مطالعات حقوق انرژی، دورهٔ ۷، شمارهٔ ۲، پاییز و زمستان ۱۴۰۰، صفحات ۳۱۳ - ۲۹۵ (مقاله علمی پژوهشی)

بررسی الزامات حقوقی و قانونی برای طراحی الگوی قراردادی مناسب پروژه‌های EOR/IOR

نوید شیدائی آشتیانی
دانشجوی دکتری حقوق عمومی دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران
سید نصرالله ابراهیمی*
دانشیار گروه حقوق خصوصی و اسلامی دانشکدهٔ حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران

چکیده

بررسی وضعیت پیش روی صنعت نفت و گاز کشور دربارهٔ افزایش ظرفیت تولید نفت، بیش از دو راه کلی پیش روی فعالان این صنعت نخواهد گذاشت؛ اول، انجام اکتشافات بیشتر و کشف میادین تازه؛ دوم، افزایش و بهبود ضریب بازیافت نفت از مخازن که در ادبیات نفت دنیا با عناوین "Enhanced Oil Recovery" و "Improved Oil Recovery" شناخته می‌شوند. افزایش چنددرصدی ضریب بازیافت، می‌تواند تأثیر شگرفی بر حجم تولید روزانه و درنهایت درآمد نفتی کشور داشته باشد. این مقاله بر آن است تا ضمن تحلیل و بازنمایی جایگاه این بحث در نظام قانونی و قراردادی کشور، به‌ویژه الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)، به ارائهٔ پیشنهادهایی برای ایجاد یک بستر قراردادی مناسب دربارهٔ این‌گونه پروژه‌ها بپردازد. بررسی نظام حقوقی کشور و الگوهای قراردادی مورد استفاده (بیع متقابل و الگوی اخیر قراردادهای نفتی کشور)، گویای آن است که این قراردادها به‌تنهایی پاسخگوی اقتضائات و ریسک‌های این میادین نیست. گمان می‌رود پیشنهادهای ارائه‌شده در این پژوهش، می‌تواند به عنوان شرایط عمومی حاکم بر قراردادهای این حوزه عمل کرده و تأمین‌کنندهٔ منافع کشور در این قراردادها باشد.

واژگان کلیدی: *اصول حاکم، افزایش ضریب بازیافت، بهبود ضریب بازیافت، ریسک‌ها، IPC.*

* نویسندهٔ مسئول
Email: snebrahimi@ut.ac.ir

تاریخ دریافت: ۳۰ فروردین ۱۳۹۹، تاریخ تصویب: ۳۰ خرداد ۱۴۰۱
DOI: 10.22059/JRELS.2022.294855.333
© University of Tehran

مقدمه

اگر حجم نفتِ درجای کشور را ۶۵۰ میلیارد بشکه در نظر بگیریم و «ضریب بازیافت»[1] کنونی ۲۵ درصد باشد، حجم نفت قابل برداشت، معادل ۱۶۲.۵ میلیارد بشکه خواهد بود. در صورت عدم اعمال روش‌های جدید ازدیاد برداشت نفت، چیزی بالغ بر ۴۸۰ میلیارد بشکه نفت، در زیر زمین خواهد ماند. بنابراین برای افزایش ذخیره و کاهش نفت باقی‌مانده در مخزن، باید میادین را با اعمال روش‌های ازدیاد برداشت و به‌کارگیری فناوری‌های نوین توسعه داد (تکلیف و عمادی، ۱۳۹۴: ۲۲۴).

هرچند در الگوی اخیر قراردادهای نفتی ایران موسوم به «IPC»[2]، توجه به مسئلهٔ افزایش و بهبود ضریب بازیافت مورد اشاره قرار گرفته است، اما بررسی‌های انجام‌شده گویای آن است که ویژگی‌های خاص این‌دست پروژه‌ها از قبیل نوع سرمایه‌گذاری (عدم قابلیت انجام آن‌ها با الگوهای پیمانکاری)، نوع حقوق و تعهداتی که طرف سرمایه‌گذار خارجی بایستی بپذیرد (در وهلهٔ اول تعهد به فعل یا نتیجه بودن این فعالیت‌ها توسط شرکت سرمایه‌گذار) و همچنین نوع ریسک‌های گاه سنگین و متفاوت این پروژه‌ها نظیر عدم دستیابی به نرخ بازیافت مورد انتظار، از نظر نوع خاص مخازن کشور که هر یک نوع خاصی از روش‌های افزایش بازیافت را اقتضا می‌کند، همگی بیانگر آن است که در این‌دست از پروژه‌ها، ضرورت طراحی یک الگوی قراردادی و یا دست‌کم اصول و چهارچوب‌های خاصی که در بستر آن، حقوق و تعهدات دقیق طرفین و به‌ویژه طرف سرمایه‌گذار و ریسک‌پذیر، مشخص شده و در قالب یک بازی برد–برد[3] که هم تأمین‌کنندهٔ حقوق و منافع کشور بوده و هم تأمین‌کنندهٔ پاداش مناسبی برای پذیرش ریسک و سرمایه‌گذاری انجام‌شده توسط طرف خارجی باشد، احساس می‌شود.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. Recovery factor؛
ضریب بازیافت نفت عبارت است از نسبت «ذخایر اثبات‌شده» (proven reservoirs) به حجم کل «نفت درجا» (oil in place). به سخن دیگر، درصدی از نفت درجای اولیه که می‌توان آن را از طریق روش‌های بازیافت اولیه (تخلیهٔ طبیعی)، بازیافت ثانویه و بازیافت ثالثیه، برداشت کرد، در اصطلاح «ضریب بازیافت» نامیده می‌شود. به مجموع بازیافت‌های اولیه، ثانویه و ثالثیه در اصطلاح ذخیرهٔ اثبات‌شده می‌گویند (درخشان، ۱۳۹۳: ۲۲).

2. Iran Petroleum contract
3. Win-win

۱. بررسی جایگاه قانونی طرح‌های EOR/IOR در نظام حقوقی صنعت نفت و گاز ایران

۱. ۱. مفهوم‌شناسی و تبیین ریسک‌های موجود در این پروژه‌ها

۱. ۱. ۱. مفهوم‌شناسی

به‌طور کلی، فناوری‌ها و فرایندهای موسوم به بهبود ضریب بازیافت، یک یا تعدادی از فرایندهاست که پس از فاز تولید اولیه، به دنبال افزایش تولید هیدروکربن از مخازن نفتی است. بهبود تولید نفت از نگاه فنی و مهندسی نفت، مفهوم عامی دارد و درواقع شامل هر روشی است که سبب افزایش تولید نفت از مخزن گردد. (آلواردو و مانریکه، ۱۳۹۵: ۳۶).

بررسی منابع فنی در این حوزه نشان می‌دهد اصطلاح EOR، به هر روش تولید نفت بازمی‌گردد که گاز و آب توأمان یا به صورت جداگانه، به مخزن تزریق می‌شود تا انرژی مخزن را حفظ کرده و یا افزایش دهد و یا اینکه با نفت به صورت شیمیایی عمل کند و درنتیجه، بازیافت از مخزن را افزایش دهد (Legal aspects of oil recovery, 1978: 199). فرایندهای ازدیاد برداشت، شامل تمامی روش‌هایی می‌شود که با استفاده از منابع خارجی انرژی و یا مواد آن مقدار نفتی را که با روش‌های متداول به صورت اقتصادی قابل تولید نیست، بازیافت کند (Stter, A, Iqbal, G.M, buchwalter, J.L, 2008: 32).

