Energy Law Studies

Online ISSN: 2538-3159

Volume: 8, Issue:2

Homepage: https://jrels.ut.ac.ir

Autumn& Winter 2023

Critical Review of IPC's Fiscal Regime

Hosna GholamiGhadi[1] **Seyed Nasrolah Ebrahimi** [2]✉

1.PhD in Oil and Gas Law, University of Tehran, Faculty of Law and Political Sience, Tehran, Iran. Email: gholamilaw98@gmail.com

2. Corresponding Author; Associate Professor, of University of Tehran, Faculty of Law and Political Science, Tehran, Iran. Email: snebrahimi@ut.ac.ir

Article Info

Article type:
Research Article

Manuscript received:
25 April 2020
final revision received:
31 July 2020
accepted:
20 June 2022
published online:
15 March 2023

Keywords:
Buy-Back Contracts, Fiscal Regime, Foreign Investment,IPC,New Contractual Model, Upstream Contracts

Abstract

Over the last decades, the buy-back contract model in Iran's petroleum industry was a valuable tool that kept evolving over the last 3 generations. Despite its significance, it was always faced with heavy criticism. After the sanctions against Iran and the occurrence of Joint Comprehensive Plan of Action, there was a crucial need of international investment by joining foreign investors and contractors on behalf of the host government. Thus, there was a vital need for an enhanced model contract, after changes in laws, allowing this agreement. Because most of Iran's current reservoirs have been depleted, it is essential to do sustainable exploit with a maximum efficient rate of recovery including prioritizing use of shared reservoirs. This has led to the enactment of a new model of oil and gas contracts called IPC. This new model has its own flaws especially in fiscal regimes and is faced with criticism. This paper attempts to analyze and respond to these critical reviews. Although there are some gaps in the model, it can pave the way for advancement of economic and fiscal regimes leading to further foreign investments, in hopes of strengthening Iran's position in OPEC and world trade of oil and gas for long-term.

Cite this article: GholamiGhadi Hosna, Seyed Nasrolah Ebrahimi. (2023, Autumn& Winter) " Critical Review of IPC's Fiscal Regime", *Energy Law Studies*, 8 (2): 401 - 420.
DOI: https://doi.com/ 10.22059/JRELS.2020.300504.361

© The Author(s).
Publisher: University of Tehran Press.
DOI: https://doi.com/ 10.22059/JRELS.2020.300504.361

مطالعات حقوق انرژی

شاپا الکترونیکی: ۳۱۵۹-۲۵۳۸
دوره ۸، شماره ۲
پاییز و زمستان ۱۴۰۱

Homepage: https://jrels.ut.ac.ir

بررسی انتقادی نظام مالی الگوی قراردادی آی.پی.سی

حسنا غلامی قادی[۱] سید نصرالله ابراهیمی[۲] ✉

۱. دانش‌آموختهٔ دکتری، حقوق نفت و گاز، دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی ، دانشگاه تهران، تهران، ایران.
رایانامه:gholamilaw98@gmail.com

۲. نویسندهٔ مسئول: دانشیار ، گروه حقوق خصوصی و اسلامی، دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: snebrahimi@ut.ac.ir

اطلاعات مقاله

نوع مقاله:
مقالهٔ پژوهشی

تاریخ دریافت:
۱۳۹۹/۲/۶
تاریخ بازنگری:
۱۳۹۹/۵/۱۰
تاریخ پذیرش:
۱۴۰۱/۳/۳۰
تاریخ چاپ:
۱۴۰۱/۱۲/۲۴

چکیده

استفاده از الگوی قراردادی بیع متقابل در صنعت بالادستی نفت و گاز طی سال‌های گذشته که سه نسل متفاوت و مترقی را نیز از سر گذرانده است، نتوانست پاسخگوی تمامی نیازهای استفاده‌کنندگان این نوع قراردادی، به‌ویژه سرمایه‌گذاران خارجی باشد؛ ازاین‌رو در عمل با ناکارآمدی، به‌خصوص در جذب سرمایه‌گذاری خارجی، روبه‌رو شد و نیاز به طراحی الگوی قراردادی جدید که برآورندهٔ نیازهای روز کشور باشد، بیش از پیش احساس گردید که طراحی الگوی قراردادی نوین نفتی ایران با نام آی.پی.سی را ایجاب کرد. هرچند الگوی اخیرالتصویب نیز همانند قراردادهای گذشته از ایراد و انتقاد در امان نمانده است، اما در عمل و در بخش نظام مالی یک گام به جلو برداشته و جذابیت بیشتری را برای سرمایه‌گذاران خارجی ایجاد کرده است. در این پژوهش سعی بر آن است با بهره‌گیری از روش تحقیق و بررسی انتقادهای عمده و مهمِ وارده بر نظام مالیِ قراردادهای نوین و پاسخ به آن‌ها، به این جمع‌بندی رسید که اگرچه الگوی مزبور پاسخگوی همهٔ نیازهای قراردادی صنعت نفت و گاز نیست و دارای کاستی‌هایی در حوزهٔ عملیات و اجراست، درعین‌حال گامی مؤثر و مفید، به‌ویژه در پیشبرد اهداف اقتصادی و نظام مالی قراردادهای جدید به‌منظور افزایش جذابیت برای سرمایه‌گذاران خارجی بوده است.

کلیدواژه‌ها:
آی.پی.سی، الگوی قراردادی نوین، نظام مالی، سرمایه‌گذاری خارجی، قراردادهای بالادستی، قراردادهای بیع متقابل

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

استناد: غلامی قادی، حسنا؛ سید نصرالله ابراهیمی. (پاییز و زمستان ۱۴۰۱) «بررسی انتقادی نظام مالی الگوی قراردادی آی.پی.سی»، *مطالعات حقوق انرژی*، ۸(۲): ۴۰۱ – ۴۲۰. DOI: https://doi.com /10.22059/JRELS.2020.300504.361

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

© نویسندگان.

DOI: https://doi.com /10.22059/JRELS.2020.300504.361

۱. مقدمه

تجربهٔ بهره‌گیری از الگوی قراردادی بیع متقابل در طول سه دهه که به عنوان الگوی قراردادی مسلط در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز به‌کار گرفته شد، با انتقادهای بسیاری نیز همراه بوده است که در پاسخ به آن‌ها، قراردادهای مذکور در نسل‌های سه‌گانهٔ آن تغییرات و انعطاف متناسبی از خود نشان دادند. اما بعد از رفع تحریم‌ها و انعقاد برنامهٔ جامع اقدام مشترک (برجام) و نیاز کشور به جذب سرمایه‌های خارجی در این صنعت و با در نظر گرفتن تصویب قوانین نفتی، ازجمله قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰ که به لغو صریح قانون نفت مصوب ۱۳۵۳ انجامیده بود و همچنین قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱ که اجازهٔ استفاده از سرمایه‌گذاری خارجی و مشارکت با سرمایه‌گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی را داده است، ضرورت طراحی الگوی قراردادی نوینی را که بازتاب‌دهندهٔ شرایط روز کشور باشد نیز در پی داشته است. ازاین‌رو با توجه به اینکه بیشتر میادین کشور در نیمهٔ دوم عمر خود به سر می‌برند و همچنین نیاز فراوانی به برداشت صیانتی از آن‌ها وجود دارد و اولویت برداشت از مخازن مشترک کشورمان بیش از پیش احساس می‌گردد، تضارب آرایی میان صاحب‌نظران و فعالان صنعت مذکور و طرفدارانِ تسریع در توسعهٔ میادین مشترک نفتی و افزایش منافع اقتصادی کشور از طریق سرمایه‌گذاری خارجی و از سوی دیگر با حافظانِ منافع ملی و حاکمیت و مالکیت مطلق بر منابع نفت و گاز کشور به چشم می‌خورد که فصل‌الخطاب این مهم، درنهایت به معرفی الگوی قراردادی نوین نفتی ایران موسوم به آی.پی.سی[1] انجامیده که البته الگوی اخیرالتصویب نیز همانند قراردادهای بیع متقابل مورد انتقاد منتقدان قرار گرفت. در این مقاله کوشیده‌ایم با بررسی تنها بخشی از انتقادهای عمده و مهمِ وارده بر نظام مالی الگوی مصوب که همانا در نظرگرفتن امتیازات و مشوق‌های مالی (Yeganehshakib, 2015: 2) خاص برای پیمانکار خارجی بوده و ارائهٔ پاسخ به این انتقادها، به این جمع‌بندی رسید که آیا الگوی نامبرده توانسته است در بخش نظام مالی نیازهای قراردادی صنعت نفت و گاز را در مقایسه با قراردادهای نسل گذشته در ابعاد جامع‌تری پاسخ دهد.

