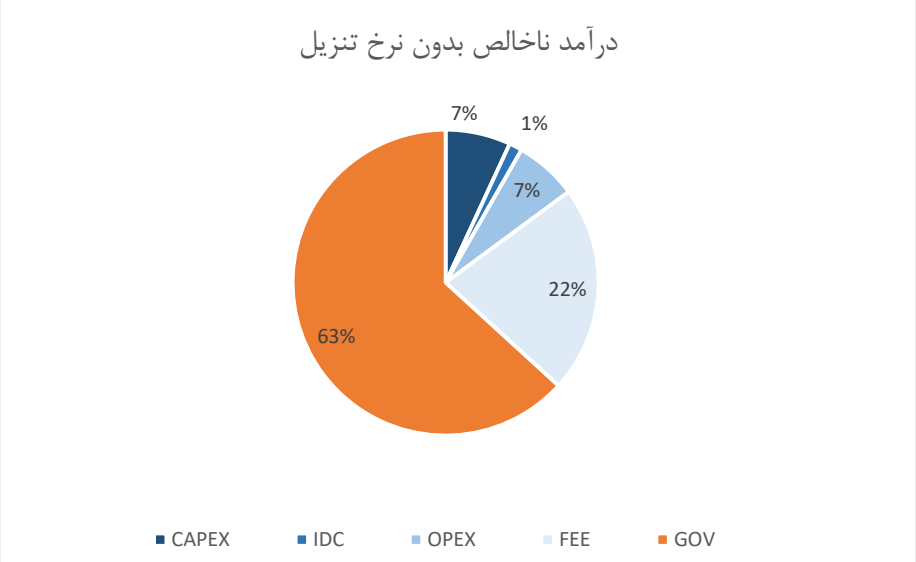
۱۱. بودجه سال ۹۷ و نرخ ارز نیمایی سال ۹۷ (۱۰۳۰۰ تومان)

جدول ۵. پارامترهای دوره زمانی توسعه و تولید میدان گازی، منبع (مفروضات محاسباتی نگارنده)

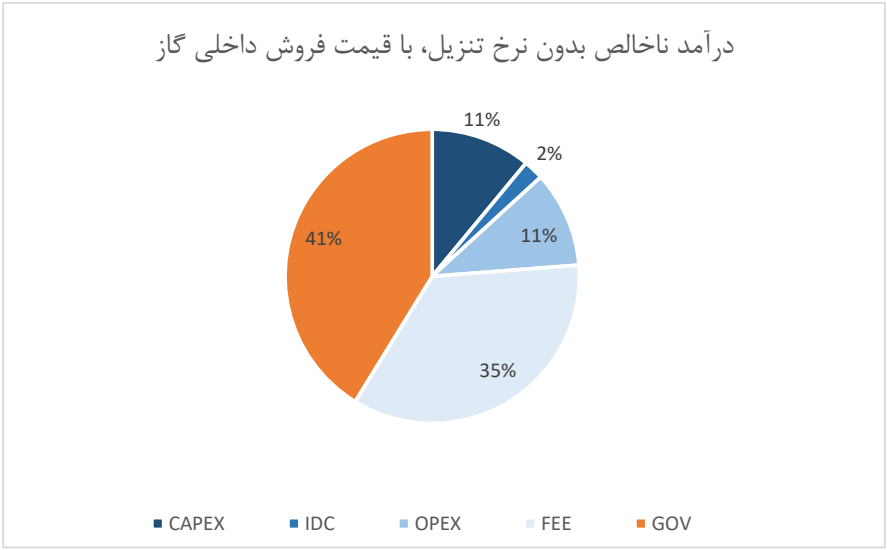
پارامترهای زمانی پروژه	مقدار (سال)
طول دوره توسعه	۴
طول دوره بهره‌برداری	۲۰
سال رسیدن به پلاتو	۶
عمر پلاتو	۱۲
نرخ تخلیه طبیعی سالانه تولید	۴ درصد
طول دوره استهلاک هزینه سرمایه‌ای	۱۲
زمان شروع استهلاک پس از تولید	۰



تصویر ۴. نمودار پیش‌بینی EIA از قیمت اسپات نفت خام برنت در سه سناریو، منبع (گزارش سالانه EIA2020)



تصویر ۵. نمودار درآمد ناخالص حداکثر بازپرداخت ۵۰ درصد از محل میدان و نرخ بازده داخلی ۱۵/۶ درصد پیمانکار بالادستی



تصویر ۶. نمودار تقسیم درآمد ناخالص با فرض قیمت ۰/۴ سنت در هر مترمکعب گاز طبیعی، نرخ بازده داخلی ۸ درصد پیمانکار بالادستی

تصویر ۷. نمودار IRR پروژه به ازای قیمت‌های مختلف گاز طبیعی برای مخازن گازی مختلف

جدول ۶. اثر میزان میعانات در جذابیت سرمایه‌گذاری میادین گازی برای حفظ حداقل ۱۴/۵ درصد (IRR) برای پروژه قبل تقسیم سود برای دولت در میادین مختلف گاز طبیعی

قیمت سر به سر گاز طبیعی سنت / مترمکعب	میزان میعانات گازی bbl/MM scf	فرضیه‌های مدل
۶	۰	میعانات با قیمت جهانی
۴/۵	۱۰	هزینه سرمایه ۲/۳ دلار در فوت مکعب در روز
۳	۲۰	میعانات، گاز مایع و اتان به طور کامل
۱	۳۰	سناریوی پایین قیمت نفت
۰	۳۵	

اما NPV پیمانکار در این حالت منفی ۳۴۷ میلیون دلار و IRR، ۸درصد است و سرمایه‌گذاری برای آن صرفه اقتصادی ندارد.

