دوفصلنامه علمی- پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی سال ششم، شماره دوم، پیاپی ۱۲- بهار و تابستان ۱۳۹۳، صص ۷-۵۲

قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی

مسعود درخشان *

تاریخ دریافت: ۹۳/۰۴/۰۳
تاریخ پذیرش: ۹۳/۰۶/۱۷

چکیده

بندهای ۱۴ و ۱۵ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، بر دو اصل «افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز کشور ... و توسعه ظرفیت‌های تولید ...» و «برداشت صیانتی از منابع» تأکید دارد. از این‌رو، قراردادهای نفتی به شرطی بهینه است که مبتنی بر این دو اصل باشد. علاوه بر این، در مقدمه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی بر ضرورت «اقتصاد متکی به دانش و فناوری، عدالت‌بنیان، درون‌زا و برون‌گرا، پویا و پیشرو» تأکید شده است. به‌کارگیری این ضرورت‌های چهارگانه در طراحی قراردادهای بهینه نفتی چهار اصل دیگر را به ترتیب ذیل مشخص می‌کند: توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت، رعایت منافع بین‌نسلی در بهره‌برداری از منابع نفتی، تبدیل شرکت ملی نفت به شرکت ملی- بین‌المللی و رسیدن به جایگاه رقابتی در بازار جهانی نفت. در این مقاله، از بین شروط شش‌گانه فوق در قراردادهای بهینه نفتی، فقط تولید صیانتی و ازدیاد برداشت را بررسی کرده‌ایم هرچند که به توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت نیز اجمالاً اشاره شده است. نشان داده‌ایم که تعارض‌های ساختاری بین اهداف شرکت‌های نفتی بین‌المللی و شرکت ملی نفت ایران، که اولی مبتنی بر حداکثرسازی سود در چارچوب اصول بنگاهداری و دومی مبتنی بر حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن در چارچوب تأمین منافع ملی در بلندمدت است، موجب می‌شود که هیچ‌گاه نتوان قرارداد بهینه‌ای با شرکت‌های بزرگ نفتی منعقد کرد که متضمن الزامات اقتصاد مقاومتی باشد. نتیجه گرفته‌ایم که فقط قراردادهای حمایتی و همکاری‌های فنی و مدیریتی با شرکت‌های خدمات نفتی می‌تواند با اصول اقتصاد مقاومتی هماهنگ باشد.

واژگان کلیدی

اقتصاد مقاومتی، قراردادهای نفتی، تولید صیانتی، ارزش اقتصادی مخازن، نفت و منافع ملی بلندمدت

* دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبایی(ره) derakhshan@atu.ac.ir

مقدمه

یکی از نکات کلیدی اما مغفول در قراردادهای نفتی، سازگاری این قراردادها با اولویت‌ها و سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع نفتی کشور است. از این‌رو، تشخیص این اولویت‌ها و سیاست‌های بهینه منطقاً مقدم بر طراحی الگوهای مناسب حقوقی برای قراردادهای نفتی است. نخست بایستی به این سؤال بپردازیم که کاستی‌ها و نیازهای بخش بالادستی صنعت نفت ما در شرایط فعلی کدام است تا قراردادهای نفتی مناسبی برای رفع آن کاستی‌ها و پاسخ به آن نیازها طراحی شود. قصد آن نداریم که به ارزیابی سیاست‌های گذشته در بهره‌برداری از مخازن نفتی بپردازیم و آثار آن را در وضعیت فعلی مخازن بررسی کنیم. به همین قدر اکتفا می‌شود که سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن نفتی به شرطی بهینه است که اهداف مطلوب در بخش بالادستی را مقید به وضعیت کنونی مخازن، به تحقق برساند. بنابراین، قراردادهای نفتی به شرطی بهینه است که متناسب با سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن باشد.

در بخش اول این مقاله، کلیاتی از اهداف مطلوب در سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن نفتی کشور را با رویکرد اقتصاد مقاومتی مطرح نموده‌ایم تا چارچوب مناسبی برای انطباق قراردادهای نفتی با سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن فراهم شود. ضرورت تأکید بر ازدیاد برداشت در قراردادهای نفتی موضوع بخش دوم است. در این بخش، به تعریف مفاهیم کلیدی در بهبود و افزایش بازیافت از مخازن[1] پرداخته و نشان داده‌ایم که ازدیاد برداشت، در شرایط کنونی، اولویت اصلی در سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن نفتی کشور است. چرخه نفت و تولید صیانتی از مخازن نفتی که زیربنای فنی- مهندسی قراردادهای نفتی است در بخش سوم بررسی شده است. در این بخش نشان داده‌ایم که اولویت شرکت‌های نفتی، برداشت از مخازن در مرحله تخلیه طبیعی است زیرا که می‌توانند با حداقل هزینه به حداکثر تولید برسند و سود حاصل از سرمایه‌گذاری‌های خود را حداکثر کنند. ازاین‌رو، شرکت‌های نفتی خارجی اساساً تمایل چندانی به اجرای برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت ندارند زیرا ثمرات حاصل از این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها یا بعد از اتمام مدت قرارداد ظاهر خواهد شد و یا آنکه

اجرای این برنامه‌ها اساساً با موازین بنگاهداری که کسب حداکثر بازده برای سرمایه‌گذاری‌ها در حداقل زمان و حداکثرسازی سود و تأمین منافع سهامداران است سازگار نمی‌باشد.

ویژگی‌های نامطلوب قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید از منظر منافع ملی را در بخش چهارم بررسی کرده‌ایم. کاستی‌های رایج در قراردادهای خدمت از دیدگاه چرخه نفت و تولید صیانتی موضوع بخش پنجم است. در این بخش، ثابت بودن حجم سرمایه‌گذاری و معین بودن مدت در قراردادهای خدمت و آثار منفی این دو بر بهبود و افزایش بازیافت از مخازن نفتی بررسی شده است. نشان داده‌ایم که شناور کردن حجم سرمایه‌گذاری و امکان‌پذیری تمدید قراردادهای نفتی، متناسب با شناخت بیشتر از رفتار مخازن در خلال اجرای قرارداد، اساساً نمی‌تواند بهینگی قراردادهای نفتی را تأمین کند زیرا اصل حداکثرسازی سود ایجاب می‌کند که شرکت‌های نفتی از هر فرصت سودجویانه‌ای که در جریان عملیات نفتی ظاهر می‌شود، به نفع خود و به زیان صاحب مخزن بهره‌برداری کنند. در واقع، در خلال اجرای قرارداد، شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار به دلایل فنی و به ویژه به سبب سرمایه‌گذاری‌هایی که انجام داده‌اند و اطلاعات بیشتری که از رفتار مخزن کسب کرده‌اند در موقعیت انحصاری قرار می‌گیرند و لذا امکان لغو قرارداد یا جایگزینی آن‌ها با دیگر شرکت‌های نفتی عملاً از سوی صاحب مخزن مقدور نیست. و سرانجام در بخش ششم به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری پرداخته‌ایم.

۱. اقتصاد مقاومتی و سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن نفتی کشور: چارچوبی برای قراردادهای نفتی

قراردادهای نفتی به شرطی بهینه است که ابزار مناسبی برای تحقق سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع نفتی کشور باشد. قراردادهای نفتی را نمی‌توان صرفاً به لحاظ تطبیق با قانون اساسی و اصول حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی و یا رعایت حقوق و منافع ملی و نظایر آن ارزیابی کرد. این‌ها از شروط لازم است اما کافی نیست. ضروری است که قراردادهای نفتی در راستای تحقق سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع باشد. در این مقاله، شرط بهینگی سیاست‌های بهره‌برداری از منابع، تطبیق با اصول

تصریح شده در «سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی»[۲] است. با مراجعه به سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، اصول شش‌گانه‌ای را به شرح ذیل برای سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن نفتی استخراج کرده‌ایم که در واقع شروط لازم برای قراردادهای بهینه نفتی است.

بند ١٤ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی بر ضرورت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی تأکید دارد: «افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز کشور به منظور اثرگذاری بر بازار جهانی نفت و گاز و تأکید بر حفظ و توسعه ظرفیت‌های تولید نفت و گاز، به ویژه در میادین مشترک.»[۳] همچنین «تأکید بر برداشت صیانتی از منابع» از موضوعات کلیدی بند ۱۵ است. بنابراین، بر طبق بندهای ١٤ و ۱۵، سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از مخازن نفتی بایستی بر محور ازدیاد برداشت و تولید صیانتی از مخازن باشد. از این‌رو، قراردادهای نفتی برای اکتشاف، توسعه و تولید به شرطی بهینه است که زمینه‌ساز تحقق سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع باشد و لذا ضروری است که دو شرط فوق‌الذکر را احراز کند.

همچنین در مقدمه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی بر ضرورت «اقتصاد متکی بر دانش و فناوری، عدالت‌بنیان، درون‌زا و برون‌گرا، پویا و پیشرو» صراحتاً تأکید شده است. اگر دلالت این ضرورت‌های چهارگانه را در سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن بررسی کنیم به سهولت ملاحظه می‌شود که چهار اصل دیگر برای بهینگی سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن به ترتیب ذیل می‌توان تعریف کرد: توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت، رعایت منافع بین‌نسلی در بهره‌برداری از ذخایر نفتی، ارتقاء شرکت ملی نفت به سطح شرکت‌های ملی- بین‌المللی، و فراهم‌سازی زمینه مناسب برای رشد پویا و پیشرو برای شرکت ملی نفت جهت احراز جایگاه رقابتی در بازار جهانی نفت. بنابراین قراردادهای نفتی به شرطی بهینه است که بتواند زمینه‌ساز تحقق این اهداف در سیاست‌های بهره‌برداری از ذخایر باشد.

چنانکه در مقدمه این مقاله ذکر شد، از شروط شش‌گانه برای بهینگی قراردادهای نفتی فقط به دو شرط تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در قراردادهای نفتی خواهیم پرداخت ضمن آنکه بر ضرورت توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت در جریان

اجرای قراردادهای نفتی اشاراتی خواهیم داشت. اکنون به تعریف اجمالی از برخی اصطلاحات کلیدی مرتبط با تولید صیانتی و ازدیاد برداشت می‌پردازیم.

«برداشت بهینه در خلال عمر مخزن» را تقریباً می‌توان مترادف «تولید صیانتی» از مخزن دانست هرچند که معمولاً تعریف واحدی از تولید صیانتی وجود ندارد. از دیدگاه ما، تولید صیانتی در خلال عمر مخزن، روندی از تولید است که هماهنگ با حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن و رعایت منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده باشد. بنابراین، تولید صیانتی مفهومی پویاست زیرا چنانکه خواهیم دید، تولید فردای ما از مخازن نفتی تابعی از کمیت و کیفیت تولید امروز ما از همان مخازن است.

ضروری است در همین‌جا به تعریف ارزش اقتصادی مخازن نفتی بپردازیم. ارزش اقتصادی یک مخزن تابع دو متغیر قیمت نفت خام و حجم تولید صیانتی در هر مقطع زمانی است و لذا می‌توان آنرا به صورت حاصلضرب روند قیمت نفت خام در روند تولید صیانتی از مخزن در خلال عمر مخزن تعریف کرد. تولید صیانتی تابعی از شرایط مخزن است و براساس موازین فنی- مهندسی و مدیریت بهینه مخزن تعیین می‌شود در حالی که قیمت نفت خام تابعی از شرایط حاکم بر بازار جهانی نفت به ویژه روند تحولات عرضه و تقاضای نفت خام می‌باشد. بنابراین، برای محاسبه ارزش اقتصادی یک مخزن نه‌تنها باید روند تولید صیانتی را به دقت بررسی کرد بلکه تغییرات قیمت نفت خام را نیز بایستی به نحو رضایت بخشی برآورد نمود. به بیان دیگر، اگر فرآیند قیمت نفت خام در آینده صعودی باشد آنگاه فرآیند تولید صیانتی از مخزن را بایستی متناسباً کاهش داد تا بتوان درصدی از نفت ارزان قیمت امروز را با قیمت‌های بالاتری در آینده به فروش رساند و بدین وسیله ارزش اقتصادی مخزن را در خلال عمر مخزن حداکثر نمود. بدیهی است تعیین این درصدها تابعی از رتبه‌بندی منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده نیز هست که محاسبه آن چندان ساده نمی‌باشد. از سوی دیگر، برآورد تغییرات قیمت نفت خام تا آینده قابل پیش‌بینی نیز معمولاً خطاهای جدی دارد، اما به هر حال می‌توان به کلیات قابل قبولی از این برآوردها رسید. در این مقاله، به پیش‌بینی روند قیمت نفت خام در آینده و نیز به رتبه‌بندی منافع بین نسلی نمی‌پردازیم و لذا در تحلیل «ارزش اقتصادی مخازن»، صرفاً به بررسی فرآیند تولید صیانتی و ازدیاد برداشت

در خلال عمر مخزن بسنده می‌کنیم و آن را مبنای تجزیه و تحلیل ویژگی‌های بهینه قراردادی از منظر اقتصاد مقاومتی قرار می‌دهیم.

مخازن نفتی صرفاً انباشتی از نفت نیست که برداشت یا «بازیافت»[۴] روزانه ما تابعی از تقاضا، قیمت و پیشرفت‌های فنی در استخراج نفت باشد بلکه علاوه بر این‌ها، حجم برداشت و سرعت تخلیه نیز نقش بسیار کلیدی در بهینگی برداشت در خلال زمان ایفا می‌کند. ازاین‌رو، الگوهای مناسب و پویای «مدیریت بهینه مخازن»[۵] که با توجه به ویژگی‌های سنگ مخزن و «سیال درجا»[۶] و مبتنی بر ملاحظات دقیق در «شبیه‌سازی»[۷] رفتار مخازن طراحی می‌شود چارچوب اصلی بازیافت بهینه یا تولید صیانتی از مخازن است.

حاصل آنکه روند بازیافت بهینه از مخازن نفتی، تابعی از وضعیت کنونی مخازن از یک‌سو و سیاست‌های برداشت از مخازن از سوی دیگر است. وضعیت کنونی مخازن، حاصل سیاست‌های برداشت از همین مخازن در گذشته است در حالی که سیاست‌های برداشت در آینده موقعی بهینه است که بتواند «شرط بهینگی»[۸] را با توجه به وضعیت کنونی مخازن تأمین نماید. سؤال این است که این شرط بهینگی کدام است؟

نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که از دیدگاه ریاضی، تولید صیانتی مصداقی از «بهینه‌سازی پویا»[۹] و منطبق با «اصل بهینگی بلمن»[۱۰] است. جهت تبیین این نکته، به تعریف این اصل مراجعه می‌کنیم. بلمن[۱۱]، ریاضی‌دان معروف آمریکایی، در کتاب *برنامه‌ریزی* پویا[۱۲]، این اصل را چنین تعریف می‌کند:

«هر سیاست بهینه، واجد این شرط است که علی‌رغم وضعیت اولیه و تصمیم اولیه، مابقی تصمیمات بایستی نسبت به وضعیت حاصل از تصمیمات قبلی، سیاست بهینه‌ای را تشکیل دهد» (Bellman, 1957, p.3).

چنانکه می‌دانیم، برنامه‌ریزی پویا و اصل بهینگی بلمن، یکی از دو روش رایج در بهینه‌سازیِ ریاضی پویا در علوم مهندسی است که کاربردهای فراوانی در تحلیل‌های نظری و مدل‌سازی‌های اقتصادی دارد.[۱۳]

وضعیت کنونی مخازن نفتی کشور حاصل تصمیمات و سیاست‌های قبلی ما در خصوص حجم و نحوه برداشت از مخازن و به ویژه اجرا یا عدم اجرای برنامه‌های

بهبود و افزایش بازیافت در گذشته است. با مراجعه به اصل بهینگی بلمن می‌توان گفت که برنامه‌های تولید که امسال و سال‌های آینده به اجرا گذاشته خواهد شد به شرطی بهینه است که مقید به وضعیت کنونی مخازن، بتواند اهداف مورد نظر در سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن را در بلندمدت به بهترین نحو تأمین‌کند. به زبان ریاضی، «تابع هدف»[۱۴] در الگوی سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن که همان حداکثرسازی ضریب بازیافت است، بایستی مقید به وضعیت کنونی مخازن، حداکثر[۱۵] شود.