۱.۱. بیان مسئله و ضرورت تحقیق

با توجه به وضعیت قراردادهای بیع متقابل در طول سه دهه که در زمانهٔ خود تا اندازه‌ای پاسخگوی نیازهای صنعت نفت و گاز بوده‌اند، اما با گذشت زمان، به دلیل عدم جذابیت مالی برای شرکت‌های نفتی بین‌المللی[2] و خارجی، همانند تعیین سقف در هزینه‌های سرمایه‌ای، به‌ویژه در نسل اول و دوم بیع متقابل و وجود حق‌الزحمهٔ ثابت برای پیمانکار، تأمین مالی سنگین پروژه‌های نفتی برای دولت به واسطهٔ شرایط

1. IPC: Iranian Petroleum Contracts
2. IOCs: International Oil Companies

اقتصادی نابسامان و عدم تأمین این سرمایه توسط شرکت‌های خصوصی و نیز به دلیل عقب‌ماندگی در برداشت از میادین مشترک کشور به علت نبود فناوری لازم و تأمین‌نشدن این سرمایه‌گذاری‌ها، الگوی قراردادی نفتی جدید با عنوان آی.پی.سی با هدف رفع این موانع و کاستی موجود در جذابیت سرمایه‌گذاری برای پیمانکاران خارجی مطرح شد. ازاین‌رو وضعیت مطلوب مورد انتظار از الگوی قراردادی آی.پی.سی: اولاً، ایجاد جذابیت مالی برای سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌ها بوده؛ ثانیاً، از طریق ایجاد این جذابیت و فراهم نمودن حضور هرچه بیشتر شرکت‌های نفتی خارجی، زمینه برای انتقال امور فنی و مدیریتی و در نتیجه افزایش ظرفیت داخلی و جلوگیری از عقب‌ماندگی در برداشت از مخازن مشترک کشور بوده است. بنابراین ضرورت این تحقیق ضمن بررسی ورود قراردادهای آی.پی.سی در صنعت، رفع کاستی‌های موجود و حل مسئله است. البته آنچه نباید از نظر دور داشت، وضعیت ایران پیش و پس از برجام در اجرای برنامهٔ جامع اقدام مشترک[1] است. همچنان‌که می‌دانیم با وجود تحریم‌های شدید اقتصادی علیه ایران، کشورهای ۵+۱ و اتحادیهٔ اروپا، به همراه کشورمان ایران، موفق به انعقاد برنامهٔ اقدام مشترک (برجام) در سال ۲۰۱۶ شدند که توافق مذکور از ۱۶ ژانویهٔ ۲۰۱۶ میلادی (برابر با ۲۶ دی‌ماه ۱۳۹۴ خورشیدی) به موقع اجرا گذاشته شد (نریمانی زمان‌آبادی و سبزواری، ۱۳۹۵: ۱۲). اما همانگونه که می‌دانیم کشور آمریکا در تاریخ ۱۳۹۷/۰۲/۱۸ از برجام خارج شد. ازاین‌رو به دلیل تحریم‌های ظالمانه بر صنعت نفت و گاز و نظام بانکی کشور که روزبه‌روز بر شدت آن افزوده می‌شود، کشور نیاز بیشتری به جذب سرمایه‌گذاری خارجی برای تسریع در انجام فعالیت‌های نفتی به‌منظور بازپس‌گیری سهم عادلانهٔ خویش از بازار دارد؛ بنابراین به نظر می‌رسد قراردادهای بیع متقابل، به‌ویژه از نظر بازیافت هزینه‌ها پاسخگوی این مقطع زمانی نبوده و سخت‌گیریِ بیش از حدِ آن در تنظیم شرایط قرارداد، هرچند درآمد بیشتری را نصیب دولت نموده، به دلیل جذابیت پایین قرارداد در بلندمدت باعث کاهش جذب سرمایه شده است (کاوسی و دیگران، ۱۳۹۷: ۸۳) و مجریان و مدیران صنعت نفت و گاز کشور با درک چنین شرایطی به تنظیم چنین الگوی قراردادی‌ای اقدام کرده‌اند. اما اینکه چقدر در این امر موفق بوده‌اند، متأسفانه به علت شدت تحریم‌ها و عدم انعقاد تعداد زیادی از این نوع الگوی قراردادی و البته به علت محرمانه بودن (محرمانگی[2]) و دسترسی نداشتن به آن‌ها، نمی‌توان اطلاعات دقیقی در این باره ارائه داد. ازاین‌رو بررسی و اظهارنظر تخصصی در این امر نیازمند ارائهٔ اطلاعات و گذشت زمان برای داوری بی‌طرفانه است. افزون بر این، با توجه به تغییر شرایط کنونی کشور، اِعمال تحریم‌های مجدد و سخت‌گیرانه، افزایش قیمت نفت (کاوسی و دیگران، ۱۳۹۷: ۸۳)، تمایل کشورهای سرمایه‌گذار به سمت سرمایه‌گذاری در نوع جدیدی از نفت‌های ماسه‌ای، نفت شیل و نفت‌های فوق سنگین که به‌تازگی اقتصادی شده‌اند (Glass Geltman,

1. Joint Comprehensive Plan of Action (JCPOA)
2.Confidentiality

2016: 2) و بی‌رغبتی آن‌ها به سرمایه‌گذاری در خاورمیانه به علت بی‌ثباتی سیاسی–اقتصادی کشورها و تغییر الگوی قراردادی کشور عراق (Youssef, 2018: 2)، به‌ویژه در منطقهٔ کردستان (Likosky, 2010: 39)، به عنوان رقیبِ همسایه و جدیِ کشورمان، ریسک بالای سرمایه‌گذاری در کشورهای در حال توسعه و مواردی ازاین‌دست، همگی به تلنگری دربارهٔ لزوم تغییر در الگوی قراردادی بیع متقابل (Groenedaal & Mazraati, 2006: 3710) و ناکارآمدی آن انجامیده است و سرانجام شرکت ملی نفت ایران، به دلایل گوناگونی همچون عدم مدیریت صحیح مخازن موجود و اکتشاف میادین برخوردار از وضعیت زمین‌شناسی پرریسک با اندازهٔ کوچک و متوسط میادین و ضرورت تسریع در بهره‌برداری از میادین مشترک تغییر الگوی قراردادی را گریزناپذیر دانسته و دست به تغییر و تحول آن زده است (کاوسی و دیگران، ۱۳۹۷: ۸۳). ازاین‌رو در پژوهش پیش رو کوشیده‌ایم با بررسی الگوی قراردادی آی.پی.سی ضمن انتقادهایی که به آن وارد شده است، به نتیجهٔ مطلوبی در کامیابی و یا ناکامی این الگو در رفع کاستی‌های موجود برسیم.

۱. ۲. روش تحقیق

روش تحقیق در این پژوهش، روش انتزاعی است که امروزه به عنوان یکی از روش‌ها و ابزارهای مسلّم تحقیق در حقوق نفت و گاز شناخته می‌شود که «در این روش موضوع‌های حقوق نفت و گاز، ازجمله قراردادهای نفتی و آثار ناشی از آن با پرهیز از قیاس با نهادهای حقوق داخلی به‌مثابه موضوعی مستقل با توجه به مقتضیات ذات و اطلاق بررسی و تحلیل می‌شود». بنابراین محقق براساس این روش اصول و قواعد کلی را از موضوع مورد تحقیق و پژوهش استنباط و چهارچوب‌بندی نموده و سپس مصداق‌های مرتبط و مؤید این موضوع را در پرورش و تبیین چهارچوب طراحی شدهٔ خود، جهت توضیح بیشتر، به‌کار می‌گیرد (ابراهیمی و طباطبایی بافقی، ۱۳۹۴: ۱۴۲). بنابراین الگوی قراردادهای نفتی در این پژوهش بر مبنای مصوبهٔ هیأت وزیران با عنوان «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» دربارهٔ قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز کشور مصوب ۱۳۹۶/۰۵/۱۶ همراه با اصلاحات بعدی آن یا همان الگوی قراردادی نوین ایران مورد تحلیل قرار گرفته و انتقادها نیز صرفاً به انتقادهای عمدهٔ وارده به نظام مالی مصوبهٔ (مشوق‌های مالی در نظر گرفته شده به نفع شرکت‌های خارجی) (Yeganehshakib, 2015: 3) مذکور اشاره دارد که توسط منتقدان و صاحب‌نظران حقوقی از طریق رسانه‌های جمعی به آن وارد آمده است.