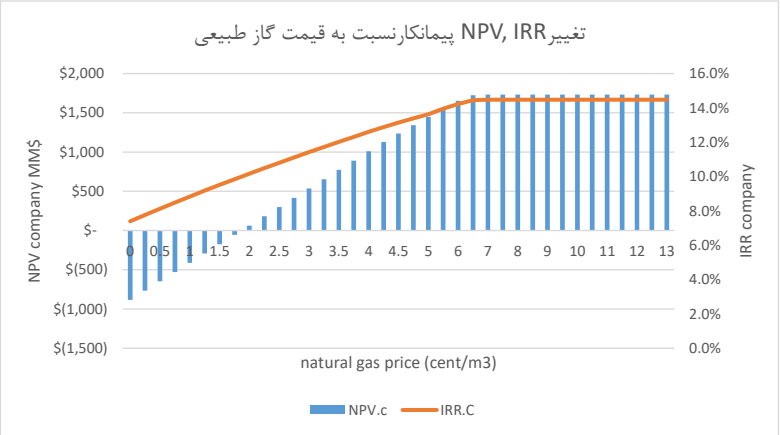
۳-۲. اثر کیفیت گاز تولیدی بر سودآوری پروژه

سه عامل میزان محصولات تولیدی، قیمت محصولات و هزینه سرمایه‌ای پروژه تعیین کننده سود و جذابیت اقتصادی پروژه است. در این بخش هدف بررسی اثر میزان میعانات تولیدی؛ قیمت میعانات، صادراتی یا فروش داخلی، به عنوان ارزشمندترین محصول و هزینه سرمایه‌ای پروژه، احداث پالایشگاه یا بدون آن بر جذابیت اقتصادی پروژه است.

با توجه به اینکه، میزان میعانات یک میدان، تأثیر چندانی در هزینه توسعه و تولید ندارد، با ثابت فرض کردن سایر فرضیه‌های مدل، اثر میزان میعانات بر IRR پروژه (پیش از تقسیم سود بین دولت و شرکت

جدول ۷. اثر قیمت میعانات در جذابیت سرمایه‌گذاری میادین گازی برای حفظ حداقل ۱۴/۵ درصد (IRR) برای پروژه قبل تقسیم سود میان دولت و شرکت

قیمت سر به سر گاز طبیعی سنت / مترمکعب	میعانات گازی bbl/MM scf	فرضیه‌های مدل
۶	۰	قیمت میعانات ۴۰ درصد قیمت جهانی
۵/۵	۱۰	هزینه سرمایه ۲/۳ دلار در فوت مکعب در روز
۵	۲۰	میعانات، گاز مایع و اتان به طور کامل
۴	۳۰	سناریوی پایین قیمت نفت
۳/۵	۴۰	
۲	۶۰	
۰	۹۰	



تصویر ۸. نمودار اثر قیمت گاز بر ارزش فعلی و نرخ بازده داخلی پیمانکار توسعه میدان گازی برای فرضیه‌های پایه

پیمانکار) طبق تصویر شماره ۷ نشان داده شده است. در این راستا، طبق جدول ۶. اثر میزان میعانات در جذابیت سرمایه‌گذاری میادین گازی برای حفظ حداقل ۱۴/۵ درصد (IRR) برای پروژه قبل تقسیم سود برای دولت در میادین مختلف گاز طبیعی قیمت سر به سر گاز برای حفظ حداقل IRR پروژه (۱۴/۵)، بر اساس میزان میعانات به دست آمده است.

۳-۳. اثر قیمت یارانه‌ای میعانات بر سودآوری پروژه

در صورتی که میعانات به قیمت یارانه‌ای به فروش برسد، در جدول ۷. اثر قیمت میعانات در جذابیت سرمایه‌گذاری میادین گازی برای حفظ حداقل ۱۴/۵ درصد (IRR) برای پروژه قبل تقسیم سود میان دولت و شرکت قیمت سر به سر گاز برای کیفیت گازهای مختلف آورده شده است. میانگین قیمت فروش میعانات به پالایشگاه‌های داخلی بر اساس قوانین بودجه ۱۳۹۷ الی ۱۴۰۰ معادل ۲۵ درصد قیمت صادراتی است. با توجه به اینکه سه‌چهارم میعانات

جدول ۸. حداقل تولید میعانات بر حسب سناریوهای قیمتی و هزینه سرمایه‌ای به منظور حفظ وضعیت موجود (فروش گاز با قیمت یارانه‌ای)