۱. ۱. ۲. مهم‌ترین ریسک‌های موجود در پروژه‌های EOR/IOR

مهم‌ترین ریسک‌های موجود در این پروژه‌ها برای طراحی الگوی مناسب قراردادی عبارت‌اند از: ریسک نوسان قیمت نفت خام[۱]، قابلیت‌های میادین و تأثیر اجرای این فناوری‌ها[۲]، آماده بودن و هزینهٔ مواد تزریقی[۳] نیاز به سطح بالای فناوری و سرمایه‌گذاری

---

۱. برای مثال، «در اوایل دههٔ ۸۰ میلادی، به دلیل افزایش قیمت نفت توجه زیادی به روش‌های ازدیاد برداشت شد و تعداد پروژه‌های ازدیاد برداشت و سرمایه‌گذاری در زمینهٔ تحقیق و توسعه در سال ۱۹۸۶ به حداکثر خود رسید. اما با کاهش قیمت نفت در دههٔ ۹۰ و اوایل سال ۲۰۰۰ میلادی، توجه به این روش‌ها کاهش یافت. در طول پنج سال گذشته، با افزایش قیمت نفت، دیگربار توجه فزاینده‌ای به این روش‌ها شده است» (عادل و همکاران، ۱۳۹۱: ۱۶).

۲. بین ۱۵ تا ۲۵ درصد نسبت به برآورد میزان نفت باقی‌ماندهٔ درون چاه نیز عدم قطعیت وجود دارد. درواقع از ابتدا دقیقاً نمی‌توان برآورد کرد که پس از طی مراحل تولید اولیه و ثانویه، اساساً چه میزان نفت درون چاه باقی مانده است تا بتوان بر مبنای آن پیش‌بینی کرد چه میزان نفت با اعمال این روش‌ها قابل بازیافت خواهد بود. مسئلهٔ دیگر در این باره آن است که اعمال این روش‌ها چقدر در میادین پاسخگو خواهد بود (Office of technology assessment, 1978: 17).

۳. در این پروژه‌ها لازم است به هنگام انتخاب روش مناسب (عموماً انتخاب نوع مادهٔ تزریقی)، بحث در دسترس بودن آن نیز مورد بررسی و ارزیابی جدی قرار گیرد. پرسش‌هایی از این‌دست که آیا اساساً آن مادهٔ انتخاب و مناسب ارزیابی‌شده قابل تأمین خواهد بود؟ این مواد باید از چه محلی تأمین شود؟ هزینهٔ خرید و یا به‌طور کلی تأمین آن چقدر خواهد بود؟ شرایط انتقال این مواد به محل پروژه چگونه است؟ هزینه‌ها و ریسک‌های انتقال به چه میزان بوده و به چه شکل قابل مدیریت و کنترل است؟ (mutairi, el.kokal, 2011: 8).

بیشتر از پروژه‌های متعارف[۱]، زمان‌بر بودن پروژه‌های افزایش ضریب بازیافت نفت و ریسک‌های محیط زیستی.[۲]

۲. ۱. جایگاه بحث EOR/IOR در نظام حقوقی صنعت نفت و گاز ایران

۱. ۲. ۱. قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور

مادهٔ ۱۲ این قانون بیان می‌دارد:

> به کلیهٔ وزارتخانه‌ها، به‌ویژه نفت ... اجازه داده می‌شود سالانه تا ...، در موارد مربوط به بندهای ذیل این ماده که سرمایه‌گذاری یا اقدام اشخاص حقیقی یا حقوقی خارجی یا داخلی با اولویت بخش‌های خصوصی یا تعاونی به تولید، صادرات، ارتقای کیفیت، صرفه‌جویی یا کاهش هزینه در تولید کالا یا خدمت و زمان و بهبود کیفیت محیط زیست و یا کاهش تلفات جانی و مالی می‌انجامد برای نفت و گاز و میعانات گازی و فرآورده‌های نفتی و کالاها و خدمات قابل صادرات یا واردات به قیمت‌های صادراتی یا وارداتی به نرخ روز ارز بازار آزاد یا معادل ریالی ... منعقد کنند.

بند «الف» این ماده یکی از طرح‌های موضوع سرمایه‌گذاری در رأس ماده را، طرح‌های با هدف افزایش ظرفیت تولید نفت بیان می‌کند. پر واضح است که طرح‌های مربوط به افزایش ضریب بازیافت نفت – اگر نه اصلی‌ترین روش افزایش ظرفیت تولید نفت از مخازن– که یکی از مهم‌ترین این روش‌هاست.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی

۱. این پروژه‌ها، اساساً به سرمایه‌گذاری بیشتری نسبت به دوره‌های اول و دوم تولید نفت از میدان که عموماً با نیروی طبیعی فشار مخزن نفت به سمت چاه حرکت می‌کند و یا از طریق تزریق سادهٔ آب به مخزن این امر را تسهیل می‌کنند، نیاز دارند. افزون بر آنکه، تجهیزات و لوازم مورد استفاده در پروژه، هزینهٔ بیشتری لازم دارند، به‌کارگیری نیروی انسانی متخصص و باتجربه‌ای که نسبت به این‌گونه پروژه‌ها آشنایی داشته باشد نیز، خود نیازمند هزینه‌کردی بیش از میزان متعارف پروژه‌های نفتی است (office of technology assessment,1978: 17).

۲. در به‌کارگیری این روش‌ها، دو روش با حساسیت‌های خاص محیط زیستی روبه‌رو هستند: اول، استفاده از روش‌های حرارتی (thermal) که لازمهٔ آن، ایجاد احتراق درجا برای افزایش ویسکوزیتهٔ نفت است که باعث آلودگی هوا در اثر ورود CO_2 می‌شود و دوم، استفاده از برخی دیگر از این فناوری‌ها، نیازمند حجم زیادی از آب است که این مسئله نیز، افزون بر محدودیت‌های طبیعی و مسئلهٔ اولیه در دسترس بودن این میزان آب، از آن رو که می‌تواند آب مورد نیاز، برای عرضهٔ داخلی را تحت تأثیر قرار دهد، ممکن است با قوانین و مقررات این حوزه تعارض یافته و دچار ممنوعیت‌های حقوقی شود (office of technology assessment,1978: 17).

۲. ۲. ۱. قانون برنامهٔ پنج‌سالهٔ ششم توسعهٔ اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران (۱۳۹۶-۱۴۰۰)

بند «ث» مادهٔ ۴۸ این قانون، اشخاص حقوقی مربوطه را ملزم به تهیهٔ برنامه و اولویت مخازن برای اجرای این‌دست پروژه‌ها کرده است. بر این اساس:

> ... به‌منظور افزایش ضریب بازیافت مخازن کشور در طول اجرای قانون برنامه به میزان یک درصد، از طریق وزارت نفت طی سال اول اجرای این قانون، برنامهٔ جامع صیانتی و ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربوری را با رعایت اولویت‌بندی مخازن به تفکیک نواحی خشکی و مناطق دریایی تهیه کند و پس از تصویب آن توسط مراجع قانونی، اقدامات لازم را به عمل آورد.

ازاین‌رو براساس این قانون، وزارت نفت موظف است نسبت به اجرای این طرح‌ها (دست‌کم در گام اول با موضوع شناسایی و اولویت‌بندی آن‌ها) اقدام کند.

۳. ۲ ۱. قوانین نفت

قانون نفت مصوب سال ۱۳۶۶، دربارهٔ بحث افزایش ضریب بازیافت نفت، به جز در مادهٔ هفت آن که به بحث تولید صیانتی از میادین نفتی می‌پردازد، مقررهٔ صریحی ندارد. استفاده از روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت، یکی از مهم‌ترین اقداماتی است که از طریق آن می‌توان تولید صیانتی از مخزن در طول عمر مفید آن را محقق ساخت.