با توجه به آنچه گذشت، قراردادهای نفتی صرفاً ابزاری برای تحقق اهداف مطلوب در سیاست‌های بهره‌برداری از مخازن نفتی است. با وجود این، سوابق بسیار طولانی ما در قراردادهای نفتی[۱۶] نشان می‌دهد که محور اصلی این قراردادها، صرفاً کسب عایدات بیشتر از محل تولیدات حاصل از میادین نفتی بوده است. ناگفته نماند که شعارهایی همچون اصول حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی و رعایت حقوق و منافع ملی در جریان عملیات نفتی از جمله رعایت موازین تولید صیانتی از مخازن، انتقال دانش فنی و تربیت نیروی انسانی که تقریباً در همه قراردادهای نفتی تصریح شده است عملاً نتایج رضایت‌بخشی نداشته و صرفاً زینت‌بخش قراردادهای نفتی بوده است. (درخشان، ۱۳۹۲).

اکنون به مباحث مرتبط با ضرورت بهبود و افزایش بازیافت از مخازن و به کارگیری روش‌های مناسب برای ازدیاد برداشت می‌پردازیم و آثار آنرا در قراردادهای نفتی بررسی می‌کنیم تا بدین ترتیب ویژگی‌های بهینه قراردادهای نفتی از منظر اقتصاد مقاومتی تا حدی تبیین شود.

۲. ضرورت تأکید بر ازدیاد برداشت در قراردادهای نفتی

اگر تحریم فعلی آمریکا و تأثیر آن در کاهش تولید را نادیده بگیریم، مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که در شرایط عادی، سطح تولید بهینه نفت خام کشور حدود ۳ تا حداکثر ۳/۵ میلیون بشکه در روز است.[۱۷] مهمترین اولویت در سیاست‌های نفتی، با توجه به اصل تأمین منافع ملی در بلندمدت، استمرار تولید در همین سطح برای حداکثر دو نسل دیگر است. تحقق این هدف جز از طریق اجرای صحیح برنامه‌های تثبیت فشار

و فشار افزایی منطبق با ویژگی‌های هر یک از مخازن کشور امکان‌پذیر نخواهد بود. از این‌رو، ازدیاد برداشت[۱۸] در صدر اولویت‌ها در قراردادهای نفتی قرار می‌گیرد.

می‌دانیم ضریب بازیافت عبارت است از نسبت «ذخایر اثبات شده»[۱۹] به حجم کل «نفت درجا»[۲۰]. به عبارت دیگر، درصدی از «نفت درجای اولیه»[۲۱] که می‌توان آنرا با روش‌های بازیافت اولیه (تخلیه طبیعی)[۲۲]، بازیافت ثانویه[۲۳] و بازیافت ثالثیه[۲٤] استحصال نمود، اصطلاحاً ضریب بازیافت نام دارد.[۲۵] به مجموع بازیافت‌های اولیه، ثانویه و ثالثیه اصطلاحاً ذخایر اثبات شده می‌گویند. در خلال صد سال گذشته، برداشت از اکثر مخازن نفتی کشور به صورت تخلیه طبیعی، یعنی جابه‌جایی[۲٦] نفت با فشار طبیعی مخزن بوده است.

خاطر نشان می‌شود که بار اصلی تولید نفت خام کشور (بیش از ۸۰ درصد) بر دوش میادین واقع در مناطق نفت‌خیز جنوب می‌باشد که مهم‌ترین آن‌ها ۸ میدان به شرح ذیل است[۲۷]: اهواز (آسماری، ۱۳۳۷)، گچساران (آسماری، ۱۳۱٦ و بنگستان، ۱۳٤۰)، مارون (آسماری، ۱۳٤۲)، آغاجاری (آسماری، ۱۳۱۵ و بنگستان، ۱۳۳٦)، کرنج (آسماری، ۱۳٤۲)، رگ سفید (آسماری، ۱۳٤۳ و بنگستان، ۱۳٤۳)، بی‌بی حکیمه (آسماری، ۱۳٤۰ و بنگستان، ۱۳٤۰) و کوپال (آسماری، ۱۳٤٤ و بنگستان، ۱۳٤٤). ملاحظه می‌شود که سال‌هاست از این میادین برداشت می‌شود و لذا فشار این مخازن کاهش قابل ملاحظه‌ای یافته است و می‌توان گفت که در نیمه دوم عمر خود قرار دارند. این وضعیت، برای بسیاری از میادین نفتی کوچکتر در مناطق نفت‌خیز جنوب و سایر مناطق نفتی در خشکی و دریا نیز صادق است. از این‌رو، ضروری است که اجرای برنامه‌های صحیح بهبود و افزایش بازیافت از این میادین و سایر میادینی که در اولویت هستند محور اصلی قراردادهای نفتی را تشکیل دهد.[۲۸]

۲-۱. اهمیت تأکید بر MER در قراردادهای نفتی

نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که اصطلاح «حداکثر نرخ کارا»[۲۹] (MER) مترادف «حداکثر بازیافت کارا»[۳۰] (MER) است که در واقع همان «حداکثر نرخ بازیافت کارا»[۳۱] می‌باشد. این اصطلاح را مترادف «حداکثر نرخ اقتصادی»[۳۲] (MER) نیز به کار می‌برند[۳۳].

به هر حال، به نظر می‌رسد که اصطلاح «حداکثر رخ کارا» رواج بیشتری دارد. اکنون به چند تعریف از MER اشاره می‌کنیم: بر طبق گزارش «*مجموعه تعاریف منابع معدنی آمریکا*»[۳۴] (۱۹۸۹)، MER به معنای نرخی از استخراج روزانه استمرارپذیر از نفت یا گاز مخزن است که توسعه اقتصادی و تخلیه آن مخزن را امکان‌پذیر می‌سازد بدون آنکه آثار سوئی بر «بازیافت نهایی»[۳۵] از مخزن داشته باشد». به عبارت دیگر، بر اساس این تعریف، MER حداکثر نرخی است که می‌توان نفت یا گاز را استخراج کرد بدون آنکه به انرژی طبیعی مخرن صدمه بزند. اگر نفت با نرخی بالاتر از حداکثر نرخ بازیافت کارا تخلیه شود آنگاه فشار طبیعی مخزن کاهش می‌یابد که منجر به کاهش حجم بازیافت نهایی از مخزن خواهد شد.

ملاحظه می‌شود که آنچه در تعریف MER نقش اساسی ایفا می‌کند افت غیرمنطقی فشار مخزن است که معمولاً ناشی از برداشت نابهینه از هر چاه می‌باشد. بر اساس تعریف چایلدز[۳۶] (۲۰۰۵) داریم:

> «MER ... نرخ بهینه جریان نفت خام از هر چاه ... است به نحوی که بازیافت نهایی مخزن به واسطه آزاد شدن بسیار سریع فشار مخزن، در معرض خطر قرار نگیرد. MER تابعی از ویژگی‌های سازند نفتی و ماهیت رانش طبیعی نفت است؛ بدین معنی که آیا این رانش طبیعی به‌صورت فشار سفره آبی مخزن است یا آنکه ناشی از فشار کلاهک گازی یا گاز محلول در نفت می‌باشد. مهندسان نفت، با ملاحظه شاخص‌هایی مانند فشار تحتانی مخزن یا نسبت گاز به نفت (GOR)[۳۷] در نفت تولید شده، میزان MER را تعیین می‌کنند» (Hyne, 2014, p.314).

در کتاب لغت‌نامه اکتشاف، حفاری و تولید نفت، MER را چنین تعریف می‌کند: «حداکثر نرخ تولید از مخزن ... به نحوی که حداکثر بازیافت نهایی از مخزن که عملاً امکان‌پذیر است، کاهش نیابد». با مراجعه به سه تعریف فوق‌الذکر از MER، معلوم می‌شود که MER شاخص مناسبی برای تولید بهینه روزانه از هر چاه در هر یک از مراحل تخلیه طبیعی، بازیافت ثانویه و بازیافت ثالثیه است و لذا می‌توان آنرا به عنوان یکی از شاخص‌های معتبر در تولید صیانتی در هر مقطع زمانی دانست. با وجود این،

MER را نمی‌توان مترادف برداشت بهینه از مخزن یا تولید صیانتی در خلال عمر مخزن دانست زیرا برداشت بهینه از مخزن مستلزم اجرای دقیق و به موقع برنامه‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه است.

ملزم کردن شرکت‌های نفتی خارجی در قراردادهای نفتی به رعایت MER نوآوری جدیدی نیست و حتی قبل از انقلاب اسلامی نیز مورد توجه شرکت ملی نفت ایران بوده است. در «قرارداد پیمانکاری اکتشاف و تولید بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های اروپایی» که در ۱۲ اسفند ۱۳٤۷ برابر با ۳ مارس ۱۹٦۹ میلادی با ۵ شرکت اروپایی منعقد گردید[۳۸] (اراپ[۳۹] فرانسوی، آجیپ[٤۰] ایتالیایی، هیسپانویل[٤۱] اسپانیایی، پتروفینای[٤۲] بلژیکی و OMV اطریشی)[٤۳]، برای نخستین بار در تاریخ قراردادهای نفتی کشور از واژه MER استفاده شده و شرکت‌های نفتی را ملزم به رعایت آن کرده است. بند ب جزءِ ۱ ماده ۲۱ این قرارداد، مقرر می‌کند که «... ظرفیت تولید توسعه‌یافته میدان‌ها هیچ‌گاه نباید از حدود MER میدان مربوطه با رعایت روش صحیح صنعت نفت تجاوز کند». همچنین به موجب جزءِ ٤ ماده ۲۱، «...هر یک از طرفین حق خواهد داشت که توسعه میدان (یا میدان‌ها) را تا حداکثر قابلیت بهره‌برداری میدان (MER) درخواست نماید و طرف دیگر، با چنین تقاضایی مخالفت نخواهد کرد...». به نظر می‌رسد که تأکید بر MER در تولید از میادین نفتی فقط در همین قرارداد صراحتاً بیان شده و در سایر قراردادهای منعقده مغفول مانده است. جای تعجب است که چرا در قراردادهای نفتی از سال ۱۳٤۷ تاکنون، مسئله‌ای به این درجه از اهمیت مورد تأکید قانونگزار نبوده است.[٤٤]

از دیدگاه مدیریت بهینه مخازن، نخستین گام برای تحقق ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، اتخاذ روش‌هایی است که منجر به «جابه‌جایی» آهسته‌تر نفت اما همراه با بازدهی بالاتر است. کاربرد این روش، به ویژه در مخازن نفتی کشور ما، نسبت به روش‌هایی که منجر به جابه‌جایی سریع نفت اما همراه با بازدهی کمتر است، به مراتب از اولویت بالاتری برخوردار است. به عبارت دیگر، در روش دوم، هدف این است که تولید از میدان در کوتاه‌مدت و میان‌مدت افزایش یابد تا بدین ترتیب شرکت نفتی طرف قرارداد و نیز صاحب مخزن هر دو از افزایش درآمد در کوتاه‌مدت و میان‌مدت برخوردار شوند

لیکن این افزایش تولید، استمرار نخواهد داشت و روند کاهشی تولید نفت به سرعت ظاهر خواهد شد. در روش اول، علی‌رغم پایین‌تر بودن سطح تولید روزانه در مقایسه با روش دوم، تولید از میدان در بلندمدت استمرار بیشتری خواهد یافت و لذا حجم نفت تولید شده در طول عمر مفید میدان، در مقایسه با روش دوم، به مراتب بیشتر خواهد بود. بنابراین می‌توان گفت که روش‌های نوع اول که مستلزم جابه‌جایی آهسته اما بازدهی بالاتر است با موازین تولید صیانتی سازگار بوده و منافع ملی را بهتر تأمین می‌کند. توضیحات بیشتری در این مورد، به شرح ذیل، ضروری است.

مخازن نفتی کشور ما به ویژه در مناطق خشکی از نوع سنگ آهکی شکافدار[۴۵] است که توسط شکاف‌هایی به بلوک‌های ماتریسی[۴۶] تقسیم شده است. از این‌رو، تولید سریع از این میادین می‌تواند صدمات جبران‌ناپذیری به مخازن وارد کند و موجب شود که میلیاردها بشکه از نفتِ درجای آن‌ها، غیرقابل استحصال بماند.[۴۷] خاطر نشان می‌کنیم که سیالات موجود در مخازن نفتی، شامل نفت و گاز و آب، در منافذ کوچک سنگ مخزن قرار دارند که به صورت «تخلخل‌های بسیار ریز»[۴۸] و «شکاف‌ها یا ترک‌ها»[۴۹] هستند. بنابراین مخازن نفتی را معمولاً به دو دسته «تک تخلخلی»[۵۰] و شکافدار تقسیم می‌کنند. مخازن نفتی ایران بیشتر از نوع شکافدار است. منافذ و شکاف‌های بسیار ریز سنگ مخزن، همانند لوله‌های موئینه عمل می‌کند به نحوی که باعث نگهداری نفت در آن‌ها می‌شود. به موازات استخراج نفت و کاهش فشار مخزن و افزایش «فشار موئینگی»[۵۱]، حرکت نفت در منافذ و تخلخل‌ها مشکل‌تر می‌شود و لذا درصد قابل ملاحظه‌ای از نفت، درون منافذ سنگ مخزن محبوس خواهد شد. از سوی دیگر، هرگاه «دبی تولید»[۵۲] به معنای نرخ تولید روزانه از هر چاه تولیدی، افزایش یابد سازوکار «ریزش ثقلی»[۵۳] بازدهی کمتری خواهد داشت زیرا نفت موجود در تخلخل‌ها فرصت کافی برای جابه‌جایی کامل نخواهد داشت. برعکس، هرگاه تولید با دبی کمتری صورت پذیرد، فرصت کافی برای جابه‌جایی نفت از تخلخل‌ها فراهم می‌شود و لذا «ستون نفتی» افزایش می‌یابد. ملاحظه می‌شود که «چگونگی» استخراج نفت، نقش مؤثری در تولید صیانتی از مخازن نفتی ایفا می‌کند.

بنابر آنچه گذشت می‌توان گفت که «رفتار مخزن»[۵۴] در زمان و عکس‌العمل مخزن نسبت به نحوه استخراج نفت، از ملاحظات کلیدی در عقد قراردادهای نفتی است. متأسفانه چنانکه در بخش بعدی این مقاله خواهیم داد، سیاست اصلی شرکت‌های نفتی بین‌المللی سرعت بخشیدن به فرآیند تولید در کوتاه‌مدت و میان‌مدت برای حداکثرسازی سود خود و درآمد دولت‌های صاحب ذخایر است. شاید به همین دلیل است که دولت‌ها معمولاً با اینگونه سیاست‌های رایج شرکت‌های نفتی مخالفتی نمی‌کنند زیرا که موجب تقویت درآمدهای آن‌ها نیز هست هرچند که با تولید صیانتی و منافع نسل‌های بعدی سازگار نمی‌باشد.

۲-۲. اهمیت تأکید بر IOR/EOR در قراردادهای نفتی

با توجه به وضعیت مخازن نفتی کشور که شرح اجمالی آن گذشت، ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، به معنای افزایش ضریب بازیافت، در صدر سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفتی کشور قرار دارد و لذا بایستی محور اصلی قراردادهای نفتی باشد. نظر به اهمیت موضوع، ضروری است تأمل بیشتری در مفهوم ازدیاد برداشت داشته‌باشیم.