سناریوی قیمت میعانات و هزینه سرمایه‌ای پروژه	حداقل میعانات تولیدی با فرض قیمت فروش داخلی برای بازپرداخت (bbl/MM scf)
فروش میعانات به قیمت یارانه‌ای	۹۰
فروش میعانات به قیمت جهانی	۳۵
بدون احداث پالایشگاه و قیمت یارانه‌ای	۲۵
بدون احداث پالایشگاه و قیمت جهانی	۱۰

جدول ۹. بهای تمام‌شده گاز طبیعی در مقادیر سقف بازپرداخت از درآمد افزایش تولید برای بازپرداخت هزینه میدان

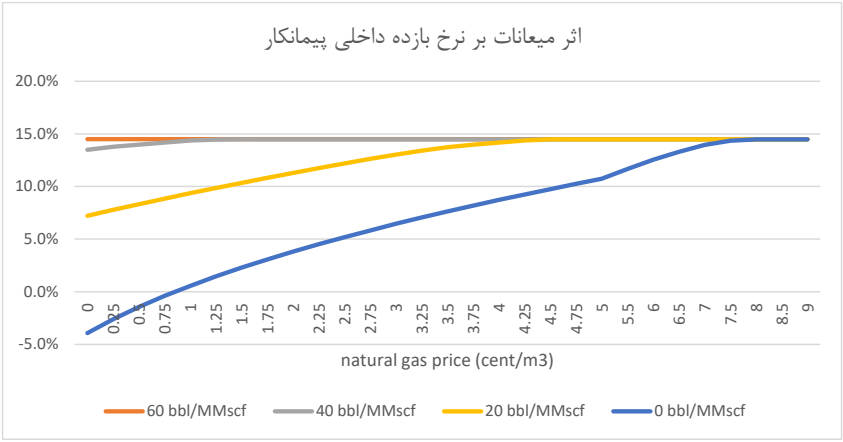
دولت	پیمانکار	حداقل قیمت گاز طبیعی سنت / مترمکعب	حداکثر پرداخت از محل میدان	فرضیه‌های مدل نگه‌داشت تولید از طریق فشارافزا، بازپرداخت از محل افزایش تولید
۸۳ درصد	۱۷ درصد	۹	۵۰ درصد	پروژه توسعه‌ای هزینه سرمایه ۱/۲ میلیارد دلار در هر میلیارد فوت در روز
۸۱ درصد	۱۹ درصد	۶	۶۰ درصد	میعانات ۴۰ بشکه در هر میلیون فوت
۸۰ درصد	۲۰ درصد	۲/۵	۷۵ درصد	نرخ پاداش ثابت ۱/۲۵
۸۰ درصد	۲۰ درصد	۱	۸۵ درصد	

تولیدی در داخل مصرف می‌شود و یک‌چهارم صادراتی است، میانگین قیمت داخلی میعانات ۴۰ درصد قیمت برنت در نظر گرفته شده است.

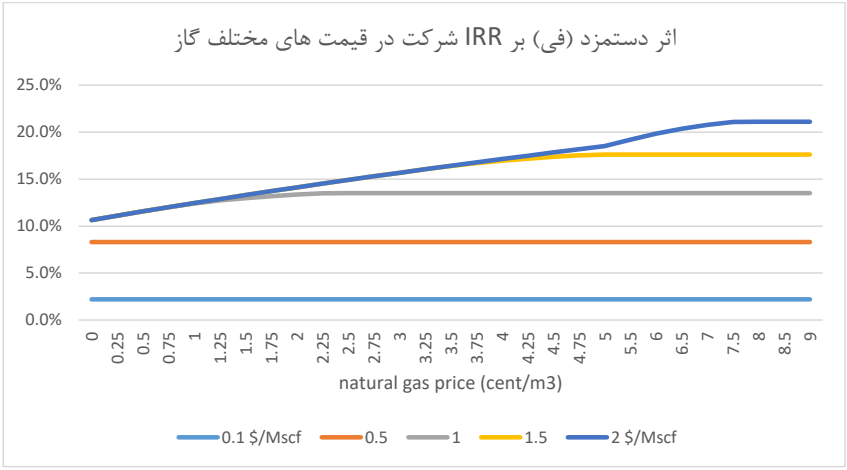
۳-۴. اثر هزینه سرمایه‌ای پروژه بر سودآوری پروژه

هزینه سرمایه‌ای پروژه عامل سوم در جذابیت اقتصادی است. در صورت توسعه میادین جدید گازی در ناحیه خلیج فارس امکان استفاده از پالایشگاه‌های گازی پارس جنوبی وجود دارد، نظیر قرارداد توسعه میدان فرزاد (ب) (شانا، ۱۴۰۰)، اما در صورت نیاز به احداث پالایشگاه هزینه سرمایه‌ای طرح بیش از دو برابر می‌شود. درنهایت، بر اساس ادامه روند موجود (قیمت ناچیز گاز طبیعی) بر پایه دو عامل هزینه سرمایه‌ای پروژه و قیمت فروش گاز، غنای گاز (میعانات تولیدی) میادین با صرفه اقتصادی در جدول ۸. حداقل تولید میعانات بر حسب سناریوهای قیمتی و هزینه سرمایه‌ای به منظور حفظ وضعیت موجود (فروش گاز با قیمت یارانه‌ای) خلاصه شده است.