بررسی مفاد قانون نفت ۱۳۹۰، در کنار سایر قوانین و مقررات مرتبط نشان می‌دهد که دربارهٔ عملیات افزایش ضریب بازیافت نفت، از مرحلهٔ اولیهٔ انعقاد قرارداد تا پایان آن، ممکن است نظارت و تأیید اشخاص و نهادهای مختلفی دخیل باشد. البته بایستی توجه کرد هر کدام از این نهادها در موارد خاصی می‌توانند نظارت کنند؛ برای مثال، شخص وزیر نفت باید کلیات قراردادهای نفتی شامل قیمت، مدت و اعمال شرایط عمومی قراردادهای افزایش ضریب بازیافت را تأیید کند یا شورای اقتصاد باید توجیه فنی و اقتصادی و زیست‌محیطی، زمان‌بندی اجرا و بازپرداخت و سقف تعهد دولت در عملیات مربوطه را تأیید کند[1]. همچنین متن، حجم

---

۱. تصویب‌نامهٔ هیأت وزیران دربارهٔ نحوه نظارت بر انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی: ۱- کلیات قراردادهای نفتی شامل قیمت، مدت و اعمال شرایط عمومی باید به تأیید وزیر نفت برسد؛ ۲- در اجرای مادهٔ ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور مصوب سال ۱۳۹۴ وزارت نفت مکلف است توجیه فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی، زمان‌بندی اجرا و بازپرداخت و سقف تعهد دولت در هر یک از طرح‌ها و پژوهش‌ها را به تأیید شورای اقتصاد برساند؛ ۳- در اجرای مادهٔ ۱۰ قانون اصلاح نفت مصوب سال ۱۳۹۱، وزارت نفت مکلف است یک نسخه از قراردادهای منعقده موضوع مصوبهٔ یادشده را ظرف یازده روز پس از تاریخ نفوذ هر قرارداد، به صورت طبقه‌بندی‌شده برای رییس مجلس شورای اسلامی ارسال کند؛ ۴- وزارت نفت مکلف است ظرف یازده روز پس از تاریخ نفوذ هر قرارداد در مصوبهٔ مذکور، گزارش آن را جهت بررسی و

مالی، تعهدات، مقدار محصول و زمان اجرای هر قرارداد، باید توسط هیأت عالی نظارت بر منابع نفتی[۱] بررسی و ارزیابی شود.

۴. ۲. ۱. سند راهبردی انرژی کشور مصوب ۲۸/۴/۱۳۹۶ هیأت وزیران[۲]

این سند که در سه سرفصل چالش‌ها و تنگناها، اهداف و راهبردها تنظیم شده است، در هر سه بخش به بحث افزایش ضریب بازیافت پرداخته است. بر این اساس، یکی از مهم‌ترین چالش‌های حوزهٔ انرژی و به‌طور خاص، صنعت نفت و گاز، عبارت است از *«پایین بودن ضریب بازیافت مخازن نفتی و عدم اجرای کامل طرح‌های ازدیاد برداشت، ازجمله تحقق نیافتن کامل اهداف برنامهٔ تزریق گاز به مخازن نفتی در سال‌های اخیر به دلیل کمبود گاز و افزایش مصرف»* که به‌طور صریح، بیانگر اقرار سیاست‌گذاران این حوزه نسبت به پایین بودن ضریب بازیافت نفت کشور است. همچنین در بند سوم این سند، روی دیگر بحث پایین بودن ضریب بازیافت نفت، یعنی *«بالا بودن عمر مخازن نفت و گاز کشور و اُفت تولید طبیعی آن‌ها»* مورد اشاره قرار گرفته که طبیعتاً مستلزم استفاده از تزریق مواد خارجی و خروج میادین از فاز تولید طبیعی به تولید ثانویه و ثالثیه است. همچنین در بخش اهداف این سند نیز، یکی از اصلی‌ترین اهداف صنعت نفت و گاز، به‌صراحت *«افزایش بازیافت مخازن نفت و گاز کشور»* دانسته شده است. افزون بر این، در بخش سوم این سند – که راهبردهای لازم برای دستیابی به هدفِ پیش‌تر گفته‌شده، مورد بحث قرار گرفته– نیز *«افزایش حداقل پنج واحد درصد به ضریب بازیافت میادین نفتی کشور تا پایان افق زمانی این سند از طریق به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت و تولید صیانتی»* اشاره شده است. ازاین‌رو به عنوان جمع‌بندی باید گفت که به‌طور مشخص، با تصویب این سند، به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت (اعم از EOR و IOR)، الزامی قانونی و راهبردی در صنعت نفت و گاز خواهد بود.

۵. ۲. ۱. سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی

در بند سیزدهم این سیاست‌ها: *«افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز کشور به‌منظور اثرگذاری در بازار جهانی نفت و گاز و تأکید بر حفظ و توسعهٔ ظرفیت‌های تولید نفت و گاز، به‌ویژه در*

ارزیابی به هیأت عالی نظارت بر منابع نفتی (موضوع مواد ۳ و ۷ قانون اصلاح نفت) ارسال کند. این گزارش باید شامل متن، حجم مالی، تعهدات، مقدار محصول و زمان اجرای هر قرارداد باشد.

۱. مادهٔ ۷ **وظایف هیأت عالی نظارت** بر منابع نفتی به شرح زیر است: «... ۳- **بررسی و ارزیابی متن، حجم مالی، تعهدات، مقدار محصول و زمان اجرای قراردادهای مهم نفت و گاز** در جهت صیانت از عواید حاصل از انفال عمومی در حوزهٔ نفت و گاز و امکان اجرای قرارداد».

میادین مشترک»، مورد تأکید قرار گرفته است. همچنان که پیش‌تر نیز گفته شد، اساساً اصلی‌ترین هدف از سرمایه‌گذاری و راه‌اندازی پروژه‌های حوزهٔ افزایش ضریب بازیافت، عبارت است از افزایش میزان نفت قابل برداشت از میادین نفتی. بنابراین مطابق این بند از سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، در صورت اثبات ظرفیت بالقوهٔ میادین نفتی کشور برای به‌کارگیری روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت از مخازن، انجام این امر الزامی قانونی شمرده می‌گردد.

در بند چهاردهم این سیاست‌ها نیز مسئلهٔ «*افزایش ارزش افزوده از طریق تکمیل زنجیرهٔ ارزش صنعت نفت و گاز، توسعهٔ تولید کالاهای دارای بازدهی بهینه (براساس شاخص شدت مصرف انرژی) و بالا بردن صادرات برق، محصولات پتروشیمی و فرآورده‌های نفتی با تأکید بر برداشت صیانتی از منابع*»، بیان شده است. در این راستا، باید گفت تکمیل زنجیرهٔ ارزش صنعت نفت و گاز و بالابردن صادرات فرآورده‌های نفتی بر مبنای تولید صیانتی از منابع، مستلزم استفاده از روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت است؛ زیرا استفاده از این روش‌ها: اولاً، خود موجب افزایش تولید نفت و درنهایت افزایش حجم صادرات نفتی می‌گردد؛ ثانیاً، خود موجبی است برای تحقق مسئلهٔ تولید صیانتی که بیانگر حداکثر میزان بهینهٔ تولید نفت از مخزن در طول عمر آن است.