۲. پیشینه و دلایل اصلی تصویب الگوی قراردادهای نوین نفتی ایران

تنظیم روابط طرفین عملیاتی نفتی در جایی که یک طرف آن دولت باشد، از دو طریق انجام می‌گیرد؛ اول از طریق نظام امتیاز یا مجوّز، موسوم به لیسانس[1] (Abd Ghadas & the others, 2014: 34) و دوم از طریق قرارداد[2]. در هر دو حالت، اصول کلی حاکم بر قرارداد، توسط قوانین بالادستی و نهادهای صلاحیت‌دار با تصویب قوانین مربوطه ایجاد می‌شود که به طور معمول اصول حاکم بر اجرای قراردادهای نفتی در صلاحیت دولت‌های وقت قرار داده شده است تا در چهارچوب ترسیمی آن قوانین نسبت به مقررات‌گذاری و سرانجام انعقاد قرارداد متناسب با آن قوانین اقدام کنند. دولت جمهوری اسلامی ایران نیز همانند دیگر دولت‌های گروه دوم، سعی در واگذاری قراردادهای نفتی از طریق تنظیم قرارداد (امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی) در چهارچوب قانونی کشور دارد (Ghandi & Lawell, 2017: 16)؛ بدین‌منظور هیأت وزیران ابتدا در آبان‌ماه ۱۳۹۴ (Yeganehshakib, 2015: 3) به استناد جزء «۳» بند «ت» مادۀ ۳ و مادۀ ۷ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱ «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز» را به تصویب رساند. سپس براساس ایرادها و انتقادهایی که بر آن وارد شد، در تاریخ‌های متعددی پس از آن، دیگربار مصوبه را در تاریخ شانزدهم مردادماه سال ۱۳۹۵ اصلاح و تصویب کرد. مصوبۀ یادشده به دلیل نوگرایی در ارائۀ الگوی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز از همان ابتدا و به محض تصویب با موافقان و مخالفانی روبه‌رو شد؛ به گونه‌ای که بحث‌های چالش‌برانگیزی در این باره مطرح گردید و بارها به نسخه‌های اصلاح‌شده‌ای انجامید که درنهایت در تاریخ شانزدهم مردادماه سال ۱۳۹۶ نسخۀ اصلاحی و نهایی آن به صورت یک الگوی مختصر و انقباضی ارائه شد.

جزء «۳» بند «ت» مادۀ ۳ قانون مذکور، یکی از وظایف وزارت نفت در امور سرمایه‌گذاری و تأمین مالی را بدین شرح بیان می‌دارد: «جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعۀ میادین هیدروکربوری با اولویت میادین مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی، ازجمله مشارکت با سرمایه‌گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده». صرف‌نظر از قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید که الگویی برای انعقاد نداشتند و صرفاً در قوانین نفت به عناوین آن‌ها و حداکثر به چندین ویژگی‌ای که لازم است داشته باشند، اشاره شده است، از سال ۱۳۷۲ با آگاهی مسئولان نسبت به ضرورت جذب سرمایه‌های خارجی و انتقال ریسک ناشی از این سرمایه‌گذاری‌ها به طرف‌هایی که از ظرفیت لازم برای پذیرش این ریسک‌ها

1. License
2. Contract

برخوردار بودند، زمینه برای حضور نسل جدیدی از قراردادهای خرید خدمات خطرپذیر که بعدها با عنوان قراردادهای بیع متقابل مشهور شد، فراهم گردید. این دسته از قراردادها به موجب قانون بودجهٔ سال ۱۳۷۲ وارد بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور شدند و در سال ۱۳۷۳ و در قالب قانون بودجهٔ همان سال عنوان «بیع متقابل» بر این قراردادها اطلاق گردید (شیروی و ابراهیمی، ۱۳۸۸: ۲۴۸). بیع متقابل نیز با گذشت زمان و تجربه‌اندوزی متخصصان صنعت مذکور سه نسل متفاوت را سپری کرد (ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۱: ۲). خاستگاه قانونی هر سه نسل، قوانین بودجه و برنامه‌های اول تا پنجم توسعهٔ اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران بوده است (شیروی و ابراهیمی، ۱۳۸۸: ۲۴۸) که در تمام آن‌ها صرفاً به بیان پاره‌ای از مختصات این نوع قراردادها اشاره شده است[۱]؛ بنابراین همچنان که پیداست، هیچ الگوی از پیش تعیین‌شده‌ای به‌منظور انعقاد قراردادهای بیع متقابل وجود نداشته است و طرفین بدون وجود قالب قراردادی و صرفاً با اطاعت از قوانین آمره در این خصوص به تهیه و تنظیم متن و ساختار قراردادی می‌پرداختند؛ هرچند که پس از کسب تجربیات و آزمون و خطای دست‌اندرکاران این امر، همین قراردادها به نوبهٔ خود پیشرفت کرده و خود را با توجه به مقتضیات زمان و مکان تعدیل نموده و سه نسل متفاوت از بیع متقابل را تجربه کرده‌اند. با این اوصاف تا پیش از آبان‌ماه سال ۱۳۹۴ هیچ الگوی قراردادی به‌منظور تصویب قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز در کشور وجود نداشته است و مصوبهٔ هیأت وزیران با عنوان «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی»، اولین الگوی قراردادی بالادستی در صنعت نفت و گاز کشور محسوب می‌شود که ضرورت‌ها، مقتضیات، شرایط و اوضاع‌واحوالی که باعث شده است احساس نیاز به تدوین الگوی قراردادی (Martin, 2004: 282) در این زمینه ایجاد شود، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

اولین دلیل، مجوّز قانونی و استناد به جزء «۳» بند «ت» مادهٔ ۳ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱ است که طراحی الگوهای قراردادی جدید بالادستی را از وظایف وزارت نفت در امور سرمایه‌گذاری و تأمین مالی دانسته است. بنابراین اولین و مهم‌ترین هدف از تدوین الگوی قراردادی نوین، جذب سرمایه‌گذاری اعم از داخلی یا خارجی در میادین داخلی و به طور خاص در میادین مشترک است (نیکبخت و آرین، ۱۳۹۴: ۷۶) که به دلیل تحریم‌های اِعمال‌شده نیاز شدیدی به سرمایه‌گذاری و تسریع در عملیات نفتی در آن حوزه احساس می‌شود؛ به گونه‌ای که سرمایه‌گذاران مشوق‌های لازم را نه‌تنها برای پوشش ریسک‌های سرمایه‌گذاری، بلکه به‌منظور بازگشت سرمایه‌ای که چنین سرمایه‌گذاری را توجیه کند، داشته باشند. در این‌صورت سرمایه‌های دیگرِ دولت آزاد و جهت ارائهٔ خدمات عمومی در بخش‌های

۱. «ازجمله اجازهٔ انعقاد قرارداد بیع متقابل در صنایع بالادستی نفت و گاز، حفظ حاکمیت دولت بر منابع نفت و گاز کشور، اعتبارات مربوط به این قراردادها، نحوهٔ بازپرداخت هزینه‌ها، میزان استفاده از توان موجود در کشور، الزام به انتقال دانش فنی و آموزش نیروی انسانی و ...» قانون برنامهٔ چهارم توسعهٔ اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران مصوب ۱۳۸۶/۰۶/۱۱.

دیگر کشور به‌کار گرفته می‌شود تا هزینهٔ تمام‌شدهٔ خدمات عمومی نیز به نفع دولت کاهش یابد. مدیران و مجریان صنعت نفت نیز با آگاهی از ریسک‌های سرمایه‌گذاری خاص و رقابت برای جذب چنین سرمایه‌هایی اقدام می‌کنند و آنچه شاید از نظر حقوقی قابل توجه باشد آن است که در این الگوی نوین قراردادی، شرکت خارجی با اینکه پیمانکاری صِرف است، تمام تأمین مالی اجرای پروژه را نیز برعهده دارد. به سخن دیگر، احساس نیاز به سرمایه‌گذاری و تأمین مالی و پذیرش ریسک توسط پیمانکاران خارجی و کسانی که تحمل و قدرت این نوع ریسک‌ها و تأمین مالی این پروژه‌ها را دارند، می‌تواند از عوامل تصویب این الگوی جدید باشد.

دلیل دوم تصویب الگوی قراردادی با توجه به نیاز و شرایط روز کشور و به خواست اقشار مختلف جامعه، ازجمله اقتصاددانان، حقوق‌دانان و متخصصان سایر رشته‌ها بوده است؛ بدین‌توضیح که با توجه به شرایط جدید اقتصادی حاکم بر جامعه (تحریم‌های اقتصادی) که جذابیت قراردادهای بیع متقابل، حتی نسل سوم را برای سرمایه‌گذاران خارجی کم‌رنگ کرده بود، احساس ضرورت به انعقاد نوع جدیدی از قراردادها که جذابیت بیشتری داشته باشد، بیش از پیش وجود داشت. همچنان‌که در دوران تحریم و پساتحریم با توجه به موارد تحریم، استفاده از بیع متقابل نیز کمتر شده بود و قراردادهایی همچون ای.پی.سی[1] و ای.پی.سی.اف[2] نیز با وجود اینکه معمولاً مختص به بخش پایین‌دستی صنعت نفت و گاز بوده‌اند، مورد استفاده قرار می‌گرفتند.

دلیل سوم نیز مربوط به شرایط پساتحریم است که پس از رفع موانع اقتصادی و باز شدن دروازه‌های تجارت بین‌المللی به سوی کشور و همچنین در رقابت با قراردادهای جدیدِ کشورهای دارای منابع نفت و گاز، لازم است سازوکار جدیدی به‌منظور جذب سرمایه‌گذاری خارجی تدوین کرد که دست‌کم میانِ ریسک پذیرفته توسط پیمانکار و حق‌الزحمهٔ او ارتباط معقول و پذیرفتنی و قابل رقابت با سایر کشورها وجود داشته باشد.