۳-۵. آنالیز حساسیت قیمت گاز بر سهم



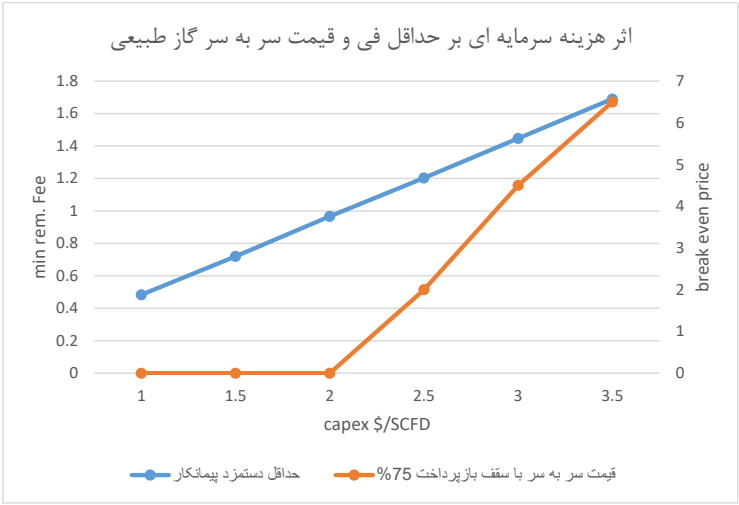
تصویر ۹. نمودار اثر قیمت گاز و میزان میعانات بر نرخ بازده داخلی پیمانکار توسعه میدان گازی باری فرضیه‌های پایه



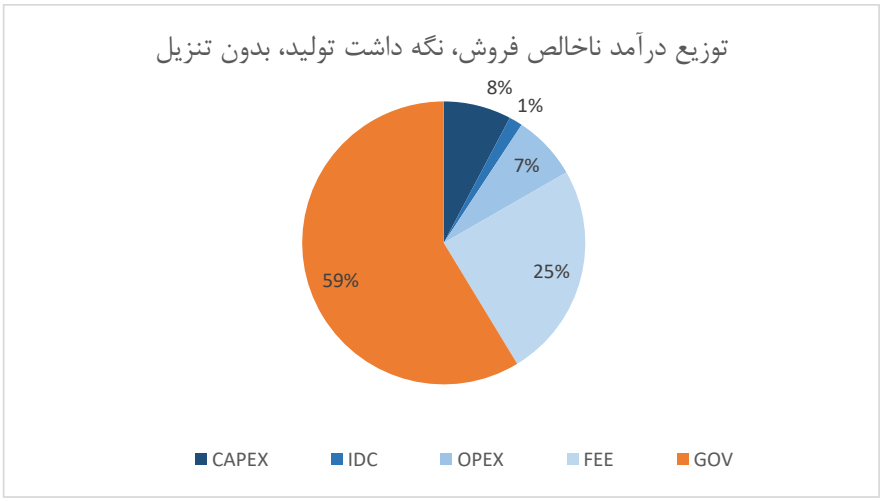
تصویر ۱۰. نمودار اثر قیمت گاز و نرخ دستمزد بر نرخ بازده داخلی پیمانکار توسعه میدان گازی

سرمایه‌گذار

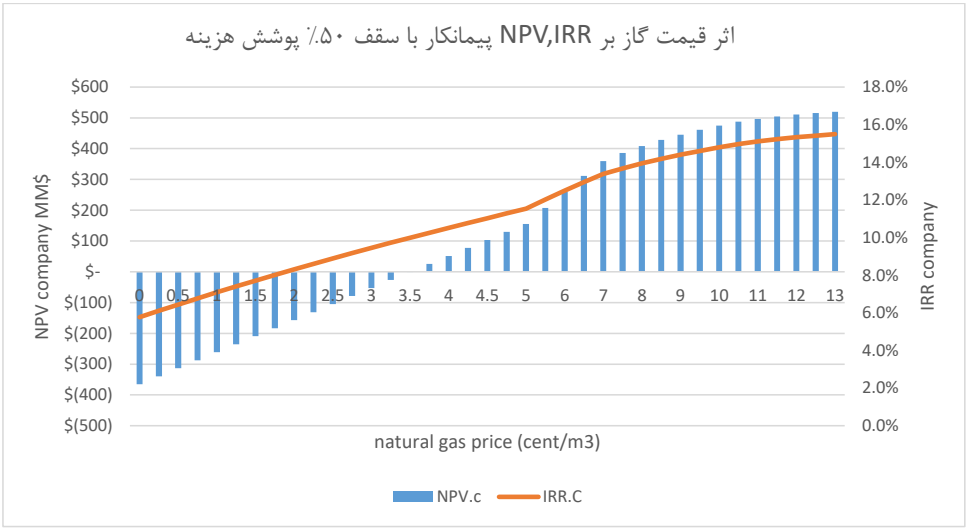
در صورت عدم کفاف درآمد میعانات گازی برای بازپرداخت هزینه‌ها، درآمد گاز در نرخ بازگشت سرمایه تعیین‌کننده خواهد شد. در تصویر شماره ۱۱، محور افقی قیمت گاز (سنت مترمکعب) و محور