معمولاً ازدیاد برداشت را مترادف «افزایش بازیافت نفت»[۵۵] (EOR) و «بهبود بازیافت نفت»[۵۶] (IOR) می‌دانند. متأسفانه در تعریف این اصطلاحات اتفاق‌نظر وجود ندارد. آلورادو و مانریک[۵۷] در کتاب خود تحت عنوان *«افزایش بازیافت نفت: برنامه‌ریزی میدان و راهبرد توسعه»*[۵۸] معتقدند که «اگر مفهومی هست که منشأ یک بحث و مناقشه جدی باشد، همین مفهوم EOR است» (Alvarado and Eduardo, 2010, p.8). به هرحال، در بسیاری از کتاب‌ها و مقالات، EOR را مترادف IOR می‌دانند و بسیاری دیگر، EOR را مترادف بازیافت ثالثیه فرض می‌کنند. چنانکه می‌دانیم بازیافت ثالثیه شامل روش‌های حرارتی، روش‌های شیمیایی به‌ویژه تزریق «آب توان‌یافته»[۵۹] با پلیمرها جهت افزایش ویسکوزیته آب، و یا آب توان‌یافته با «سورفاکتانت‌ها»[۶۰] جهت کاهش کشش بین‌سطحی[۶۱] آب و نفت، روش‌های میکروبی، تزریق گاز کربنیک، گاز ازت و نظایر آن است. حتی در برخی مطالعات، تزریق هر نوع گاز به مخزن مانند گاز

طبیعی، گاز ازت و گاز کربنیک را تحت عنوان بازیافت ثالثیه یا EOR طبقه‌بندی می‌کنند و لذا بازیافت ثانویه را فقط شامل تزریق آب می‌دانند.

برخی صاحب‌نظران (Alvarado and Eduardo, 2010, p.11)، EOR را در مفهوم وسیع کلمه به‌کار می‌برند و معتقدند که EOR «مجموعه‌ای از دانش فنی تولید، مشتمل بر تزریق انرژی یا سیال به مخزن است تا بدین وسیله ازدیاد برداشت در هر مرحله‌ای از تولید (اولیه، ثانویه و ثالثیه) حاصل شود با این هدف که بتوان بازیافت کل از مخزن را نسبت به آنچه با روش‌های سنتی مانند تخلیه طبیعی، یا روش‌های ثانویه مانند تزریق آب و گاز قابل استحصال است، افزایش داد». ملاحظه می‌شود که در این تعریف، EOR منحصر به بازیافت ثالثیه نیست بلکه می‌توان آنرا حتی در مرحله تخلیه طبیعی نیز به‌کار برد.

در تعریف IOR نیز اتفاق نظر وجود ندارد. در اینجا به همین قدر اکتفا می‌کنیم که هاین در لغت‌نامه خود، این اصطلاح را بدین صورت تعریف می‌کند:

> «روش‌های مهندسی که به عنوان مکمل رانش طبیعی مخزن با هدف افزایش تولید نهایی از مخزن به‌کار می‌رود. IOR مشتمل بر تزریق آب، تثبیت فشار، روش‌های EOR، حفاری‌های بین‌چاهی[۶۲] و چاه‌های افقی و مایل است» (Hyne, 2014, p.257).

ملاحظه می‌شود که در این تعریف، IOR شامل EOR است. به‌نظر می‌رسد که جهت‌گیری عمومی صاحب‌نظران این است که دو اصطلاح IOR و EOR را تقریباً مترادف می‌دانند و هر دو را کم و بیش به صورت مجموعه‌ای از روش‌های مهندسی تعریف می‌کنند که می‌تواند تولید نهایی از مخزن را در مقایسه با آنچه حاصل نیروهای طبیعی رانش مخزن است، افزایش دهد. از این‌رو، معمولاً این دو اصطلاح را در کنار هم و به صورت IOR/EOR به کار می‌برند.

چنانکه قبلاً گفته شد با توجه به وضعیت مخازن نفتی ما که نیروهای طبیعی رانش به‌صورت قابل ملاحظه‌ای ضعیف شده است به‌کارگیری روش‌های IOR/EOR در اولویت سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفتی کشور است و لذا قراردادهای نفتی با شرکت‌های خارجی به شرطی بهینه است که بر محور IOR/EOR تدوین شود. در

برنامه‌های IOR/EOR، تزریق گاز طبیعی برای ازدیاد برداشت، با توجه به ویژگی‌های اکثر مخازن نفتی ما، ارجحیت غیرقابل انکاری نسبت به سایر روش‌ها از جمله تزریق آب، آب توان‌یافته، تزریق گاز ازت، گاز کربنیک و نظایر آن دارد[۶۳] (سعیدی، ۱۳۸۱). ذخایر عظیم گاز طبیعی در کشور این امکان را فراهم می‌سازد که برنامه‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفتی بر اساس تزریق گاز طبیعی طراحی شود.[۶۴]

نکته حائز اهمیت این است که اجرای برنامه‌های IOR/EOR مطلقاً نبایستی محدود به میادینی شود که فشار طبیعی آن‌ها افت قابل ملاحظه‌ای یافته است بلکه چنانکه گفته شد، مدیریت بهینه مخازن ایجاب می‌کند که برنامه‌های ازدیاد برداشت در همان مرحله تخلیه طبیعی و در زمان مناسب به اجرا گذاشته شود تا بتوان بازیافت نهایی از مخزن را حداکثر نمود. بنابراین در قراردادهای اکتشاف و توسعه میادین با شرکت‌های نفتی خارجی، بایستی به دقت این نکته را بررسی نمود که اجرای برنامه‌های IOR/EOR در کدام مرحله و در چه مقطع زمانی با توجه به رفتار مخزن، می‌تواند تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر ازدیاد برداشت داشته باشد. آنگاه قراردادی بهینه است که بر اجرای به موقع و صحیح این برنامه‌ها تأکید داشته باشد.

ممکن است اشکال کنند که در وضعیت کنونی و با توجه به افزایش شدید تقاضا برای گاز طبیعی در بخش‌های خانگی، تجاری، حمل و نقل، پتروشیمی، نیروگاه‌ها، صنعت و نیز تعهدات جاری و برنامه‌های آینده برای صادرات گاز، دسترسی به گاز مورد نیاز برای تزریق به میادین نفتی اساساً امکان‌پذیر نمی‌باشد. در پاسخ می‌توان گفت که با توجه به ضرورت غیر قابل انکار تزریق گاز به میادین نفتی، لازم است که سیاست‌های صادرات گاز طبیعی و برنامه‌های تزریق گاز به میادین نفتی، در یک چارچوب واحد و در قالب الگوی جامع انرژی کشور تدوین شود. تزریق گاز به میادین نفتی نه‌تنها موجب ازدیاد برداشت از مخازن نفتی و لذا تأمین منافع نسل‌های آینده از ذخایر نفتی است بلکه با ذخیره شدن گاز تزریقی در مخازن نفتی می‌توان منافع نسل‌های آینده را به لحاظ دسترسی به ذخایر گازی تا حد زیادی تأمین نمود. به عبارت دیگر، نسل‌های آینده می‌توانند، بعد از تخلیه مخازن نفتی، گاز تزریق شده را استحصال و به مصارف داخلی برسانند و یا با قیمت‌های بسیار بالاتر از قیمت‌های جاری صادر

کنند. برنامه‌ریزی برای صادرات گاز طبیعی بدون ملاحظات مربوط به تزریق گاز به میادین نفتی جهت ازدیاد برداشت، نادیده گرفتن منافع نسل‌های آینده به قیمت حداکثرسازی منافع نسل فعلی است و لذا با اصول و موازین اقتصاد مقاومتی که مبتنی بر عدالت و رعایت منافع بین نسلی است، سازگاری ندارد.

چنانکه گفتیم بازیافت ثانویه، معمولاً به‌معنای جابه‌جایی نفت با تزریق گاز یا تزریق آب یا تزریق همزمان آب و گاز به مخزن است. بازیافت ثانویه از اوایل دهه ۱۳۵۰ شمسی با تزریق گاز به میدان نفتی هفتگل آغاز شد و به چند میدان نفتی دیگر توسعه یافت. مطالعاتی که قبل از انقلاب اسلامی انجام شد نشان می‌دهد که برای تولید صیانتی از میادین نفتی منتخب، باید دست کم روزانه ۲۵۰ میلیون متر مکعب گاز به آن میادین تزریق شود (سعیدی، ۱۳۸۱). برنامه‌ریزی‌های لازم برای تزریق این حجم از گاز طبیعی انجام شد و حتی تجهیزات لازم، شامل کمپرسورهای تزریق و لوله‌های انتقال گاز، خریداری گردید اما متأسفانه جنگ تحمیلی، این برنامه جامع تزریق برای ازدیاد برداشت را به کلی متوقف نمود. از آن زمان به بعد، بازیافت ثانویه از طریق تزریق گاز هیچگاه با جدیت دنبال نشده است. حجم تزریق گاز به چند میدان نفتی که عملاً صورت می‌گیرد بسیار کمتر از حتی مصوبات سالیانه هیئت مدیره شرکت ملی نفت می‌باشد و غالباً کمتر از ۷۰ یا ۸۰ میلیون مترمکعب در روز گزارش شده است. (درخشان، ۱۳۸۱ و درخشان، ۱۳۸۹). وزیر وقت نفت در سال ۱۳۷۷ چنین می‌گوید:

«در حال حاضر حدود ۷۰ میلیون مترمکعب (شاید کمتر) تزریق گاز به میادین نفتی‌مان داریم که حداقل باید (براساس برآوردهای موجود) نزدیک به ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز به آن اضافه شود.»[۶۵]

هم‌اکنون (سال ۱۳۹۳) و بعد از گذشت سال‌ها از گزارش وزیر نفت و برداشت میلیاردها بشکه نفت و افت شدید فشار مخازن، حجم تزریق گاز به میادین نفتی هنوز به طور متوسط از مرز ۷۰ یا ۸۰ میلیون متر مکعب در روز تجاوز نکرده است.[۶۶] حاصل آنکه ازدیاد برداشت از مخازن نفتی کشور رابطه مستقیمی با تزریق گاز به میادین نفتی دارد. بنابراین قراردادی بهینه است که بر محور ازدیاد برداشت در همان مرحله تخلیه طبیعی شکل گرفته باشد.

۳. چرخه نفت و تولید صیانتی از مخازن نفتی: چارچوب مناسبی برای قراردادهای بهینه نفتی

چنانکه قبلاً گفته شد، قراردادهای نفتی را نباید فقط در چارچوب ملاحظات حقوقی و از منظر انطباق با قانون اساسی و اصول حاکمیت و مالکیت بر ذخایر نفتی بررسی نمود. این ملاحظات از شروط لازم در قراردادهای نفتی است اما مطلقاً از شروط کافی محسوب نمی‌شود. همچنین، علی فرض طراحی چارچوب‌های مناسب حقوقی، نبایستی توجه خود را صرفاً به حداکثرسازی سهم دولت از عایدات نفتی معطوف کرد هرچند که دستیابی به درآمدهای بالاتر نیز از شروط لازم در قراردادهای نفتی است. علاوه بر رعایت موارد فوق‌الذکر، شرط بهینگی قراردادهای نفتی رعایت موازین تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در بلندمدت، یعنی در خلال عمر مفید مخزن و نه عمر قرارداد است. اصول حاکمیت و مالکیت در عملیات نفتی می‌تواند زمینه مناسبی را برای تحقق تولید صیانتی و حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن در بلندمدت فراهم کند. بنابراین، آشنایی با «چرخه نفت»[۶۷] و تحلیل اصول حاکم بر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت در چارچوب این چرخه و طراحی قراردادهای نفتی بر این پایه، از لوازم اصلی قراردادهای بهینه نفتی است.

عملیات «اکتشاف»[۶۸] نخستین مرحله در فعالیت‌های بخش بالادستی است. از زمان اتخاذ تصمیم نهایی برای سرمایه‌گذاری در اکتشاف تا کشف میدان نفتی، حداقل ۲ تا ۳ سال طول می‌کشد. مرحله دوم در چرخه نفت، «ارزیابی»[۶۹] است که شامل مطالعه خصوصیات میدان کشف شده، «تجاری بودن تولید از میدان»[۷۰]، برآورد «حجم نفت درجای اولیه» (IOIP) و پیش‌بینی ضریب بازیافت در مرحله تخلیه طبیعی می‌باشد. زمان لازم برای مرحله ارزیابی حدود ۲ سال است. تشخیص تجاری بودن میدان نیازمند مطالعات دقیق اقتصادی از جمله حجم سرمایه‌گذاری‌های لازم برای استحصال و محاسبه هزینه تولید برای هر بشکه نفت خام و مقایسه آن با قیمت جاری و قیمت مورد انتظار نفت است. در مراحل اکتشاف و ارزیابی که هنوز نفتی تولید نشده است، «جریان وجوه»[۷۱] منفی است و لذا شرکت طرف قرارداد متحمل هزینه است بدون آنکه

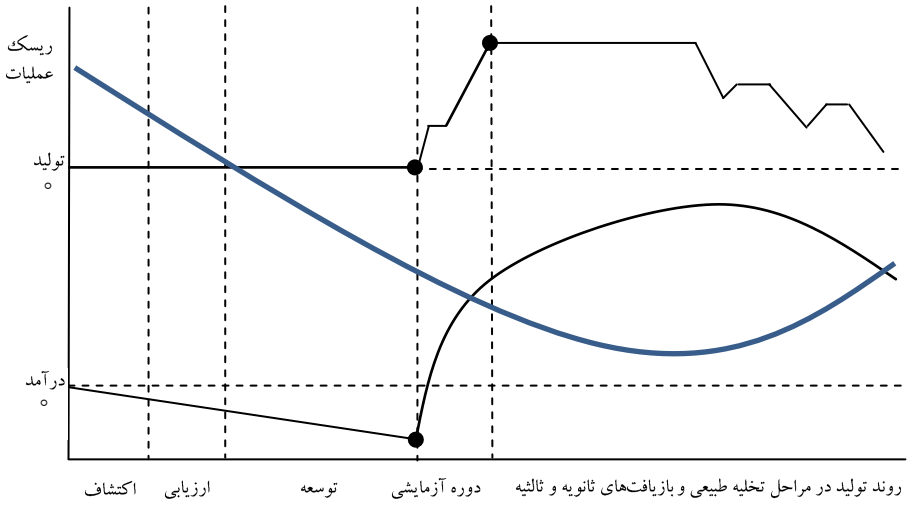
درآمدی داشته باشد. از این‌رو، ریسک سرمایه‌گذاری در مراحل اکتشاف و ارزیابی بالاست اما بعد از اثبات تجاری بودن ذخایر، از میزان ریسک مرتباً کاسته می‌شود.

«توسعه»[۷۲] میدان، مرحله سوم در چرخه نفت است. از مرحله اتخاذ تصمیم نهایی برای سرمایه‌گذاری در توسعه تا استحصال «نفت اولیه»[۷۳]، حداقل ۲ تا ۳ سال طول می‌کشد. منحنی ریسک سرمایه‌گذاری در خلال توسعه میدان همچنان روند نزولی دارد و در عین حال، جریان وجوه نیز تا رسیدن به نفت اولیه همچنان منفی است در حالی که هزینه‌ها در مرحله توسعه به سرعت افزایش می‌یابد. مرحله چهارم در چرخه نفت، «تولید» از میدان است که معمولاً با تغییراتی در حجم برداشت، تا پایان عمر مفید میدان استمرار خواهد داشت. مدت زمان مرحله تولید، تابعی از حجم نفت درجای اولیه، خصوصیات مخزن، کیفیت بهره‌برداری و اتخاذ روش‌های مناسب بهبود و افزایش بازیافت نفت است که می‌تواند ۳۰ تا ۵۰ سال و یا بیشتر استمرار داشته باشد.