۳. انتقادها و ایرادهای وارده بر الگوی قراردادی جدید و پاسخ به آن‌ها

از زمان تصویب الگوی قراردادی نوین تاکنون، مصوبهٔ هیأت وزیران تا حد امکان به‌منظور هم‌سویی با ایرادهای وارده، بارها مورد اصلاح و بازبینی قرار گرفته است و آنچه امروزه با عنوان «شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز» مورخ ۱۳۹۵/۰۵/۱۶ می‌بینیم، رهیافت ساعت‌ها و سال‌ها مذاکره و مباحثه، مناظره و اصلاحات، ویرایش و بازبینیِ مکرر و مجدد استادان و

1. EPC (Engineering, procurement, and construction)
2. EPCF (Engineering, procurement, construction, financing)

متخصصان حقوقی، اقتصادی، صنعتی و فعالان صنعت مذکور است. گفتنی است که در پژوهش حاضر سعی بر آن است که پا را فراتر از انتقادهای مرسوم و متداول همیشگی[۱] گذاشته و این بار دربارهٔ انتقادهای عمده و اصلی مربوط به امتیازاتِ خاص در نظر گرفته شده برای طرف خارجی که شامل امتیازات مالی است، سخن بگوییم. این انتقادها که بیشتر متوجه نظام مالی[۲] قراردادهای نوین نفتی ایران می‌شوند، موضوعِ مربوط به امتیازات خاصی است که به‌منظور افزایش سهم طرف خارجی از منافع حاصله از میادین نفت و گاز برای او در نظر گرفته شده است که بعضاً عبارت‌اند از: ۱. نبود سقف هزینه‌های سرمایه‌ای به نفع شرکت خارجی؛ ۲. نبود سازوکارهای جریمه‌ای در صورت عدم ایفای تعهدات طرف خارجی و ۳. تعریف خط پایهٔ تخلیه برای بلندمدت از ابتدای قرارداد به نفع طرف خارجی که در این پژوهش سعی شده است با تجمیع اشکالات مربوط به نظام مالی قراردادهای نوین، گردِ سه محور اصلی، آن‌ها را مورد بررسی قرار دهیم. بنابراین عمده اشکالات و انتقاداتِ مالی وارده به الگوی قراردادی آی.پی.سی – به باور نگارندگان این پژوهش– در سه محور ذیل بیان می‌شوند که به صورت جداگانه به بررسی و پاسخ هر یک از آن‌ها نیز خواهیم پرداخت.

۳ .۱. بررسی انتقاد اول: نبود سقف هزینه‌های سرمایه‌ای

براساس بند «ث» مادهٔ ۸ مصوبهٔ هیأت دولت، در الگوی قراردادی آی.پی.سی برای هزینه‌های سرمایه‌ای سقفی معین نشده است و هزینه‌های سرمایه‌ای در اصطلاح دارای سقف باز[۳] است (Yeganehshakib, 2015: 2). منظور از هزینه‌های سرمایه‌ای در الگوی قراردادی نوین، در واقع هزینه‌ها و مخارج مستقیمی است که براساس فعالیت‌های مربوط به مرحلهٔ اکتشاف، برنامهٔ توسعه و تولید و تمام برنامه‌های کاری و بودجه‌ها که برای دستیابی به اهداف قرارداد ضروری‌اند، توسط پیمانکار هزینه می‌شوند و این هزینه‌ها از ابتدا دارای سقف مشخصی نیست و هر سال ذیل برنامه‌های عملیاتی سالیانه و در کارگروه مشترک مدیریت[۴]، طبق رفتار مخزن و شرایط بازار تعیین می‌گردد (صاحب‌هنر و دیگران، ۱۳۹۶: ۱۰۸). بنابراین به باور

۱. انتقادهای وارده بر الگوی قراردادی نوین در چندین محور متفاوت و با بیان‌های متفاوت و گاه چالش‌برانگیزی بیان شده‌اند و به طور کلی منتقدان، مواردی را ازجمله علل و اشکالات عمدهٔ وارده بر الگوی قراردادی نوین بیان کرده‌اند که عبارت‌اند از: بلندمدت بودن طول دورهٔ قرارداد، احتمال تضعیف توان داخلی و ذوب شدن نیروهای داخلی در بین شرکت‌های خارجی و مهاجرت متخصصان ایرانی به این شرکت‌ها، نبود سقف هزینه‌ها یا باز بودن سقف هزینه‌ها، ابهام در اختصاص الگوی قراردادی مذکور به مناطق و میادین مشترک و یا غیر آن، ابهام دربارهٔ دادگاه صالح در صورت بروز اختلاف، نقض حاکمیت ملی از طریق واگذاری بخشی از اختیارات حاکمیتی در بازهٔ زمانی بلندمدت، عدم تضمین انتقال فناوری و تضعیف توان و ظرفیت داخلی حتی با تشکیل شرکت مشترک، نبودن سبد متنوع قراردادی برای انواع شرایط متفاوت حوزهٔ انرژی و به‌کارگیری الگوی مشابه و یکسان در تمامی شرایط و ... .

2. Fiscal Regime
3. Open Capex
4. Joint Management Committee (JMC)

منتقدان، به لحاظ اینکه الگوی قراردادی نوین از نظر میزان هزینه‌های سرمایه‌گذاری محدودیتی ندارد، شرکت نفتی خارجی نیز با استفاده از روش‌های درنظرگرفته شده در این الگو، سعی در افزایش هزینه‌ها می‌کند تا به‌دنبال آن بتواند پاداش خود را نیز افزایش دهد (گزارش عیار آنلاین، ۱۳۹۴: ۲). ازاین‌رو با توجه به آنکه سقف هزینه‌های سرمایه‌ای از ابتدا تعیین نمی‌شود، بلکه هر سال در طرح جامع توسعه[1] به تصویب کارگروه مشترک مدیریت خواهد رسید[2] (Katebi, 2014: 1)؛ بنابراین دورهٔ بازپرداخت هزینه‌ها و پاداش پیمانکار نیز نمی‌تواند از ابتدا ثابت باشد و به ناچار بازپرداخت هزینه‌ها از زمان تحقق تولید اولیه در قرارداد آغاز خواهد شد (Yeganehshakib, 2015: 3). بر این اساس نیز طبق تبصرهٔ بند «ت» مادهٔ ۳ مصوبه، در صورت کفایت نکردن میزان تولیدِ تخصیص داده شده برای بازپرداخت هزینه‌های انجام شده[3]، این بازهٔ زمانی، برای بازپرداخت طولانی‌تر خواهد شد و براساس بند «پ» مادهٔ ۶ نیز، پایان دورهٔ قرارداد، مانع از بازپرداخت هزینه‌ها نخواهد شد. همچنین در صورت تحقق تولید اولیه، شرکت ملی نفت ملزم به شروع بازپرداخت هزینه‌ها می‌شود؛ درحالی‌که اگر مجوّز سرمایه‌گذاری برای تحقق تولید اضافی علاوه بر تولید اولیه صادر شود و در طول همان سال، تولید اضافی محقق نگردد، همچنان شرکت ملی نفت ملزم به بازپرداخت هزینه‌های جدید در همان سال و از محل همان پنجاه درصد (نفت) و ۷۵ درصد (گاز) از محصولات میادین تولید اولیه می‌باشد (امامی میبدی و هادی، ۱۳۹۶: ۱۰۳). به سخن دیگر، چنانچه در دورهٔ توسعه، طبق برنامهٔ مالی عملیاتی، هزینه‌های سرمایه‌ای مطابق مصوبهٔ کارگروه مدیریت مشترک انجام گرفت، ولی برنامهٔ تولیدیِ مصوب محقق نشد و تولید کمتری تحقق یافت، تمامی هزینه‌ها ازجمله هزینه‌های سرمایه‌ای، از محل همان پنجاه درصد یا ۷۵ درصد تولیدِ محقق شده —یعنی کمتر از تولید مصوب– بازپرداخت می‌شود. ممکن است در نتیجهٔ این کاهش تولید، قسمتی از بازپرداخت‌های پیمانکار به دلیل کافی نبودن تولید معوق شود که در این حالت: اولاً، دورهٔ بازپرداخت افزایش می‌یابد و حتی اتمام مدت قرارداد هم نمی‌تواند مانع این کار شود؛ ثانیاً، بازپرداخت‌های معوقه به همراه هزینه‌های بانکی نیز پرداخت خواهد شد که همهٔ اینها نشان‌دهندهٔ انعطاف‌پذیری الگوی قراردادی جدید در بازپرداخت هزینه‌هاست (Katebi, 2014: 1). بنابراین در این موضوع پیمانکار به‌هیچ‌وجه ریسک کاهش تولید را

1. Master Development Plan (MDP)

۲. منتقدان بر این باورند که با توجه به آنکه شروع عملیات براساس یک طرح جامع توسعه خواهد بود که بر لرزه‌نگاری‌های سه بُعدی و ارزیابی مخازن استوار است، لذا این رفتار میدان براساس مشخصات زمین‌شناسی سیال و سنگ، در طول دورهٔ تولید و گذر زمان تعیین می‌کند که اطلاعات ما از میدان به طور واقع و به چه میزان دقیق خواهد بود که این موضوع خود نشان‌دهندهٔ این است که اطلاعات اولیه و ثانویهٔ ما برای تصویب طرح جامع توسعه متفاوت بوده است و زمانی که اطلاعات از میدان بیشتر شد، طرح جامع توسعه نیز به تبع آن باید اصلاح شده و تغییر کند که طبیعتاً این موضوع از ابتدای قرارداد قابل پیش‌بینی نخواهد بود (فرحناکیان، ۱۳۹۵: ۱).