۶. ۲. ۱. سیاست‌های کلی نظام در بخش انرژی

در بند دوم و سوم بخش «الف» این سیاست‌ها، افزایش تولید از مخازن نفت و گاز به عنوان یکی از سیاست‌های کلی کشور در حوزهٔ انرژی تلقی گردیده است:

۱. *افزایش ظرفیت تولید صیانت‌شدهٔ نفت متناسب با ذخایر موجود و برخورداری کشور از افزایش قدرت اقتصادی و امنیتی و سیاسی*؛

۲. *افزایش ظرفیت تولید گاز، متناسب با حجم ذخایر کشور به‌منظور تأمین مصرف داخلی و حداکثر جایگزینی با فرآورده‌های نفتی*.

مهم‌ترین روش و راهبردی که از طریق آن می‌توان ظرفیت تولید نفت از مخازن را افزایش داد، آن هم در شرایطی که اکتشاف میادین جدید با ظرفیت‌هایی مشابه میادین بزرگ گذشته کمتر امکان‌پذیر است، استفاده از فناوری‌های افزایش و بهبود ضریب بازیافت نفت از مخازن است.

افزون بر این، در بند چهارم بخش «الف» این سیاست‌ها نیز، بحث «*تلاش لازم و ایجاد سازماندهی قانون‌مند برای جذب منابع مالی مورد نیاز (داخلی و خارجی) در امور نفت و گاز در بخش‌های مجاز قانونی*»، آمده است.

با توجه به اینکه یکی از راهکارهای جذب سرمایه‌گذار، آن است که قراردادهای نفتی از جذابیت و جامعیت برخوردار باشند، ازاین‌رو بعد از اثبات این امر که پروژه‌های افزایش ضریب بازیافت، یکی از اولویت‌های اصلی این صنعت شمرده می‌شوند، طراحی و بررسی یک چهارچوب قراردادی مناسب که از طریق آن بتوان جذابیت و سودآوری لازم و منصفانه را برای سرمایه‌گذار خارجی تأمین کند نیز، یکی از مسائلی است که بایستی بیش از گذشته به آن توجه کرد.

۷. ۲. ۱. تصویب‌نامهٔ هیأت وزیران دربارهٔ شرایط عمومی و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز

دربارهٔ شمول قواعد و مقررات این تصویب‌نامه نسبت به قراردادهای مورد بحث، باید گفت که تصویب‌نامه در مادهٔ دوم خود، قراردادهای موضوع تصویب‌نامه را به سه دسته تقسیم می‌کند:

> دستهٔ اول، قراردادهای اکتشاف و در صورت کشف میدان/ مخزن تجاری، توسعهٔ میدان/ مخزن ...؛ دستهٔ دوم، قراردادهای توسعهٔ میدان‌ها/ مخزن‌های کشف‌شده (Green Field) و در ادامه، بهره‌برداری از آن‌ها به‌ترتیب و تا مدت مقرر در قرارداد ...؛ دستهٔ سوم، قراردادهای انجام عملیات بهبود و یا افزایش ضریب بازیافت (EOR /IOR) در میدان‌ها/ مخزن‌های در حال بهره‌برداری.

نسبت به این ماده، ممکن است دو برداشت وجود داشته باشد که می‌تواند موجد تلقی نهایی نسبت به شمول یا عدم شمول آن نسبت به قراردادهای با موضوع بهبود/ افزایش ضریب بازیافت نفت از مخازن گردد:

برداشت اول که با خود متن این بخش نیز هم‌خوانی دارد، آن است که مطابق همین ماده، قراردادهای موضوع افزایش و بهبود ضریب بازیافت نفت از مخازن که به عنوان دستهٔ سوم قراردادهای موضوع تصویب‌نامه آمده است، ذیل همین مصوبه تعریف شده و کلیهٔ شرایط عمومی حاکم بر قراردادهای IPC، در قراردادهای مورد بحث نیز حاکم خواهد بود و درواقع این قراردادها شِقّی از الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران به‌شمار آید.

برداشت دوم که به نظر دقیق‌تر و کارآمدتر می‌رسد، آن است که مادهٔ دو این تصویب‌نامه بایستی با توجه به و در پرتو مادهٔ ۱۵ آن، تفسیر و تحلیل شود. درواقع مصوبه با دو معیار، قراردادهای مشمول خود را بیان کرده است. معیار اول که در مادهٔ دو بیان گردیده و به برداشت اول انجامیده است، قراردادهای شامل تصویب‌نامه را با لحاظ کردن موضوع پروژه (اکتشاف و توسعه، صرفاً توسعه و افزایش ضریب بازیافت)، بیان کرده است. اما معیار دوم تصویب‌نامه، لحاظ کردن رژیم مالی و قراردادی در برشمردن قراردادهای بالادستی موضوع مصوبه است. بر این اساس، مادهٔ ۱۵ تصویب‌نامه بیان می‌دارد:

قراردادهایی مشمول مقررات این تصویب‌نامه می‌باشند که به طور مشخص مسئولیت عملکرد مخزن در دورهٔ بهره‌برداری و به تبع آن، بازپرداخت هزینه‌های طرف دوم قرارداد و پرداخت دستمزد و حق‌الزحمه به طرف دوم قرارداد منوط به میزان موفقیت وی در تولید نفت و گاز می‌شود. لذا قراردادهایی که حسب نیازها و ضرورت‌های عملیاتی توسط شرکت ملی نفت ایران برای اکتشاف، نگه‌داشت تولید و یا دیگر عملیات نفتی که منجر به توسعهٔ میدان‌ها یا مخزن‌ها و یا افزایش بازیافت از مخازن با شرکت‌های خدمات نفتی (OSC مانند شرکت‌های حفاری) و یا پیمانکاران ساخت و نصب (EPC/E&C) و دیگر عرضه‌کنندگان کالاها و خدمات مورد نیاز منعقد می‌شود (اعم از اینکه پرداخت‌های به ایشان به صورت نقدی و یا همراه با تأمین مالی مانند قراردادهای EPCF باشد)، کماکان تابع مقررات مربوط به خود بوده و مشمول این تصویب‌نامه نیستند.

بر این اساس، هر سه نوع قرارداد مذکور در مادهٔ ۲ تصویب‌نامه، تنها در صورتی مشمول آن هستند که نظام مالی آن‌ها براساس الگوی تعریف‌شده در مادهٔ ۱۵ مقرر گردیده باشد؛ یعنی میزان سود و دریافتی طرف مقابل از پروژه، منوط به عملکرد وی در میدان باشد. این ماده در ادامه صراحتاً قراردادهای دیگری مانند قراردادهایی را که به‌منظور افزایش ضریب بازیافت نفت از مخزن با شرکت‌های نفتی منعقد می‌شوند، از موضوع تصویب‌نامه خارج و مشمول عمومات قوانین مربوطه دانسته است.

بنابراین، به عنوان یک نتیجهٔ بسیار مهم در این مبحث باید گفت که قراردادهای موضوع پروژه‌های افزایش ضریب بازیافت نفت، به صرف موضوع خود، مشمول تصویب‌نامه نیستند و درنتیجه، دربارهٔ آن‌ها الزامی به رعایت الگوی مالی و قراردادی مشروح در تصویب‌نامه (اعم از مدت قرارداد، نحوهٔ پرداخت دستمزد و نرخ بازگشت سرمایهٔ طرف مقابل و غیره) وجود ندارد. امکان خروج موضوعی این قراردادها از ذیل قواعد آمرهٔ مندرج در تصویب‌نامه که به تفسیر فوق ممکن و قانونی خواهد بود، در شرایط پرریسک این پروژه‌ها که با خود، نوعی عدم جذابیت بسیار به همراه دارند، به لحاظ حقوقی قابلیت انعطاف طرف ایرانی را برای طراحی الگوهای قراردادی جذاب‌تر و کارآمدتر جهت جذب سرمایه‌گذاران و اجرای مؤثر این پروژه‌ها، فراهم ساخته است.

