



Challenges of Project Financing in Iran Petroleum Contracts: A Bankability Perspective

ARTICLE INFO

DOI: 10.48311/CLR.29.2.2

Article Type

Research Article

Authors:

¹ Majid Ghamami 
ORCID: <https://0000000154361344>

² Ghazal Keshavarzi 
ORCID: <https://0009000789567335>

Affiliation:

¹ Associate Professor in Private Law,
Faculty of Law and Political Science,
University of Tehran, Tehran, Iran

² Ph. D. Student in Oil and Gas Law,
Faculty of Law and Political Science,
University of Tehran, Tehran, Iran

Correspondence:*

Email: ghkeshavarzi@ut.ac.ir

Article History:

Received: 2024/12/15

Accepted: 2025/03/09

Abstract

The essential element for the successful execution of any project is its financing. In the oil and gas industry, due to the substantial investment required and the long lifecycle of projects, there is a predominant inclination towards project-based financing. Project financing is based on long-term borrowing and, considering two key features-high financial leverage and non-recourse and/or limited recourse to the sponsors and shareholders of the project-it compels lenders to conduct a thorough and comprehensive assessment of the project risks, and consequently, to evaluate the bankability of the project. The oil and gas industry, due to considerable expenses, long durations, and multiple risks such as fluctuations in oil prices, environmental issues, and political risks, requires reliable financial and contractual structures. One of the main challenges faced by authors of oil contracts in Iran has been the risk management system and, consequently, the bankability of these contracts. This article analyzes the impact of various risks on cash flows and the ability to manage these risks in order to enhance the bankability of oil and gas projects, with an emphasis on the model of Iran Petroleum Contracts (IPC), which currently follows a service contract framework.

Keywords: Project Finance, Bankability, Risk, Iran Petroleum Contract, Upstream Oil and Gas Contract





چالش‌های تأمین مالی پروژه‌محور قراردادهای بالادستی نفت و گاز ایران بر اساس معیار بانک‌پذیری^۱

مجید غمامی^۱، غزال کشاورزی^{۲*}

۱. دانشیار گروه حقوق خصوصی، دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران

۲. دانشجوی دکتری حقوق نفت و گاز دانشگاه تهران، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۲/۱۹

تاریخ ارسال: ۱۴۰۳/۰۹/۲۵

چکیده

شریان حیاتی اجرای هر پروژه تأمین مالی آن است. در صنعت نفت و گاز با توجه به نیاز پروژه به حجم عظیم سرمایه‌گذاری و طولانی بودن چرخه حیات پروژه، عمدتاً تمایل به تأمین مالی پروژه‌محور وجود دارد. تأمین مالی پروژه‌محور بر پایه استقراض بلندمدت بوده و با توجه به دو ویژگی اهرم بالای مالی^۲ و عدم حق رجوع^۳ (حق رجوع محدود) به بانیان و سهامداران پروژه، وام‌دهندگان را ناگزیر از ارزیابی موشکافانه و همه‌جانبه ریسک‌های پروژه و به تبع آن بررسی امکان بانک‌پذیری پروژه می‌نماید. صنعت نفت و گاز به دلیل هزینه‌های بالا، دوره‌های طولانی و ریسک‌های متعدد مانند نوسانات

1. Bankability
2. High Leverage
3. Non-Recourse

E-mail: ghkeshavarzi@ut.ac.ir

* نویسنده مسئول مقاله:



کپی‌رایت © ۲۰۲۵، انتشارات دانشگاه تربیت مدرس (TMU Press). این مقاله به صورت دسترسی آزاد منتشر شده و تحت مجوز بین‌المللی Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 قرار دارد. بر اساس این مجوز، شما می‌توانید این مطلب را در هر قالب و رسانه‌ای کپی، بازنشر و بازآفرینی کنید و یا آن را ویرایش و بازسازی نمایید، به شرط آنکه نام نویسنده را ذکر کرده و از آن برای مقاصد غیرتجاری استفاده کنید.



قیمت نفت، مسائل محیط زیستی و مخاطرات سیاسی، نیازمند ساختارهای مالی و قراردادی قابل اتکا است. یکی از چالش‌های اصلی نگارندگان قراردادهای نفتی در ایران نظام مدیریت ریسک و به تبع آن بانک‌پذیری این قراردادها بوده است. در این پژوهش، به تحلیل تأثیر ریسک‌های مختلف بر جریان‌های نقدی و توانایی مدیریت این ریسک‌ها در راستای بهبود بانک‌پذیری پروژه‌های نفت و گاز با تأکید بر الگوی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران که در حال حاضر قرارداد خدماتی است، پرداخته شده است.

واژگان کلیدی: تأمین مالی پروژه محور، بانک‌پذیری، ریسک، قراردادهای بالادستی نفت و گاز

۱. مقدمه

تجزیه و تحلیل ریسک پروژه در قلب تأمین مالی پروژه قرار دارد. در زمینه تأمین مالی پروژه، ریسک نشان‌دهنده احتمال تغییر جریان‌های نقدی پروژه در مقایسه با پیش‌بینی‌های اولیه است. هیچ ساختار استاندارد یا عمومی برای تأمین مالی پروژه وجود ندارد (Yescome, 2014:9) که به‌طور مداوم به تمام معاملات اعمال شود. در عوض، ساختارها بر اساس ویژگی‌ها و ریسک‌های خاص پروژه‌ها متفاوت هستند. در مدل‌های تأمین مالی پروژه محور، بانیان پروژه به دنبال استقراض حداکثری برای تأمین هزینه‌های پروژه هستند. علاوه بر این، بانیان پروژه هستند که پروژه را مدیریت خواهند کرد و آن‌ها هستند که اگر پروژه بهتر از حد انتظار عمل کند، از آن سود خواهند برد. در مقابل، سود تأمین‌کنندگان مالی در ابتدا تعیین می‌گردد که معمولاً عددی ثابت است و بنابراین تأمین‌کنندگان مالی یک پروژه معمولاً از رویکرد محافظه‌کارانه‌تری برای پذیرش ریسک‌های پروژه استفاده می‌کنند؛ بنابراین، تأمین مالی موفق پروژه تنها در صورتی امکان‌پذیر است که ریسک‌های پروژه برای تأمین‌کنندگان مالی قابل قبول یا «بانک‌پذیر» باشد (غمامی و کسنوی، ۱۴۰۰: ۹۶). مفهوم «بانک‌پذیری» اصطلاحی جدید در حقوق بانکی و تأمین مالی است که ابعاد حقوقی قابل ملاحظه‌ای دارد. ساختار اجرایی



پروژه در تأمین مالی پروژه‌محور از طریق یک شرکت با هدف خاص (که به‌طور معمول «شرکت پروژه» نامیده می‌شود)^۴ که فعالیت‌های آن به توسعه و بهره‌برداری از پروژه‌ای که تأمین مالی می‌شود، محدود است و کلیه قراردادهای مختلف پروژه است؛ بنابراین، به لحاظ حقوقی، شرکت پروژه طرف قراردادهای مختلف پروژه است؛ بنابراین، به لحاظ حقوقی، موجودیتی است که در نهایت مسئول مدیریت ریسک‌های مختلفی است که تأمین‌کنندگان مالی با آن مواجه هستند (Higuuchi, 2019: 53). در نتیجه اعتبارسنجی مالی آن برای تأمین‌کنندگان مالی اهمیت ندارد و در ارزیابی آن به زنجیره قراردادی که برای اجرای پروژه منعقد می‌گردد که در مرکز آن قرارداد با سرمایه‌پذیر است، توجه می‌شود (کسنوی، ابراهیمی و باقری، ۱۴۰۰: ۱۵۵). توزیع صحیح ریسک از طریق قراردادهای پروژه و اجرای صحیح آن می‌تواند بازگشت جریان درآمدی مورد انتظار که سنگ بنای بانک‌پذیری است را تضمین نماید. اهمیت اساسی بانک‌پذیری در الگوی تأمین مالی پروژه‌محور در آن است که وثیقه‌ی اصلی وام، حقوق قراردادی شرکت پروژه در شبکه‌ی قراردادی پروژه است (کسنوی، ابراهیمی، باقری، ۱۴۰۰: ۱۵۷). این ویژگی در پروژه‌های بالادستی اهمیتی دوچندان دارد زیرا نه مخزن و نه محصول آن قابلیت توثیق ندارند. پس شناسایی ریسک‌های مهم پروژه و تأثیر آن بر جریان درآمدی پروژه، دغدغه‌ی تأمین‌کنندگان مالی است و بنا به طبع آنان مایل خواهند بود که روش‌های مدیریت حقوقی ریسک‌ها را به بنیان پروژه تحمیل کنند.