۳. جبران هزینه و پاداش سالانه از میادین نفتی صرفاً تا سقف پنجاه درصد از محصولات یا درآمدهای حاصل از تولیدات مخزن یا میدانِ موضوع قرارداد و صرفاً تا ۷۵ درصد از میادین گازی امکان‌پذیر است (دیباوند و دیگران، ۱۳۹۷: ۵۸).

نمی‌پذیرد و از این بابت ضرری به او وارد نمی‌شود. به سخن دیگر، با کاهش تولید میدان، هم دولت میزبان و هم پیمانکار (به دلیل کاهش پاداش و دستمزد[1]) ضرر می‌کنند، ولی با توجه به اینکه پیمانکار مستحق بازپرداخت تمامی هزینه‌ها شناخته شده است، درنهایت خسارت اصلی مربوط به دریافتیِ دولت[2] است که هرچند اندک، کاهش می‌یابد (Soleimani & Tavakolian, 2017: 102).

۳. ۱. ۱. پاسخ به انتقاد اول

در پاسخ به ایراد نخست که هزینه‌های سرمایه‌ای در الگوی قراردادی جدید سقف قراردادی ندارند و از این باب خساراتی به کشور میزبان وارد می‌آید، گفته شده است که در الگوی قراردادی جدید در مقایسه با قراردادهای سابق، هزینهٔ سرمایه‌ای از ابتدا ثابت در نظر گرفته نمی‌شود و در قالب بودجه‌های سالیانه به تصویب می‌رسد که اتفاقاً این مسئله باعث افزایش انعطاف‌پذیری قرارداد و کاهش ریسک هزینه می‌گردد (Soleimani & Tavakolian, 2017: 98)، اما این تغییرات باید در زمان‌بندی و روش بازپرداخت هزینه‌ها به گونه‌ای تبلور یابد که در مسیر توانمندسازی شرکت ملی نفت و در مدیریت و راهبری میدان انجام پذیرد و انتقال دانش مدیریتی در این مسیر را فراهم آورد. همانطور که منتقدان بیان داشته‌اند در تصدیق انتقاد آن‌ها باید گفت که هرچند در الگوی جدید عملاً به دلیل نبود سقف هزینه‌ای، پیمانکار بیش از پیش متحمل ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای نخواهد بود اما در مقابل، افزایش این هزینه‌ها به کاهش سهم دریافتی دولت خواهد انجامید (کاوسی و دیگران، ۱۳۹۷: ۱۲۷). اما این نکته را نیز نباید از نظر دور داشت که چون حداکثر قابلیت بازپرداخت هزینه‌ها از محصول یا درآمدهای حاصل از فروش محصول تا حداکثر پنجاه درصد از تولید میادین نفتی و تا هفتاد درصد از میادین گازی انجام می‌شود، درعمل سقف قراردادی برای بازپرداخت هزینه‌های انجام‌شده تعیین گردیده است، به همین دلیل است که شرکت ملی نفت ایران نمی‌تواند بیش از این مقدارِ حداکثری و سقف تعیین‌شده برای بازپرداخت هزینه‌ها به پیمانکار اقدام کند.

افزون بر این، براساس الگوی قراردادی آی.پی.سی، هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینهٔ پول و تأمین مالی مربوطه از محل حداکثر پنجاه درصد و ۷۵ درصد از افزایش تولید نفت و گاز انجام گرفته، به پیمانکار پرداخت می‌شود و افزون بر اینها به ازای هر بشکه نفت تولیدی (نسبت به خط پایهٔ تخلیهٔ توافق شده) حق‌الزحمه نیز به پیمانکار پرداخت می‌شود (Yeganehshakib, 2015: 4). پس با این اوصاف، حق‌الزحمه و پاداش پیمانکار وابستگی شدیدی به میزان تولید حاصله از مخزن خواهد داشت و نه میزان هزینه‌های سرمایه‌ای او و درنتیجه به ازای هر بشکه نفت یا هر مترمکعب گاز تولیدی

1. Fee
2. Government Take

پرداخت خواهد شد که نتیجهٔ آن درعمل، گره خوردن منافع پیمانکار در افزایش تولید خواهد بود و نه افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای (کاوسی و دیگران، ۱۳۹۷: ۸۷).

۳. ۲. بررسی انتقاد دوم: نبود سازوکار جریمه‌ای در صورت عدم ایفای تعهدات

یکی دیگر از جنبه‌های مورد خدشه از جانب منتقدان نسبت به الگوی قراردادی آی.پی.سی، به نبود ضمانت اجرا در صورت عدم ایفای تعهدات، به طور کلی و یا بروز خسارت به میادین نفتی بازمی‌گردد؛ به این معنا که هیچ‌گونه جریمه‌ای برای طرف خارجی در صورتی که از انجام تعهدات خود استنکاف ورزد و از باب عدم ایفای تعهدات ضرر و زیانی به مخازن و میادین نفتی وارد آورد، پیش‌بینی نشده است و صرفاً از طریق ایجاد انگیزه برای افزایش تولید سعی شده است تا مانع از عدم انجام تعهدات گردد. به باور ایشان، اگرچه در صورت عدم دستیابی به افزایش تولید در میادین در حال تولید، هزینه‌های طرف دوم قرارداد پرداخت نمی‌شود، اما در صورت کاهش تولید، باید به دلیل عدم ایفای تعهدات اضافی تولید و یا آسیب رساندن به مخزن، جریمه‌ای نیز برای پیمانکار درنظر گرفت؛ برای مثال، عواملی همچون تحریم‌ها، ازجمله عوامل مهم در ثبات یا بی‌ثباتی قراردادها هستند که در این الگوی قراردادی نوین، پیش‌بینی لازم برای کنترل آن انجام نشده است؛ زیرا منتقدان بر این باورند که با ورود شرکت‌های نفتی خارجی به میادین نفتی، به‌ویژه مخازن کشورهای جهان سوم و میادین بِکر[1]، این شرکت‌ها به دنبال برداشت در سرشیر مخازن یا کریمینگ[2] هستند[3]؛ بدین‌معنا که با انجام عملیات بهره‌برداری طبیعی و حداکثری تولید از میدان، منجر به برداشت دراصطلاح سرشیر مخازن می‌شوند و این نوع برداشت که به سودآوری بیشتر می‌انجامد، با برداشت مستمر از میدان، سرمایهٔ شرکت‌های سرمایه‌گذار خارجی از محل تولید، در مدت زمان کوتاه‌تری بازپرداخت خواهد شد؛ البته گفتنی است این نوع برداشت که صرفاً به‌منظور پیش‌بینی و ارزیابی میزان و روند ذخایر نفتی آیندهٔ یک میدان مشخص به‌کار می‌رود (Demirmen & Meisner, 1981: 30)، ممکن است در جهت نادرست، مورد استفاده قرار گیرد و در کنار برداشت حداکثر سود برای شرکت خارجی در کوتاه‌مدت، بیشترین آسیب را به میادین و مخازن، به‌ویژه مخازن بِکر وارد آورد و برخلاف اصل برداشت و تولید صیانتی باشد.

---

1. Green Filed
2. Creaming
3. "The Creaming Curve is a helpful tool to predict the remaining exploration potential of a basin and can be implemented in any region where the complete historical information of the discoveries is available" (Bohorquez, 2014: 12).

منحنی یا روش کریمینگ ابزار مفیدی است که برای پیش‌بینیِ ذخایر باقی‌ماندهٔ بالقوهٔ یک مخزن نفتی به‌کار می‌رود.