تصویر ۱۱. نمودار اثر هزینه سرمایه‌ای بر قیمت سر به سر گاز و حداقل دستمزد پیمانکار برای حفظ حداقل ۱۴/۵ درصد (IRR) میدان با فرض سقف ۷۵ درصد



تصویر ۱۲. نمودار تقسیم درآمد ناخالص با مفروضات پایه، قیمت ده سنت گاز، از محل افزایش تولید میدان و نرخ بازده داخلی ۱۴/۸ درصد پیمانکار



تصویر ۱۳. نمودار اثر قیمت گاز بر ارزش فعلی و نرخ بازده داخلی پیمانکار در نگه‌داشت تولید با فرض پرداخت از محل افزایش تولید کل میدان

جدول ۱۰. حداقل قیمت مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری میادین گازی در سناریوهای مختلف قیمت گاز با سهم سازمان هدفمندی است، قیمت صادراتی میعانات و گاز خشک دارای ده بشکه میعانات در هر میلیون فوت مکعب

سناریو	پالایشگاه	قیمت صادراتی میعانات	قیمت سر به سر گاز طبیعی (سنت در مترمکعب)	سقف بازپرداخت هزینه پیمانکار
میدان غنی	✓	✓	قیمت داخلی	۸۰ درصد
	✓	×	۳/۵	۸۵ درصد
	×	✓	قیمت داخلی	۵۰ درصد
	×	×	قیمت داخلی	۶۰ درصد
میدان خشک	✓	✓	۴/۵	۸۵ درصد
	✓	×	۵/۵	۸۵ درصد
	×	✓	قیمت داخلی	۶۵ درصد
	×	×	قیمت داخلی	۸۵ درصد
نگه‌داشت تولید پارس جنوبی	×	✓	۱	۸۵ درصد
	×	×	۵	۸۵ درصد

عمودی نرخ بازدهی داخلی پیمانکار (IRR) یا ارزش فعلی پروژه برای پیمانکار (NPV) است. با افزایش قیمت گاز IRR, NPV پیمانکار افزایش می‌یابد، اما به دلیل ماهیت قرارداد خدماتی، از قیمتی مشخص سهم پیمانکار ثابت می‌شود. در تصویر شماره ۸ با فرضیه‌های مدل پایه، حداقل قیمت گاز برای حفظ IRR ۱۴/۵درصد برابر با ۶/۵ سنت در هر مترمکعب است. در تصویر شماره ۹ اثر با توجه به میزان میعانات، قیمت سر به سر گاز برای تولید ۲۰، ۴۰ و ۶۰ میعانات به ترتیب ۴/۵، ۱/۲۵ و صفر سنت در مترمکعب است.

در تصویر شماره ۱۰ اثر نرخ دستمزد بر IRR پیمانکار نشان می‌دهد، دستمزد بالای یک دلار در هر هزار فوت نسبت به قیمت گاز طبیعی حساسیت دارد؛ زیرا در دستمزدهای پایین سهم پیمانکار از محل درآمد میعانات تأمین می‌شود، با افزایش دستمزد برای رسیدن به IRR بالاتر، افزایش قیمت گاز موجب افزایش بازده تا سقفی مشخص می‌شود. این سقف به دلیل ماهیت قرارداد خدماتی وجود دارد و تابع دستمزد پایه پیمانکار است.

در تصویر شماره ۱۱ اثر هزینه سرمایه‌ای پروژه بر قیمت سر به سر گاز و حداقل دستمزد مورد نیاز پیمانکار نشان داده شده است. در هزینه سرمایه‌ای کمتر از دو میلیارد دلار، همه هزینه‌های پروژه از محل درآمد میعانات قابل بازپرداخت است. با افزایش هزینه سرمایه‌ای، قیمت سر به سر گاز به شدت افزایش می‌یابد.

۳-۶. پروژه نگه‌داشت تولید از طریق فشارافزایی

در این بخش جذابیت سرمایه‌گذاری پروژه نگه‌داشت تولید پارس جنوبی از طریق نصب کمپرسور فشارافزا برای پارس جنوبی بررسی شده است. در این حالت، بازپرداخت هزینه پیمانکار از محل تولید حفظ شده است نه کل تولید، سهم دولت و هزینه‌ها و پاداش پیمانکار از درآمد ناخالص فروش بر مبنای مفروضات پایه طبق تصویر شماره ۱۲ نشان داده شده است. نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار ۱۴/۸ درصد و سهم دولت از سود نهایی ۸۳ درصد و پیمانکار ۱۷ درصد است.

در تصویر شماره ۱۳، اثر قیمت گاز بر بازپرداخت سهم پیمانکار نشان داده شده است. در قیمت ۳/۷۵ سنت سهم پیمانکار مثبت شده و در قیمت نُه سنت IRR به حداقل ۱۴/۵ می‌رسد. درنتیجه اگر دولت سیاست قیمت پایین را اتخاذ می‌کند، مطابق جدول ۹. بهای تمام‌شده گاز طبیعی در مقادیر سقف بازپرداخت از درآمد افزایش تولید برای بازپرداخت هزینه میدان بایستی سهم خود را از درآمد نگه‌داشت تولید کم کند.