۲. مفهوم بانک‌پذیری و اهمیت آن

تسلط و احاطه بر مفهوم «بانک‌پذیری» در تأمین مالی پروژه بسیار حائز اهمیت است. تعریف واحدی برای این عبارت وجود ندارد اما به طور کلی، اگر تأمین‌کنندگان پروژه‌ای به درجه‌ای از اقلان اقتصادی و حقوقی برسند که تمایل به تأمین مالی آن داشته باشند می‌توان گفت ریسک پروژه بانک‌پذیر است (Clews, 2016: 10-11). بنابراین بانک‌پذیری یک مفهوم انعطاف‌پذیر

4. Special Purpose Vehicle (SPV)



است که هدف غایی آن پاسخ به این سؤال است که آیا ریسک‌های پروژه توسط تأمین‌کنندگان پذیرفته می‌شود یا خیر و اگر پذیرفته می‌شود شیوه‌ی مدیریت و کنترل آن کدام است. تعیین اینکه آیا یک پروژه بر اساس ریسک‌های مربوط به آن بانک‌پذیر هست یا خیر، امری دشوار است و نیاز به تجربه و دانش قابل توجهی در خصوص ریسک‌گریزی و ریسک‌پذیری درونی دارد. بانک‌پذیری بر اساس تمایل تأمین‌کنندگان و ارزیابی آنان از مدل مدیریت ریسک هر پروژه مشخص می‌شود و معیار ثابتی برای سنجش آن وجود ندارد؛ چنانکه برخی مؤسسات ممکن است ریسک‌هایی را بپذیرند که دیگران از قبول آن امتناع می‌نمایند (Yescomb, 2014:110). این امر به ویژه هنگامی مورد توجه قرار می‌گیرد که تأمین‌کنندگان مالی مسائل وسیع‌تری مانند روابط عمومی بانیان یا پتانسیل یک قرارداد بزرگ صادراتی را در نظر بگیرند. تمایل تأمین‌کنندگان مالی در پذیرش ریسک نیز در طول زمان تغییر می‌کند. این امر به ویژه در مورد ریسک‌های مرتبط با حاکمیت کشورها صادق است؛ چراکه در آن حوزه قضایی به دلیل وقایع سیاسی مانند جنگ، تحریم، بحران اقتصادی و مواردی از این دست سرنوشت پروژه تحت تأثیر قرار گرفته و بعضاً ممکن است به غیرقانونی اعلام شدن آن پروژه ختم گردد.

۳. ارزیابی ریسک و بانک‌پذیری

پروژه‌های نفت و گاز در معرض طیف وسیعی از ریسک‌ها قرار دارند که بر جریان نقدینگی پروژه تأثیرگذار است. برای افزایش سرمایه در این صنعت، ضروری است که بانیان پروژه نحوه برخورد تأمین‌کنندگان مالی، تجزیه و تحلیل ریسک و کاهش ریسک را درک کنند. تأمین‌کنندگان نیز باید درک دقیقی از پروژه داشته باشند و سپس ریسک‌هایی را که می‌توانند تأثیر قابل توجهی در توانایی بازپرداخت بدهی پروژه داشته باشند، شناسایی کنند. جریان‌های نقدی پروژه که در نهایت بازپرداخت تأمین مالی صورت گرفته از محل آن انجام می‌شود در معرض ریسک‌های متنوعی قرار دارد که هرچه پروژه بزرگ‌تر و پیچیده‌تر باشد به تبع آن ریسک‌ها بیشتر بوده و طیف گسترده‌تری از ریسک‌ها باید توسط تأمین‌کنندگان مالی ارزیابی



شود.

فرایندی که تأمین‌کنندگان مالی برای ارزیابی دقیق ریسک‌های پروژه خود طی می‌کنند، «ارزیابی محتاطانه‌ی معطوف به واقعیت»^۵ نامیده می‌شود. این فرایند عنصر مهمی از ارزیابی اعتبار تأمین‌کنندگان برای معاملات تأمین مالی پروژه را تشکیل می‌دهد. تأمین‌کنندگان مالی برای انجام این فرایند معمولاً از متخصصان و مشاورانی که عمدتاً از پرسنل تأمین‌کننده نبوده و اشخاص ثالث متخصصی در این حوزه هستند استفاده می‌کنند (Yescombe, 2014, 21). فرایند ارزیابی ریسک در مرکز فرایند تأمین مالی پروژه قرار دارد و معمولاً منجر به یک ماتریس ریسک می‌شود که خطرات اصلی پروژه را مشخص کرده و تأثیر احتمالی این خطرات را بر بانک‌پذیری پروژه بیان نموده و اقدامات کاهش ریسک را تعیین می‌کند. (Clews, 2016: 9-10) در نتیجه، فرایند ارزیابی محتاطانه‌ی معطوف به واقعیت، یک عنصر مهم در اعطای اعتبار توسط تأمین‌کنندگان مالی در پروژه است و غالباً منتج به تعیین میزان تخصیص سرمایه، اندازه‌گیری سودآوری معاملات و میزان سطح نظارت مورد نیاز برای یک پروژه خاص می‌شود.

۴. ریسک‌های موجود در پروژه‌های بالادستی

با توجه به ماهیت پیچیده پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز و گره خوردن آن با سیاست‌گذاری‌های کشورها و سازمان‌ها از یک سو و تأکید بر پرداخت حق‌الزحمه از عواید میدان و عدم امکان بررسی دقیق مخازن از سوی دیگر، ماهیت ریسک‌ها، فرایند ارزیابی ریسک و نیز بانک‌پذیری پروژه متمایز است. در قراردادهای بالادستی علاوه بر ریسک‌های فوق‌الذکر تأثیرگذارترین ریسک‌ها به شرح زیر می‌باشد:

۴-۱. ریسک‌های زمین‌شناسی و مخزن

5. Due diligence



ذخایر نفتی و گازی معمولاً در اعماق سطح زمین و در سنگ‌های رسوبی وجود دارد که از نظر ترکیب و خواص فیزیکی بسیار متفاوت هستند. تنها راه دسترسی به این ذخایر، نفوذ در صخره‌ها تنها از طریق حفر چاه‌های اکتشافی است. علی‌رغم اینکه چاه‌ها اطلاعات حیاتی در مورد مخزن و مایعات آن ارائه می‌دهند، اما فقط در حجم بسیار کمی از سنگ‌ها نفوذ می‌کنند. برآورد حجم و ماهیت نفتی که در این ذخایر جمع شده بسیار دشوار است و نیاز به مهارت‌های تخصصی دارد. (Hultzs et al., 2008, 180) حجم ذخایر اساس برآورد تولید بوده و در نتیجه جریان اقتصادی پروژه را تعیین می‌کند؛ بنابراین بررسی ماهیت ریسک‌های مربوط به برآورد ذخایر و روش‌هایی که معمولاً برای مقابله با این ریسک‌ها استفاده می‌شود ضرورت دارد.

اطلاعات موجود در مراحل اولیه یک پروژه معمولاً کامل نبوده و محدود به اطلاعاتی است که از بررسی خواص ژئوفیزیکی مانند داده‌های لرزه‌نگاری و داده‌های پیش از توسعه و نیز اطلاعات استخراج‌شده از تعداد محدودی چاه‌های اکتشافی و توصیفی به دست می‌آید. در مراحل اولیه یک پروژه، میزان محدود اطلاعات موجود در مورد مخزن به این معنی است که برآورد ذخایر با درصد چشمگیری از عدم اطمینان عجین شده است. به تدریج با توسعه پروژه و به ویژه با شروع تولید، اطلاعات بیشتری در مورد مایعات و سنگ‌های مخزن به دست آمده و سطح عدم قطعیت کاهش می‌یابد. با این حال، واقعیت تلخ در برآورد ذخایر این است که این عدم اطمینان تا نقطه پایانی پروژه ادامه یافته و تنها در زمان اتمام تولید احجام پیش‌بینی‌شده در قرارداد اطمینان کامل حاصل می‌گردد. نظر به اینکه ارزیابی محتاطانه‌ی معطوف به واقعیت توسط تأمین‌کننده مالی در ابتدای شروع پروژه انجام می‌شود اگر اطلاعات مخزن مبهم و یا ناقص باشد این ابهام و نقصان بر کل اقتصاد پروژه تأثیر خواهد گذاشت؛ لذا اطمینان در خصوص حجم ذخایر یکی از ارکان اساسی ارزیابی ریسک است. برای برآورد ذخایر از طبقه‌بندی ذخایر به اثبات‌شده⁶، ممکن⁷ و محتمل⁸ استفاده می‌شود. به طور کلی، برای جای

6. Proved

7. Possible



گرفتن ذخایر پروژه در طبقه‌ی ذخایر اثبات‌شده، باید اطمینان بالایی نسبت به دسترسی به حجم ذخایر وجود داشته باشد، که با احتمال حداقل ۹۰ درصد پیش‌بینی شده و مقادیر در دسترس برابر یا فراتر از این حجم برآورد شده باشد (Demirmen, 2007,80). به ذخایر اثبات‌شده P90 و به ذخایر ممکن P50 و ذخایر محتمل P10 گفته می‌شود.^۹ به طور مثال در صورتی که ذخایری به عنوان ذخایر اثبات‌شده معرفی شوند و با ۹۰٪ اطمینان تخمین زده شود که یک مخزن حداقل ۵۰ میلیون بشکه نفت تولید می‌کند، با ۵۰٪ اطمینان حداقل ۱۵۰ میلیون بشکه و با ۱۰٪ اطمینان ۳۰۰ میلیون تولید می‌نمایند در این حالت ذخایر اثبات‌شده ۵۰ میلیون بشکه، ذخایر ممکن ۱۰۰ میلیون بشکه (۱۵۰ کمتر) و ذخایر احتمالی ۱۵۰ میلیون بشکه (۳۰۰ کمتر) (۱۵۰) خواهد بود. با این حال، این برآوردها در معرض نوسان است و برآوردها تنها پس از تولید تمام نفت قابل اتکا است.