معمولاً سطح تولید در فازهای اولیه مرحله توسعه را بسیار محتاطانه تعیین می‌کنند که بتوان شناخت بهتری از رفتار تولیدی مخزن به دست آورد. این دوره را اصطلاحاً «دوره آزمایشی» می‌گویند. با کسب اطلاعات لازم در دوره آزمایشی، می‌توان برای تولید با حداکثر ضریب بازیافت در مرحله «تخلیه طبیعی» برنامه‌ریزی کرد. تولید از میدان را به شرطی می‌توان صیانتی دانست که مجموع بازیافت‌های اولیه (تخلیه طبیعی)، ثانویه و ثالثیه در خلال عمر میدان، به حداکثر برسد. چنانکه دیدیم اگر در مرحله تخلیه طبیعی، برنامه‌های بازیافت ثانویه به‌موقع اجرا نشود آنگاه نه‌تنها هزینه‌های بازیافت ثانویه افزایش می‌یابد بلکه به فرآیند تولید صیانتی از مخزن نیز خسارات جبران‌ناپذیری وارد خواهد شد.

حاصل آنکه از منظر تولید صیانتی، نمی‌توان مرحله تخلیه طبیعی را از بازیافت ثانویه به لحاظ زمانی دقیقاً جدا کرد. به عبارت دیگر، نمی‌توان منتظر شد که مرحله تولید با حداکثر تخلیه طبیعی به پایان برسد و سپس با ملاحظه افت تولید، برنامه‌های بازیافت ثانویه را آغاز نمود، بلکه ضروری است به کمک اطلاعاتی که از رفتار تولیدی مخزن به دست می‌آید، مرحله بازیافت ثانویه را با تزریق به میزان لازم و کافی و در زمان مناسب آغاز کرد. به ترتیبی مشابه، نمی‌توان منتظر شد که تولید در مرحله بازیافت

ثانویه کاهش یابد و سپس اقدام به اجرای برنامه‌های بازیافت ثالثیه نمود. به همین دلیل، چنانکه دیدیم معمولاً به‌جای اصطلاحات بازیافت ثانویه و ثالثیه، از اصطلاح «روش‌های بهبود و افزایش بازیافت» یا IOR/EOR استفاده می‌کنند تا بتوان این روش‌ها را از همان مرحله تخلیه طبیعی به‌کار گرفت به شرط آنکه رفتار تولیدی مخزن و شرایط اقتصادی بتواند اجرای برنامه‌های IOR/EOR را توجیه کند. چرخه نفت را می‌توان در نمودار ۱ ملاحظه کرد.



نمودار ۱. چرخه نفت

با توجه به آنچه گذشت، می‌توان سه نکته کلیدی را در قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی به شرح ذیل خلاصه نمود.

الف- کمیت و کیفیت تولید از مخزن در زمان، نقش اساسی در حجم تولید نهایی ایفا می‌کند. به عبارت دیگر، اینکه در آینده چند درصد نفت درجا را می‌توان تولید کرد تابعی است از اینکه در گذشته و هم‌اکنون چه حجمی از ذخایر را با چه سرعتی برداشت کرده و می‌کنیم. رفتار تولیدی مخزن در آینده تابعی از رفتار امروز و گذشته ما با مخزن است. بنابراین نمی‌توان فرآیندهای توسعه و تولید از مخزنی را طی قراردادی مثلاً پانزده ساله به یک شرکت نفتی واگذار کرد تا آن شرکت بنا به اقتضای اصول

بنگاهداری و حداکثرسازی منافع خود در کوتاه‌مدت و میان‌مدت، برداشت از مخزن را در فرآیند تخلیه طبیعی سرعت بخشد و سپس آن مخزن را تحویل گرفت و برای حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخزن در خلال مابقی عمر آن مخزن، برنامه‌ریزی بهینه کرد بدون آنکه آثار منفی عملکرد پانزده ساله آن شرکت را در فرآیند تولید صیانتی نادیده گرفت. به عبارت دیگر، تولید نهایی از مخزن در خلال عمر مخزن به شرطی حداکثر می‌شود که فرآیند تولید توسط آن شرکت خارجی در خلال ۱۵سال بهره‌برداری اولیه، دقیقاً بر اساس موازین تولید صیانتی انجام شده باشد.

ب- درصدی از نفت درجا که قابل استحصال است عمدتاً تابعی از اجرای صحیح و به‌موقع برنامه‌های IOR/EOR در مرحله تخلیه طبیعی است.

ج- با توجه به ساختار مخازن نفتی کشور، به ویژه در مناطق خشکی که نوعاً آهکی شکافدار است، تزریق گاز برای ازدیاد برداشت همواره بازده به مراتب بیشتری نسبت به تزریق آب دارد لیکن ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز معمولاً بعد از گذشت چند سال ظاهر می‌شود. این ویژگی قطعاً بر بازدهی سرمایه‌گذاری‌های لازم برای اجرای برنامه‌های IOR/EOR تأثیرگذار خواهد بود و لذا برای شرکت‌های نفتی خارجی که قرار است مدت زمان محدودی در میدان حضور داشته باشند چندان سودآور نیست.

نکته‌ای که معمولاً در تحلیل قراردادهای نفتی مغفول می‌ماند این است که هدف شرکت‌های نفتی حداکثرسازی سود در کوتاه‌مدت و میان‌مدت است نه بهینه‌سازی فرآیند تولید از میدان در بلندمدت. چنانکه قبلاً اشاره شد، در رویکرد شرکتی، حداکثرسازی سود ایجاب می‌کند که طرف قرارداد حتی‌المقدور اجرای برنامه‌های IOR/EOR را به تأخیر بیندازد. از این‌رو، برنامه‌ریزی، تصویب نهایی و زمان‌بندی اجرای این برنامه‌ها از مسائل کلیدی در مدیریت مخازن است و لذا تصمیم‌گیری در این موارد بایستی به موجب قرارداد، با شرکت ملی نفت ایران باشد و نه طرف قرارداد.

برای شناخت جایگاه قراردادهای نفتی در فرآیند چرخه نفت، ضروری است به منحنی تغییرات ریسک سرمایه‌گذاری در نمودار ۱ نیز توجه کنیم. چنانکه ملاحظه می‌شود این منحنی در خلال مرحله تولید، تا رسیدن به نقطه شروع تزریق در فرآیند

تخلیه طبیعی، روند نزولی دارد ضمن آنکه درآمد حاصل از میدان در مقایسه با مراحل اکتشاف، ارزیابی و توسعه، تغییر وضعیت داده و دارای روند مثبت و صعودی است. در مرحله بازیافت ثانویه، ریسک سرمایه‌گذاری افزایش می‌یابد زیرا ازدیاد برداشت حاصل از تزریق، به ویژه اگر گاز طبیعی تزریق شود، نیازمند سرمایه‌گذاری‌های قابل توجه بوده و زمان‌بر نیز می‌باشد. در برخی میادین که افزایش ضریب بازیافت مستلزم اجرای برنامه‌های بازیافت ثالثیه نیز هست ریسک سرمایه‌گذاری افزایش بیشتری خواهد داشت زیرا اجرای این عملیات که معمولاً قبل از افت تولید در مرحله بازیافت ثانویه بایستی آغاز شود، مستلزم افزایش سرمایه‌گذاری و شناخت دقیق‌تر از رفتار مخزن در مرحله بازیافت ثانویه است. حاصل آنکه با اجرای برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت، ریسک سرمایه‌گذاری تغییر وضعیت داده و از روند نزولی به روند صعودی تغییر می‌کند. از این‌رو، اولویت شرکت‌های نفتی بین‌المللی، برداشت از مخازن در مرحله تخلیه طبیعی است که بهترین حجم نفت میدان را می‌توانند با حداقل هزینه استحصال نمایند و سود حاصل از سرمایه‌گذاری‌های خود را با حداقل ریسک به حداکثر برسانند، در حالی که این رویه با منافع ملی در بلندمدت کاملاً در تعارض است و لذا با اصول اقتصاد مقاومتی ناسازگار می‌باشد.

٤. نامطلوب بودن قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید از منظر منافع ملی و اصول اقتصاد مقاومتی

تفاوت‌های اساسی در چارچوب‌های حقوقی قراردادهای نفتی عمدتاً به دو دلیل است: اول دیدگاه‌های مختلف نسبت به مسئله مالکیت بر ذخایر نفتی و دوم دیدگاه‌های مختلف نسبت به چگونگی سهم‌بری شرکت‌های نفتی از عایدات حاصل از عملیات نفتی. بدین ترتیب قراردادهای نفتی را می‌توان در حالت کلی، به دو دسته به شرح ذیل تقسیم کرد:

الف- اگر شرکت‌های طرف قرارداد این حق را داشته باشند که اولاً ذخایر موضوع قرارداد را به لحاظ حسابداری و به منظور تقویت سهام، جزو دارایی‌های خود قلمداد کنند (و نه آنکه مالک ذخایر باشند)[۷٤] و ثانیاً نفت تولید شده را در «سرچاه»[۷۵] مالک

شوند و ثالثاً سهم صاحب مخزن (دولت میزبان) را به صورت بهره مالکانه[۷۶] یا مالیات و یا هر دو پرداخت نمایند، آنگاه اصطلاحاً می‌گویند که این ترتیبات حقوقی و مالی در چارچوب «سیستم حق امتیازی»[۷۷] تنظیم شده است و به این قراردادها اصطلاحاً «امتیازنامه» می‌گویند، مانند امتیازنامه‌های رویتر، دارسی و شرکت نفت انگلیس و ایران. در سال‌های اخیر، تمایل شرکت‌های نفتی و دولت‌های صاحب مخازن به حذف بهره مالکانه و تمرکز بیشتر بر مالیات بوده است. بدیهی است با افزایش یا کاهش قیمت نفت خام، میزان مالیات افزایش یا کاهش می‌یابد تا با حفظ «تعادل درآمدی» در قرارداد، بتوان منافع طرفین را علی‌رغم تغییر در شرایط بازار همچنان تأمین نمود.

ب- اگر شرکت‌های طرف قرارداد این حق را داشته باشند که درصدی از نفت تولید شده یا درصدی از درآمد حاصل از فروش نفت یا درصدی از سود حاصل از عملیات نفتی را دریافت کنند، آنگاه اصطلاحاً می‌گویند که این ترتیبات حقوقی و مالی در چارچوب «سیستم قراردادی»[۷۸] تنظیم شده است.

سیستم‌های قراردادی نیز بر دو قسم است: اگر حق‌الزحمه شرکت طرف قرارداد به‌صورت نفت خام پرداخت شود، آنگاه قرارداد منعقده را اصطلاحاً «مشارکت در تولید»[۷۹] می‌نامند؛ و اگر حق‌الزحمه شرکت طرف قرارداد به‌صورت نقدی پرداخت شود، آنگاه قرارداد منعقده را اصطلاحاً «قرارداد خدمت»[۸۰] می‌نامند.

قراردادهای خدمت بر دو قسم است: اگر حق‌الزحمه شرکت طرف قرارداد بر حسب سود حاصل از عملیات نفتی پرداخت شود که طبعاً عامل ریسک نیز در آن وجود دارد، آنگاه قرارداد منعقده را اصطلاحاً «قرارداد ریسکی خدمت»[۸۱] می‌نامند؛ و اگر حق‌الزحمه شرکت طرف قرارداد به‌صورت معین و تعریف شده پرداخت شود، آنگاه قرارداد منعقده را اصطلاحاً «قرارداد خالص خدمت»[۸۲] می‌نامند.

خاطر نشان می‌شود که «قرارداد بیع متقابل»[۸۳] تحت شمول قراردادهای خالص خدمت است. ناگفته نماند که اصطلاح «بیع متقابل» کاشف از نحوه پرداخت حق‌الزحمه به شرکت طرف قرارداد است و فی‌نفسه دلالت بر نوع جدیدی از قراردادهای خالص خدمت نمی‌کند.

تقسیم‌بندی قراردادهای نفتی به شرحی که گذشت صرفاً کلیات حقوقی قراردادها را به لحاظ نظری نشان می‌دهد. با حفظ این کلیات می‌توان قراردادهایی با نوآوری‌های مالی و حقوقی در هر یک از این تقسیم‌بندی‌های کلی و یا حتی به صورت ترکیبی یا تلفیقی از آن‌ها تعریف کرد. از این‌رو، تاریخ صنعت نفت ایران و جهان نشان‌دهنده طیف گسترده‌ای از قراردادهای نفتی با نوآوری‌های متعدد است.[۸۴]

اکنون به این سؤال پاسخ می‌دهیم که چرا در این مقاله به ویژگی‌های مطلوب در قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید نپرداخته و صرفاً به قراردادهای خدمت یا «پیمانکاری»[۸۵] بسنده کرده‌ایم؟ چنانکه قبلاً گفته شد امروزه قراردادهای امتیازی عمدتاً مبتنی بر اخذ مالیات از طرف قرارداد است و لذا اجرای صحیح این قراردادها مستلزم وجود دستگاه‌های نظارتی قوی است که بتواند صورت‌حساب‌های هزینه و درآمد شرکت طرف قرارداد را به دقت بررسی کند ضمن آنکه نیازمند الگوهای پیشرفته برای تعدیل میزان مالیات با توجه به تغییرات قیمت نفت خام از یک‌سو و روند تغییرات تولید از مخازن نفتی در چارچوب مطالعه رفتار مخزن از سوی دیگر نیز می‌باشد.

متأسفانه کشورهای در حال توسعه نفتی فاقد دستگاه‌های نظارتی و کارشناسی پیشرفته برای تأمین منافع ملی در قراردادهای امتیازی هستند. ناگفته نماند که حتی اگر بتوان روند بهینه مالیات را با توجه به تغییرات رفتار مخزن و قیمت در بازار جهانی نفت محاسبه کرد شرکت‌های نفتی بین‌المللی افزایش پیش‌بینی نشده نرخ مالیات را به سهولت نمی‌پذیرند و توان عدم پذیرش آنرا نیز دارند زیرا که اولاً در خلال اجرای قرارداد، به دلیل دسترسی بیشتر به اطلاعات مخزن و سرمایه‌گذاری‌های اولیه‌ای که انجام داده‌اند در موقعیت انحصاری قرار می‌گیرند و لذا لغو قرارداد و جایگزین کردن آن‌ها با سایر شرکت‌های نفتی معمولاً به زیان صاحب مخزن است. البته این نکته را نیز نباید فراموش کرد که پس از آنکه میدان وارد مرحله تولید تجاری شود قدرت چانه‌زنی کشورهای صاحب مخزن افزایش می‌یابد و لذا توان مذاکره برای افزایش نرخ مالیات آسان‌تر خواهد شد. شرکت‌های خارجی نیز چون سرمایه‌گذاری قابل ملاحظه‌ای نموده و امکان انتقال و جابجایی آن به سادگی ممکن نیست تلاش خواهند نمود که حضور بلندمدت خود را از طریق توافق با کشور صاحب مخزن حفظ نمایند. علاوه بر این، در

قراردادهای جدید، نرخ مالیات و حتی بهره مالکانه به‌صورت ثابت تعریف نمی‌شود بلکه از مقیاس متغیر بهره می‌گیرند تا مناقشات آتی به حداقل برسد. با وجود این، چنانکه پیشتر گفته شد کشورهای در حال توسعه نفتی فاقد دستگاه‌های نظارتی و کارشناسی پیشرفته برای تأمین منافع ملی در چنین سازوکارهای مالی و حسابداری در چارچوب قراردادهای امتیازی هستند. ثانیاً، عملکردهای تاریخی نشان می‌دهد که شرکت‌های نفتی بین‌المللی علاوه بر توانمندی‌های مالی، فنی و مدیریتی، صاحب نفوذ سیاسی نیز هستند و چه بسا می‌توانند مقامات دولتی در کشورهای در حال توسعه نفتی را به لحاظ تعیین روند بهینه مالیات، تحت تأثیر قرار دهند. با توجه به دلایل فوق‌الذکر و برخی دیگر که خارج از حوصله این مقاله است، می‌توان نتیجه گرفت که قراردادهای امتیازی اساساً قراردادهای نامطلوبی برای کشور ما محسوب می‌شود.