٤. بحث و نتیجه‌گیری

رشد فزاینده مصرف گاز طبیعی و افت تولید میدان پارس جنوبی، سرمایه‌گذاری در توسعه میادین جدید گازی را (در کنار سیاست‌های مدیریت سمت تقاضا) ضروری ساخته است. همان‌طور که اشاره شد مهم‌ترین عوامل مؤثر بر اقتصاد میادین گازی شامل هزینه سرمایه‌ای (حالت با پالایشگاه و بدون پالایشگاه و نگه‌داشت تولید میدان)، غنی بودن گاز استحصالی (غنی و خشک)، وضعیت فروش میعانات (سهم فروش داخل یا صادرات)، سقف بازپرداخت به پیمانکار و درنهایت، قیمت فروش گاز طبیعی است.

در این پژوهش، بر اساس سه عامل از عوامل فوق (هزینه سرمایه‌ای، غنی بودن گاز استحصالی و وضعیت فروش) ده سناریو طراحی شد. دو عامل قیمت فروش گاز و سقف بازپرداخت به عنوان متغیرهای کنترل (تصمیم) در نظر گرفته شدند. سقف بازپرداخت بین ۵۰تا ۸۵ درصد و قیمت نیز بین صفر تا قیمت وارداتی در نوسان بود. مقادیر بهینه پیشنهادی نیز در هر سناریو محاسبه و ارائه شده و اولویت با قیمت‌های پایین‌تر گاز بوده است.

طبق جدول ۱۰. حداقل قیمت مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری میادین گازی در سناریوهای مختلف قیمت گاز با سهم سازمان هدفمندی است، قیمت صادراتی میعانات و گاز خشک دارای ده بشکه میعانات در هر میلیون فوت مکعب پارامترهای رژیم مالی متناسب با شرایط میدان مشخص می‌شود، در صورتی که دولت امکان صادرات گاز یا فروش به شرکت‌های پتروشیمی را دارد، قیمت بالای گاز به عنوان مبنای قرارداد پیشنهاد می‌شود، اما در صورت حفظ وضعیت موجود با قیمت فروش داخلی پایین، ناگزیر به افزایش سقف بازپرداخت در قرارداد است. به‌طور مثال، با قیمت فروش داخلی، سقف بازپرداخت میادین گاز غنی با پالایشگاه ۸۰ درصد و میادین گاز خشک بدون پالایشگاه ۶۵ درصد خواهد بود. در صورت عدم تغییر قیمت‌های موجود، تنها امکان توسعه میادین گاز غنی بدون احداث پالایشگاه یا هزینه سرمایه‌ای کمتر از (1 $/SCFD) و توان تولید حداقل بیست بشکه میعانات (قیمت صادراتی) در هر میلیون فوت مکعب امکان‌پذیر است.

به عبارت دیگر، در بهترین حالت (میدان با گاز غنی، بدون پالایشگاه و امکان صادرات میعانات با هدف حفظ قیمت‌های فعلی گاز) باید سقف بازپرداخت هزینه پیمانکار ۵۰ درصد قابل اجرا

است. در کمترین حالت سود آوری، (میدان خشک، با پالایشگاه و بدون امکان صادارت) امکان حفظ قیمت‌های فعلی به هیچ عنوان ممکن نیست و باید ضمن افزایش قیمت به ۵/۵ سنت در هر مترمکعب، سقف بازپرداخت نیز به ۸۵درصد افزایش یابد.

در مجموع می‌توان این‌طور جمع‌بندی کرد که دولت برای تقویت توسعه میادین گازی و سودآور کردن آن‌ها برای پیمانکاران، بسته به شرایط میدان و امکان صادرات، نیازمند بازنگری جدی در قیمت فروش گاز طبیعی یا بالا بردن سقف بازپرداخت برای پیمانکاران است.

ملاحظات اخلاقی

پیروی از اصول اخلاق پژوهش

اصول اخلاق پژوهش در مقاله حاضر رعایت شده است.

حامی مالی

این پژوهش با حمایت مالی مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران انجام شده و بخشی از پروژه پژوهشی با عنوان «گزینه های سیاستی اصلاح رابطه مالی دولت و شرکت ملی نفت ایران» است توسط دانشگاه صنعتی شریف انجام شده است.

مشارکت نویسندگان

نویسندگان به یک اندازه در نگارش مقاله مشارکت داشته‌اند.

تعارض منافع

بنابر اظهار نویسندگان این مقاله تعارض منافع ندارد.

تشکر و قدردانی

از مدیر و کارشناسان دفتر بودجه معاونت برنامه‌ریزی وزارت نفت، مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران و پژوهشکده سیاست‌گذاری دانشگاه صنعتی شریف که محققان را در طول این مطالعه یاری کردند سپاس‌گزاری می‌شود.

منابع فارسی

اقتصاد، ا. س. و پیله‌فروش، م. (۱۳۹۸). درباره یارانه انرژی در ایران ۱. یارانه پنهان و ملاحظات آن. تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس.