در این مثال مشاورین مخزن یک گزارش با داده‌های ذیل در خصوص مخزن برای تأمین‌کنندگان مالی آماده می‌نمایند:

≠ دسته‌بندی هیدروکربن‌های قابل بازیافت و موجود در مخازن به سه دسته ذخایر اثبات‌شده، ممکن و احتمالی.

≠ بررسی پیش‌بینی مشخصات تولید پروژه‌ها و معقول بودن هزینه‌های تولید پیشنهادی.

≠ طول حیات میدان

هدف نهایی این است که از قابلیت تولید پروژه و در نتیجه توانایی بازپرداخت بدهی و یا ایجاد بازدهی پایدار و جذاب برای تأمین‌کنندگان مالی اطمینان حاصل شود. بدیهی است قیمت تولیدات مربوط در آن زمان و نیز طول حیات میدان بر این امر تأثیرگذار خواهد بود.

8. Probable

۹. این نام‌گذاری بر اساس سیستم مدیریت منابع نفتی (PRMS) انجام شده است.



۲-۴. ریسک‌های توسعه پروژه

در فرایند توسعه پروژه، شناسایی و مدیریت ریسک‌ها به‌ویژه از دیدگاه بانک‌پذیری، نقش حیاتی ایفا می‌کند. بر خلاف تأمین مالی شرکتی، تأمین‌کنندگان مالی پروژه محور دسترسی فوری به جریان‌های نقدی حاصل از پیشرفت پروژه ندارند. در واقع، ممکن است چندین سال طول بکشد تا پروژه‌ها هرگونه جریان نقدی تولید کنند و بنابراین، در مرحله توسعه، امکان پرداخت اصل و بهره وام وجود ندارد. هنگام تحلیل ریسک اعتباری یک پروژه در مرحله توسعه، تأمین‌کنندگان در واقع به یک وام‌گیرنده نگاه می‌کنند که در آستانه ورشکستگی است. ریسک‌های مرتبط با دوره توسعه پروژه معمولاً به دلیل ویژگی‌های منحصر به فرد و زمان‌بر بودن تولید جریان نقدی، افزایش می‌یابند. این ریسک‌ها شامل عدم قطعیت در برآورد هزینه‌ها، تأخیر در زمان‌بندی و تغییرات در شرایط بازار هستند که می‌توانند به مشکلات مالی جدی منجر شوند. فرایند توسعه پروژه معمولاً شامل مراحل مختلفی از جمله دوره آغاز^{۱۰} پروژه و تعریف‌های اولیه^{۱۱}، طراحی^{۱۲}، تأمین و ساخت^{۱۳}، راه‌اندازی و تکمیل^{۱۴} است.

در مرحله آغاز پروژه، تعریف نادرست اهداف و دامنه می‌تواند به شناسایی نادرست ریسک‌ها منجر شود. این امر نه تنها بر هزینه‌های پروژه تأثیر می‌گذارد بلکه می‌تواند اعتماد تأمین‌کنندگان مالی به توانایی بازپرداخت وام را کاهش دهد. در مراحل طراحی و تأمین تجهیزات و اجزای مختلف پروژه، تصمیمات کلیدی در مورد انتخاب تأمین‌کنندگان، مواد و فناوری‌ها باید با توجه به ریسک‌های مالی و عملیاتی اتخاذ شوند. انتخاب نادرست می‌تواند منجر به افزایش هزینه‌ها و تأخیر در اجرا شود که در نهایت بر توانایی پروژه برای جذب تأمین مالی تأثیر می‌گذارد. در نهایت، در مرحله راه‌اندازی، ریسک‌های مالی به اوج خود می‌رسند. در این مرحله، تأخیر در بهره‌برداری یا مشکلات عملیاتی می‌تواند منجر به عدم تحقق

10. Initiation

11. Definition

12. Detailed Design

13. Procurement and Construction

14. Commissioning and Completion



پیش‌بینی‌های مالی و کاهش اعتماد تأمین‌کنندگان مالی به پروژه شود. در مجموع، بررسی و مدیریت ریسک‌های دوره توسعه نه تنها برای اطمینان از موفقیت پروژه ضروری است، بلکه برای جذب تأمین مالی و ایجاد اعتماد در تأمین‌کنندگان مالی نیز اهمیت دارد. این فرایند به پروژه کمک می‌کند تا به اهداف مالی و عملیاتی خود دست یابد و در نهایت به یک سرمایه‌گذاری پایدار تبدیل شود.

طول دوره توسعه میدان و پیچیدگی آن در پروژه‌های بالادستی منجر به عدم امکان پیشبرد این مرحله از طریق قراردادی یکپارچه با پیمانکار واحد است و غالباً پروژه‌ها نمی‌توانند بر اساس قراردادهای یکپارچه توسعه یابند. در عوض، بانیان پروژه معمولاً با پیمانکاران متخصص چندین قرارداد منعقد می‌کنند. به همین دلایل، ریسک‌های توسعه پروژه‌های بالادستی بدون سطوح قابل توجهی از حمایت مشروط در معاملات مالی پروژه‌ها دشوار است.

۱-۲-۴. ریسک تأمین مواد اولیه و تجهیزات

امنیت تأمین مواد اولیه، از نظر کمیت و قیمت، برای موفقیت پروژه‌ها کاملاً ضروری است و هرگونه نقص توسط تأمین‌کننده مواد اولیه می‌تواند منجر به تأخیر در توسعه و تکمیل پروژه شود (Delmon, 2016, 363). بنابراین، تأمین‌کنندگان مالی می‌خواهند اطمینان حاصل کنند که پروژه دسترسی کافی به منابع و مواد اولیه برای دوره‌ای حداقل به اندازه مدت وام‌ها را دارد.

۲-۲-۴. ریسک‌های پیمانکار

پیمانکاران در طول دوره توسعه پروژه نقش حیاتی در مدیریت و کاهش ریسک‌های تکمیل پروژه دارند. همچنین دیده‌ایم که بانیان پروژه می‌توانند در طول مرحله پیش از تکمیل پروژه‌ها از استراتژی‌های مختلف پیمان‌سپاری استفاده کنند. با این حال، تأمین‌کنندگان به‌ویژه از ریسک‌های ناشی از شکست کار بین پیمانکاران مختلف آگاه هستند و به‌دقت صلاحیت



پیمانکاران و تجربه، قدرت مالی و شهرت آن‌ها را ارزیابی خواهند کرد. رویکرد مطلوب تأمین‌کنندگان این است که تا حد امکان ریسک را به پیمانکاران ساخت^{۱۵} از طریق قراردادهایی با قیمت مقطوع^{۱۶} و به صورت کلید در دست^{۱۷} منتقل کنند (Yescomb, 2014,16). آن‌ها همچنین از پیمانکاران انتظار دارند که ریسک‌های طراحی و فناوری (از جمله ریسک‌های مربوط به مجوزهای فناوری)، قوه قهریه و سایر ریسک‌های مربوطه را بپذیرند (کسنوی، ۱۴۰۰: ۴۶). بعلاوه، تأمین‌کنندگان انتظار دارند که مسئولیت‌های پیمانکاران، از جمله خسارات نقدی، از طریق ارائه تضامین مالی از جمله ضمانت‌نامه انجام تعهدات، تضامین شرکتی و سایر تضامین در دسترس پشتیبانی شود. با این حال، الزامات تأمین‌کنندگان می‌تواند در صنعت نفت و گاز چالش‌هایی ایجاد کند. اندازه و پیچیدگی پروژه‌های نفت و گاز و لزوم استفاده از تخصص‌های گوناگون به این معناست که سطح انتقال ریسک و مخاطرات مالی مرتبط به حدی بزرگ است که هیچ پیمانکار واحدی نمی‌تواند آن را بپذیرد (Gatti, 2013, 312). افزون بر این، انتقال ریسک به پیمانکاران می‌تواند با هزینه قابل توجهی همراه باشد که بودجه کلی پروژه را افزایش می‌دهد. برای برخی از فعالیت‌ها در صنعت نفت و گاز، پذیرش قرارداد با قیمت مقطوع دشوار است. به عنوان مثال، پیمانکاران حفاری معمولاً ریسک‌های تحت الارضی و زمین‌شناسی را نمی‌پذیرند و معمولاً فقط با نرخ‌های اجاره یا حق‌الزحمه روزانه موافقت می‌نمایند.

معایب این ترتیب این است که تأمین‌کنندگان دیگر نمی‌توانند به مسئولیت متمرکز یا یکپارچه اتکا کنند و کاهش مناسب ریسک‌های هزینه، عملکرد و زمان‌بندی بسیار چالش‌برانگیز است؛ بنابراین، تأمین‌کنندگان مالی معمولاً نیاز به اشکال دیگری از حمایت، از جمله حمایت از تکمیل توسط بانیان، تأمین مالی مشروط و غیره دارند.