در قراردادهای مشارکت در تولید، چنانکه دیدیم، شرکت طرف قرارداد درصدی از نفت تولید شده را به‌عنوان حق‌الزحمه خود دریافت می‌کند. شرکت‌های نفتی معمولاً تمایل زیادی به قراردادهای مشارکت در تولید دارند زیرا که قادر خواهند بود سهم خود را به‌صورت «بشکه نفت» دریافت کنند و لذا درآمد آن‌ها با افزایش قیمت نفت خام افزایش خواهد یافت. شرکت‌های نفتی معمولاً استدلال می‌کنند که چون در قراردادهای مشارکت در تولید ریسک کاهش قیمت را پذیرفته‌اند پس باید مالک درآمدهای حاصل از افزایش قیمت نیز باشند. این استدلال قانع‌کننده نیست زیرا قیمت نفت خام در بلندمدت، به علت محدود بودن عرضه و استمرار تقاضا سیر صعودی خواهد داشت و لذا مشارکت در تولید همواره به نفع شرکت‌های طرف قرارداد است زیرا آن‌ها را در درآمدهای بادآورده‌ای که حاصل افزایش قیمت نفت خام است سهیم می‌کند. خاطر نشان می‌شود که این افزایش قیمت ناشی از تحولات بازار جهانی نفت است و شرکت‌های نفتی خارجی هیچگونه نقشی در ایجاد آن نداشته‌اند. اصل حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی و رعایت حقوق و منافع ملی در جریان عملیات نفتی ایجاب می‌کند که این درآمدهای بادآورده فقط نصیب صاحب مخزن شود. ناگفته نماند که هیچ‌گاه شرکت‌های نفتی ادعا نکرده‌اند که به همان نسبت افزایش قیمت نفت در سود شریک باشند بلکه سهم‌بری آنان معمولاً به صورت پلکانی است و با افزایش قیمت

نفت این رقم به شدت کاهش می‌یابد. از سوی دیگر، مشارکت شرکت نفتی در افزایش قیمت می‌تواند بر اساس مقیاس متغیر باشد که طبعاً این نگرانی را کاهش می‌دهد. با وجود این، جوهره بحث ما در این نکته نهفته است که هیچ توجیه منطقی حتی برای یک درصد سهم‌بری شرکت نفتی در سود حاصل از افزایش قیمت نفت وجود ندارد. نتیجه می‌گیریم که قراردادهای مشارکت در تولید نیز همچون قراردادهای امتیازی، اساساً قراردادهای نامطلوبی برای کشور ما محسوب می‌شوند.

خلاصه آنکه در این بخش نشان داده‌ایم که قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید، قراردادهای نامطلوبی هستند و لذا ضرورتی ندارد که در این مقاله به تبیین این نکته بپردازیم که این قراردادها از منظر تولید صیانتی و با رویکرد اقتصاد مقاومتی، با منافع ملی سازگاری ندارند. در ادامه، به بررسی همین مسئله برای قراردادهای خدمت می‌پردازیم.

۵. برخی کاستی‌های ساختاری و متعارض با منافع ملی در قراردادهای خدمت از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت

چنانکه قبلاً گفته شد، ضروری است که برنامه‌های IOR/EOR متناسب با تغییرات رفتار مخزن در زمان، بازنگری شود و همین امر ضرورتاً تغییر در حجم سرمایه‌گذاری‌های شرکت طرف قرارداد و تمدید مدت قرارداد را می‌طلبد. ساختار حقوقی قراردادهای خدمت معمولاً از انعطاف‌پذیری‌های لازم برای شناور کردن حجم سرمایه‌گذاری و تمدید مدت برخوردار نیست. ناگفته نماند که ثابت بودن حجم سرمایه‌گذاری و مدت در قراردادهای رایج خدمت، لازم و ملزوم یکدیگرند. به همین ترتیب، شناور کردن حجم سرمایه‌گذاری مستلزم امکان‌پذیری تمدید قرارداد است و تمدید قرارداد نیز معمولاً برای این است که فرصت‌های لازم برای سرمایه‌گذاری‌های جدید فراهم شود. اکنون به چند مورد از آثار سوء ثابت بودن حجم سرمایه‌گذاری و مدت در قراردادهای خدمت اشاره کرده و نشان می‌دهیم که شناور کردن این دو نیز نمی‌تواند منافع ملی را به نحو رضایت‌بخش تأمین کند. از این‌رو نتیجه می‌گیریم که قراردادهای خدمت،

همچون امتیازنامه‌ها و قراردادهای مشارکت در تولید، با موازین تولید صیانتی و ازدیاد برداشت سازگار نیست و لذا همسو با منافع ملی در بلندمدت نمی‌باشد.

۱. ثابت بودن حجم تعهدات مالی می‌تواند ریسک رسیدن به سطح تولید مندرج در قرارداد را برای پیمانکار افزایش دهد. به عبارت دیگر، این فرضیه را نمی‌توان رد کرد که با کسب یافته‌های جدید از رفتار مخزن در خلال عمر قرارداد، معلوم شود که رقم تعیین شده برای حجم سرمایه‌گذاری‌ها به منظور تحقق اهداف تصریح شده در قرارداد، اساساً کافی نیست. بدیهی است که در چنین وضعی، شرکت ملی نفت به سادگی حاضر به جبران زیان پیمانکار نخواهد بود. همچنین این فرضیه را نیز نمی‌توان رد کرد که وجود همین ریسک موجب خواهد شد که طرف قرارداد، به هنگام عقد قرارداد، سطح تولید از میدان را کمتر از میزان واقعی برآورد کند تا به نحوی خود را در قبال ریسک افزایش پیش‌بینی نشده سرمایه‌گذاری‌ها پوشش دهد. اما اگر چنین ریسکی به تحقق نرسد آنگاه طرف قرارداد از سود بادآورده‌ای بهره‌مند خواهد شد که در تعارض با منافع ملی است.

۲. با توجه به رقابتی بودن بازار عرضه و تقاضای تجهیزات و ابزارهای فنی و نوسانی بودن قیمت، شرکت‌های طرف قرارداد همواره در معرض ریسک افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری قرار دارند. با توجه به ثابت بودن تعهدات مالی طرف قرارداد، پوشش دادن این ریسک به روش‌های معمول امکان‌پذیر نیست و لذا این شرکت‌ها باید یا زیان‌های محتمل را بپذیرند و یا آنکه به هنگام عقد قرارداد، این گونه ریسک‌ها را به صورت ضمنی لحاظ نمایند که قطعاً موجب افزایش غیرمنطقی هزینه‌ها خواهد شد. مشابه آنچه در بند (۱) فوق‌الذکر گفته شد، اگر چنین ریسکی به تحقق نرسد آنگاه طرف قرارداد از سود بادآورده‌ای بهره‌مند خواهد شد که در تعارض با منافع ملی است.

۳. این احتمال وجود دارد که شرکت متقاضی برای پیروزی در رقابت با سایرین، روش‌های کم‌هزینه‌تری را برای رسیدن به سطح بالاتری از تولید پیشنهاد کند در حالی که کاربرد این روش‌ها ممکن است تولید نهایی از میدان را در بلندمدت (بعد از اتمام مدت قرارداد) کاهش دهد، که قطعاً با منافع ملی سازگار نیست.

٤. در چارچوب قراردادهای رایج خدمت، شرکت‌های نفتی تمایل چندانی ندارند که از یافته‌های جدیدی که از رفتار مخزن در خلال اجرای قرارداد به دست می‌آورند برای افزایش ضریب بازیافت استفاده کنند زیرا این احتمال را می‌دهند که از طرف شرکت ملی نفت متهم شوند که مطالعات اولیه ایشان از دقت و جامعیت لازم برخوردار نبوده است. بدین ترتیب، چه بسا یافته‌هایی از رفتار مخزن که می‌تواند منجر به ازدیاد برداشت شود اما به دلیل ساختار حقوقی این قراردادها و ثابت بودن مبلغ سرمایه‌گذاری و مدت قرارداد، آگاهانه بلا استفاده می‌ماند.

۵. چنانکه در مبحث چرخه نفت به اجمال بیان شد، تولید صیانتی در واقع بهینه‌سازی تولید در خلال عمر مخزن و نه عمر قرارداد است. تولید صیانتی به لحاظ فنی تابعی است از اولاً سوابق تاریخی تولید و تأثیر آن در شرایط کنونی مخزن، ثانیاً تأثیر حجم و نحوه برداشت فعلی در رفتار آینده مخزن و ثالثاً اجرای به موقع برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت. با توجه به ویژگیِ کوتاه‌مدت و یا میان‌مدت قراردادهای رایج خدمت، شرکت‌های طرف قرارداد معمولاً از روش‌هایی برای توسعه و تولید از مخازن استفاده می‌کنند که بتوانند در حداقل زمان، حداکثر بازیافت را داشته باشند. اما چنانکه قبلاً اشاره شد، ساختار مخازن نفتی ما به لحاظ ویژگی‌های سنگ مخزن و سیال درجا، ایجاب می‌کند که از روش‌هایی استفاده کنیم که منجر به «جابه‌جایی» آهسته‌تر نفت اما همراه با بازدهی بالاتر باشد در حالی که منافع شرکتی معمولاً متناسب با روش‌هایی است که جابه‌جایی سریع نفت در مخزن را به دنبال دارد که متأسفانه منجر به بازدهی کمتر در مخازن آهکی شکافدار می‌شود.

نکته قابل توجه این است که اساساً شرکت‌های نفتی تمایل چندانی ندارند که عملیات میان‌مدت خود را در توسعه و تولید از میادین، با اهداف بلندمدتِ تولید صیانتی صاحب مخزن همسو کنند زیرا نه‌تنها سود قابل ملاحظه‌ای در تولید بلندمدت از مخازن نفتی ندارند بلکه منافع شرکتی آن‌ها همسو با حداکثرسازی تولید در کوتاه‌مدت و میان‌مدت است. از این‌رو، چنانکه قبلاً گفته شد منافع شرکت‌های نفتی نمی‌تواند همسو با منافع ملی باشد زیرا که شرکت‌ها بر طبق اصول بنگاهداری، می‌خواهند منافع سهامداران خود را حداکثر نمایند در حالی که برنامه‌ریزان و

سیاستگذاران نفتی کشور می‌بایستی منافع نسل فعلی و نسل‌های آینده را در بهره‌برداری از منابع نفتی مد نظر قرار دهند. به عنوان مثال، فرض کنید که بعد از گذشت چند سال از شروع یک قرارداد خدمت، بررسی‌های مستقل از رفتار مخزن نشان دهد که لازم است سرمایه‌گذاری‌های جدیدی برای ازدیاد برداشت انجام شود که ثمرات آن چند سال بعد از انقضای مدت قرارداد ظاهر خواهد شد. شرکت طرف قرارداد تمایلی برای این‌گونه سرمایه‌گذاری‌ها ندارد و لذا منطقی است فرض کنیم که این شرکت نه‌تنها ضرورت این سرمایه‌گذاری‌ها را تأیید نمی‌کند بلکه از تمام توان و دانش فنی خود در اثبات نادرستی بررسی‌های صورت گرفته استفاده خواهد کرد تا بدین وسیله مجبور نشود در عملیاتی سرمایه‌گذاری کند که هزینه فرصت بسیار بالایی دارد. شرکت‌های نفتی همواره به دنبال حداکثرسازی بازده سبد سرمایه‌گذاری‌های خود نیز هستند و لذا می‌توانند سرمایه لازم برای IOR/EOR را در تخلیه طبیعی از میدان دیگری در ایران یا سایر نقاط جهان به کار اندازند و سود به مراتب بیشتری کسب کنند.

٦. با ملاحظه رفتار مخزن در زمان و کسب اطلاعات جدید از ویژگی‌های مخزن و به‌کارگیری روش‌های مناسب‌تر برای تولید، می‌توان هزینه‌ها را در بلندمدت کاهش داد. اتخاذ چنین تدابیری در چارچوب قراردادهای میان‌مدت اساساً با معیارهای بنگاهداری که حداکثرسازی سود است مغایرت دارد. حاصل آنکه شرکت‌های خارجی در چارچوب قراردادهای میان‌مدت، منطقاً نگران روند تولید از میادین نفتی در بلندمدت نیستند زیرا که منافع شرکتی ایجاب نمی‌کند که پیمانکاران به اجرای صحیح و به موقع برنامه‌های IOR/EOR توجه ویژه‌ای داشته باشند. از این‌رو، در چارچوب این قراردادها نمی‌توان انتظار داشت که پیمانکاران به رعایت موازین تولید صیانتی در بلندمدت توجه خاصی داشته باشند.

۵-۱. ناکارایی شناور کردن حجم سرمایه‌گذاری و مدت در قراردادهای خدمت

بنا بر آنچه گذشت ممکن است این نکته به ذهن متبادر شود که شناور کردن حجم سرمایه‌گذاری و مدت با توجه به مشاهدات جدید از رفتار مخزن، با منافع بلندمدت صاحب مخزن هماهنگی بیشتری دارد و لذا ظاهراً به نظر می‌رسد که می‌تواند از

ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی محسوب شود. اکنون نشان می‌دهیم که شناور کردن حجم سرمایه‌گذاری‌ها و تمدید قراردادهای خدمت نمی‌تواند منافع ملی را به نحو رضایت‌بخشی تأمین کند. نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که چنین انعطاف‌پذیری‌هایی در قراردادهای خدمت می‌تواند انگیزه‌ای برای شرکت نفتی ایجاد کند که در متن اولیه قرارداد، سطح تولید از میدان را بیش از میزانی تعیین کند که عملاً با توجه به حجم سرمایه‌گذاری پیشنهادی، قابل دستیابی است. بدین ترتیب، شرکت طرف قرارداد اولاً می‌تواند در رقابت با سایر شرکت‌های نفتی احتمال برنده شدن خود را افزایش دهد و ثانیاً با استفاده از شرایط انحصاری که در خلال اجرای قرارداد به دست می‌آورد می‌تواند فرصت‌طلبی کرده و با ارائه برنامه‌های جدید (و نه ضرورتاً صیانتی) برای افزایش سطح تولید، سودهای گزافی کسب کند.

مسئله فرصت‌طلبی شرکت‌های نفتی در قراردادها حائز اهمیت فراوان است. در واقع بعد از شروع عملیات، شرکت طرف قرارداد به لحاظ سرمایه‌گذاری در تأسیسات و تجهیزات و همچنین کسب اطلاعات وسیع از رفتار مخزن، در موقعیت انحصاری قرار می‌گیرد و لذا فسخ قرارداد و جایگزین کردن آن شرکت با شرکت‌های دیگر معمولاً از منظر صاحب مخزن، مقرون به صلاح و صرفه نیست[۸۶] (اخوان، ۱۳۹۳). بدین ترتیب، زمینه‌های فرصت‌طلبی برای شرکت‌های نفتی در خلال اجرای قرارداد، به ویژه در حالتی که حجم سرمایه‌گذاری‌ها برای اجرای برنامه‌های بازیافت ثانویه و ثالثیه شناور باشد، کاملاً مهیا می‌شود که قطعاً با منافع ملی ناسازگار است.