فرنودی، ا. ع.، عسگری، م. م.، صادقی شاهدانی، م. و طاهری فرد، ع. (۱۳۹۷). تحلیل حساسیت متغیرهای اصلی جریان نقدی در قرارداد IPC و مقایسه آن با قرارداد بیع متقابل مطالعه موردی: میدان دارخوین. پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، ۸(۲۹)، ۱۹۳-۱۷۱.

صاحب‌هنر، ح.، طاهری‌فرد، ع.، مریدی فریمانی، ف. و مهدوی، ر. (۱۳۹۶). ارزیابی مالی اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین. تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی ۷(۲۸)، ۷۳-۳۵.

ایرنا. (۱۳۹۹). ظرفیت تولید روزانه گاز ایران از مرز یک میلیارد مترمکعب گذشت.

شبکه اطلاع‌رسانی نفت و انرژی (شانا). (۱۳۹۸). پارس جنوبی از ۹۲ تا ۹۸ در گفت‌وگو با مشکین‌فام.

شبکه اطلاع‌رسانی نفت و انرژی (شانا). (۱۳۹۸). حلقه مفقوده فشارافزایی گاز در دریا.

شبکه اطلاع‌رسانی نفت و انرژی (شانا). (۱۳۹۳). توسعه فازهای پارس جنوبی از صفر تا صد.

شبکه اطلاع‌رسانی نفت و انرژی (شانا). (۱۳۹۰). تکمیل حفاری ۲۴ حلقه چاه فازهای ۹ و ۱۰ پارس جنوبی.

صاحب‌هنر، ح. و طاهری‌فرد، ع. (۱۳۹۷). شبیه‌سازی مالی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی. تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس.

طاهری‌فرد، ع.، مهدوی، ر.، صاحب‌هنر، ح.، خاکپور، م. ع. و کی‌پور، ج. (۱۳۹۵). پتانسیل طراحی مدل قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت با تأکید بر فروش این گازها به واحدهای NGL. پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، ۵(۲۰)، ۲۲۵-۱۸۷.

طاهری‌فرد، ع.، شیریجیان، م. و مهرافشان، م. ر. (۱۳۹۴). بررسی تطبیقی اساسنامه‌های شرکت ملی نفت ایران در دوره زمانی ۱۳۳۳ تا ۱۳۵۶: ارائه اصولی برای اساسنامه جدید. پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، ۴(۱۴)، ۱۵۲-۱۲۳.

اخوان، م. (۱۳۹۳). قرارداد بیع متقابل توسعه فازهای ۲ و ۳ میدان گازی پارس جنوبی از منظر قراردادهای ناقص. پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، ۴(۱۳)، ۳۲-۱.

احمدی، ر.، متین، م. و صابری، ع. (۱۴۰۰). مانع‌زدایی و پشتیبانی از تولید در صنعت نفت و گاز مسائل و راهکارها. تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس.

دیباوند، ه.، طاهری‌فرد، ع.، فریدازد، ع.، تکلیف، ع. و بحرالعلوم، م. م. (۱۳۹۷). مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی. پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، ۷(۲۶)، ۷۷-۵۱.

References

Acquah-Andoh, E., Ike, O., Ifelebuegu, A. O., & Owusu, A. (2020). The fiscal regime for UK shale gas: Analysing the impacts of pad allowance on shale gas investments. *Energy Policy*, 146, 111743. [DOI:10.1016/j.enpol.2020.111743]

Acquah-Andoh, E., Putra, H. A., Ifelebuegu, A. O., & Owusu, A. (2019). Coalbed methane development in Indonesia: Design and economic analysis of upstream petroleum fiscal policy. *Energy Policy*, 131, 155-167. [DOI:10.1016/j.enpol.2019.04.035]

Ahmadi, R., Matin, M., & Saberi, A. (2021). [*Debugging and supporting production in the oil and gas industry Issues and solutions* (Persian)]. Tehran: Islamic Parliament Research Center of The Islamic Republic of Iran. https://rc.majlis.ir/fa/report/show/1668562

Akhavan, M. (2015). [The buy-back development contract for phases 2&3 of South Pars gas field and incomplete contract (Persian)]. *Journal of Iranian Energy Economics*, 4(13), 1-32. https://jiee.atu.ac.ir/article_850.html?lang=fa

Johnston, D. (1994). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. New Hampshire: PennWell Books. https://www.google.com/books/edition/International_Petroleum_Fiscal_Systems_a/s9NqzgEACAAJ?hl=en

Daniel, P., Goldsworthy, B., Maliszewski, W., Puyo, M., & Watson, A. (2010). Evaluating fiscal regimes for resource projects: An example from oil development. In P. Daniel, M. Keen, & C. McPherson (Eds.), *The taxation of petroleum and minerals: Principles, problems and practice*. London: Routledge. https://www.google.com/books/edition/The_Taxation_of_Petroleum_and_Minerals/Ix7GBQAAQBAJ?hl=en&gbpv=0

Dibavand, H., Taherifard, A., Faridzad, A., Taklif, A., & Bahrololoum, M. M. (2018). [The fiscal regime comparison of IRANs New Petroleum Contract (IPC) with Buy-Back Model: The case study of phases 4 & 5 of the South Pars Gas field (Persian)]. *Iranian Energy Economics*, 7(26), 51-77. [DOI:10.22054/JIEE.2018.9099]

Eghtesad, A. S., & Pile Forosh, M. (2019). [*About energy subsidies in Iran 1. Hidden subsidies and its considerations* (Persian)]. Tehran: Islamic Parliament Research Center of The Islamic Republic of Iran. https://rc.majlis.ir/fa/report/show/1305846.