ملاحظات دیگری نیز وجود دارد که تأمین‌کنندگان باید به آن‌ها توجه کنند که مربوط به

15. Construction

16. Lump sum

17. Turn-key



عملکرد و تجربه پیمانکار است. تأمین‌کنندگان می‌خواهند اطمینان حاصل کنند که قراردادها تمام الزامات محیط زیستی و اجتماعی لازم را به همراه مجوزها و تأسیسات مربوطه پوشش می‌دهند. کنترل فعالیت‌های پیمانکاران می‌تواند چالش‌برانگیز باشد و تأمین‌کنندگان می‌خواهند اطمینان حاصل کنند که قادر به نظارت بر انطباق پیمانکارها با استانداردها و مجوزهای مربوطه هستند. به‌طور کلی، زمانی که یک پیمانکار اصلی، کار را به پیمانکاران فرعی واگذار می‌کند، با توجه به اصل نسبی بودن قراردادها و محدودیت‌های موجود جهت رجوع به پیمانکاران فرعی، در صورت عدم درج حق رجوع در قرارداد برای تأمین‌کنندگان مالی، می‌تواند چالش‌های قابل توجهی را برای آن‌ها ایجاد کند.^{۱۸} (کسنوی، ابراهیمی، باقری، ۱۴۰۰: ۱۵۶) در بسیاری از پروژه‌ها، پیمانکار اصلی ممکن است در واقع تمام کار را به پیمانکاران فرعی واگذار کند. در این فرض حتی اگر پیمانکار اصلی بسیار باتجربه و معتبر باشد، تأمین‌کنندگان کنترل و نظارت کمتری بر پیمانکاران فرعی دارند و عملکرد ضعیف پیمانکاران مذکور می‌تواند تأثیر بسیار مخربی بر هزینه‌ها و زمان‌بندی داشته باشد که از دغدغه‌های تأمین‌کنندگان مالی است. ریسک‌های مربوط به پیمانکاران فرعی می‌تواند به دلیل الزامات استفاده از توان داخل و نیروهای بومی که دولت‌ها بر بانیان و پیمانکاران تحمیل می‌کنند، باشد؛ این موضوع بعضاً منتج به تنش‌های قابل توجهی بین دولت، بانیان پروژه و تأمین‌کنندگان می‌شود که در مدیریت ریسک و بانک‌پذیری قرارداد از دید تأمین‌کنندگان تأثیرگذار است.

۳-۲-۴. ریسک‌های محیط زیستی بالادستی

فعالیت‌ها در صنعت نفت و گاز بالادستی تهدیدات جدی بالقوه‌ای برای محیط زیست ایجاد می‌کنند. این صنعت مسئول تعدادی از حوادث فاجعه‌بار شناخته‌شده است که نشان‌دهنده تأثیرات مخرب آن بر محیط زیست است. به همین دلیل، فعالیت‌های نفت و گاز تحت نظارت

۱۸. جهت حل این مشکل باید تأمین‌کننده مالی به عنوان طرف قرارداد باشد و یا حق رجوع به پیمانکاران برای وی در قرارداد لحاظ شود که این موضوع غالباً از طرف بانیان مورد استقبال قرار نمی‌گیرد.



شدید سازمان‌های مختلف قرار دارند و انجام دقت‌های محیط زیستی برای پروژه‌ها در این بخش از اهمیت بالایی برخوردار است. آسیب‌های محیط زیستی ناشی از پروژه‌ها می‌تواند منجر به ورود آسیب‌های جدی به شهرت بانیان پروژه و سایر اشخاص، از جمله تأمین‌کنندگان و پیمانکاران شود (McKenzie & Wolfe, 2004, 1012). آسیب به شهرت معمولاً نتیجه تبلیغات منفی، انتقادات و محکومیت از سوی سازمان‌های غیردولتی، اعتراضات عمومی و مداخلات دولتی است. (Spence, 2010, 73) آسیب‌های ایجادشده معمولاً از طریق لطمه به برندهای شرکتی و کاهش و یا از دست دادن ارزش تجلی می‌یابد. تأمین‌کنندگان به‌طور خاص از این ریسک‌ها آگاه هستند و بنابراین انتظار دارند پروژه‌ها به بالاترین استانداردهای ممکن در زمینه انطباق محیط زیستی دست یابند.

۳-۴. ریسک‌های تکمیل^{۱۹} پروژه

ریسک‌های اصلی در تکمیل پروژه سه ریسک تأخیر در برنامه، افزایش هزینه و کاهش عملکرد است. با این حال، این سه ریسک به ندرت به‌طور جداگانه اتفاق می‌افتند. تأخیر در اجرای یک پروژه غالباً بودجه مورد نیاز را نیز افزایش می‌دهد. بعلاوه، کاهش عملکرد معمولاً نیاز به زمان و هزینه اضافی برای اصلاح علل بنیادین دارد (Müllner, 2017: 133-141) و همچنین کسنوی، ۱۴۰۰: ۵۱). با این حال، مفید است که هر یک را به‌طور جداگانه در نظر بگیریم، زیرا ساختارهای مالی معمولاً به‌گونه‌ای توسعه می‌یابند که به هر یک از این حوزه‌های ریسک به‌طور جداگانه می‌پردازند.

افزایش هزینه‌ها: افزایش هزینه‌ها معمولاً نتیجه برآوردهای ضعیف اولیه بودجه است که ممکن است به دلیل خطاهای طراحی یا پیش‌بینی نادرست تورم هزینه‌ها باشد. به ندرت پیش می‌آید که پروژه‌های بزرگ بدون افزایش هزینه به اتمام برسند. بسیاری از پروژه‌ها بیش از یک‌سوم از بودجه اولیه خود فراتر می‌روند و افزایش هزینه صد در صدی مبلغ نیز نادر

19. Completion Risks



نیست. قابلیت اجرایی پروژه‌ای که هزینه‌های آن دو برابر شده است، به‌طور قابل توجهی در معرض تردید قرار می‌گیرد (Flyvbjerg, 2011, 325-329).

تأخیر در برنامه: برآورد اولیه زمان اتمام پروژه می‌تواند تحت تأثیر طیف وسیعی از عوامل قرار گیرد که پیش‌بینی و کنترل آن‌ها بسیار دشوار است. نیاز به تأمین مواد و تجهیزات از کشورهای مختلف به‌طور قابل توجهی ریسک تأخیر را به دلیل تأثیر بالقوه رویدادها در یک منطقه جغرافیایی وسیع‌تر افزایش می‌دهد. (Majerowicz & Shinn, 2016, 3-4)

کاهش عملکرد^{۲۰}: پروژه‌ها اغلب نمی‌توانند به سطح مورد نیاز عملکرد برسند. این می‌تواند به دلایل مختلفی از جمله شکست فناوری، عدم توانایی تأمین‌کنندگان ثالث در ارائه کیفیت لازم ورودی‌ها یا دلایل دیگر باشد. زمانی که عملکرد کاهش می‌یابد، این موضوع منجر به کاهش جریان نقدی به دلیل کارایی پایین عملیات، کیفیت پایین‌تر محصول و احتمالاً کاهش حجم تولید می‌شود.

در مقایسه با پروژه‌های سایر صنایع، ریسک‌های مرتبط با اتمام پروژه‌های نفت و گاز چالش‌برانگیزتر است. توسعه پروژه‌های نفت و گاز شامل طیف وسیعی از فعالیت‌ها در اقلیم‌های متفاوت می‌باشد. پروژه‌ها معمولاً با تجهیزات و مواد تأمین‌شده از مناطق مختلف دنیا همراهند، مدیریت چنین زنجیره تأمین بزرگ و متنوعی، چالش‌های قابل توجهی را به همراه دارد. اختلالات در توسعه و برنامه‌ریزی پروژه می‌تواند از منابع متعدد ناشی شود. (Chima, 2011, 28) به عنوان مثال، اعتصاب در یک کشتی‌سازی دور می‌تواند تأخیر در تحویل تجهیزات را به همراه داشته باشد که سپس بر برنامه کلی پروژه تأثیر می‌گذارد.

۴-۴. ریسک‌های عملیاتی^{۲۱}

پس از تکمیل پروژه، بسیار ضروری است که هزینه‌های عملیاتی منطبق با فرضیات سناریوی پایه باشد. تأمین‌کنندگان به‌دقت فرضیات عملیاتی بنیادین اقتصاد پروژه را بررسی خواهند

20. Performace Shortfall

21. Operating Risks



کرد و معمولاً فرضیات بیش از حد خوش‌بینانه برای بانک‌پذیر بودن پروژه، به‌ویژه در سال‌های اولیه و در فرضی که پروژه از فناوری‌های پیشرفته استفاده می‌نماید را رد خواهند کرد؛ بنابراین، تأمین‌کنندگان بر نظر مشاوران فنی خود مبنی بر تطابق الگوی هزینه عملیاتی پروژه با پروژه‌های مشابه که از فناوری مشابه استفاده نموده‌اند، اتکا می‌نمایند. آزمایش‌های تکمیلی تأمین‌کنندگان نیز باید به‌گونه‌ای طراحی شوند که عملیات بلندمدت پروژه و سازگاری با فرضیات سناریوی پایه را نشان دهند. تأمین‌کنندگان معمولاً نیاز به انتقال بخشی از ریسک‌های عملیاتی خود به یک پیمانکار فرعی دارند که این مهم طبق نوعی از ترتیبات تجاری بلندمدت صورت می‌پذیرد. اگرچه این موضوع در بخش نفت و گاز کمتر رایج است، اما گاهی اوقات به ویژه برای پروژه‌های خط لوله و زیرساخت، عملیات پروژه به یک پیمانکار فرعی طبق یک قرارداد عملیات و نگهداری^{۲۲} بلندمدت واگذار می‌شود. در بخش بالادستی، ساختار توافق‌نامه‌های عملیاتی مشترک غیرشرکتی^{۲۳} رایج‌تر است که در آن یکی از شرکای مشترک به‌عنوان اپراتور پروژه منصوب می‌شود. این ساختار می‌تواند چالش‌هایی برای معاملات تأمین مالی پروژه ایجاد کند زیرا کنترل بر عملیات پروژه به‌طور قابل توجهی کاهش می‌یابد (Clews, 2016, 293).