۳. ۲. ۱. پاسخ به انتقاد دوم

در پاسخ به ایراد مربوط به نبودِ سازوکار جریمه‌ای علیه شرکت خارجی، گفته شده است که با توجه به اینکه سرمایه‌گذار اصلی، شرکت خارجی است که با سرمایهٔ هنگفتی که با خود به کشور میزبان آورده است قصد سرمایه‌گذاری در این کشور را دارد (خرمی و امامی، ۱۳۹۵)، بدون اینکه تضمینی از جانب دولت میزبان و بانک مرکزی جهت بازگشت سرمایه (ابراهیمی و دیگران، ۱۳۹۳: ۷) شامل حال او شود، پس نخستین شخصی که در زمان نقض تعهدات قراردادی و به تعویق انداختن اجرای پروژه مغبون خواهد شد، سرمایه‌گذار خارجی خواهد بود؛ چراکه سرمایهٔ اوست که درگیر ضرر یا به اصطلاح خواب سرمایه خواهد شد، نه کشور میزبان؛ بنابراین نیازی به وجود سازوکار جریمه‌ای نخواهد بود. همچنین کشور میزبان می‌تواند شرکت خارجی را در زمان نقض تعهدات قراردادی به حال خود رها کند و حتی او را از کشور خارج کند، اما خروج سرمایه‌ای که با خود آورده است، به این سادگی ممکن نخواهد بود. بنابراین، او ترجیح می‌دهد هرگز مطابق با قاعدهٔ اقدام، علیه خویش اقدامی نکند که خود متضرر شود[۱]. اما در پاسخ به استفاده از روش‌هایی مانند کریمینگ که به آسیب و یا تخریب میادین نفتی خواهند انجامید، به نظر می‌رسد که درعمل اِعمال این تصمیمات و اقدامات از سوی شرکت خارجی، ناممکن خواهد بود، مگر در صورت قصور و سهل‌انگاری شرکت صاحب صلاحیت ایرانی؛ چراکه با وجود کارگروه مشترک مدیریت – گاه از طریق شرکت و یا موافقت‌نامهٔ عملیاتی مشترک[۲] میان شرکت صاحب صلاحیت ایرانی و پیمانکار خارجی (Yeganehshakib, 2015: 3)– تقریباً اِعمال عملیات اجرایی که برخلاف توافق شرکت صاحب صلاحیت ایرانی باشد، ممکن نخواهد بود که این خود نشان از نوعی همکاری و تعاون[۳] بین طرفین ایرانی و خارجی خواهد بود (Katebi, 2014: 1). ازاین‌رو شرکت خارجی مکلف است برنامهٔ سالانهٔ مالی و اجرایی خود، ازجمله برنامه‌های تزریق آب و گاز، حفر چاه‌های جدید، ترک چاه‌های گذشته، انجام حفاری‌های افقی و ... را به کارگروه مذکور ارائه داده و در آنجا به تصویب برساند (Agha Seyed Jafar Kashfi, 2017: 140) که این کارگروه نیز به نظر موافق فنی و تخصصی شرکت ایرانی و درنهایت کشور میزبان نیاز دارد که در صورت عدم تأیید، هیچ‌یک از اقدامات عملیاتی و اجرایی مذکور هرگز به وقوع نخواهند پیوست.

---

۱. البته همهٔ این موارد، افزون بر شروط قراردادی دربارهٔ نقض یک جانبهٔ قرارداد است که در جای دیگری قابل بحث خواهند بود.

2. Joint Operating Company

3. Partnership

۳.۳. بررسی انتقاد سوم: تعریف خط پایهٔ تخلیه برای تمام دورهٔ قرارداد از آغاز آن

از موارد مهم دیگر که در بیشتر انتقادها دربارهٔ اعطای امتیازات خاص به پیمانکار خارجی در قراردادهای نوین نفتی ایران به آن اشاره شده است، در نظر گرفتن خط پایهٔ تخلیه[1] در آغاز قرارداد است. خط پایهٔ تخلیه مستند به بند «غ» مادهٔ ۱ مصوبهٔ هیأت وزیران عبارت است از: «خط یا منحنی فرایند تخلیهٔ میدان یا مخزن، با منظورکردن تأسیسات موجود و در حالت عدم اجرای طرح‌های نوین بهبود یا افزایش ضریبِ بازیافت که مورد پذیرش طرف اول و دوم قرارداد قرار می‌گیرد»؛ بدین‌معنا که در ابتدای قرارداد، طرفین قرارداد بر یک میزان فرضی که با یک خط یا منحنی نشان داده خواهد شد، بر میزان تخلیه و میزان تولید قابل انتظار از میدان و میزان سطح نگه‌داشت مخزن توافق می‌کنند. با توجه به اینکه عموماً طول دورهٔ قرارداد در الگوی قراردادی آی.پی.سی طولانی است، ایراد شده که چطور ممکن است برای این دورهٔ طولانی با توجه به شفاف نبودن رفتار مخزن و عدم پیش‌بینی عوامل محیطی و جغرافیاییِ غیرقابل پیش‌بینی، خط پایهٔ تخلیه پیش‌بینی کرد. پیش از این، در قراردادها از خط سناریوی پایه که همان قابلیت فنی و مالی شرکت ملی نفت برای تولید از میدان بیان می‌شده است، استفاده می‌کردند که به صورت سالانه قابل تعیین بود (خواجوی، ۱۳۹۵: ۳۴)؛ درحالی‌که خط پایهٔ تخلیه که در آی.پی.سی بدان اشاره شده است، براساس شرایط مخزن و اُفت طبیعی تولید بدون انجام اقدامی برای جلوگیری یا مهار آن تعیین می‌گردد. بر این اساس، به گمان منتقدان، برآورد چنین خطی موجب افزایش سهم منافع طرف خارجی و به تبع آن کاهش سهم شرکت ملی نفت خواهد بود.

در ایرادی دیگر بیان شده است که اگر به فرض و در عمل، خط پایهٔ تخلیهٔ[2] مخزن بالاتر از خط پایهٔ توافقی در قرارداد باشد، شرکت ملی نفت به ازای بشکه‌هایی پاداش پرداخت خواهد کرد که بشکه‌های تولیدی به عملکرد پیمانکار منتسب نخواهند بود و در واقع بشکه‌هایی به عنوان اضافهٔ تولید به حساب پیمانکار گذاشته می‌شود که پیمانکار در تولید آن‌ها نقشی نداشته است.

۳.۳.۱. پاسخ به انتقاد سوم

در پاسخ به انتقاد سوم، نخست بهتر است میان خط پایهٔ تخلیه و خط سناریوی پایه تفکیک قائل شد؛ منظور از خط پایهٔ تخلیه – همانطور که در بند «غ» مادهٔ ۱ مصوبه به آن اشاره شده– برآورد میزان و مقدار تولید براساس شرایط و ظرفیت میدان و اُفت طبیعی تولید با در نظر گرفتن امکانات و تأسیسات

1. Depletion Base Line

۲. منظور از خط پایهٔ تخلیه، خطی فرضی است که میزان تخلیه و تولید قابل انتظار از میدان را که مورد توافق طرفین است، با یک خط یا منحنی فرضی نشان می‌دهد.

موجود است که مبنای پرداخت دستمزد براساس تولید اضافی برای شرکت خارجی نیز همین معیار در نظر گرفته شده است؛ درحالی‌که منظور از خط سناریوی پایه، تعیین مقدار تولید براساس قابلیت فنی- مهندسی و مالی شرکت ملی نفت در روز انعقاد عقد است (خواجوی، ۱۳۹۵: ۳۰).

برخلاف اظهارنظر منتقدان، به نظر می‌رسد با بالا بردن سطح و هدف خط پایهٔ تخلیه که بدون درنظرگرفتن شرایطِ گاه نه چندان مطلوب فنی- مالی شرکت ملی نفت —به‌ویژه در پروژه‌های مربوط به بهبود یا افزایش ضریبِ بازیافت که به دلیل تازگی‌داشتن، شرکت ملی نفت فاقد تجربه و دانش فنی لازم در راه‌اندازی و اقدام به آن‌هاست- می‌باشد، نه‌تنها موجب افزایش انگیزهٔ پیمانکار برای افزایش تولید بشکه‌های روزانه به‌منظور کسب پاداش به ازای هر بشکه خواهد شد، بلکه در ازای آن تولید تجمعی دولت میزبان را نیز افزایش خواهد داد؛ با این توضیح که: اولاً، برای به‌کارگیری هرچه بیشتر شرکت خارجی به‌منظور رسیدن به خط پایهٔ تخلیهٔ تعریف‌شده در قرارداد که مستلزم آوردن سرمایهٔ بیشتر، به‌کارگیری نیروی انسانی بیشتر، در نتیجه استفاده از توان داخلی و رونق اشتغال خواهد شد؛ ثانیاً، برای فعالیت بیشتر به‌منظور رسیدن به خط پایهٔ تخلیهٔ مورد نظر انگیزهٔ کافی ایجاد می‌کند تا به ازای هر بشکه تولید اضافی بر مبنای خط مذکور، پاداش و دستمزد خود را که مستحق آن هم هست، دریافت کند و در مقابل، هرچه بشکهٔ تولیدی او بیشتر شود، طبیعی است که هر بشکهٔ تولیدی نشان‌دهندهٔ افزایش دریافتی و سهم دولت میزبان نیز هست. به بیان بهتر، هم کارفرما با رسیدن به تولید تجمعی، بیشتر منتفع خواهد شد و هم پیمانکار پاداش بیشتری کسب خواهد کرد (فرخی و عباییان، ۱۳۹۷: ۹۰).

نتیجه

ازآنجاکه بیش از ۶۳ درصد از ذخایر شناخته‌شدهٔ نفت جهان در کشورهای خاورمیانه قرار دارد که ایران پس از عربستان دومین کشور دارندهٔ ذخایر و منابع نفتی در این منطقهٔ حساس و راهبردی است؛ و نیز بیش از چهل درصد ذخایر گاز طبیعی دنیا نیز در این منطقه قرار دارد که باز ایران پس از روسیه، دومین دارندهٔ منابع گازی جهان است[1] (صابر، ۱۳۸۹: ۱۳)، بسیاری از کشورها تمایل دارند با ایران وارد مذاکره برای انعقاد قرارداد نفتی شوند. اما در این میان، موانعی همچون تمدید تحریم‌های آمریکا نیز وجود دارد. حال با وجود این شرایط و بررسی الگوی قراردادهای نفتی باید گفت که الگوی قراردادی جدید موسوم به آی.پی.سی، از نظر حقوقی در واقع ادامه‌دهندهٔ مسیر قراردادهای خدماتی است، اما تغییرات مهمی در الگوی پیشنهادی ارائه شده که به جذابیت بیش از پیش آن در مسائل و نظام مالی قرارداد با توجه به نیاز

۱. براساس آمار منتشر شده دربارهٔ ذخایر نفتی به تاریخ ژانویهٔ ۲۰۱۳ و ذخایر گازی به تاریخ ژوئن ۲۰۱۳ از کتاب حقایق جهان (World Fact Book)، ایران سومین کشور دارای ذخایر نفتی و نخستین کشور دارای ذخایر گازی دنیاست.

روز صنعت نسبت به سرمایه‌گذاری در این صنایع مهم و حیاتی کشور انجامیده است. با وجود نقّادی‌های فراوانی که گاهی به حق و گاهی به دور از انصاف نسبت به مصوبهٔ صادره از هیأت وزیران وارد آمده است، این مصوبه پس از بارها اصلاح به شکل الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران و به صورت رهیافتی از امواج اظهارنظرهای موافقان و مخالفان بیرون آمده و امروزه به عنوان الگویی لازم‌الاجرا در انعقاد قراردادهای نفتی، در نظر گرفته شده است. اما آنچه مهم است، این است که مصوبه، صرفاً ارائه‌دهندهٔ یک کد رفتاری و یک الگوی انعقاد قرارداد بوده که شامل پاره‌ای از قواعد آمره و تکمیلی است که متعاقدَینِ قرارداد دربارهٔ قواعد آمره مکلف به امتثال از آن‌ها و دربارهٔ شرایط تکمیلی، مخیّر به انتخاب و تعیین شروط هستند و اصولاً لزومی به رعایت این شرایط به صورت موبه‌مو نیست. با توجه به اینکه این الگو همچنان در رَستهٔ قراردادهای خدماتی است و همچنان در آن فضای ذهنی سیر می‌کند، با وجود این، تا حدود زیادی از نوع بیع متقابل فاصله گرفته و در نقاط بسیار تأثیرگذار و جذابِ نظام مالی با آن رقابت کرده که بسیار مهم است. عمده تغییر اول، وابستگی حق‌الزحمه و پاداش پیمانکار به میزان تولید حاصله از مخزن است، نه میزان هزینه‌های سرمایه‌ای که عملاً سقف هزینه‌ها را بسته نگه خواهد داشت. افزون بر این، تغییر الگوی حق‌الزحمهٔ ثابت به جای «دستمزد به ازای هر بشکه یا مترمکعب تولید اضافی»[1]، بیش از پیش بر جذابیت آن افزوده است و اما تفاوت مهم‌تر، ابداع کارگروه مشترک مدیریت است که تمامی عملیات اجرایی و مالی یک پروژه به تصویب این کارگروه خواهد رسید و عملاً بدون رضایت شرکت ملی نفت و یا شرکت صلاحیت‌دار ایرانی، هیچ‌یک از عملیات اجرایی، عملی نخواهد شد[2]. پس، این ابزار پیشگیری و فشاری است برای حفظ صلاحیت و اقتدار کشور میزبان جهت جلوگیری از تصویب عملیات اجرایی یا مالی که برخلاف نظر او خواهد بود. افزون بر همهٔ اینها، نکتهٔ مهم دربارهٔ افزایش حضور پیمانکار در مرحلهٔ تولید است که این موضوع خلاف صریح قراردادهای بیع متقابل است؛ زیرا مشکل الگوی قراردادی بیع متقابل در ساختار بدین‌صورت مطرح گردیده بود که شرکت نفتی خارجی صرفاً تا مرحلهٔ کشف میدان نفتی مسئول بود و از آن پس مکلف به تحویل میدان کشف‌شده و توسعه‌یافته به دولت میزبان می‌گردید و سرمایه‌ای را که در آغاز کار تأمین کرده بود، طی اقساطی با عنوان نرخ تأمین بازگشت سرمایه از درآمد حاصل از نفت تولیدی دریافت می‌کرد و در حقیقت پروژه را در نیمهٔ کار رها می‌کرد. اما در الگوی قراردادی نوین، یعنی آی.پی.سی، شرکت خارجی ضمن کشف نفت، بهره‌برداری، توسعهٔ میدان و استخراج صیانتی از مخزن، مراقبت‌های لازم را از آن به عمل آورده و البته در آن شریک می‌شود. تغییر نهایی نیز حساسیت و انعطاف‌پذیری دستمزد پیمانکار به افزایش تولید و

1. Fee per Barrel

۲. البته گفتنی است که وجود شرکت مشترک ایرانی- خارجی در مصوبهٔ هیأت وزیران قبل از اصلاحیهٔ نهایی، به صورت آمره بوده است؛ درحالی‌که در مصوبهٔ نهایی و اصلاحی مورخ ۱۳۹۶/۰۵/۱۶ به صورت اختیاری است.

خط پایهٔ تخلیه است. خط پایهٔ تخلیه که معمولاً برآوردی است که بیش از حد و انتظار معمول در نظر گرفته می‌شود، پیمانکار را برای رسیدن به آن برآورد که تا حدودی دست‌نیافتنی است، به تلاش بیشتر وامی‌دارد تا براساس آن برآورد، به ازای هر بشکه نفت تولیدی به او پاداش و دستمزد تعلق گیرد که نتیجهٔ این افزایش دستمزد، افزایش بشکه‌های نفت و نتیجهٔ افزایش بشکه‌های نفت، افزایش تولید و نتیجهٔ افزایش تولید، افزایش دریافتی دولت میزبان خواهد بود. پس با این اوصاف، شاید بتوان گفت در واقع این الگوی قراردادی جدید، نوعی الگوی قراردادی مجزا و مستقل به‌شمار می‌آید که بر آن است: اولاً، با در نظر گرفتن نظام حقوقی کشور؛ ثانیاً، با توجه به نیاز مبرم کشور به سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی صنعت نفت و ثالثاً، وجود دیدگاه‌های سنتی نسبت به قراردادهای گذشته، با حفظ ساختار حقوقی بیع متقابل، راه میانه‌ای برای چنین شرایطی در نظر گرفته و الگوی قراردادی جدیدی به نام «قراردادهای نفتی ایران» موسوم به «آی.پی.سی» را به حوزهٔ صنعت نفت و گاز کشور معرفی کند. بنابراین الگوی مزبور نمی‌تواند همهٔ نیازهای قراردادی صنعت نفت و گاز را پاسخ دهد و به‌ویژه پس از ایرادها و اصلاحات مکرری که در آن شده است، دارای کاستی‌هایی، به‌خصوص در حوزهٔ عملیات و اجراست، اما درعین‌حال گامی مؤثر و مفید، به‌ویژه در پیشبرد اهداف اقتصادی و نظام مالی قراردادهای نوین به‌منظور افزایش جذابیت برای سرمایه‌گذاران خارجی بوده است و راه را برای پیشبرد و تغییر الگوهای قراردادی صنعت نفت و گاز از طریق رفع خلأ عمیقِ سرمایه‌گذاری در صنعت مذکور در بستر وسیع‌تری به‌منظور حفظ و ارتقای جایگاه ایران در بین کشورهای صادرکنندهٔ نفت و گاز (اوپک) و بازار جهانی نفت و گاز طبیعی در افق بلندمدت گشوده است. بنابراین، نتایج این تحقیق می‌تواند در بهبود الگوی قراردادی آی.پی.سی و حرکت به سمت وضعیت مطلوب به‌کار گرفته شود و پیشنهاد می‌گردد در پژوهش‌های میان‌رشته‌ای آینده به‌تفصیل به جنبه‌های مالی–اقتصادی الگوی یادشده پرداخته شود.