۲. اصول کاربردی پیشنهادی برای طراحی قراردادهای EOR/IOR در صنعت نفت و گاز ایران

از در کنار یکدیگر قرار دادن خصوصیات، ریسک‌ها و مختصات ویژهٔ پروژه‌های EOR و IOR که در بخش نخست بیان شد و همچنین ساختار و چهارچوب حقوقی و قراردادی نظام

حقوقی کشور، آنچه قراردادهای این حوزه بایستی دارا باشند، حاصل می‌شود. اصولی که در ادامه می‌آید، پیشنهادهایی است برای طراحی شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز کشور در حوزهٔ EOR و IOR.

موارد ذیل، نه به عنوان طراحی یک الگوی جدید قراردادی، بلکه به عنوان درآمدی بر اصولی که می‌تواند راهنمای طراحان این الگوی قراردادی در صنعت نفت کشور قرار گیرد، تدوین شده است. بایستی اذعان داشت که برخی از این اصول، مانند شروط محیط زیستی (ابراهیمی و همکاران: ۱۳۹۳: ۱۸) و بیمه، ازجمله مسائلی است که اختصاصی به این‌دست پروژه‌ها ندارد؛ هرچند با توجه به اقتضائات و حساسیت‌های خاص این میادین، رعایت این شروط به شکلی مؤکد و با شرایطی که بیان می‌گردد، الزامی است. افزون بر این، برخی اصول بیان‌شده، مانند توافق بر خوراک تزریقی به میدان، اختصاص به این پروژه‌ها دارد و بایستی در طراحی این قراردادها مدنظر قرار گیرد. سایر شرایط قرارداد، یک‌به‌یک، تابع شرایط مذاکرات و توافقات طرفین تعیین خواهد شد.

۱. ۲. توافق بر سر نرخ تولید مبنا

«در کلیهٔ قراردادهای موضوع ازدیاد برداشت نفت از مخازن، چون ارزیابی عملکرد طرف مقابل، وابسته به میزان افزایش تولید است، بایستی نسبت به نرخ تولید از میدان توافق صورت گیرد».

البته در این مورد بایستی پیش از تصمیم‌گیری مشخص کرد که آنچه مدنظر است، تولید اولیه[1] است و یا خط پایهٔ تخلیه[2]؛ منظور از تولید اولیه، تولیدی است که در فاز اول توسعهٔ میدان بکر ایجاد می‌شود و یا تولید اولیه‌ای که در اثر به‌کارگیری این روش‌ها در میادین این پروژه‌ها، حاصل می‌شود. اما خط پایهٔ تخلیه، عبارت است از فرایند یا منحنی تولید و برداشت از میدان. شناخت خط پایهٔ تخلیه در میادینی که به روش معمول در حال تولید هستند، نسبتاً آسان‌تر و دقیق‌تر است. اما دربارهٔ پروژه‌های مورد بحث ابهامات مختلفی وجود دارد که پیش از شروع طرح بایستی نسبت به آن تصمیم‌گیری کرد. اول اینکه کدام‌یک از این دو نرخ تولید، مبنای نرخ تولید توافقی و به تبع آن، استحقاق طرف دوم نسبت به دستمزد یا حق‌الزحمه خواهد بود؟ دوم اینکه با توجه به ماهیت به‌کارگیری این روش‌ها که معمولاً دیربازده نیز هستند و همچنین ممکن است در طول زمان و به صورت تدریجی تغییر ایجاد کنند، خط پایهٔ تخلیه، به چه صورت خواهد بود؟ آیا این خط به صورت مستقیم تعریف خواهد شد و هر

1. first production
2. depletion base line

تولید اضافه‌ای نسبت به آن مستحق دستمزد خواهد بود و یا تغییرات آن نیز از ابتدا مدنظر قرار خواهد گرفت؟

نکتهٔ بسیار مهم دیگر در این باره آن است که با توجه به همزمانی معمول حضور پیمانکار اصلی میدان در حال تولید و پیمانکار ازدیاد برداشت، تولید اضافی از میدان به چه شکل اندازه‌گیری شده و پیمانکار اخیر، بر چه مبنایی مستحق دستمزد خواهد بود؟

۲.۲. توافق دقیق نسبت به مسئولیت‌ها و هزینه‌ها

«در قراردادهای موضوع این طرح‌ها، لازم است بین مسئولیت‌ها و هزینه‌های پیمانکاران حاضر در میدان نسبت به تأسیسات موجود و تأسیسات جدید، توافق لازم انجام شده و تعیین تکلیف گردد».

نظر به اجرای پروژه‌های EOR و IOR در میادین جاری که تأسیسات متعددی اعم از زیرزمینی و روزمینی در آن وجود داشته و تولید به وسیلهٔ پیمانکار دیگری در حال انجام است، حضور پیمانکاری دیگر، به‌منظور افزایش ضریب تولید موجود که مستلزم ایجاد برخی تأسیسات جدید و نیز اتصال برخی تأسیسات موجود با تأسسیات جدید است، مسائل حقوقی تازه‌ای را دربارهٔ مسئولیت‌های ناشی از آن‌ها به وجود می‌آورد.

به نظر می‌رسد به تعبیر منطقی میان تأسیسات جدید و تأسیسات موجود، نوعی رابطهٔ عموم و خصوص من‌وجه، وجود خواهد داشت؛ زیرا برخی تأسیسات و وسائل، کاملاً جدا از یکدیگر و برخی به صورت مشترک هستند (مانند تأسیسات اتصال چاه‌های موجود به چاه‌های مربوط به تزریق). بر این اساس، با توجه به اینکه در برخی بخش‌های میدان، قابلیت تفکیک این تأسیسات از یکدیگر وجود نخواهد داشت، لازم است نوعی نظام مسئولیت مشترک میان پیمانکار اولیه و پیمانکار جدید نسبت به آن‌ها وجود داشته باشد تا در صورت وقوع حوادث احتمالی، نظام تعیین مسئولیت مشخص باشد.

۳. ۲. توافق نسبت به خوراک[1] میدان

«در کلیهٔ قراردادهای موضوع افزایش ضریب بازیافت نفت از مخازن، بایستی نوع مادهٔ تزریقی به میدان و همچنین شرایط تهیه و انتقال آن به میدان موضوع قرارداد، تعیین گردد».

نظر به اهمیت نوع مادهٔ تزریقی به میدان در اجرای روش‌های افزایش ضریب بازیافت که کلیهٔ انتظارات از افزایش تولید، ناشی از همین انتخاب درست و نوع اجرای دقیق آن خواهد بود، لازم است در این قراردادها، از ابتدا و با توجه به تحقیقات انجام‌شده در بند اول، نسبت

1. Feed

به نوع مادهٔ تزریقی به میدان (اعم از آب، گاز، مواد شیمیایی و غیره) و نیز نحوهٔ تأمین آن مشتمل بر هزینه‌های تهیهٔ آن و نیز شرایط انتقال و تزریق آن به میدان و مخازن موجود در آن، توافق شود؛ زیرا تغییر در هر یک از این موارد، یعنی هزینهٔ تهیهٔ خوراک میدان و همچنین هزینهٔ انتقال آن به میدان، می‌تواند موجد ریسکی جدید و ممتنع شدن امکان اجرای پروژه، تولید مورد انتظار و سود نهایی طرفین گردد.

۴. ۲. رعایت خاص قواعد زیست‌محیطی

«تمامی قراردادهای موضوع افزایش و بهبود ضریب بازیافت نفت از مخازن، با بررسی و ارزیابی کامل تأثیرات پروژه بر جنبه‌های زیست‌محیطی، بهداشتی و اجتماعی[1] منطقهٔ قراردادی[2] انجام خواهد شد. اجرای قرارداد، منوط به تأیید و تصویب گزارش تفصیلی پیمانکار از این مسائل خواهد بود».