۴-۵. ریسک‌های کشور، ریسک‌های سیاسی و تأثیر دولت

اقتصاد اکثر کشورهای مالک معادن نفت و گاز وابسته به درآمد حاصل از فروش نفت و گاز است، از همین روی دولت‌ها تلاش می‌کنند تا از طریق تنظیم‌گری، مالکیت و اخذ مالیات اطمینان حاصل نمایند که این منابع ملی به درستی مدیریت می‌شوند تا حداکثر سود را برای جامعه به ارمغان آورند. نوع مشارکت بخش خصوصی در صنعت نفت یک کشور به طور قابل توجهی متفاوت است و همچنین روش اعطای حقوق برای اکتشاف و بهره‌برداری از ذخایر نفتی نیز متنوع است. ارزیابی و کمی نمودن تأثیر ریسک‌های سیاسی و ریسک‌های ناشی از محل

22. Operation and Maintenance Agreement

23. Joint Operation Agreement



اجرای پروژه دشوار است زیرا که در صورت تغییر دولت، تغییرات سیاسی، تصمیمات دولت و تغییر قوانین، اقتصاد پروژه متأثر می‌شود که می‌تواند به صورت مثبت یا منفی بر جریان نقدی حاصل از اجرای پروژه تأثیر گذارد. از طرف دیگر عمده کشورهای دارای منابع نفت و گاز جزء کشورهای توسعه‌نیافته و یا کمتر توسعه‌یافته هستند که نظام اداری بروکراتیک و پیچیده‌ای دارند که بر اخذ تأییدات برای اجرای پروژه تأثیرگذار بوده و می‌تواند موجب کندشدن اجرا و در نتیجه افزایش هزینه‌ها گردد (Muwooya, 2014, 8-10).

۴-۶. ریسک حجم مورد تقاضا و بازار هدف

ریسک حجم فروش در پروژه‌های بالادستی عمدتاً مربوط به بازارهای نفت خام و گاز طبیعی است. اگرچه سایر محصولات مانند LPG و میعانات گازی در بازارهای خود به فروش می‌رسند و می‌توانند درآمد قابل توجهی برای پروژه‌های خاص ایجاد کنند (Saptarini & Nainggolan, 2022, 51)، اما بازارهای این محصولات عموماً تحت تأثیر بازارهای جهانی نفت و گاز قرار دارد. با این حال، تفاوت‌های قابل توجهی بین بازارهای نفت خام و گاز طبیعی وجود دارد. در حالی که بازارهای نفت خام پیچیده و جهانی هستند، در مقابل بازارهای گاز طبیعی منطقه‌ای شده و در سطح جهانی ارتباط کمتری با هم دارند. عدم دسترسی به بازارهای گاز طبیعی می‌تواند به این معنی باشد که منابع کشف‌شده بزرگ برای سال‌های طولانی توسعه‌نیافته است. دسترسی به جذاب‌ترین بازارهای گاز طبیعی یکی از مهم‌ترین ملاحظات در توسعه پروژه گاز طبیعی است (Clews, 2016: 414-415).

با توجه به اندازه و پیچیدگی بازارهای جهانی نفت، ریسک حجم فروش نفت خام نسبتاً کم در نظر گرفته می‌شود. دسترسی به زیرساخت‌ها، به ویژه خطوط لوله صادراتی، می‌تواند محدودیتی برای فروش حجم نفت خام ایجاد کند؛ همچنین مشخصات نفت خام در تعیین سهولت فروش آن در بازارهای جهانی حائز اهمیت است.



۷-۴. ریسک قیمت^{۲۴}

بزرگ‌ترین چالش تأمین‌کنندگان مالی در پروژه‌های بالادستی ارزیابی و کنترل ریسک قیمت است. نفت خام یکی از پرکاربردترین کالاهای جهانی است و قیمت آن توسط سیستم پیچیده‌ای تعیین می‌شود که در مرکز آن تعدادی از قیمت‌های مهم معیار قرار دارد. این معیارها پیوندی بین عرضه، تقاضا و ژئوپلیتیک (در کشورهای بزرگ تولیدکننده یا مصرف‌کننده نفت)، بازارهای نقطه‌ای، بازارهای آتی و قیمت قراردادهای ایجاد می‌نمایند. مهم‌ترین معیارهای نفت خام عبارتند از Brent Blend و West Texas Intermediate. قیمت این معیارها تقریباً به طور مستمر از معاملات و تجارت فیزیکی نفت خام واقعی در بازارهای آتی به دست می‌آید و از نظر تئوری باید نشان‌دهنده عرضه و تقاضا در بازارهای نفت باشد؛ اما قانون تقاضا و عرضه در مورد قیمت‌گذاری نفت خام لزوماً صحیح و سازگار با مسائل جهانی موجود نیست^{۲۵} چراکه کالای مورد بحث استراتژیک و متأثر از مسائل گوناگون است که به راحتی در چهارچوب تحلیل‌های ساده و آماری عرضه و تقاضا نمی‌گنجد. قیمت‌گذاری نفت خام و یا گاز طبیعی متأثر از سیاست‌گذاری کشورها، سازمان‌های بین‌المللی مرتبط و نیز چند بازار به هم پیوسته و مرتبط است که باید توسط تأمین‌کنندگان مالی و بانیان پروژه مورد بررسی و تحلیل قرار گیرد. از طرف دیگر نقش سازمان‌های بین‌المللی از جمله سازمان کشورهای صادرکننده نفت (OPEC)، آژانس بین‌المللی انرژی (IEA)، سازمان همکاری و توسعه اقتصادی (OECD) در تعیین قیمت نفت خام و گاز طبیعی بسیار پررنگ است. بررسی‌های صورت گرفته نشان می‌دهد سازمان اوپک با میزان عرضه نفت خام و OECD با افزایش ذخایر نفتی تحت کنترل، بر قیمت نفت خام مؤثر هستند. سازمان اوپک با کنترل عرضه نفت توانسته است در

۲۴. برای مطالعه ریسک قیمت به مقالات زیر رجوع کنید:

- ≠ Alhajji, A. F., & Huettnner, F. (2000). The impact of OPEC on oil prices: A historical perspective. The Journal of Energy and Development, 25(1), 1-24
- ≠ Baffes, J., & Koo, W. W. (2016). Geopolitical risk and oil prices. World Bank Policy Research Working Paper, No. 7755. Retrieved from World Bank

۲۵. به طور مثال می‌توان به سقوط قیمت نفت در سال ۲۰۰۸ علی‌رغم کاهش عرضه و افزایش تقاضا اشاره نمود.



یک رابطه بلند مدت بر قیمت نفت خام تأثیر بگذارد. OECD نیز با استفاده از افزایش ذخایر نفتی تحت کنترل دولت‌های کشورهای عضو، می‌تواند بر قیمت نفت اثربخشی معنی‌داری داشته باشد؛ لذا بررسی دقیق نحوه تأثیرگذاری تصمیمات سازمان‌های مذکور در تعیین قیمت و الگوی مدیریت ریسک تغییر قیمت حائز اهمیت است زیرا که قیمت نفت بر اقتصاد پروژه و جریان درآمدی آن تأثیرگذار است (Saptarini&Nainggolan, 2022.51).

۵. بررسی بانک‌پذیری قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز ایران

در ایران با توجه به محدودیت‌های قانونی تنها استفاده از قراردادهای خدماتی جهت اکتشاف، توسعه و تولید میدان‌های نفت و گاز امکان‌پذیر است. در حال حاضر قراردادهای مورد استفاده برای توسعه میادین نفت و گاز بر اساس مصوبه هیئت وزیران مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۳ با عنوان «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» منعقد می‌گردد. با توجه به ریسک‌های موجود این صنعت و تأثیر آن بر بانک‌پذیری مدل قراردادی مورد استفاده با مقتضیات جذب سرمایه‌گذاری و افزایش تولید مطابقت نداشته باید در برخی ابعاد اصلاحات لازم صورت پذیرد. برخی از ایرادات نیازمند اصلاح قوانین بالادستی بوده و برخی از آن‌ها به شیوه اجرایی آن باز می‌گردد که باید اقدامات مقتضی جهت رفع آن صورت پذیرد.

۱-۵. فرایند واگذاری قرارداد و تأثیر آن بر بانک‌پذیری قرارداد

با توجه به تغییرات رفتار مخزن در طول زمان، قراردادهای توسعه و تولید باید نسبت به این تغییرات، انعطاف‌پذیری لازم را داشته باشند. با توجه به الزامات واگذاری قراردادهای بالادستی که فرایندی طولانی‌مدت بوده^{۲۶} و مستلزم اخذ مجوز از نهادهای مختلف است، در

۲۶. مراحل واگذاری قرارداد به ترتیب ذیل می‌باشد که بعضاً بیش از ۲ سال زمان می‌برد:

۱. امضای تفاهم‌نامه و قرارداد محرمانگی با شرکت ملی نفت

۲. مذاکره فنی و تهیه طرح عملیاتی توسعه و تولید (DPOP)

۳. اخذ مصوبه کمیته مشاورین مدیریت مخازن



بسیاری از موارد پس از اخذ مجوز رفتار مخزن تغییر یافته و برنامه عملیاتی توسعه و تولید^{۲۷} اولیه پاسخگوی اجرای قرارداد نیست. اگرچه طبق بند ۸ ماده ۱ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز و شرایط تدوین شده قرارداد نفتی ایران (IPC) امکان بازنگری و اصلاح برنامه عملیاتی توسعه و تولید بر اساس رفتار واقعی میدان یا مخزن پیش‌بینی شده است اما مکانیزم اخذ تأییدات قراردادی از کارگروه مشترک مدیریت^{۲۸} و موافقت شرکت ملی نفت^{۲۹}، خود فرایندی زمان‌بر بوده و سازگار با اقتضای تغییرات میدان و نیز تغییرات اقتصادی مؤثر بر جریان درآمدی پروژه نیست. این امر در عمل بر بانک‌پذیری قرارداد تأثیرگذار است زیرا که پیمانکار امکان تصمیم‌گیری سریع نداشته و این امر عملاً موجب افزایش هزینه‌ها، تأخیر در برنامه و کاهش عملکرد می‌شود.

۲-۵. مکانیزم نظارتی و تأثیر آن بر بانک‌پذیری قرارداد

در قراردادهای نفتی ایران با توجه به استفاده از الگوی خدماتی و به رسمیت نشناختن سرمایه‌گذار و نیز مکانیزم مالی آن که سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز است^{۳۰}، نظارت‌های

۴. نهایی سازی مدل مالی

۵. مذاکره و نهایی سازی متن قرارداد

۶. اخذ مصوبه شورای عالی مخازن

۷. اخذ مصوبه هیئت مدیره شرکت نفت و انعقاد قرارداد

۸. اخذ مجوز شورای اقتصاد

۹. اخذ تأییدیه ماده ۱۱ وزارت نفت

۱۰. اخذ مجوز ترک تشریفات وزارت نفت

۱۱. اخذ مجوز ترک تشریفات سازمان برنامه و بودجه

۱۲. اخذ مجوز هیئت تطبیق قراردادهای بالادستی

۱۳. اخذ مجوز محیط زیست

۱۴. اخذ مجوز هیئت عالی نظارت بر منابع هیدروکربوری

۱۵. اخذ تأییدیه وزارت نفت و تنفیذ قرارداد

27. Development and Production Operations Plan (DPOP)

28. Joint Management Committee

29. NIOC Approval

۳۰. طبق بند ۸ ماده ۸ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز:



گسترده و اخذ تاییدات چندگانه از کارگروه مشترک مدیریت و موافقت شرکت ملی نفت پیش‌بینی شده است. این رویکرد موجب شده نظارت‌ها بر این قرارداد فراتر از قراردادهای معمول پیمانکاری باشد و اجرای پروژه را کند نماید، به طور مثال برگزاری مناقصه و ابلاغ آن نیازمند اخذ تأیید در کلیه مراحل از زمان انتخاب پیمانکاران تا تعیین آن و ابلاغ شروع به کار می‌باشد که به طور میانگین ۴ ماه زمان می‌برد. این موضوع موجب افزایش ریسک‌های دوره توسعه و تکمیل شده و بانک‌پذیری قرارداد را متأثر می‌نماید.

علاوه بر باز بودن سقف هزینه و پیش‌بینی نظارت‌های گسترده یکی دیگر از عوامل ناشی از قید عبارت «به نام و از طرف» در بند چ ماده ۳ مصوبه هیئت وزیران^{۳۱} است که طبق این بند کلیه اقدامات پیمانکار به نام و از طرف کارفرما صورت می‌پذیرد. قید این عبارت خود مستنبط از قانون اجرای سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی بوده که مالکیت، مدیریت و سرمایه‌گذاری در معادن نفت و گاز را منحصراً در اختیار دولت دانسته و صرفاً خرید خدمات مالی، فنی، مهندسی و مدیریتی از بنگاه‌های بخش‌های غیردولتی به شرط مالکیت ۱۰۰ درصدی دولت، مجاز می‌داند. مکانیزم پیش‌بینی‌شده در مصوبه یادشده که انجام کلیه اقدامات پیمانکار را به نام و از طرف شرکت ملی نفت ایران دانسته و تاییدات چندگانه را رافع مسئولیت پیمانکار نمی‌داند علاوه بر تحمیل ریسک به پیمانکار با ماهیت حقوقی قراردادهای پیمانکاری در تضاد بوده و در راستای حل این موضوع و بانک‌پذیر نمودن قرارداد باید قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ و به تبع قوانین و مقررات متأثر از آن مورد بازبینی قرار گیرد.

«تمام عملیات اجرایی طرف دوم در چهارچوب برآورد کلی طرح و نیز برنامه مالی عملیاتی سالانه مصوب و با مسئولیت و ریسک وی به انجام می‌رسد. اجرای این عملیات پس از تصویب کارگروه مشترک مدیریت و تأیید کارفرما، در چهارچوب فرایندهای عملیاتی منضم به قرارداد و حسب مورد به شرکت‌های صاحب صلاحیت واگذار می‌شود. این نوع از قرارداد به لحاظ ماهیت آن سقف هزینه ثابت در هنگام انعقاد قرارداد نداشته و سقف باز هزینه‌های سرمایه‌ای (Open Capex) است و ارقام ابتدایی صرفاً جنبه برآوردی و پیش‌بینی دارد، هزینه‌های واقعی تأییدشده بر اساس برنامه‌های مالی عملیاتی سالانه که منطبق با رفتار میدان و شرایط بازار مصوب می‌شود، به حساب طرح منظور می‌گردد.»

۳۱. تمام عملیات پیمانکار از تاریخ شروع قرارداد به نام و از طرف کارفرما انجام خواهد شد و کلیه اموال اعم از ساختمان‌ها، کالاهای، تجهیزات، چاه‌ها و تأسیسات سطح الارضی و تحت الارضی از همان تاریخ متعلق به کارفرما می‌باشد.



۵-۳. عدم مالکیت محصول و اموال و تأثیر آن بر بانک‌پذیری قرارداد

۵-۳-۱. عدم مالکیت محصول

همان‌طور که در بندهای قبل نیز مطرح شد الگوی قرارداد نفتی ایران، قرارداد خدماتی خطرپذیر است که در آن پیمانکار دستمزدی^{۳۲} را در ازای هر بشکه تولید اضافی نفت خام، یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی دریافت می‌نماید^{۳۳} و پیمانکار هیچ‌گونه حق مالکیتی بر نفت یا گاز تولیدشده ندارد و در صورت افزایش تولید نسبت به پیش‌بینی اولیه صرفاً دستمزد تعریف‌شده در قرارداد را در ازای هر بشکه تولید اضافی نفت خام، یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی دریافت می‌نماید که این دستمزد از محل عواید مخزن یا میدان موضوع قرارداد بنا تشخیص شرکت ملی نفت ایران به صورت وجه نقد^{۳۴} یا محصول^{۳۵} به پیمانکار تخصیص داده می‌شود^{۳۶}.

طبق بند پ ماده ۶ مصوبه موضوع بحث بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل حداکثر پنجاه درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا هفتادوپنج درصد از گاز طبیعی اضافی و دیگر محصولات و یا عواید آن‌ها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از

32. Fee

۳۲. بند ع ماده ۱ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز مصوب ۱۳۹۵:

«دستمزد (Fee) رقمی که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام (یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه) از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود.»

34. Cash

35. Kind

۳۶. بند پ ماده ۱۰ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز مصوب ۱۳۹۵: «کلیه پرداخت‌های مندرج در بندهای (الف) و (ب) این ماده از محل منابع موضوع بند (پ) ماده (۶) از محصولات یا عواید حاصل از تولیدات مخزن یا میدان موضوع قرارداد، به قیمت روز یا به صورت نقدی در سررسیدها به پیمانکار تحویل یا پرداخت می‌شود.»



رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. بر این اساس با توجه به شرایط پیش‌بینی‌شده در بند مذکور در صورت کاهش تولید و یا کاهش قیمت نفت امکان تطویل دوره بازپرداخت هزینه‌های مربوطه و دستمزد پیمانکار وجود دارد که بر جریان نقدی پروژه جهت بازپرداخت وام و در نتیجه بانک‌پذیری آن تأثیر می‌گذارد، این در حالی است که افزایش قیمت نفت تأثیری در دستمزد پیمانکار نداشته لذا جذابیت قرارداد را برای تأمین‌کنندگان مالی کاهش می‌دهد.

طبق بند ۱۱ ماده ۱۱ ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز^{۳۷} که بر مبنای قانون اجرای سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی تدوین شده، نه مخزن و نه محصول امکان توثیق نداشته که این موضوع بانک‌پذیری قرارداد را تحت‌الشعاع قرار داده است. در حال حاضر شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی مصوب ۱۴۰۳/۰۸/۹ در راستای حل موضوع فوق گام برداشته است. طبق ماده ۴ شیوه‌نامه مذکور پس از تحقق تولید اولیه در صورت درخواست پیمانکار نسبت به صدور گواهی تعهد پرداخت^{۳۸} عایدی آتی حداکثر به میزان ۵۰ درصد از دستمزد استحقاقی و هزینه تأمین مالی^{۳۹} اقدام نماید. امکان استفاده از این راهکار تنها یک‌بار برای یک دوره ۵ ساله پس از تحقق تولید اولیه وجود دارد. محاسبه عایدی مذکور بر مبنای دستمزد پیمانکار در قیمت پایه نفت برنت صورت می‌پذیرد و به میزان تجمعی در طی دوره پنج‌ساله از زمان تحقق تولید اولیه انجام می‌شود. نکته در خور توجه آن که این گواهی دارای دو قابلیت است: نخست آن که می‌توان در چهارچوب قانون توسعه ابزارها و نهادهای مالی جدید مصوب ۱۳۸۸ از آن به مثابه ابزار بدهی برای تأمین مالی از طریق صدور و عرضه اوراق بهادار بهره جست و دیگر آن که می‌توان آن را به منزله دارایی قابل توثیق در قالب ماده

۳۷. «نفت، گاز یا میعانات گازی و دیگر مواد موجود در مخازن موضوع قرارداد کلاً متعلق به جمهوری اسلامی ایران است. همچنین اعمال حقوق مالکانه در خصوص نفت، گاز یا میعانات گازی و نیز هرگونه فرآورده جانبی حاصله از تولید بر عهده کارفرما می‌باشد.»

۳۸. گواهی صادرشده توسط شرکت ملی نفت مبنی بر میزان مطالبات تأیید و سررسید شده و یا سررسید نشده پیمانکار/سرمایه‌گذار

۳۹. هزینه‌های تأمین مالی به میزان و شرایطی که در قرارداد تعریف شده است.



۷ قانون تأمین مالی تولید و زیرساخت‌ها مصوب ۱۴۰۲^{۴۰} به کار بست. البته شایان ذکر است که در چهارچوب الگوی تأمین مالی پروژه محور امکان جمع کردن شیوه‌های دیگر تأمین مالی با تأمین مالی پروژه محور بسیار دشوار است و وام‌دهندگان پروژه به سختی حاضر به پذیرش این روش ترکیبی خواهند شد. (غمامی، ۱۳۸۹: ۱۰۹)

راهکار دیگر ارائه شده توسط قانون‌گذار در شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی صدور گواهی سپرده کالایی^{۴۱} تا سقف ۸۰ درصد مطالبات تأیید شده سررسید شده پیمانکار و صدور حواله^{۴۲} تا سقف ۷۰ درصد مطالبات تأیید شده و سررسید نشده است.^{۴۳}

با توجه به اینکه صدور گواهی تعهد پرداخت عایدی آتی و گواهی سپرده کالایی پس از تحقق تولید اولیه امکان‌پذیر است^{۴۴} و نظر به اینکه حجم زیادی از سرمایه‌گذاری مربوط به قبل از رسیدن به تحقق تولید اولیه تعیین شده در قرارداد است، ریسک عدم تحقق تولید اولیه همچنان ریسک مهمی بوده و ممکن است با وجود این راهکارها تأمین‌کنندگان مالی قرارداد را بانک‌پذیر ندانند اما به نظر می‌رسد صدور حواله که پیش از تحقق تولید اولیه نیز امکان‌پذیر است و امکان صدور اوراق سلف بر مبنای آن وجود دارد، می‌تواند در این راستا راهگشا باشد و به بانک‌پذیری قرارداد کمک نماید.

داوری درباره امکان استفاده از ظرفیت‌های قانونی پیش‌بینی شده به طور موازی با الگوی تأمین مالی پروژه محور موکول به تجربه کردن آن در آینده است.

۵-۳-۲. عدم مالکیت اموال

طبق بند چ ماده یک شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز تمام

۴۰. شایان ذکر آن که شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی بر مبنای این قانون تصویب شده است.

۴۱. بند ط ماده ۱ شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی مصوب ۱۴۰۳/۰۸/۹

۴۲. بند ط ماده ۱ شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی مصوب ۱۴۰۳/۰۸/۹

۴۳. طبق ماده ۵ شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی مصوب ۱۴۰۳/۰۸/۹

۴۴. طبق بند الف ماده ۱۰ شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز بازپرداخت هزینه‌ها تنها پس از تحقق تولید اولیه انجام می‌شود.



عملیات پیمانکار از تاریخ شروع قرارداد به نام و از طرف کارفرما انجام خواهد شد و کلیه اموال اعم از ساختمان‌ها، کالاهای، تجهیزات، چاه‌ها و تأسیسات سطح‌الارضی و تحت‌الارضی از همان تاریخ متعلق به کارفرما می‌باشد لذا پیمانکار مالکیت بر اموال خریداری‌شده یا ساخته‌شده نداشته که این موضوع با منطق سرمایه‌گذاری در تضاد است و با توجه به عدم امکان توثیق اموال، بانک‌پذیری قرارداد متأثر می‌گردد.

شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی در راستای رفع این چالش برآمده و طبق ماده ۲ امکان خرید کالا، تجهیزات و اموال به نام پیمانکار و توثیق موارد مذکور را پیش‌بینی نموده و طبق ماده ۳ امکان خرید کالا، تجهیزات و اموال به نام شرکت ملی نفت ایران و توثیق آن به نفع پیمانکار را تبیین نموده است. در صورت استفاده از تسهیلات ماده ۲، بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای انجام‌شده پس از انتقال مالکیت اموال به شرکت ملی نفت صورت می‌پذیرد و در صورت استفاده از شرایط ماده ۳ پیمانکار موظف است وکالت‌نامه بلاعزل جهت تسویه‌حساب از محل مطالبات سررسید شده و تأییدشده و مطالبات ذیل سایر قراردادهای خود را به شرکت ملی نفت بدهد. شرایط پیش‌بینی‌شده در مواد یادشده گامی بزرگ جهت بانک‌پذیر نمودن قرارداد از این حیث برداشته شده چراکه عمده سرمایه‌گذاری انجام‌شده جهت خرید کالا، تجهیزات و اموال پیش از تحقق تولید اولیه صورت می‌پذیرد و در صورت عدم تسویه اقساط، پیمانکار می‌تواند از گواهی تعهد پرداخت عایدی آتی، گواهی سپرده کالایی و یا حواله به عنوان وثیقه جایگزین استفاده نماید. تنها دغدغه باقی‌مانده که با منطق تأمین مالی پروژه‌محور هم‌خوانی نداشته و می‌تواند در تصمیم‌گیری تأمین‌کنندگان مالی تأثیرگذار باشد عدم امکان جایگزینی^{۴۵} تأمین‌کننده مالی با پیمانکار^{۴۶} است.^{۴۷} (غمامی و کسنوی، ۱۴۰۰: ۱۰۲)

45. Step-in right

۴۶. ماده ۱۳ شیوه‌نامه تأمین مالی قراردادهای بالادستی مصوب ۱۴۰۳/۰۸/۹

۴۷. برای مطالعه بیشتر تأثیر حق جایگزینی به مقاله محسن علیجانی، لعلیا جنبیدی و مجید غمامی با موضوع «مقایسه تطبیقی حق جایگزینی در تأمین مالی پروژه‌محور با نهادهای سنتی حقوق مدنی» مجله تحقیقات حقوقی دوره ۲۱، شماره ۸۳، پاییز ۹۷ رجوع کنید.



۶. نتیجه‌گیری

چالش‌های تأمین مالی پروژه محور قراردادهای بالادستی نفت و گاز ایران و به تبع بانک‌پذیری این قراردادها به دودسته موانع قانونی و قراردادی گره خورده است. این قراردادها با توجه به ماهیت خدماتی و محدودیت‌های نشأت گرفته از قانون اجرای سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی که در مصوبه هیئت وزیران با عنوان شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز منعکس شده و کلیه اقدامات پیمانکار را به نام و از طرف کارفرما می‌داند و سقف باز هزینه‌های سرمایه‌ای، دارای مکانیزم پیچیده واگذاری و نظارت بر اجرا است. روند پیچیده واگذاری قرارداد در اغلب اوقات، پیمانکار را با میدان یا مخزنی با ویژگی‌های جدید و متفاوت از مطالعات اولیه و طرح توسعه میدان مواجه می‌نماید. از طرف دیگر روند پیچیده اخذ تاییدات از کمیته مشترک و شرکت ملی نفت در روند اجرای قرارداد، موجب تأخیر در برنامه زمان‌بندی و در نتیجه آن افزایش هزینه‌ها و کاهش عملکرد می‌گردد که بر جریان نقدی پروژه و عدم بانک‌پذیری آن تأثیر بسزایی دارد.

عمده‌ترین ریسک در قراردادهای بالادستی نفت و گاز، عدم امکان توثیق مخزن و محصول است. راهکارهای پیش‌بینی‌شده در شیوه‌نامه تأمین مالی بالادستی با پیش‌بینی گواهی سپرده کالایی و حواله، گام مثبتی جهت امکان توثیق محصول و استفاده از ابزارهای بازار مالی ارائه نموده است که با توجه به مکانیزم قانونی پیش‌بینی‌شده و محدودیت‌های موجود و نیز دشواری جمع بین تأمین مالی پروژه محور و سایر روش‌ها، باید دید در عمل تا چه میزان مطلوبیت برای تأمین‌کنندگان مالی فراهم می‌نماید.

شایان ذکر است که علاوه بر موارد مذکور، ترتیبات قانونی پیش‌بینی‌شده در شیوه‌نامه تأمین مالی بالادستی در راستای امکان توثیق اموال و تجهیزات و نیز گواهی سپرده عواید آتی در راستای بانک‌پذیر نمودن قرارداد گام مثبتی محسوب می‌شود؛ لیکن با توجه به ماهیت قرارداد و عدم امکان توثیق عواید حاصل برای کل مدت قرارداد و نیز تعلق تنها حق‌الزحمه پیش‌بینی‌شده در قانون به پیمانکار و عدم بهره‌مندی وی از افزایش قیمت نفت همچنان بانک‌پذیری قرارداد دچار تردید است؛ چراکه در صورت کاهش قیمت نفت با توجه به



بازپرداخت هزینه‌ها و حق الزحمه از محل فروش عواید، جریان نقدی پروژه متأثر می‌گردد.

۷. منابع

۱-۷. منابع فارسی

الف) مقالات

۱. اشکوه، حسین و محمد حسین صبحیه، (۱۳۹۴). روش تأمین مالی پروژه‌محور و شرکتی از منظر حاکمیت پروژه موردکاوی: پروژه‌های بالادستی پارس جنوبی در ایران و قطر. چشم انداز مدیریت مالی، ۵(۱۲)، ۸۱-۱۰۸.
۲. جنیدی، لعلیا، مجید غمامی و محسن علیجانی، (۱۳۹۷). مقایسه تطبیقی حق جایگزینی در تأمین مالی پروژه‌محور با نهادهای سنتی حقوق مدنی، تحقیقات حقوقی، دوره ۲۱، ۱۳۹۷، شماره ۸.
۳. غمامی، مجید و شادی کسنوی، (۱۴۰۱). بانک پذیری و الزامات حقوقی آن در الگوی تأمین مالی پروژه محور. فصلنامه تحقیقات حقوقی، ۲۵(۹۸)، ۹۵-۱۱۸. doi: 10.29252/jlr.2021.202682.1800
۴. غمامی، مجید، (۱۳۸۹). تأمین مالی پروژه‌های ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT). مطالعات حقوق تطبیقی، ۱(۲)، ۱۰۱-۱۲۲. doi: 10.22059/jcl.2010.80797
۵. کسنوی شادی و محمود باقری (۱۴۰۱). جایگاه حقوقی و اعتباری قرارداد فروش محصولات پروژه در زنجیره قراردادهای تأمین مالی پروژه محور: نقش شروط قرارداد فروش در بانک پذیری پروژه. پژوهش‌های حقوق تطبیقی. ۱۴۰۱؛ ۲۶(۱): ۱۲۳-۱۴۷، <http://clr.modares.ac.ir/article-fa.html>
۶. کسنوی، شادی، سید نصراله ابراهیمی و محمود باقری، (۱۴۰۰). تحلیل ماهیت حقوقی-اقتصادی تأمین مالی پروژه‌محور: تعیین سلسله‌مراتب بین زنجیره قراردادهای و چالش تعارض و هماهنگی بین آنها. فصلنامه مطالعات میان‌رشته‌ای در علوم انسانی، ۱۳(۲)، ۱۴۹-۱۷۶. doi: 10.22035/isih.2021.3951.4058
۷. نیکبخت فینی، حمیدرضا، محمود باقری والهه قربانی، (۱۳۹۷). بررسی مقایسه‌ای چهارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی،



شناخت ذخایر و رژیم مالی. مطالعات حقوق انرژی، ۴(۲)، ۵۴۷-۵۷۰. doi: 10.22059/jrels.2019.245095.155

(ب) کتاب

۸. کسنوی، شادی، (۱۴۰۰). زنجیره قراردادهای مدل تأمین مالی پروژه محور، تهران: بنیاد حقوقی میزان.

۲-۷. منابع انگلیسی

9. Ashkough, H., & Sobhie, M. H. (2015). Project-based and corporate financing methods from the perspective of project governance: Case study of upstream projects in South Pars in Iran and Qatar. *Financial Management Perspective*, 5(12), 81-108. (in Persian)
10. Blitzer, C. R., Lessard, D. R., & Paddock, J. L. (1984). Risk-Bearing and the choice of contract forms for oil exploration and development. *The Energy Journal*, 5(1), 1-28. <https://doi.org/10.5547/issn0195-6574-ej-vol5-no1-1>
11. Chima, C. M. (2011). Supply-Chain management issues in the oil and gas industry. *Journal of Business & Economics Research (JBER)*, 5(6). <https://doi.org/10.19030/jber.v5i6.2552>
12. Clews, R. (2016). *Project finance for the international petroleum industry*. Academic Press.
13. Delmon J, Private Sector Investment in Infrastructure: Project Finance, PPP Projects and PPP Frameworks, Edition 3, Kluwer Law International, 2016, 9041162739, 9789041162731.
14. Demirmen, F. (2007). Reserves estimation: the challenge for the industry. *Journal of Petroleum Technology*, 59(05), 80-89. <https://doi.org/10.2118/103434-jpt>
15. DiLuzio, D. (2018). An update of the Global Standard in Reserves/Resources Classification and Definitions. *Journal of Petroleum Technology*, 70(09), 74-77. <https://doi.org/10.2118/0918-0074-jpt>
16. Flyvbjerg, B. (2011). Over budget, over time, over and over again. In *Oxford University Press eBooks*. <https://doi.org/10.1093/oxfordhb/9780199563142.003.0014>



17. Gatti S., (May 2013) Project Finance in Theory and Practice, Designing, Structuring and Financing Private and Public Projects, Academic Press.
18. Ghamami, M., & Kasnavy, S. (2022). Bankability and its legal requirements in the project finance model. *Legal Research Quarterly*, 25(98), 95–118. <https://doi.org/10.29252/jlr.2021.202682.1800> (in Persian).
19. Ghamami, M. (2010). Financing build-operate-transfer (BOT) projects. *Comparative Law Studies*, 1(2), 101–122. <https://doi.org/10.22059/jcl.2010.80797> (in Persian).
20. Higuuchi, Takao. (2019) Natral trsouce and ppp infranstructure projects and project finance
21. Hultzs, P., Lake, L. W., & Gilbert, R. B. (2008). Uncertainty Estimation through the Life of the Field. *Energy Exploration & Exploitation*, 26(3), 175–195. <https://doi.org/10.1260/014459808786933726>
22. Jonaidi, L., Ghamami, M., & Alijani, M. (2018). A comparative study of the right of substitution in project finance with traditional institutions of civil law. *Legal Research*, 21(8). (in Persian)
23. Kasnavy, S., & Bagheri, M. (2022). The legal and credible status of the project product sales agreement in the chain of project finance contracts: The role of sales contract clauses in the bankability of the project. *Comparative Law Researches*, 26(1), 123–147. <http://clr.modares.ac.ir/article-20-52046-fa.html> (in Persian)
24. Kasnavy, S., Ebrahimi, S. N., & Bagheri, M. (2021). Legal-economic analysis of project finance: Determining the hierarchy among the chain of contracts and the challenge of conflict and coordination between them. *Interdisciplinary Studies in the Humanities*, 13(2), 149–176. <https://doi.org/10.22035/isih.2021.3951.4058> (in Persian)
25. Kasnavy, S. (2021). The chain of contracts in the project finance model. Tehran: Mizan Legal Foundation. (in Persian)
26. Majerowicz, W., & Shinn, S. A. (2016). Schedule matters: Understanding the relationship between schedule delays and costs on overruns. *IEEE Aerospace Conference*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/aero.2016.7500722>
27. McKenzie, G., & Wolfe, S. (2004). The impact of environmental risk on the UK banking sector. *Applied Financial Economics*, 14(14), 1005–1016.



<https://doi.org/10.1080/0960310042000261880>

28. Müllner, J. (2017) International project finance: review and implications for international finance and international business. *Management Review Quarterly*, 67(2), doi:10.1007/s11301-017-0125-3
29. Muwooya, Daniel. (2014). Political Risk and Project Finance. An Evaluation of the Proposed Uganda Kenya Crude Oil Export Pipeline, <https://www.researchgate.net/publication/261723393>
30. Niehuss John M. (2015). International project finance in a nutshell, St. Paul, MN : West Academic Publishing.
31. Nikbakht Fini, H., Bagheri, M., & Ghorbani, E. (2018). A comparative study of the contractual framework of buyback and Iran petroleum contract (IPC) regarding ownership rights, reserve recognition, and fiscal regime. *Energy Law Studies*, 4(2), 547–570. <https://doi.org/10.22059/jrels.2019.245095.155> (in Persian)
32. Saptarini, D. & Nainggolan, Y. (2022). Risk Management in Oil and Gas Field Development Project with Marginal Resources: A Case in Mature Field in East Kalimantan, *European Journal of Business and Management Research* Available at www.ejbm.org
33. Spence, D. B. (2010). Corporate social responsibility in the oil and gas industry: The importance of reputational risk. *Chicago-Kent Law Review*, 86(1), 59. <https://doi.org/10.15781/t21c1tg6n>
34. Yescombe E.R. (2014) *Principles of Project Finance*, Second Edition, Academic Press, <https://doi.org/10.1016/C2011-0-04268-0>.
35. Yescombe E.R. (2007). *Public-Private Partnerships: Principles of Policy & Finance*, Edition: 1st Publisher: Butterworth-Heinemann, DOI:10.1016/B978-0-7506.
36. Zahari, Wan Zulhafiz, On the Contractual Risk Allocation in Oil and Gas Projects (October 13, 2017). *The Law Review (LR)*. pp. 168-193, 2017, Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3052064>