فرصت‌طلبی شرکت‌های نفتی در حالت شناور شدن حجم سرمایه‌گذاری و امکان‌پذیری تمدید قرارداد در خلال اجرای عملیات نفتی، مصداقی از «خطرات قراردادی» است که تعادل قرارداد را به لحاظ حقوقی مختل می‌کند. ممکن است ادعا شود که تأسیس نهادهای نظارتی و مدیریتی در قراردادها می‌تواند مانع فرصت‌طلبی‌های سودجویانه از جانب شرکت‌های نفتی باشد. به‌عنوان مثال، «کمیته مدیریت مشترک»[۸۷] برای نظارت و کنترل مراحل مختلف اجرای قرارداد، «کمیته نظارت بر تولید»[۸۸] و یا فازبندی عملیات مربوط به توسعه میدان بر اساس مشاهدات جدید از رفتار مخزن و حتی تأکید بر اجرای صحیح و به موقع برنامه‌های IOR/EOR در قرارداد، از جمله

ابزارهایی است که می‌توان در قراردادهای خدمت با انعطاف‌پذیری در حجم سرمایه‌گذاری‌ها و مدت، معرفی نمود و بدین وسیله از فرصت‌طلبی‌های سودجویانه ممانعت کرد.

در پاسخ می‌توان گفت که ابزارهای فوق به شرطی از کارایی لازم برخوردار است که اولاً کلیه برنامه‌های IOR/EOR که در قرارداد ذکر شده و در خلال اجرای قرارداد و مبتنی بر اطلاعات جدید از رفتار مخزن می‌تواند تجدید نظر شود، توسط شرکت ملی نفت و یا با نظارت دقیق این شرکت تهیه شده باشد و ثانیاً تصویب این برنامه‌ها فقط در قلمرو اختیارات شرکت ملی نفت باشد. البته شرکت طرف قرارداد می‌تواند در هر مرحله، پیشنهادهایی را در حوزه‌های مذکور مطرح کند اما ارزیابی و تصویب نهایی آن‌ها باید با شرکت ملی نفت باشد. با وجود این، شرکت‌های نفتیِ طرف قرارداد، سازوکار فوق را حداقل به سه دلیل نمی‌پذیرند:

اولاً، نظر به اینکه تأمین سرمایه مورد نیاز برای اجرای عملیات نفتی برعهده شرکت‌های نفتی است لذا منطقاً این انتظار را دارند که طراحی این برنامه‌ها نیز بایستی توسط ایشان و یا نهایتاً با تصویب ایشان باشد تا این اطمینان حاصل شود که اجرای برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت، از سقف امکانات سرمایه‌ای شرکت تجاوز نخواهد کرد. خاطر نشان می‌شود که سقف سرمایه‌گذاری‌های شرکت نفتی با تأیید کشور صاحب مخزن همواره قابل بازنگری است اما با توجه به این نکته که شرکت‌های نفتی به دنبال بهینه‌سازی بازده سبد مالی خود در سطح جهانی هستند تصویب برنامه‌هایی که بار مالی دارد، به‌ویژه برنامه‌های ازدیاد برداشت، علی‌القاعده نهایتاً با آن‌هاست.

ثانیاً، چنانکه در چرخه نفت (نمودار ۱) دیدیم، ریسک سرمایه‌گذاری در مرحله تخلیه طبیعی به حداقل می‌رسد اما با اجرای برنامه‌های IOR/EOR سیر صعودی خود را آغاز می‌کند. از این‌رو، شرکت‌های نفتی یا اساساً تمایلی به اجرای این برنامه‌ها ندارند و یا اگر به اصرار شرکت ملی نفت، وارد این فاز شوند، ترجیح می‌دهند که رأساً به طراحی برنامه‌های IOR/EOR بپردازند تا این اطمینان حاصل شود که بازده سرمایه‌گذاری‌هایی که باید انجام شود با اقتضائات بنگاه‌داری که حداکثرسازی سود در

سبد مالی به همراه حداقل‌سازی ریسک مالی است، سازگاری داشته باشد، و این امر با تأمین منافع ملی صاحب مخزن در بلندمدت متعارض است.

ثالثاً، حتی اگر به موجب قراردادهای منعقده، شرکت ملی نفت حق انحصاری تصویب نهایی برنامه‌های IOR/EOR را داشته باشد هنوز نمی‌توان اطمینان حاصل کرد که منافع ملی در بهره‌برداری از منابع نفتی به درستی تأمین شود، زیرا شرکت ملی نفت نمی‌تواند حق قانونی خود را برای عدم تصویب برنامه‌های پیشنهادی شرکت نفتی طرف قرارداد، اعمال کند. چنانکه قبلاً گفته شد موقعیت انحصاری شرکت طرف قرارداد که به‌سبب سرمایه‌گذاری‌های انجام شده در مراحل اکتشاف، توسعه و تولید میدان از یک‌سو و کسب اطلاعات جدید از رفتار مخزن از سوی دیگر ایجاد شده است، ابزار مناسبی است که امکان لغو قرارداد و دعوت از شرکت نفتی دیگر برای ادامه عملیات را عملاً از بین می‌برد. بدین ترتیب، شرکت ملی نفت ناگزیر بایستی برنامه‌هایی را تصویب کند که شرکت‌های نفتی طرف قرارداد آن‌ها را رأساً طراحی و یا نهایتاً تأیید کرده باشند، و این امر به وضوح با منافع ملی ناسازگار است.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

هر قرارداد نفتی متضمن اجتماع دو هدف متعارض است: حداکثرسازی سود و تأمین منافع سهامداران توسط شرکت نفتی طرف قرارداد و تولید صیانتی و تأمین منافع ملی بلندمدت توسط شرکت ملی نفت. یکی از سؤالات کلیدی در قراردادهای نفتی این است که آیا می‌توان قرارداد بهینه‌ای را تعریف کرد که با رفع این تعارض، شرایط برد- برد را برای طرفین قرارداد فراهم سازد؟ پاسخ به این سؤال مستلزم تعریف دقیقی از منافع ملی در قراردادهای نفتی است. سه عامل اساسی و تأثیرگذار بر منافع ملی در قراردادهای نفتی عبارتند از الف- حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن و رعایت منافع بین‌نسلی در بهره‌برداری از منابع نفتی، ب- توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت برای احراز جایگاه رقابتی در بازار جهانی نفت و ج- افزایش سهم شرکت ملی نفت از عایدات حاصل از عملیات نفتی.

تجربیات طولانی در عملیات نفتی که با بهره‌برداری از میدان نفتی مسجد سلیمان در سال ۱۲۸۷ شمسی در قالب امتیازنامه دارسی آغاز شد و تجربیات بسیار طولانی‌تر در قراردادهای نفتی که از اعطای امتیازنامه رویتر در سال ۱۲۵۱ شمسی شکل گرفته است حکایت از آن دارد که تلاش‌های بی‌وقفه در بهبود قراردادهای نفتی نهایتاً نتیجه‌ای جز افزایش سهم دولت از عایدات نفتی نداشته است. به عبارت دیگر، بررسی عملکرد قراردادهای نفتی، از قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید تا قراردادهای خدمت (و بیع‌متقابل) و صورت‌های ترکیبی و تلفیقی آن‌ها نشان می‌دهد که وجه تمایز این قراردادها با یکدیگر صرفاً در سازوکار سهم‌بری شرکت نفتی طرف قرارداد و دولت (یا شرکت ملی نفت) از تولیدات نفتی یا از درآمد و سود حاصل از عملیات نفتی بوده است. تأکیدات مکرر قانونگزار بر رعایت حقوق و منافع ملی و انتقال دانش فنی و تربیت نیروی انسانی در قراردادهای نفتی بیشتر جنبه نمایشی و تزیینی داشته و عملاً هیچ نتیجه‌ای از این همه تأکیدات حاصل نشده است.

در این مقاله، از سه عامل تأثیرگذار بر منافع ملی به شرحی که گذشت، به عامل سوم که افزایش سهم شرکت ملی نفت از عایدات نفتی است، نپرداخته‌ایم زیرا که تمامی قراردادهای منعقده در طول تاریخ صنعت نفت کشور بر محور تلاش برای کسب درآمدهای بیشتر بوده است. برعکس، شاید برای نخستین بار، قراردادهای نفتی را از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت بررسی کرده‌ایم که شرط لازم برای حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن در طول عمر مفید مخازن و نه در طول مدت قراردادهای نفتی است.

رویکرد اقتصاد مقاومتی به قراردادهای نفتی ضرورتاً ایجاب می‌کند که سه هدف به شرح ذیل در صدر اهداف اصلی در قراردادهای نفتی در نظر گرفته شود:

الف- ازدیاد برداشت از طریق افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی، برای تحقق بند ١٤ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی که بر «افزایش ذخایر راهبردی نفت و گاز کشور به منظور اثرگذاری در بازار جهانی نفت و گاز» تأکید دارد.

ب- رعایت منافع ملی بلندمدت از طریق اجرای روش‌های صحیح برداشت از منابع نفتی، برای تحقق بند ۱۵ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی که بر «برداشت صیانتی از منابع» تأکید دارد.

ج- توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت برای احراز جایگاه «شرکت ملی- بین‌المللی» در رقابت‌های جهانی، برای تحقق ویژگی‌های «اقتصاد متکی بر دانش و فناوری، درون‌زا و برون‌گرا، پویا و پیشرو» که در مقدمه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی بر آن‌ها تأکید شده است.

از مباحثی که در بخش‌های قبلی این مقاله مطرح شد می‌توان چنین نتیجه گرفت که انواع مختلف قراردادهای نفتی اعم از امتیازی، مشارکت در تولید و یا قراردادهای خدمت (شامل بیع‌متقابل)، فاقد ویژگی‌های لازم برای تحقق سه هدف مذکور در سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی است. دلایل مطرح شده برای این نتیجه‌گیری را می‌توان به شرح ذیل جمع‌بندی نمود.

۱. ویژگی‌های اصلی قراردادهای امتیازی از جمله مالکیت بر نفت تولید شده و سازوکار پرداخت به صاحب مخزن بر اساس نرخ‌های ثابت یا شناور مالیات و بهره مالکانه و همچنین فقدان زمینه‌های مناسب برای دانش‌افزایی فنی- مدیریتی برای صاحب مخزن در چارچوب این قراردادها، موجب می‌شود که امتیازنامه‌های نفتی را به لحاظ ساختارهای حقوقی، مالی، فنی و مدیریتی نتوان قراردادهای مطلوبی برای کشورهای در حال توسعه نفتی از جمله کشور ما دانست. در واقع، ضعف نظام مالیاتی به ویژه در تعدیل نرخ‌های مالیاتی متناسب با نوسانات قیمت در بازار جهانی نفت و ضعف نظام مدیریتی در اعمال این مالیات‌ها و همچنین نیاز مبرم این کشورها به ارتقاء دانش و مهارت‌های فنی- مدیریتی از دلایل اصلی برای ناسازگاری این قراردادها با ساختارهای مالی، اداری و سیاسی کشورهای در حال توسعه نفتی است. از این‌رو، در این مقاله به بررسی کاستی‌های موجود در قراردادهای امتیازی از منظر رعایت موازین تولید صیانتی در بهره‌برداری از منابع نفتی نپرداخته‌ایم.

۲. با توجه به اینکه در قراردادهای مشارکت در تولید، شرکت طرف قرارداد سهم خود را به صورت درصدی از نفت خام تولید شده دریافت می‌کند لذا درآمدهای

بادآورده‌ای را که ناشی از افزایش قیمت نفت خام در بازار جهانی است تصاحب می‌کند در حالی که برای این درآمدها مطلقاً سرمایه‌گذاری قبلی انجام نداده است. کلیه این درآمدهای بادآورده منطقاً بایستی نصیب صاحب مخزن شود. استدلال شرکت‌های نفتی مبنی بر اینکه چون در ریسک کاهش قیمت نفت خام شریک هستند پس در این درآمدهای بادآورده نیز بایستی شریک باشند اساساً مردود است زیرا شرایط حاکم بر بازار جهانی نفت نشان می‌دهد که نوسان قیمت در حول یک روند صعودی است. بنابراین، قراردادهای مشارکت در تولید نیز فاقد ویژگی‌های مطلوب است و لذا در این مقاله به بررسی کاستی‌های موجود در این قراردادها از منظر رعایت موازین تولید صیانتی نپرداخته‌ایم.

۳. جهت‌گیری قراردادهای نفتی بایستی همسو و سازگار با سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع نفتی کشور باشد. ساختار مخازن نفتی کشور ما به لحاظ ویژگی‌های سنگ مخزن و سیال درجا و طولانی شدن مدت زمان تخلیه طبیعی از اکثریت این مخازن ایجاب می‌کند که برنامه‌های ازدیاد برداشت به معنای افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی در اولویت سیاست‌های بهینه بهره‌برداری از منابع نفتی کشور باشد. از این‌رو، شرط بهینگی قراردادهای نفتی تأکید بر اجرای صحیح و به موقع برنامه‌های ازدیاد برداشت از مخازن است. در این مقاله نشان داده‌ایم که کاستی‌های ساختاری در قراردادهای خدمت (و بیع‌متقابل) موجب می‌شود که برنامه‌های تولید صیانتی و افزایش ضریب بازیافت را نتوان به نحو صحیح در چارچوب این قراردادها اجرا کرد.

٤. شرط لازم برای تأمین منافع ملی در قراردادهای نفتی با شرکت‌های خارجی این است که الگوی جامع توسعه و بهره‌برداری از مخازن به‌ویژه سازوکار تولید صیانتی و اجرای صحیح و به موقع برنامه‌های ازدیاد ضریب بازیافت، توسط شرکت ملی نفت به صورت مستقل و یا با همکاری شرکت‌های ذی‌صلاح اما مستقل خارجی (و نه شرکت طرف قرارداد) تهیه شده باشد. شرکت طرف قرارداد صرفاً بایستی به عنوان پیمانکار، مسئولیت اجرای صحیح این برنامه‌ها را تحت نظارت و با مشارکت فعال شرکت ملی نفت عهده‌دار شود. این شرط در قراردادهای خدمت قابل تحقق نیست.

۵. مطالعات جامع مخازن ضرورتاً مستلزم شناخت دقیق از رفتار مخزن در خلال زمان است و لذا ویژگی الگوهای بهینه بهره‌برداری از مخازن، تعدیل‌پذیری آن‌هاست. از این‌رو ضروری است که مدت زمان قرارداد، تمدیدپذیر باشد تا استمرار همکاری با شرکت طرف قرارداد، تا زمان مناسبی که الگوی جامع بهره‌برداری از مخزن تعیین می‌کند، امکان‌پذیر شود. امکان‌پذیری تمدید مدت قرارداد مستلزم انعطاف‌پذیری حجم سرمایه‌گذاری‌های طرف قرارداد است. با وجود این، شرکت‌های نفتی خارجی معمولاً انگیزه چندانی برای سرمایه‌گذاری در برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت IOR/EOR به ویژه در سال‌های پایانی قرارداد را ندارند زیرا ثمرات این سرمایه‌گذاری‌ها معمولاً بعد از اتمام عمر قرارداد حاصل می‌شود و لذا نفعی به شرکت سرمایه‌گذار نمی‌رساند. حتی اگر مدت قرارداد تمدید شود و یا اینکه حضور شرکت نفتی خارجی در مرحله تخلیه طبیعی مشروط به اجرای برنامه‌های IOR/EOR بر طبق الگوی تعدیل‌پذیر اما مصوب شرکت ملی نفت باشد، هنوز نمی‌توان به دلیل افزایش ریسک عملیات در مرحله IOR/EOR اطمینان حاصل کرد که عملیات نفتی شرکت طرف قرارداد با منافع ملی بلندمدت صاحب مخزن همسو باشد.