نظر به وجود ریسک‌های خاص محیط زیستی در این قراردادها مانند حمل و انتقال مادهٔ تزریقی مورد بحث در بند قبل و مخاطرات موجود در آن، به‌ویژه دربارهٔ گاز یا مواردی مانند نشت مواد تزریقی به سطح زمین و یا به سطح آمدن آب تزریقی به مخزن و همچنین آلودگی‌هایی که ممکن است در دریا ایجاد شود، لازم است در چهارچوب *«مصوبهٔ شورای عالی حفاظت محیط زیست در خصوص تعیین طرح‌ها و پروژه‌های مشمول انجام مطالعات ارزیابی زیست‌محیطی»* و نیز *«آیین‌نامهٔ ارزیابی اثرات زیست‌محیطی طرح‌ها و پروژه‌های بزرگ تولیدی، خدماتی و عمرانی»* مصوب هیأت وزیران که به موجب آن پروژه‌های مورد بحث ازجمله پروژه‌های مشمول انجام مطالعات ارزیابی محیط زیستی خواهند بود، این مطالعات به دقت و با تفصیل کامل، نسبت به این پروژه‌ها انجام شود.

۵. ۲. دستمزد و نرخ بازگشت سرمایهٔ طرف مقابل

بررسی‌های انجام‌شده در این پژوهش نشان می‌دهد برای تعیین دستمزد طرف مقابل در پروژه‌های حوزهٔ افزایش و بهبود ضریب بازیافت، با سه الگو یا سه حالت احتمالی روبه‌رو هستیم:

۱. الگوی دریافت دستمزد طرف مقابل، براساس هزینه‌کرد وی در میدان محاسبه گردد. این شکل از محاسبهٔ حق‌الزحمه، دقیقاً همان روشی است که در الگوی قراردادهای بیع متقابل به‌کار می‌رفت (فرنودی و همکاران: ۱۳۹۷: ۱۸۸). البته بایستی در نظر داشت منظور از دستمزد در این‌جا، معادل دریافتی طرف مقابل در ازای قبول ریسک و سرمایه‌گذاری در میدان است؛

1. ESHIA
2. Contract area

وگرنه دستمزد به معنای خاص، مربوط به قراردادهای نسل جدید (IPC) است که در ترجمهٔ Fee به‌کار می‌رود. این الگو از بازپرداخت هزینه‌ها، نه از نظر ایجاد انگیزه برای طرف مقابل که در

این الگو، عملکرد وی تأثیری بر میزان سودش نخواهد داشت (زیرا در هر حال و براساس هزینه‌کردش دریافتی خواهد داشت) و نه برای شرکت ملی نفت که به این شکل، عملکرد طرف مقابل قابل رصد نبوده و نتیجهٔ نهایی - یعنی افزایش ضریب بازیافت- محقق نخواهد شد، نمی‌تواند شکل کارآمدی از بازپرداخت هزینه‌ها باشد.

۲. حالتی است که بازگشت سرمایه به وی، براساس الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، انجام شود. در این الگو، تولید اضافهٔ پیمانکار نسبت به خط پایهٔ تولید، مبنای دریافت دستمزد خواهد بود. درواقع در این الگوی قراردادی، بر مبنای شرایط میدان و ریسک‌های آن براساس فرمولی از پیش تعیین‌شده، پیمانکار به ازای هر بشکه تولید اضافی، مستحق دریافت حق‌الزحمه خواهد بود که در اصطلاح به آن «fee per barrel» گفته می‌شود.

در این قراردادها، تعریف دستمزد متأثر از پنج عامل نوع میدان، عامل R[1]، سطح تولید، قیمت نفت و قلمرو خدمات است. میادین نیز به چهار نوع مناطق خشکی با ریسک کم، مناطق خشکی با ریسک متوسط و مناطق دریایی با ریسک کم، مناطق خشکی با ریسک بالا و مناطق دریایی با ریسک متوسط و مناطق خشکی با ریسک بسیار بالا و مناطق دریایی با ریسک بالا و میادین مشترک، تقسیم شده‌اند که ضریب ریسک هر یک در تعیین دستمزد پیمانکار مؤثر خواهد بود (معاونت پژوهش‌های اقتصادی مرکز پژوهش‌های مجلس، دفتر مطالعات بخش عمومی، مهرماه ۱۳۹۵: ۵).

چنانچه در محاسبات الگوی اقتصادی پروژه و محاسبهٔ نرخ نهایی بازگشت سرمایهٔ مورد انتظار، همین روش بازپرداخت هزینه‌ها، تأمین‌کنندهٔ نرخ بازگشت سرمایهٔ مورد انتظار باشد، می‌توان از همین الگو استفاده کرد. اما برخی بررسی‌ها نشان می‌دهد قراردادهای IPC، از انعطاف‌پذیری و فزایندگی کمتری نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید برخوردار بوده و جذابیت این قراردادها، به‌ویژه در میادین با هزینهٔ سرمایه‌ای بالاتر کمتر است (صاحب‌هنر و همکاران، ۱۳۹۶: ۸۸).

۳. پیمانکاران نفتی صاحب فناوری‌های افزایش و بهبود ضریب بازیافت، با توجه به ریسک‌ها و عدم قطعیت‌های فراوان موجود در آن‌ها، تنها در صورتی وارد چنین پروژه‌هایی می‌شوند که نرخ بازگشت سرمایهٔ مورد انتظار آن‌ها، دو تا سه برابر پروژه‌های متعارف باشد.

---

۱. R-factor، به‌طور خلاصه عبارت است از تقسیم کل دریافتی در میدان در یک سال بر هزینه‌های آن سال مالی که به‌منظور تعدیل درآمدها و جلوگیری از ایجاد درآمدهای آبشاری در این قراردادها تعریف می‌شوند؛ به‌گونه‌ای که هر چقدر این عامل بالاتر برود، میزان دستمزد استحقاقی پیمانکار کاهش خواهد یافت.

باتوجه به اینکه تحقیقات نشان می‌دهد، برخلاف تلاش انجام‌شده، الگوی IPC نمی‌تواند برای سرمایه‌گذار جذابیت کافی ایجاد کند (محمودی و همکاران، ۱۳۹۸: ۶۲)، پیشنهاد می‌گردد، نظر به اینکه استفاده از قراردادهای مشارکتی با ممنوعیتی به لحاظ قانون اساسی روبه‌رو نبوده و این ممنوعیت صرفاً ناشی از قوانین عادی است، مجوز انعقاد قرارداد با الگوی مشارکت در تولید از طریق تصویب قانون مربوط به این میادین، حسب مورد و به تشخیص مراجع ذی‌صلاح مانند وزارت نفت، صادر شود تا کشور بتواند از طریق مشارکت با شرکت‌های بین‌المللی نفتی، ضمن انتقال مناسب فناوری، به تولید بیشتر نفت و هدف نهایی تولید صیانتی از مخازن، دست یابد.

۶. ۲. لزوم استفاده از فناوری‌های خاص

«پیش از اجرای کلیهٔ قراردادهای موضوع افزایش و بهبود ضریب بازیافت نفت از مخازن، بایستی نوع فناوری مورد استفاده در میدان، مورد توافق طرفین قرار گیرد».