Fan, L., Harris, B. W., Jamaluddin, A., Kamath, J., Mott, R., & Pope, G. A., et al . (2005). Understanding gas-condensate reservoirs. *Oilfield review*, 17(4), 14-27. https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/33452074/02_understanding

Farimani, F. M., Mu, X., Sahebhonar, H., & Taherifard, A. (2020). An economic analysis of Iranian petroleum contract. *Petroleum Science*, 17(5), 1451-1461. [DOI:10.1007/s12182-020-00486-2]

Farnoudi, A., Asgari, M. M., Sadeghi Shahedani, M., & Taheri Fard, A. (2019). [The sensitivity analysis of main factors of IPC's cash flow and its comparison to Buy back contracts case study: Darkhowein field (Persian)]. *Journal of Iranian Energy Economics*, 8(29), 171-193. [DOI:10.22054/JIEE.2019.9920]

IRNA. (2020). [Iran's daily gas production capacity exceeded one billion cubic meters (Persian)]. Retrieved from: https://www.irna.ir/news/83846895

Johnston, D., & Johnston, D. (2015). Fundamental petroleum fiscal considerations. *Oxford Energy Forum*, 99, 21-25. https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:53703aff-359e-4a32-bc83-92ee69dfb061

Kellas, G. (2010). 6 Natural gas: Experience and Issues. In M. Keen, P. Daniel, & C. McPherson (Eds.). *The taxation of petroleum and minerals* (pp. 179–200). Oxfordshire: Taylor & Francis. https://www.google.com/books/edition/The_Taxation_of_Petroleum_and_Minerals/ik1ZBwAAQBAJ?hl=en&gbpv=0

Mas'ud , A., Manaf, N. A. A., & Saad, N. (2018). Influence of fiscal regime adjustment on investment climate of marginal oil fields in Malaysia: A scenario analysis. *International Journal of Energy Technology and Policy*, *14* (2–3), 276–291. https://www.inderscienceonline.com/doi/abs/10.1504/IJETP.2018.090694

Nakhle, C. (2008). Petroleum taxation: Sharing the oil wealth: A study of petroleum taxation yesterday, today and tomorrow. Oxfordshire: Taylor & Francis. https://www.google.com/books/edition/Petroleum_Taxation/qLJ9AgAAQBAJ?hl=en&gbpv=0

Ramírez-Cendrero, J. M., & Paz, M. J. (2017). Oil Fiscal regimes and national oil companies: A comparison between pemex and petrobras. *Energy Policy*, 101, 473–483. [DOI:10.1016/j.enpol.2016.11.009]

Saheb Honar, H., Taheri Fard, A., Moridi Farimani, F., &Mahdavi, R. (2017). [Financial and economic evaluation of the Iran Petroleum Contract "IPC": Case study of the Darquin Filed (phase III) (Persian)]. *Journal of Economic Modeling Research*, 7(28), 35-73. http://jemr.khu.ac.ir/article-1-1415-fa.html

Saheb Honar, H., & Taheri Fard, A. (2018). [*Financial simulation of South Pars Phase 11 contract* (Persian)]. Tehran: Islamic Parliament Research Center of The Islamic Republic of Iran. https://rc.majlis.ir/fa/report/show/1069455

Taherifard, A., Mahdavi, R., Sahebhonar, H., Khakpour, M. A., & Keypour, J. (2016). [Designing model of associated petroleum gas pricing with emphasis on sale of gas to NGL Units: Case study of feed pricing of Ngl-3200 (Persian)]. *Iranian Energy Economics*, 5(20), 187-225. [DOI:10.22054/JIEE.2017.7314]

Taherifard, A., Shirijian, M., & Mehrafshan, M. R. (2015). [A comparative analysis of the National Iranian Oil Company (nioc) articles of association during 1954-1978: Proposing a number of principles of the new articles of association (Persian)]. *Journal of Iranian Energy Economics*, 4(14), 123-152. [DOI:10.22054/JIEE.2015.1065]

(2019). [South Pars from 2013 to 2019 in a conversation with Meshkinfam (Persian)]. Retrieved from: https://www.shana.ir/news/292603

Petro Energy Information Network. (2019). [Missing link of increasing gas pressure at sea (Persian)]. Retrieved from: https://www.shana.ir/news/293020

Petro Energy Information Network. (2014). [Development of South Pars phases from zero to one hundred (Persian)]. Retrieved from: https://www.shana.ir/news

Petro Energy Information Network. (2012). [Completion of drilling of 24 wells in phases 9 and 10 of South Pars (Persian)]. Retrieved from: https://www.shana.ir/news/185570/