٦. نظر به اینکه ریسک عملیات در مرحله تخلیه طبیعی حداقل است، شرکت‌های نفتی تمایل چندانی ندارند که وارد مرحله IOR/EOR شوند زیرا که سود آن‌ها در مرحله تخلیه طبیعی به حداکثر می‌رسد. حال اگر به موجب قرارداد، شرکت نفتی طرف قرارداد متعهد به ازدیاد ضریب بازیافت باشد طبعاً از توان کارشناسی خود در اثبات عدم ضرورت این برنامه‌ها و یا به تعویق انداختن اجرای آن‌ها استفاده می‌کند و یا آنکه این برنامه‌ها را به صورت ناقص و در حدی که سازگار با اصول حداکثرسازی سود و نه رعایت منافع صاحب مخزن به لحاظ موازین تولید صیانتی باشد اجرا خواهد کرد.[۸۹]

شرکت‌های طرف قرارداد، کم و بیش در همه قراردادهای نفتی ملزم به رعایت حقوق و منافع صاحب مخزن هستند، اما آنچه نهایتاً در عمل شرکت‌های نفتی را مقید به رعایت این حقوق و منافع می‌کند درک صحیح شرکت ملی نفت از مصادیق حقوق و منافع ملی در بهره‌برداری از میادین نفتی است. اگر مصداق منافع ملی در عملیات نفتی، فقط افزایش سهم شرکت ملی نفت از عایدات نفتی باشد آنگاه هیچ مشکلی در

مدیریت و اجرای قراردادهای نفتی به وجود نخواهد آمد و شرایط برد- برد را می‌توان به صورت کاملاً رضایت‌بخشی تحقق بخشید. مشکلات زمانی ظاهر خواهد شد که مباحث پیچیده فنی همچون رعایت موازین تولید صیانتی و افزایش ضریب بازیافت به عنوان مصادیقی از منافع ملی مطرح شود و شرکت‌های نفتی طرف قرارداد ملزم به اجرای برنامه‌های ازدیاد برداشت تحت نظارت شرکت ملی نفت شوند. در این حالت، قراردادهای نفتی چیزی جز اجتماع فرآیندهای متعارض از اهداف شرکت‌های نفتی و شرکت ملی نفت نخواهد بود. رفع این تعارض به دلایل متعدد و از جمله وجود فرصت‌های سودجویانه غیرمنطقی که حاصل موقعیت انحصاری شرکت‌های طرف قرارداد در خلال اجرای قرارداد است، عملاً امکان‌پذیر نمی‌باشد. در این مقاله دیدیم که سرمایه‌گذاری‌های انجام شده توسط شرکت طرف قرارداد از یک‌سو و اطلاعات جدید کسب شده از رفتار مخزن در خلال عملیات نفتی از سوی دیگر، موجب می‌شود که شرکت نفتی در موقعیت انحصاری قرار بگیرد و لذا فسخ قرارداد و جایگزین کردن آن شرکت با دیگر شرکت‌ها اساساً هزینه بسیار سنگینی را بر شرکت ملی نفت تحمیل خواهد کرد.

حاصل آنکه هر چه دانش و مهارت‌های فنی شرکت ملی نفت در تشخیص دقیق‌تر مصادیق منافع ملی در عملیات نفتی افزایش یابد، منازعات و چالش‌های بیشتر با شرکت‌های طرف قرارداد اجتناب‌ناپذیر خواهد بود.

با رویکرد اقتصاد مقاومتی می‌توان کلیه منازعات موجود در تأمین منافع ملی در قراردادهای نفتی را به کناری گذاشت و عملاً تعارضات موجود در اهداف شرکت‌های بین‌المللی نفت و شرکت ملی نفت در چارچوب‌های قراردادی را موضوعاً منتفی نمود. در این مقاله نشان دادیم که قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید و یا صورت‌های مختلف قراردادهای خدمت از جمله بیع‌متقابل جملگی فاقد ویژگی‌های لازم برای حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن نفتی و به‌ویژه رعایت موازین تولید صیانتی هستند و لذا با منافع ملی در بلندمدت سازگاری ندارند. در اقتصاد مقاومتی که مبتنی بر فرهنگ و مدیریت جهادی است، هیچ یک از این قراردادها جایگاهی ندارند زیرا که قادر نیستند اهداف اقتصاد مقاومتی در بخش نفت و به‌ویژه «رشد درون‌زا و برون‌گرای»

صنعت نفت و توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت را نتیجه دهند. چگونه می‌توان این ادعا را پذیرفت که شرکت‌های نفتی خارجی سرمایه لازم برای اکتشاف، توسعه و تولید را رأساً تأمین کنند و برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت را مستقلاً طراحی و یا نهایتاً تأیید نمایند و اجرای پروژه‌های نفتی را به لحاظ دانش فنی و مهارت‌های مدیریتی انحصاراً در دست بگیرند آنگاه شرکت ملی نفت خود به خود به توان‌فزایی فنی- مدیریتی نائل شود!

فرهنگ سنتی حاکم بر قراردادهای نفتی که سپردن کلیه عملیات نفتی از اکتشاف تا تولید به دست شرکت‌های نفتی بین‌المللی و سپس دریافت نفت خام برای مصارف داخلی یا صادرات است با فرهنگ انقلابی و اسلامی که حاکم بر اقتصاد مقاومتی است مطلقاً ناسازگار است. در فرهنگ سنتی، شرکت ملی نفت در سرمایه‌گذاری‌ها و عملیات نفتی ریسک‌گریز است زیرا همه ریسک‌ها را به شرکت نفتی طرف قرارداد منتقل می‌کند و همین امر یکی از علل اصلی رکود و ضعف صنعت نفت کشور محسوب می‌شود. در فرهنگ اقتصاد مقاومتی، شرکت ملی نفت ریسک‌پذیر خواهد بود. می‌دانیم که مدیریت ریسک‌هایی که بازده سرمایه‌گذاری‌ها را تهدید می‌کند از مهمترین عوامل تأثیرگذار بر رشد اقتصادی در سطوح خرد و کلان است اما تحقق این امر، مستلزم ظرفیت‌های لازم برای مواجهه با این ریسک‌هاست. به لحاظ تاریخی، شرکت ملی نفت از زمان دارسی تاکنون هیچ‌گاه در مقابل ریسک و به‌ویژه ریسک‌های حاصل از سرمایه‌گذاری قرار نگرفته است. از این‌رو، جای تعجب نیست که رشد مطلوبی که متناسب با بیش از یک قرن تجربه نفتی باشد، حاصل نشده است.

بنا بر آنچه گذشت می‌توان نتیجه گرفت که در رویکرد اقتصاد مقاومتی، قلمرو قراردادهای نفتی بایستی فقط به حوزه حمایت‌های فنی، تجهیزاتی و مشاوره‌ای محدود شود و کلیه عملیات نفتی در چرخه نفت، از اکتشاف و ارزیابی و توسعه و تولید تا اجرای برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت مستقیماً بر عهده شرکت ملی نفت یا شرکت‌های تابعه باشد. در اقتصاد مقاومتی، جایگاهی برای شرکت‌های بزرگ نفتی بین‌المللی در صنعت نفت کشور نیست. هر جا نیازی به تخصص و مهارت‌های فنی- حرفه‌ای و حتی مدیریتی خارجیان باشد می‌توان با شرکت‌های خدمات نفتی

قراردادهای همکاری مشترک منعقد کرد تا ضمن رفع نیازهای صنعت، بتوان انتقال دانش و مهارت‌های فنی- مدیریتی را از طریق همکاری‌های نزدیک و مشترک با این شرکت‌ها تسهیل نمود.

استفاده از صاحب‌نظران و متخصصان ذی‌صلاح خارجی حتی در مدیریت‌های ارشد نفت سابقه تاریخی نیز دارد. در اولین اساسنامه شرکت ملی نفت ایران که بعد از ملی شدن صنعت نفت و خلع ید از شرکت نفت انگلیس و ایران به تصویب مجلس شورای ملی وقت رسید، این اجازه داده شد که در صورت لزوم بتوان اشخاص ذی‌صلاح خارجی را برای عضویت در هیئت مدیره شرکت ملی نفت (غیر از مدیر عامل) استخدام نمود.[۹۰]

سرمایه مورد نیاز را می‌توان مستقیماً توسط شرکت ملی نفت از منابع داخلی یا خارجی تأمین کرد. روش‌های تأمین سرمایه از منابع داخلی، موضوع این مقاله نیست اما تجربیات موجود در تأمین سرمایه برای توسعه برخی فازهای پارس جنوبی که از منابع داخلی تأمین شده است می‌تواند الگوی مناسبی برای میادین نفتی باشد.

آنچه در این مقاله گفته شد جنبه نظری دارد. تصمیمات مقتضی در مورد الگوهای حقوقی و شرایط و ضوابط مندرج در هر قرارداد نفتی با مدیران و سیاستگذاران ارشد صنعت نفت و نظام سیاسی کشور و نمایندگان ملت است که با توجه به شرایط و مقتضیات و اوضاع و احوال اقتصادی و سیاسی کشور، منطقه و جهان به صورت بهینه‌ای اتخاذ خواهد شد. با وجود این، رویکرد اقتصاد مقاومتی به قراردادهای نفتی و رعایت منافع ملی بلندمدت از منظر تولید صیانتی از منابع نفتی و بررسی ویژگی‌های مطلوب قراردادی برای ازدیاد بازیافت و توان‌فزایی فنی- مدیریتی شرکت ملی نفت نهایتاً می‌تواند شاخص و معیار مناسبی برای سنجش میزان انحراف هر قرارداد از وضعیت مطلوب باشد.

یادداشت‌ها

۱. این اصطلاحات در ادامه توضیح داده خواهد شد.

۲. «سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی» در تاریخ ۲۹ بهمن ماه ۱۳۹۲ از سوی مقام معظم رهبری و «در ادامه و تکمیل سیاست‌های گذشته، خصوصاً سیاست‌های کلی اصل ٤٤ قانون اساسی» در یک مقدمه و ٢٤ بند ابلاغ شده است.

۳. به تعبیر نگارنده، «ذخایر راهبردی نفت و گاز کشور» معادل «ذخایر اثبات شده هیدروکربوری» است و نمی‌توان آنرا معادل «ذخایر استراتژیک یا Strategic Reserves» دانست که در کشورهای صنعتی واردکننده نفت خام رایج است و سهم بسزایی در پاسخگویی به تقاضای داخلی این کشورها در شرایط کاهش ناگهانی عرضه دارد.

4. recovery
5. optimum reservoir management
6. fluid- in- place
7. simulation
8. optimality condition
9. dynamic optimization
10. Bellman`s principle of optimality

۱۱. Richard Ernest Bellman (1920-1984). بلمن در سال ۱۹۲۰ در آمریکا از خانواده‌ای مهاجر (پدر روسی و مادر لهستانی) متولد شد. در سال ١٩٤٦ دکتری ریاضیات را از دانشگاه پرینستون دریافت کرد و در سال ١٩٤٨ به دانشگاه استانفورد رفت و در عین حال با مؤسسه رند Rand Corporation که مؤسسه پژوهشی مرتبط با صنایع نظامی بود همکاری کرد. در این مؤسسه از وی خواسته شد که در مورد فرآیندهای تصمیم‌گیری چند مرحله‌ای (Multi-Stage Decision Processes) تحقیق کند. در سال ۱۹۵۲ از استانفورد به مؤسسه رند منتقل شد و کتاب مقدمه‌ای بر نظریه برنامه‌ریزی پویا (An Introduction to Dynamic Programming) را در تصمیمات چند مرحله‌ای منتشر کرد. این کتاب در سال ۱۹۵۷ با اضافات و نکات جدیدی تحت عنوان برنامه‌ریزی پویا توسط دانشگاه پرینستون منتشر شد.

12. dynamic programming

۱۳. روش دیگر، به اصل حداکثر پونترایگین (Pontryagin's maximum principle) معروف است. پونترایگین Lev Semenovich Pontryagin (1908-1988) از ریاضی‌دانان معروف روسی است.

١٤. objective function ≡ cost function ≡ performance function در بهینه‌سازی پویا، معمولاً تابع هدف را مترادف تابع هزینه و تابع عملکرد نیز به‌کار می‌برند.

۱۵. اگر تابع هدف را به صورت تابع هزینه تعریف کنیم آنگاه این تابع می‌بایستی حداقل شود.

۱۶. اولین امتیاز نفتی در سال ۱۲۵۱ شمسی مطابق با ۱۸۷۲ میلادی توسط ناصرالدین شاه به رویتر اعطا شد هرچند که قبل از اجرا لغو گردید و به جای آن، «امتیازنامچه بانک شاهنشاهی» در سال ۱۲۶۸ مطابق با ۱۸۸۹ میلادی به وی اعطا شد که البته شامل بهره‌برداری از میادین نفتی نیز بود. رویتر، بانک شاهنشاهی را تأسیس کرد اما هیچگاه به عملیات نفتی نپرداخت. سومین امتیاز نفتی توسط مظفرالدین شاه در سال ۱۲۸۰ شمسی مطابق با ۱۹۰۱ میلادی به دارسی اعطا شد و بهره‌برداری از میدان نفتی مسجد سلیمان از سال ۱۹۰۸ میلادی آغاز گردید. بنابراین سابقه ما در قراردادهای نفتی بیش از تجربیات ما در تولید نفت خام است. برای توضیحات بیشتر به درخشان (۱۳۹۲) مراجعه شود.

۱۷. برای توضیحات بیشتر در مورد سطح تولید بهینه نفت خام کشور به مقاله سعیدی (۱۳۸۱) و طرح پژوهشی درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸۶) تحت عنوان «بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان‌سنجی تولید و ازدیاد برداشت ...» مراجعه شود.

۱۸. در این مقاله، ازدیاد برداشت مترادف افزایش ضریب بازیافت از مخازن است.

19. proven reserves

20. oil-in-place

21. initial oil-in-place (IOIP)

۲۲. primary recovery ≡ natural depletion، درصدی از نفت درجاست که به کمک فشار طبیعی مخزن قابل بازیافت است و تابعی از ویژگی‌های سنگ مخزن و سیال درجاست و لذا از یک مخزن به مخزن دیگر تغییر می‌کند. با توجه به ویژگی‌های مخازن نفتی کشور، ضریب بازیافت اولیه کمتر از ۱۰ درصد تا حدود ۵۰ درصد است اما می‌توان گفت که به طور متوسط میانگین ضریب بازیافت اولیه در مخازن نفتی کشور حدود ۲۰ تا ۲۲ درصد می‌باشد.

۲۳. secondary recovery، درصدی از نفت درجاست که به کمک تزریق آب یا گاز و یا تزریق همزمان آب و گاز به مخزن قابل بازیافت است و تابعی از ویژگی‌های سنگ مخزن، سیال درجا، زمان مناسب برای تزریق، حجم تزریق و برنامه زمان‌بندی‌شده تزریق است و لذا از یک مخزن به مخزن دیگر تغییر می‌کند. مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که ضریب بازیافت ثانویه در مخازن نفتی کشور که از اولویت تزریق برخوردارند به طور متوسط و به لحاظ تئوریک، حداکثر ۱۰ درصد است هرچند نباید فراموش کرد که با توجه به کمبود گاز برای تزریق، ضریب بازیافت ثانویه عملاً بسیار کمتر از این رقم خواهد بود. (درخشان، سعیدی و همکاران، ۱۳۸۶)

۲٤. tertiary recovery، درصدی از نفت درجاست که در ادامه بازیافت ثانویه، می‌توان با تزریق گاز ازت، گاز کربنیک، آب توان‌یافته، روش‌های میکربی و حرارتی و نظایر آن برداشت نمود. حداکثر بازیافت ثالثیه برای مخازن نفتی ایران بررسی نشده است اما به‌نظر می‌رسد که به مراتب کمتر از بازیافت ثانویه است. در ادامه مقاله، به دسته‌بندی‌ها و تعاریف دیگری از ازدیاد برداشت اشاره خواهیم کرد.

۲۵. برای توضیحات بیشتر در مورد این اصطلاحات به درخشان (۱۳۸۱) و تکلیف (۱۳۹۱) مراجعه شود.

26. displacement

۲۷. کلمات و اعداد داخل پرانتز به ترتیب، سازندهای نفتی و سال کشف آن را نشان می‌دهد.

۲۸. برای فهرستی از میادینی که در اولویت تزریق هستند به درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸٦) مراجعه شود.

29. maximum efficient rate (MER)
30. maximum efficient recovery (MER)
31. maximum efficient rate of recovery
32. maximum economic rate (MER)

۳۳. خاطر نشان می‌شود که واژه «نرخ» در زبان فارسی به معنای قیمت است و مطلقاً به معنای «درصد» نمی‌باشد. بنابراین واژه rate در MER می‌بایستی به درصد ترجمه شود. به‌نظر می‌رسد که ناآگاهی مترجمان به ادبیات فارسی در دهه‌های قبل، موجب شده است که rate را به نرخ ترجمه کنند. اما به هرحال، اشتباه رایجی است و ما نیز از واژه «نرخ» به معنای «درصد» استفاده می‌کنیم.

34. code of federal regulation of the USA- mineral resources

۳۵. ultimate recovery. تعریف یکسانی از بازیافت نهایی موجود نیست. نورمن هاین، در کتاب *لغت‌نامه اکتشاف، حفاری و تولید نفت*، بازیافت نهایی را چنین تعریف می‌کند:

«مقدار کل گاز و یا نفتی که انتظار می‌رود ... تحت شرایط فعلی اقتصادی و مهندسی تولید شود. این مقدار می‌تواند شامل فقط تولید اولیه باشد یا آنکه [تولید ناشی از] سیلاب‌زنی water flooding [به معنای تزریق آب] و برنامه‌های بهبود بازیافت (EOR) را نیز، به شرط وجود توجیه اقتصادی، شامل شود». (Hyne, 2014, p.563). اصطلاح EOR در ادامه این مقاله توضیح داده خواهد شد.

36. William R. Childs
37. gas-oil- ratio (GOR)

۳۸. برای ملاحظه متن این قرارداد به امور حقوقی وزارت نفت (۱۳۸۱)، صفحات ۱۱۰۸ تا ۱۱٦٦ مراجعه شود.

39. Erap: Entreprise de Recherche et d′Activite Petroliere
40. Agip
41. Hispanoil
42. Petrofina

٤٣. قانون مربوط به این قرارداد در ۱۳٤۸/۳/۳۱ به تصویب مجلس شورای ملی وقت رسید.

٤٤. نگارنده از مفاد قراردادهای بیع‌متقابل به علت محرمانه بودن این قراردادها، اطلاعی ندارد و لذا معلوم نیست که آیا شرط MER در این قراردادها صراحتاً مورد تأکید شرکت ملی نفت بوده است یا خیر.

45. fractured reservoirs ≡ dual porosity
46. matrix blocks

٤٧. برای توضیحات بیشتر به مقاله سعیدی (۱۳۸۱) یا درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸٦) مراجعه شود. برای مباحث پیشرفته مهندسی در این زمینه به سعیدی (۱۹۸۷م.) مراجعه شود.

48. pores
49. fractures
50. single porosity
51. capillary pressure
52. debbi ≡ rate of production

۵۳. gravity drainage، یکی از مهم‌ترین سازوکارهای رانش یا drive mechanism و جابه‌جایی displacement است. در این سازوکار، گاز موجود در مخزن باعث جابه‌جایی نفت درون منافذ سنگ مخزن می‌شود. ثمربخشی این سازوکار، تابعی از «نفوذپذیری» (permeability) و خصوصیات فشار موئینگی سنگ مخزن و کشش (تانسیون) بین سطحی نفت و گاز (interfacial tension) است. به مقالات سعیدی (۱۳۸۱) یا درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸٦) مراجعه شود.

54. reservoir’s behavior
55. enhanced oil recovery: EOR
56. improved oil recovery: IOR
57. Vladimir Alvarado and Eduardo Manrique
58. enhanced oil recovery: field planning and development strategies
59. enhanced water injection
60. surfactants
61. interfacial tension
62. infill drilling

٦٣. خاطر نشان می‌شود که تزریق گاز طبیعی به مخزن نه تنها باعث باد شدن (swelling) نفت می‌شود که ازدیاد برداشت را به دنبال دارد بلکه موجب می‌شود که کشش بین سطحی نفت و آب (IFT) کاهش یابد که به نوبه خود ازدیاد برداشت را نتیجه می‌دهد.

٦٤. برای برآورد حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به میادینی که از اولویت تزریق برخوردارند و همچنین برای برآورد حجم ازدیاد برداشت ناشی از آن، به درخشان، سعیدی و همکاران (١٣٨٦) مراجعه شود.

٦٥. گزارش آقای زنگنه وزیر وقت نفت درباره لایحه بودجه سال ۱۳۷۸ به مجلس شورای اسلامی، نشست دوم مورخ ۱۳۷۷/۱۰/۲۲ به نقل از مجله *مجلس و پژوهش*، شماره ۲۷، اردیبهشت و خرداد ۱۳۷۸.

٦٦. «نیاز به تزریق گاز به مخازن نفتی واقع در مناطق نفت‌خیز جنوب حدود ۱۳۰ تا ۱۵۰ میلیون متر مکعب در روز است که با شرایط کنونی تولید و مصرف گاز در کشور، محقق نمی‌شود.» مصاحبه با مهندس حمید بورد، مدیرعامل شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، *اقتصاد انرژی*، فروردین و اردیبهشت ۱۳۹۳، صفحه ٦١. به نظر می‌رسد که این حجم از تزریق فقط برای تثبیت فشار مخازن واقع در مناطق نفت‌خیز جنوب است. حجم تزریق گاز برای فشارافزایی این مخازن به مراتب بیش از ۱۵۰ میلیون متر مکعب در روز است. برای ملاحظه حجم تزریق برای فشار افزایی هر یک از مخازن نفتی کشور که در اولویت تزریق قراردارند، به درخشان، سعیدی و همکاران (١٣٨٦) مراجعه شود.

67. petroleum cycle
68. exploration
69. appraisal
70. declaration of commerciality
71. cash-flow
72. development
73. first oil

٧٤. هر قراردادی مدت زمان معینی دارد و حال آنکه مالکیت را نمی‌توان برای مدت معینی تعریف کرد. از این‌رو، در چارچوب قراردادهای رایج، انتقال مالکیت ذخایر به شرکت‌های نفتی ممکن نیست. البته به لحاظ حقوقی می‌توان مواردی از جمله «مشارکت زمانی، time-sharing» را نام برد که به موجب آن اعمال حق مالکیت محدود به بازه معین زمانی است (مانند اعمال حق مالکیت بر منزل مسکونی در بازه معینی در هر سال، هرچند که اصل مالکیت محدویت زمانی ندارد). بدیهی است که مشارکت زمانی در مورد مخازن نفتی قابلیت اجرا

ندارد. قراردادهای نفتی در آمریکا حالت خاصی است که می‌بایستی جداگانه بررسی شود و خارج از موضوع این مقاله است.

75. well- head
76. royalty
77. concessionary system
78. contractual system
79. production sharing contract or agreement (PSC) or (PSA)
80. service contract
81. risk service contract
82. pure service contract
83. buy- back contract

۸۴. برای ملاحظه سیر تحول قراردادهای نفتی در ایران به فرشادگهر (۱۳۹۳)، درخشان (۱۳۹۲)، شکوهی (۱۳۹۲)، خالقی (۱۳۹۱) و منصوری نراقی (۱۳۵۰) مراجعه نمائید.

۸۵. اصولاً قراردادهای پیمانکاری شامل قرارداد مشارکت در تولید و قرارداد خدمت (یا خرید خدمت) است زیرا واژه «پیمانکار» یا contractor فقط برای این قراردادها به‌کار می‌رود. در واقع، پیمانکار موظف به اجرای عملیاتی است که در قرارداد تصریح شده است و حق‌الزحمه خود را به‌صورت درصدی از نفت تولیدی یا درصدی از درآمد یا سود دریافت می‌کند و اساساً نمی‌تواند مالکیت نفت تولید شده را به دست آورد. با وجود این، در کشور ما قراردادهای پیمانکاری را مترادف قراردادهای خدمت می‌دانند. به عنوان نمونه، قانون نفت ۱۳۵۳ به قانون پیمانکاری شناخته می‌شود در حالی که مربوط به قراردادهای خدمت است. ما نیز در این مقاله، قراردادهای پیمانکاری را مترادف قراردادهای خدمت به‌کار می‌بریم اما قلمرو آن را محدود به حالتی می‌کنیم که سهم پیمانکار فقط به صورت درصدی از درآمد یا سود حاصل از عملیات نفتی پرداخت می‌شود.

۸۶. از آقای مهدی اخوان دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز در دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد دانشگاه امام صادق(ع) سپاسگزاری می‌کنم که این نکته را به اینجانب متذکر شدند. برای آشنایی با سازوکار فرصت‌طلبی شرکت‌های نفتی در قراردادها به رساله دکتری ایشان (۱۳۹۳– در دست اجرا) مراجعه شود.

87. joint management committee (JMC)
88. production monitoring committee (PMC)

۸۹. به عنوان مثال، در سال‌های ۱۳۴۰ تا ۱۳۵۰، شرکت‌های عامل نفت اصرار داشتند که روش صحیح در ازدیاد برداشت از مخازن نفتی ایران، تزریق آب است در حالی که کارشناسان ایرانی در شرکت ملی نفت سعی داشتند نشان دهند که تزریق آب به میادین نفتی، در بسیاری موارد، خلاف قانونمندی‌های حاکم بر مخازن آهکی شکافدار کشور می‌باشد. سرانجام بعد از سال‌ها

مبارزه با شرکت‌های عامل و انجام مطالعات آزمایشگاهی و شبیه‌سازی‌ها، کارشناسان ایرانی توانستند صحت نظریه خود را به اثبات برسانند و برای اجرای آن، برنامه‌ریزی کنند. به عنوان نمونه، برتری تزریق گاز نسبت به تزریق آب در میدان هفتگل یکی از مواردی بود که به اثبات رسید و لذا تزریق گاز به میدان هفتگل از سال ۱۳۵۵ آغاز شد. هم‌اکنون به طور مطلق ثابت شده است که تزریق گاز به بسیاری از میادین نفتی کشور در مقایسه با تزریق آب بسیار مؤثرتر می‌باشد. نمونه هفتگل به وضوح نشان می‌دهد که رعایت موازین تولید صیانتی عملاً از سوی کارشناسان ایرانی به شرکت‌های نفتی خارجی تحمیل شد. ناگفته نماند که کارشناسان ایرانی صرفاً با تکیه بر «رعایت حقوق و منافع ملی در عملیات نفتی» یا اصطلاحاً mindful practice و «استفاده از بهترین روش‌های رایج در صنعت نفت» یا اصطلاحاً best practice که در قرارداد کنسرسیوم تصریح شده بود توانستند شرکت‌های طرف قرارداد را به اجرای برنامه‌های بهبود و افزایش بازیافت مجبور کنند. خاطر نشان می‌شود که علی‌رغم کوشش کارشناسان ایرانی، شرکت‌های عامل فقط تأثیر تزریق گاز در «تورم» نفت (swelling) را پذیرفتند و تأثیر تزریق در کاهش کشش بین‌سطحی (IFT) را که منجر به افزایش بیشتر ضریب بازیافت می‌شود بعد از گذشت چند سال و انجام تحقیقات آزمایشگاهی در انستیتو نفت فرانسه قبول کردند. به هر حال، با شروع جنگ تحمیلی، برنامه جامع ازدیاد برداشت کاملاً متوقف شد. به مقاله اول سعیدی (۱۳۸۱) صفحات ۷۸ تا ۸۰ و درخشان، سعیدی و همکاران (۱۳۸٦) مراجعه شود.

۹۰. به موجب ماده ۲۵ لایحه قانونی اساسنامه شرکت ملی نفت ایران مصوب ۱۳۳۱/۹/۵ «هیئت مدیره مرکب خواهد بود از یک مدیرعامل ایرانی ... و چهار مدیر قسمت ... که هر یک مسئول و اداره‌کننده یکی از ارکان اصلی عملیات شرکت بوده و در رشته بخصوص دارای سوابق علمی و عملی لازم باشند. مدیران قسمت‌های شرکت نیز اصولاً ایرانی خواهند بود ولی در صورت لزوم و با موافقت هیئت وزیران و تصویب قوه مقننه ممکن است از اتباع خارجه انتخاب شوند» (امور حقوقی، ۱۳۸۱، صص۱۵۹-۱٦۰).

کتابنامه

اخوان، مهدی (۱۳۹۳)، «تحلیل فرصت‌طلبی در قراردادهای بیع‌متقابل و راهکارهایی برای مدیریت آن در چارچوب اقتصاد هزینه مبادله با توجه به قواعد فقهی: مطالعه موردی فازهای منتخب میدان پارس جنوبی»، رساله دکتری (در دست اجرا)، دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد، دانشگاه امام صادق(ع).

امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران (۱۳۸۱)، *مجموعه قوانین و مقررات نفت، گاز و پتروشیمی (پیش از مشروطیت تاکنون)*، مجلدهای اول و دوم، بهمن ۱۳۸۱، مجلد سوم خرداد ۱۳۸۹.

تکلیف، عاطفه (۱۳۹۱)، *صنعت نفت و گاز به زبان غیر فنی*، تهران: مدیریت پژوهش و فن‌آوری شرکت ملی نفت ایران و پژوهشکده علوم اقتصادی دانشگاه علامه طباطبایی(ره).

خالقی، شهلا (۱۳۹۱)، *بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران (قراردادهای خدماتی)*، تهران: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.

درخشان، مسعود (۱۳۸۱)، «منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز»، فصلنامه *مجلس و پژوهش*، شماره ۳٤، سال نهم، تابستان ۱۳۸۱، صص۱۳-٦٥.

همو (۱۳۸۹)، «ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاست‌گذاری‌های بالادستی نفت و گاز کشور»، *فصلنامه علمی-پژوهشی راهبرد*، سال نوزدهم، شماره ۵۷، زمستان ۱۳۸۹، صص۱۰۹-۱۳۱.

همو (۱۳۹۲)، «ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی- تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران»، *فصلنامه علمی- پژوهشی اقتصاد انرژی ایران*، سال سوم، شماره ۹، زمستان ۱۳۹۲، صص۵۳-۱۱۳.

درخشان، مسعود، سعیدی، علی‌محمد و همکاران (۱۳۸٦)، *بررسی وضعیت ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم‌انداز (۱٤۰٤)*، تهران: دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری، معاونت انرژی.

سعیدی، علی‌محمد (۱۳۸۱)، «سه مقاله در بررسی صنعت نفت کشور»، *فصلنامه مجلس و پژوهش*، شماره ۳٤، سال نهم، تابستان ۱۳۸۱، صص٦۷-۱۸۸.

شکوهی، محمدرضا (۱۳۹۲)، *ساختار سازماندهی و توصیفی از قراردادها در صنعت نفت ایران*، تهران: دانشگاه امام صادق(ع).

فرشادگهر، ناصر (۱۳۹۳)، *سیری در قراردادهای نفتی ایران*، تهران: دانشگاه علامه طباطبایی.

منصوری نراقی، محمود (۱۳۵۰)، *نفت، جلد اول: مبانی حقوقی و شرایط عمومی قراردادهای نفتی خاورمیانه*، تهران: بی‌نا.

Alverado Vladimir and Eduardo Manrique (2010), *Enhanced Oil Recovery: Field Planing and Development Strategies*, Elsevier.

Bellman, Richard E. (1953), *An Introduction to Dynamic Programming*, Santa Monica: The Rand Corporation.

Bellman, Richard E. (1957) *Dynamic Programming*, Princeton: Princeton University Press, Reprinted 2003, Dover.

Childs, William R. (2005), *The Texas Railroad Commission: Understanding Regulation in America to the Mid- Twentieth Century*.

Hyne Norman (2014), *Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production*, 2nd ed. Penn Well Corporation.

Saidi, Ali M. (1987), *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs* (*Fundamental and Practical Aspects*), Total Edition Press.