با توجه به ماهیت فناوری‌محورِ پروژه‌های حوزهٔ EOR و IOR برخلاف پروژه‌های متعارف اکتشاف و توسعه که در آن‌ها مسئله به این شکل، موضوعیت ندارد، لازم است استفاده از فناوری‌های خاص این حوزه از صنعت نفت و گاز برای اثربخشی هرچه بیشتر به‌کارگیری این روش‌ها، به عنوان یکی از الزامات اصلی طرف مقابل، مدنظر قرار گیرد. این امر نیازمند شناخت، اشراف و آگاهی طرف ایرانی از این مسئله است؛ وگرنه درج این تعهد و الزام، فراتر از یک تعهد شکلی و بی‌اثر نخواهد بود. دشواری این مسئله در جایی بیشتر روشن خواهد شد که می‌بینیم به دلیل عدم گستردگی اجرای این پروژه‌ها در صنعت نفت دنیا، برخلاف پروژه‌های عادی اکتشاف و تولید، فناوری‌های به‌کاررفته در این حوزه فاقد استاندارد واحد بوده و در این بخش، آنچه با عنوان «بهترین روش عملی صنعت»[1]، شناخته می‌شود، درعمل هنوز شکل نگرفته و وجود خارجی ندارد.

۷. ۲. توافق نسبت به پوشش‌های بیمه‌ای

با توجه به ریسک‌های خاص این میادین، به‌ویژه پیچیدگی‌های حقوقی و بیمه‌ای ناشی از تعدد پیمانکاران حاضر در میدان، شرکت‌های بیمه‌ای فعال در حوزهٔ نفت و گاز، رغبت کمتری به ایجاد پوشش بیمه‌ای نسبت به این‌گونه پروژه‌ها دارند؛ زیرا در شرایط تعدد پیمانکاران حاضر در میدان، انتساب خطرات و هزینه‌های به‌وجود آمده قابلیت تعیین دقیق ندارد. در این شرایط لازم است یکی از مسائلی که از قبل نسبت به آن توافق می‌گردد، پوشش‌های بیمه‌ای باشد. با

1. Best industrial practice

توجه به اقتضائات خاص این میادین، به نظر می‌رسد در بحث پوشش‌های بیمه‌ای لازم است از «بیمه‌های مشترک»[1و۲] استفاده شود تا پوشش بیمه به بهترین شکل ممکن، محقق گردد.

نتیجه

بررسی‌های انجام‌شده در این پژوهش نشان می‌دهد، با توجه به پایین بودن میانگین ضریب بازیافت نفت از مخازن ایران در مقایسه با میانگین جهانی، اجرای این پروژه‌ها، به‌ویژه در کشورهایی که به لحاظ سطح سرمایه‌گذاری و قابلیت‌های فناورانه، در جایگاه مطلوبی به سر می‌برند، به لحاظ فنی-مهندسی و با توجه به تأکیدات مکرر قوانین و مقررات و اسناد بالادستی کشور (به‌ویژه در قوانین نسبتاً متأخر) بر مفهوم تولید صیانتی، بهینه‌سازی تولید و افزایش حجم تولید از میادین و به‌طور خاص، افزایش ضریب بازیافت از مخازن، نه یک توصیه، بلکه ضرورتی فنی، حقوقی و قانونی تلقی می‌گردد. با اثبات ضرورت این امر، به نظر می‌رسد به‌رغم رؤیت برخی نشانه‌ها از توجه به این مسئله در مقررات کشور، به‌ویژه در مصوبهٔ هیأت وزیران دربارهٔ شرایط عمومی، چهارچوب و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز کشور -که قطعاً ناکافی‌ست- نوعی خلأ قانونی-قراردادی در این باره دیده می‌شود. ریسک‌هایی نظیر دسترسی به خوراک تزریقی به میدان و ضریب تأثیر آن‌ها و نیاز به سطح بالای فناوری، موجب شده است نظام قراردادی این پروژه‌ها نیازمند برخی شروط باشد تا تأمین‌کنندهٔ منافع کشور در این قراردادها و نیز مشوق صاحبان این فناوری‌ها برای ورود به این پروژه‌ها باشد. تحلیل و بررسی قراردادهای متعارف صنعت نفت کشور و به نحو مفصل‌تر، الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، موسوم به IPC، نشان داد این الگوهای قراردادی، منصرف از اینکه اساساً برای چنین پروژه‌هایی طراحی نشده‌اند، نسبت به اقتضائات و شرایط خاص این میادین، ساکت هستند. ازاین‌رو لازم است ضمن ایجاد برخی تغییرات اساسی در این الگوها، اقتضائات خاص این میادین، اعم از توافق نسبت به نرخ تولید از میدان، خوراک میدان و نحوهٔ تأمین آن، توافق نسبت به مسئولیت‌ها و هزینه‌های پیمانکاران حاضر در میدان، نرخ دستمزد و بازگشت سرمایهٔ طرف مقابل، پوشش‌های خاص بیمه‌ای این پروژه‌ها و نیز اقتضائات محیط زیستی آن‌ها، در شرایط عمومی این قراردادها پیش‌بینی و قبل از اجرای پروژه مورد توافق طرفین قرار گیرد.

1. Co-insurance

۲. این الگوی بیمه‌ای، نه دقیقاً مشابه مفهوم آن در دنیا که در آن، بیمه‌شده خود بخشی از ریسک را به عهده می‌گیرد، اما به هر صورت از سال ۱۳۹۶ و با تصویب بیمهٔ مرکزی وارد صنعت بیمهٔ کشور نیز شده است (ر.ک: آیین‌نامهٔ ضوابط مربوط به بیمهٔ مشترک: http://sbi.ir/fa/316).

منابع

الف) فارسی

۱. آلواردو، ولادیمیر؛ ادواردو مانریکه (۱۳۹۵). *ازدیاد برداشت نفت، برنامه‌ریزی میدانی و راهبردهای توسعه*. ترجمهٔ مهدی عباسی، آرمان آریان‌زاده و شهاب‌الدین تقی‌پور، تهران، انتشارات قدیس.

۲. ابراهیمی، سید نصرالله؛ فرخ جانانلو جواندل (۱۳۹۴). «مدیریت تفسلی ریسک در تنظیم قراردادهای بین‌المللی **نفت**». *مطالعات حقوق انرژی*، دورهٔ اول، شمارهٔ اول، ص۳۶-۱۷. DOI: 10.22059/JRELS.2015.54550

۳. ابراهیمی، سید نصرالله؛ مهدی منتظر؛ فرزاد مسعودی (۱۳۹۳). «اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، دورهٔ سوم، شمارهٔ ۱۲، ص۲۶-۱. در:
https://jiee.atu.ac.ir/article _598.html#aff1 (۵ تیر ۱۴۰۱)

۴. تکلیف، عاطفه؛ محمدعلی عمادی، (۱۳۹۱). *صنعت نفت و گاز به زبان غیرفنی: مجموعهٔ ۳۲ گارگاه پژوهشی*. تهران، انتشارات کمیل.

۵. درخشان، مسعود (۱۳۹۳). «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی». *دوفصلنامهٔ علمی-پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی*، سال دوم، شمارهٔ دوم، ص۵۲-۷. DOI: 10.30497/IES.2014.1558

۶. صاحب‌هنر، حامد؛ محمدرضا لطفعلی‌پور؛ محمود هوشمند؛ مهدی فیضی (۱۳۹۶). «مقایسهٔ تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید (PSC): مطالعهٔ موردی میدان آزادگان جنوبی». *فصلنامهٔ نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، سال چهارم، شمارهٔ اول، ص۱۱۸-۸۷. در:
https://ecoj.tabrizu.ac.ir/article_6108.html (۸ تیر ۱۴۰۱).