منابع

الف) فارسی

۱. ابراهیمی، سید نصرالله؛ محمدحسن صادقی‌مقدم؛ نرگس سراج (۱۳۹۱). «انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ‌های آن». *فصلنامهٔ حقوق*، دورهٔ ۴۲، شمارهٔ ۴، ص۱۹–۱.
DOI: 10.22059/JLQ.2013.31991

۲. ابراهیمی، سید نصرالله؛ مهدی منتظر؛ فرزاد مسعودی (۱۳۹۳). «اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، سال سوم، شمارهٔ ۱۲، ص۲۶–۱. در:
https://jiee.atu.ac.ir/article_598.html (۱۲ اسفند ۱۳۹۸)

۳. ابراهیمی، سیدنصرالله؛ سیدعلیرضا طباطبایی بافقی (۱۳۹۴). «روش‌شناسی و ابزار تحقیق در حقوق نفت و گاز». *مطالعات حقوق انرژی*، سال اول، شمارهٔ ۲، ص۱۵۲-۱۳۹.
DOI: 10.22059/jrels.2015.57207
۴. امامی میبدی، علی؛ احمد هادی (۱۳۹۶). «ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک TOPSIS». *فصلنامهٔ مطالعات اقتصاد انرژی*، سال سیزدهم، شمارهٔ ۵۵، ص۱۰۶-۶۹. در: http://iiesj.ir/article-1-869-fa.html (۱۰ آذر ۱۳۹۸)
۵. خرمی، حامد؛ سید محمد حسین امامی (۱۳۹۵). «واکاوی نظرات و اشکالات وارده به قراردادهای جدید نفتی». *ماهنامهٔ علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شمارهٔ ۱۳۶، ص۱۰-۶. در:
magiran.com/p1618538 (۸ آذر ۱۳۹۸)
۶. خواجوی، علی (۱۳۹۵). «مقایسهٔ چهارچوب کلی مدل قراردادهای نفتی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب با مدل مصوب هیأت وزیران». *ماهنامهٔ علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز*، شمارهٔ ۱۳۸، ص۳۴-۲۶. در: magiran.com/4665 (۲۲ اسفند ۱۳۹۸)
۷. دیباوند، هادی؛ علی طاهری‌فرد؛ علی فریدزاد؛ عاطفه تکلیف؛ محمدمهدی بحرالعلوم(۱۳۹۷). «مقایسهٔ ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران و بیع متقابل؛ مطالعهٔ موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، دورهٔ ۷، شمارهٔ ۲۱، ص۷۷-۵۱. DOI: 10.22054/jiee.2018.9099
۸. شیروی، عبدالحسین؛ سید نصرالله ابراهیمی (۱۳۸۸). «اکتشاف و توسعهٔ میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل». ترجمهٔ مجتبی اصغریان، *مجلهٔ حقوقی بین‌المللی* (مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری)، سال بیست‌وششم، شمارهٔ ۴۱، ص۲۶۲-۲۴۳.
DOI: 10.22066/CILAMAG.2009.17292
۹. صابر، محمدرضا (۱۳۸۹). *بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز*. تهران، نشر دادگستر.
۱۰. صاحب‌هنر، حامد؛ محمدرضا لطفعلی‌پور؛ محمود هوشمند؛ مهدی فیضی (۱۳۹۶). «مقایسهٔ تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران و قراردادهای مشارکت در تولید؛ مطالعهٔ موردی میدان آزادگان جنوبی». *فصلنامهٔ نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، شمارهٔ ۱، ص۱۱۸-۸۷. در:
https://ecoj.tabrizu.ac.ir/article_6108.html#ar_info_pnl_cite (۲۲ اسفند ۱۳۹۸)
۱۱. فرحناکیان، فرشید (مصاحبه توسط نشریهٔ عدالت‌نامه) (۱۳۹۵). «آی.پی.سی نوعی «مشارکت در تولید کنترل شده» است/ شرکت‌های ایرانی «عملهٔ» شرکت‌های نفتی خارجی خواهند شد». *خبرگزاری فارس*. خبرنگار اقتصادی خبرگزاری (۲۶/ ۰۲). در: http://fna.ir/FGLD8A (۲۴ اسفند ۱۳۹۸)
۱۲. فرخی، علی؛ مهراس عباییان (۱۳۹۷). «مطالعهٔ مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید (IPC) و بیع متقابل نمونهٔ موردی میدان نفتی در بلوک اناران». *فصلنامهٔ مطالعات راهبردی سیاستگذاری عمومی*، دورهٔ ۸، شمارهٔ ۲۷، ص۱۰۸- ۸۹. در: http://sspp.iranjournals.ir/article_30298.html (۱۰ بهمن ۱۳۹۸).

۱۳. کاوسی، شراره؛ محمدعلی فلاحی؛ سید محمدجواد رزمی(۱۳۹۷). «مقایسهٔ تطبیقی توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران؛ مطالعهٔ موردی میادین سروش و نوروز». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، سال هفتم، شمارهٔ ۲۶، ص۱۳۰-۷۹.
DOI: 10.22054/JIEE.2018.9101

۱۴. گزارش عیار آنلاین (۱۳۹۴). *قراردادهای جدید نفتی ایران آی.پی.سی.* گزارش شمارهٔ ۱۰۰۵، تهران، عیار آنلاین.

۱۵. نریمانی زمان‌آبادی، محمدرضا؛ حبیب سبزواری (۱۳۹۵). *مقدمه ای بر حقوق، اقتصاد و مدیریت قراردادهای نفتی*. تهران، انتشارات خرسندی.

۱۶. نیکبخت، محمدرضا؛ محمد آرین (۱۳۹۴). «طراحی الگوهای قراردادی جدید برای توسعهٔ میادین هیدروکربوری ایران، بررسی و نقد قانون جدید وزارت نفت». *فصلنامهٔ تحقیقات حقوقی* (دانشکدهٔ حقوق دانشگاه شهید بهشتی)، دورهٔ ۱۸، شمارهٔ ۳ (شمارهٔ پیاپی ۷۱)، ص۱۲۰-۷۵. در:
https://lawresearchmagazine.sbu.ac.ir/article_56211.html (۱۲ دی ۱۳۹۸).

ب) خارجی

17. Abd Ghadas, Zuhairah Ariff; Karimsharif, Sabah (2014). "TYPES AND FEATURES OF INTERNATIONAL PETROLEUM CONTRACTS." *South East Asia Journal of Contemporary Business, Economics and Law* 4 (3): 34-41. at: https://seajbel.com/wp-content/uploads/2014/06/KLL4313-Zuhairah-Sabah-Karim-TYPES-AND-FEATURES.pdf (Accessed 2 March 2020).

18. Agha Seyed Jafar Kashfi, Mona (2017). "Cabinet approves general conditions governing Iran's Upstream Oil and Gas Contracts (2016): improvements in the assessment and management of the environmental impacts of upstream oil and gas operations." *Journal of World Energy Law and Business* (10): 136–146. at: https://doi.org/10.1093/jwelb/jwx002 (Accessed 2 March 2020).

19. Bohorquez, Mauricio Orozco (2014). "Hydrocarbon Discovery Potential in Colombian Basins: Creaming Curve Analysis." *AAPG 2014 European Regional Conference & Exhibition*. Barcelona, Spain: American Association of Petroleum Geologists (AAPG). at https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2014/10613bohorquez/ndx_bohorquez.pdf.html (Accessed 2 March 2020).

20. Demirmen, J. Meisner, F (1981). "The Creaming Method: A Bayesian Procedure to Forecast Future Oil and Gas Discoveries in Mature Exploration Provinces." *Journal of the Royal Statistical Society* (Wiley for the Royal Statistical Society) 144 (1): 1-31. at: https://www.jstor.org/stable/2982158?origin=crossref (Accessed 2 March 2020).

21. Ghandi, Abbas; C.-Y. Cynthia Lin Lawell (2017). "On the rate of return and risk factors to international oil companies in Iran's buy-back service contracts."

Energy Policy (103): 16–29. at: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.003 (Accessed 2 March 2020).

22. Glass Geltman, Elizabeth Ann (2016). "OIL & GAS DRILLING IN NATIONAL PARKS." *NATURAL RESOURCES JOURNAL* 56 (1): 145-192. at: http://www.jstor.org/stable/24889113 (Accessed 2 March 2020).
23. Groenedaal, Willem J.H. van; Mazraati, Mohammad (2006). "A critical review of Iran's buyback contracts." *Energy Policy* 34 (18): 3709-3718. at: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.08.011 (Accessed 2 March 2020).
24. Katebi, Aye (2014). "Oil and Gas Contracts in Iran." Tehran: Petroleum University of Technology, May 12. at: https://silo.tips/download/oil-and-gas-contracts-in-iran (Accessed 2 March 2020).
25. Likosky, Michael (2010). "Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries." *Transnational Corporations* 18 (1): 1-42. at: https://unctad.org/system/files/official-document/diaeiia20097_en.pdf (Accessed 2 March 2020).
26. Martin, Timothy (2004). "Model Contracts: a Survey of the Global Petroleum Industry." *ENERGY & NATURAL RESOURCES LAW* 22 (3): 281-340. at: https://doi.org/10.1080/02646811.2004.11433373 (Accessed 2 March 2020).
27. Soleimani, M; Tavakolian. M (2017). "Comparative Financial Analysis of IPC, the New Iran's Oil Fields Development and Production Enhancement Framework IPC vs. Buyback Contracts." *Production Enhancement and Cost Optimisation.* Kuala Lumpur, Malaysia: Society of Petroleum Engineersat: https://doi.org/10.2118/189239-MS (Accessed 2 March 2020).
28. Taverne, Bernard G (2013). *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in Exploring for and Producing Petroleum.* 3rd. Wolters Kluwer Law & Business.
29. Yeganehshakib, Reza (2015). *Iran Petroleum Contract Bill: risks and benefits for foreign investors.* November 20. at: https://www.azernews.az/news.php?
news.php?news_id=89972&cat=
region (Accessed 2 March 2020).
30. Youssef, Ali (2018). "THE NEW IRAQI OIL LICENSING ROUND: A FISCAL PERSPECTIVE." *1001 Iraqi Thoughts.*
https://1001iraqithoughts.com/2018/06/13/the-new-iraqi-oil-licensing-round-a-fiscal-perspective/ (Accessed 2 March 2020).