۷. عادل، ارسطو؛ امین غفوری؛ مریم خرم (۱۳۹۱). «ازدیاد برداشت، تلاش جهانی برای برداشت بیشینهٔ نفت». *ماهنامهٔ اکتشاف و تولید*، شمارهٔ ۹۱، ص۲۶-۲۰. در: http://ekteshaf.nioc.ir/article-1-174-fa.html (۸ تیر ۱۴۰۱).

۸. فرنودی، امیرعباس؛ محمدمهدی عسگری؛ مهدی صادقی شاهدانی؛ علی طاهری‌فرد (۱۳۹۷). «تحلیل حساسیت متغیرهای اصلی جریان نقدی در قرارداد IPC و مقایسهٔ آن با قرارداد بیع متقابل: مطالعهٔ موردی میدان دارخوین». *پژوهشنامهٔ اقتصاد انرژی ایران*، دورهٔ ۸، شمارهٔ ۲۹، ص۱۹۳-۱۷۱. DOI: 10.22054/JIEE.2019.9920

۹. کاظمی نجف‌آبادی، عباس (۱۳۹۳). *آشنایی با قراردادهای نفتی*. تهران، انتشارات شهر دانش.

۱۰. محمودی، وحید؛ سید نصرالله ابراهیمی؛ صادق قاسمی (۱۳۹۸). «مقایسهٔ مسیر بهینهٔ تولید شرکت‌های بین‌المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چهارچوب قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC)، با تأکید بر تولید صیانتی: مطالعهٔ موردی میدان نفتی درود». *فصلنامهٔ پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، سال پنجم، شمارهٔ ۱۷، ص۶۶-۳۳. در:
http://epprjournal.ir/article-1-747-fa.html (۱۹ تیر ۱۴۰۱)

۱۱. معاونت پژوهش‌های اقتصادی مرکز پژوهش‌های مجلس، دفتر مطالعات بخش عمومی (۱۳۹۵). «مقایسهٔ قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل». کد موضوعی ۲۳۰، شمارهٔ مسلسل ۱۵۰. در:
https://rc.majlis.ir/fa/report/show/991546 (۲۷ تیر ۱۴۰۱)

۱۲. نیکبخت فینی، حمیدرضا؛ محمود باقری؛ الهه قربانی (۱۳۹۷). «بررسی مقایسه‌ای چهارچوب قراردادی بیع متقابل و قرارداد نفتی ایران (IPC) در خصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی». *مجلهٔ مطالعات حقوق انرژی*، دورهٔ چهارم، شمارهٔ ۲، ص۵۷۰-۵۴۷. DOI:10.22059/JRELS.2019.245095.155

ب) خارجی

-Books

13. Group of authors (2015). *Oil contracts how to read and understand them*. open oil, edition1.

14. Muggeridge, Ann; Cockin, Andrew; Webb, Kevin; Frampton, Harry; Collins, Ian; Moulds, Tim; Salino, Peter (2005). *Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits* (DOI: rsta.royalsocietypublishing.org).

15. Office of technology assessment, Enhanced oil recovery potential in United States, January (1978) (DOI: https://www.princeton.edu).
16. Sharp, David (2008). *Upstream & Offshore Energy Insurance*. Vol 1, Whiterby Seamanship International.
17. Smith, Ernest E. (1992). *From Concessions to Service Contracts*. Tulsa law review,.
18. Satter, Abdus & Iqbal, Ghulam & Buchwalter, James. (2007). Practical Enhanced Reservoir Engineering.

-Articles

18. "Environmental, Social and Health Impact Assessment for Bumbuna II Hydroelectric" Project Volume 1 – ESHIA Report February 2017. Available at: https://selihydropower.sl/Content/documents/2.%20BBII%20ESHIA_Volume%201.pdf (Accessed 2 july 2022).
19. E.manrique; C.Thomas; R.ravikiran; M.Izadi; M.Lantz; J.Romero; Vladimir Alvardo (2010). "EOR current status and opportunities". University of Wyoming DOI:10.2118/130113-MS.
20. George J.Stosur, SPE, petroleum consultant, J.Roger Hite, SPE business fundamental group, Norman F.Harnaman, Carl Miller, SPE consultant (2009). "The Alphabet Soup of IOR EOR and AOR, effective communication requires a definition of terms" DOI:10.2118/84908-MS.
21. G.K. Kellas and Susan Hodgshon, Petroconsultants (1994). Risk Sharing in Exploration and Production Contracts, SPE 28209. At: https://doi.org/10.2118/28209-MS
22. "Legal aspects of oil recovery" (1978). Available at: https://www.princeton.edu/~ota/disk3/1978/7807/780711.PDF (Accessed 2 july 2022).
23. Matthew Geraci; Syed Jehangeer Ali; Courtney Romolt; Regina Rossmann, The Environmental Risks and Oversight of Enhanced Oil Recovery in the United States, clean water action. Available at: https://www.cleanwateraction.org/sites/default/files/docs/publications/Environmental%20Risks%20and%20Oversight%20of%20Enhanced%20Oil%20Recovery%2011.08.17a.pdf (Accessed 2 july 2022).
24. Saad al mutairi; sunil el.kokal (2011). "EOR potential in middle east: current and future" DOI:10.2118/143287-MS.
25. Sean T. McCoya; Edward S. Rubin (2009). "The effect of high oil prices on EOR project economics". Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA 15213, United States. Available at: https://www.researchgate.net/publication/237411471_The_effect_of_high_oil_prices_on_EOR_project_economics (Accessed 2 july 2022).
26. Simon L. Marshall (2008). "fundamental aspects of microbial enhanced oil recovery". a literature survey. DOI:10.4225/08/585ac3b461b3e.
27. S.G Goodyear, A.T Gregory, UK dept. of trade & industry, "Risk assessment and management in IOR projects" DOI:10.2118/28844-MS.
28. Thoms, s (2008). "enhanced oil recovery—an overview". Oil & gas science and technology—Rev IFP 63(1) p9-19 .DOI:10.2516/ogst:2007060.
29. Vladimir, Alvardo; manrique, Eduardo (1996). "enhanced oil recovery: an update review". energies ISSN -1073. Available at: https://www.mdpi.com (Accessed 2 july 2022).

Energy Law Studies, 2022,
7(2): 295 - 313, DOI: 10.22059/JRELS.2022.294855.333

Analysis of the Legal Requirement for Designing an Appropriate Model Contract for EOR/IOR Projects

Navid Sheydaei Ashtiani
PhD Student of Public Law at the Faculty of law University of Tehran
Seyed Nasrollah Ebrahimi*
Associate Professor in Private Law at the Faculty of Law and Political Science University of Tehran

Abstract
considering the status of Oil and Gas Industry, for Increasing oil production capacity, there are only two ways ahead; Firstly, further exploration and discovery of new oilfields and secondly increasing and improving the oil recovery of reservoirs which is known in the industry literature as "Enhanced Oil Recovery" and "Improved Oil Recovery". Increasing the recovery rate by a few percent can have a significant impact on the daily output volume and ultimately on the country's oil revenues. This article seeks to analyze and represent the position of this concept in the legal and contractual system of the country, especially the new model of Iranian Oil Contracts (IPC), to offer suggestions for establishing a suitable contractual framework for such projects. Analysis of the legal system of Iran and the contractual models used (such as Buy-back contracts) indicate that these contracts do not meet the requirements and risks of these fields. It seems that the suggestions presented in this article could act as general conditions governing contracts in this field and serve the interests of the country in these contracts.

Keywords
Enhanced oil recovery, Improved oil recovery, Iran Petroleum Contract, Mandatory rules, Risks.

* Corresponding Author
Email: snebrahimi@ut.ac.ir
Received: 18 April 2020 , Accepted: 20 June 2022
© University of Tehran

This article is an open-access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC-BY) license.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی