

تحلیل کارایی انواع قراردادهای بالادستی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی^۱

عباس کاظمی نجف‌آبادی^{۲*}، علیرضا غفاری^۳

۲. استادیار دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی

۳. دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی

(تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۰۳/۰۱؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۰۵/۱۵)

چکیده

مخازن گاز میعانی به علت برخورداری از میعانات گازی که همراه محصول اصلی میدان (گاز طبیعی) استخراج می‌شوند، نسبت به سایر انواع مخازن گازی ارزش اقتصادی بالاتری دارند و تولید غیرصیانتی از آن‌ها لطمات جدی و جبران‌ناپذیری برای مالک مخزن همراه خواهد داشت. ارزیابی انواع قراردادهای نفتی در بخش بالادستی از منظر ملاحظات تولید صیانتی، می‌تواند در انتخاب الگوی قراردادی مناسب برای توسعه و بهره‌برداری از مخازن گاز میعانی راهگشا باشد. در این مطالعه، با استفاده از مدل مفهومی و از طریق بررسی‌های تطبیقی با ویژگی‌های موردنیاز الگوهای قراردادی که با توجه به مشخصه‌های منحصربه‌فرد این نوع مخازن به دست آمده است، کارایی انواع قراردادهای بالادستی برای تولید صیانتی از مخازن موصوف بررسی می‌شود. یافته‌ها نشان می‌دهند که حفظ اصول و موازن تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، از طریق به‌کارگیری الگوهای قراردادی مشارکت در تولید و بیع متقابل، با اشکالات عمده‌ای مواجه است. همچنین، یافته‌های پژوهش مؤید آن است که استفاده از الگوی قرارداد طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت (موسوم به EPC)، نسبت به الگوی قرارداد جدید نفتی ایران (موسوم به IPC) برتری دارد. نتایج این پژوهش می‌تواند در انعقاد قراردادهای نفتی در توسعه و تولید از مخازن گاز میعانی کشور نیز بهره‌برداری شود.

واژگان کلیدی

الگوی قرارداد نفتی ایران، تولید صیانتی، قراردادهای خدمت، قراردادهای مشارکت در تولید، مخازن گاز میعانی.

طبقه‌بندی JEL: D86، N55، Q49.

۱. این اثر مستخرج از هسته پژوهشی «حقوق انرژی و تجارت بین‌الملل» در دانشگاه علامه طباطبائی است.

*. E-mail: abbaskazemi@gmail.com.

۱. مقدمه

در میان انواع مخازن گازی، موضوع تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی^۱، اهمیت مضاعفی دارد. با توجه به آنکه افزایش ضریب برداشت میعانات گازی^۲ به منزله^۳ یک محصول با ارزش^۳ در مخازن گاز میعانی، تابع رعایت اصول و موازین تولید صیانتی است، بنابراین تولید از این مخازن به شکل غیراصولی، می‌تواند در کاهش حجم میعانات گازی قابل استخراج اثر منفی بر جای گذارد، ضمن اینکه ضریب برداشت گاز تولیدی مخزن نیز کاهش می‌یابد.

قراردادهای نفتی که در بخش بالادستی مخازن گاز میعانی و با هدف توسعه، توسعه مجدد یا تولید از این مخازن منعقد می‌شوند، جایگاه ویژه‌ای در تحقق اهداف تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی دارند. پایبندی طرف دوم قرارداد (پیمانکار) به استفاده از روش‌های صحیح، اصولی و متعارف تولید صیانتی، در زمان مقتضی و به‌منظور افزایش ضریب بازیافت گاز و میعانات گازی، همچنین آثار و تبعات ناشی از قرارداد بر عملیات مخزن، از مهم‌ترین آن‌ها به شمار می‌روند.

به طور کلی امروزه قراردادهای رایج در بالادستی صنعت نفت و گاز به چهار گروه تقسیم می‌شوند: نظام‌های امتیازی^۴ یا ليسانس^۵، قراردادهای مشارکت در تولید^۶، قراردادهای خدماتی خطرپذیر^۷ و قراردادهای ترکیبی^۸ (کینگ و اسپالدینگ^۹، ۲۰۰۵: ۵۴). شیروی (۱۳۹۳) قراردادهای نفتی بالادستی را به چهار سطح متفاوت تقسیم می‌کند. وی قراردادهای بالادستی را شامل قراردادهای اصلی، همکاری، تأمین مالی و فرعی می‌داند.

1. Gas-Condensate Reservoirs.

2. Condensate.

۳. شایان یادآوری است میعانات گازی، هیدروکربنی است که در فشار مخزن به صورت گاز و در فشار محیط به صورت مایع درمی‌آید. این هیدروکربن مایع، به علت قابلیت تبدیل کم هزینه (نسبت به نفت خام) به فرآورده‌های سبک، در بازارهای جهانی با قیمتی بیش از نفت خام معامله می‌شود (غفاری و تکلیف، ۱۳۹۴: ۱۴۲).

4. Concession Regimes

5. License Regimes

6. Production Sharing Contracts

7. Risk-Service Contracts

8. Hybrid Contracts

9. King and Spalding

سپس قراردادهای اصلی را به این طریق تقسیم می‌کند: ۱. ترتیبات امتیازی؛ ۲. مشارکت در سرمایه‌گذاری؛ ۳. مشارکت در تولید و ۴. قراردادهای خدمت (شیروی، ۱۳۹۳: ۳۵۵).
نظریات دیگری نیز در سایر متون علمی مشاهده شده است، اما می‌توان از میان همه آن‌ها، به طور کلی قراردادهای صنعت نفت و گاز در بخش بالادستی را به دو دسته نظام امتیازی (مشمول بر نظام امتیازی سنتی و نوین) و نظام قراردادی (مشمول بر خدماتی، مشارکتی و ترکیبی) تقسیم کرد.

ایران و سایر کشورهای نفت‌خیز حوزه خلیج فارس،^۱ پس از انعقاد قراردادهای امتیازی اولیه، به مرور زمان با انتقادات فراوانی مواجه شدند. این انتقادات تحت تأثیر چند مسئله اساسی است که در ماهیت این قراردادها نهفته است. اعمال صلاحدید و آزادی عمل شرکت‌های نفتی بین‌المللی^۲، نوع مالکیت مخزن، طولانی‌بودن زمان قرارداد و وسعت جغرافیایی منطقه واگذار شده، از مهم‌ترین ضعف‌های این قراردادها بوده است (کاظمی نجف‌آبادی و همکاران، ۱۳۹۴: ۱۵۴).

با توجه به محدودیت به‌کارگیری «نظام امتیازی» در اکثر کشورهایی که برای اجرای عملیات بالادستی میداین خود، ملزم به استفاده از توان شرکت‌های نفتی بین‌المللی‌اند، لذا رژیم اعطای امتیاز برای ارزیابی انواع قراردادها از قلمرو این مطالعه خارج می‌شود. از این رو در این مقاله، «نظام قراردادی» ارزیابی می‌شود. همچنین، با توجه به اینکه اکثر میداین‌گازی توسعه‌نیافته ایران در دسته مخازن گاز میعانی قرار دارند^۳ و با توجه به اینکه مهم‌ترین مدل قراردادی که در حال حاضر مدنظر متولیان صنعت نفت کشور برای واگذاری عملیات بالادستی است، قراردادهای جدید نفتی ایران موسوم به IPC^۴ است، بنابراین این مدل قراردادی نیز بررسی می‌شود. ذکر این نکته ضروری است، این مطالعه به

۱. از لغت «خاورمیانه-Middle East» به علت ریشه تاریخی آن استفاده نمی‌شود.

2. IOCs: International Oil Companies

۳. از آن جمله می‌توان به مخازن پارس جنوبی (فاز ۱۱)، پارس شمالی، کیش و هالگان اشاره کرد.

4. Iran Petroleum Contract

طور خاص، بر توسعه و تولید از مخازن گاز میعانی توجه دارد و موضوع آن مرتبط با مخازن گاز میعانی کشف‌شده و توسعه‌نیافته^۱ یا مخازن گاز میعانی در حال تولید^۲ است. مقاله حاضر به دنبال پاسخ به این پرسش اساسی است که «از منظر ملاحظات تولید صیانتی، بهترین مدل قراردادی برای توسعه، توسعه مجدد یا بهره‌برداری از مخازن گاز میعانی چیست؟» از این رو، در این مطالعه پس از مروری بر پیشینه پژوهش و بیان ویژگی‌ها و مشخصه‌های مخازن گاز میعانی، روش‌های صیانتی بهره‌برداری از این دسته از مخازن را تشریح خواهیم کرد. با بیان اصول تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، ویژگی‌های موردنظر برای تحلیل کارایی انواع قراردادهای نفتی مشخص می‌شود. بنابراین در بخش بعد، نظام قراردادی صنعت نفت و گاز ارزیابی می‌شود و در نهایت استدلال خواهیم کرد که کدام الگوی قراردادی می‌تواند متضمن بهره‌برداری صیانتی از مخازن گاز میعانی باشد.

۲. مروری بر مطالعات تجربی

۲.۱. مطالعات تجربی در زمینه تحلیل کارایی انواع قراردادهای نفتی در بخش بالادستی

درخشان (۱۳۹۲) در پژوهشی ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی را بیان کرده است. منظور از ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی در این پژوهش، حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی، حقوق و منافع ملی در زنجیره عملیات نفتی، انتقال دانش و مهارت‌های فنی و افزایش سهم دولت از عواید نفتی است. نتیجه مطالعه انجام شده که با رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران توجه داشته است نشان می‌دهد که همه انواع قراردادهای نفتی استفاده‌شده در ایران، با ضعف‌های مشترکی نظیر بی‌توجهی به سیاست‌های ملی انرژی در بخش نفت، بهبودنیافتن توان مدیریتی شرکت ملی نفت و

۱. Green Condensate Reservoir: مخزن گاز میعانی کشف‌شده‌ای که تاکنون تولید تجاری در آن صورت نگرفته است. بدیهی است در این مخازن، قراردادهای نفتی با هدف توسعه یا بهره‌برداری از مخزن منعقد می‌شود.
 ۲. Brown Condensate Reservoir: مخزن گاز میعانی که تاریخچه تولید تجاری داشته باشد. در این مخازن، قراردادهای نفتی با هدف توسعه مجدد، بهبود بازیافت گاز و میعانات گازی (ICR, IGR) یا افزایش بازیافت گاز و میعانات گازی (ECR, EGR) از مخزن منعقد می‌شود.

ارتقایافتن آن به سطح شرکت‌های ملی بین‌المللی و توجه شعارگونه به عواملی چون اعمال حاکمیت و مالکیت ملی بر منابع نفتی، رعایت حقوق و منافع ملی در عملیات نفتی و انتقال دانش و مهارت‌های فنی مواجه‌اند.

درخشان (۱۳۹۳) در مقاله دیگری قراردادهای نفتی در چارچوب اصول ذکر شده در مقدمه و بندهای ۱۴ و ۱۵ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی را ارزیابی کرده است. بنابراین، برای مقایسه و ارزیابی قراردادهای نفتی، اصول تولید صیانتی، ازدیاد برداشت و توان‌فزایی فنی-مدیریتی شرکت ملی نفت استفاده شده‌اند. در این مقاله نشان داده شده است که تعارض‌های ساختاری بین اهداف شرکت‌های نفتی بین‌المللی و شرکت ملی نفت ایران، که اولی مبتنی بر حداکثرسازی سود در چارچوب 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. در نتیجه فقط قراردادهای حمایتی و همکاری‌های فنی و مدیریتی با شرکت‌های خدمات نفتی می‌توانند با اصول اقتصاد مقاومتی هماهنگ باشند.

کاظمی نجف‌آبادی و همکاران (۱۳۹۴) در مطالعه خود قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس جنوبی را ارزش‌گذاری و آن را با قراردادهای مشارکت در تولید مقایسه کردند. در این پژوهش، برای بررسی این موضوع، قراردادهای بیع متقابل گازی از منظر اقتصادی ارزش‌گذاری، سپس به منظور ارزیابی بهتر، این قراردادها با قرارداد مشارکت در تولید مقایسه شده‌اند. فازهای ۲، ۳، ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی برای این مقاله انتخاب شده‌اند. به دلیل آنکه پروژه‌های مذکور در قالب قرارداد بیع متقابل واگذار شده‌اند، ضمن تعریف سناریوهای متفاوت، قالب قراردادی مشارکت در تولید برای این پروژه‌ها شبیه‌سازی شده‌اند. پس از استخراج سناریو برتر در قالب قرارداد مشارکت در تولید برای هر دو پروژه، مشخص شد در اجرای فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی، استفاده از قرارداد مشارکت در تولید و در فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی، استفاده از قرارداد بیع متقابل، برای ایران مطلوب‌تر بوده است.

امین‌زاده و آقابابایی دهکردی (۱۳۹۳) بررسی قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه کارایی آن با بیع متقابل را مطالعه کردند. آن‌ها ضمن بررسی ابعاد مختلف مالی و غیرمالی

قراردادهای مشارکت در تولید در بالادستی صنعت نفت ایران، با بهره‌گیری از روش توصیفی و تحلیلی و رجوع به منابع اصیل حقوق نفت، نخست پس از بررسی شروط غیرمالی قرارداد مشارکت در تولید، نظام مالی این قرارداد را تحلیل و در نهایت کارایی آن در قیاس با بیع متقابل را واکاوی کرده‌اند. نتایج این مطالعه نشان می‌دهد که استفاده از قرارداد مشارکت در تولید در قیاس با بیع متقابل، پاره‌ای از منافع را برای ایران در بر خواهد داشت.

صادقی و گودرزی (۱۳۸۴) در پژوهشی قراردادهای بین‌المللی طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت^۱ را با نگاهی به جایگاه آن در نظام حقوقی ایران بررسی کرده‌اند. در این پژوهش کوشش شده است تا مهم‌ترین جنبه‌های حقوقی این دسته از قراردادها از قبیل ساختار، رابطه حقوقی طرفین قرارداد، ضمانت‌نامه‌ها، مسئولیت طرفین و مواردی مانند آن بررسی شود. یکی از نتایج مهم این پژوهش آن است که برخی از مقررات داخلی ایران که در این قراردادها جاری است با قواعد بین‌المللی موجود که الزام‌خارجیان در استفاده از نیروهای داخلی کشور میزبان را منع کرده‌اند، مغایرت آشکار دارد و برای هماهنگی با رویه بین‌المللی باید مقررات را اصلاح کرد.

فنگ^۲ و همکاران (۲۰۱۴) در مقاله‌ای به ساخت مدلی تئوری به منظور مقایسه سطوح تولید و سرمایه‌گذاری تحت دو قرارداد مشارکت در تولید و بیع متقابل اقدام کردند. مدل مورد مطالعه نشان داد که قراردادهای مشارکت در تولید به سطوح بالاتری از سرمایه‌گذاری نسبت به قراردادهای بیع متقابل منجر می‌شوند. البته چنانچه سهم سود شرکت‌های نفتی بین‌المللی افزایش یابد، آنگاه افزایش سطوح سرمایه‌گذاری در قراردادهای بیع متقابل بیشتر است. همچنین، مقایسه سطوح بهینه تولید در این دو نوع قرارداد نشان می‌دهد که سطح بهینه تولید در قرارداد مشارکت در تولید با سهم مشارکت شرکت نفتی ارتباط مستقیم دارد و در قراردادهای بیع متقابل، این سهم به هزینه‌های عملیاتی تولید نفت که از سوی دولت‌های میزبان در نظر گرفته می‌شود، بستگی دارد.

1. EPC: Engineering, Procurement and Construction Contracts

2. Feng

۲.۲. مطالعات تجربی در زمینه اصول و موازین تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی

شاه‌حسینی (۱۳۸۹) چالش‌ها و راه‌کارهای مدیریت بهینه مخازن گاز میعانی را برشمرده است و برداشت صیانتی از مخازن گاز میعانی را تشریح می‌کند. در این پژوهش، روش‌های مؤثر در جلوگیری از تشکیل رسوبات میعانات گازی، همچنین روش‌های مؤثر در حذف یا کاهش تأثیر منفی تشکیل رسوبات میعانات گازی در این مخازن شناسایی شده است. در نهایت بازگردانی گاز خشک به مخازن گاز میعانی به‌منزله معمول‌ترین روش ازدیاد برداشت از این مخازن معرفی شده است.

کاظمی نیاکرانی و همکاران (۱۳۹۰) نفوذ مولکولی در تزریق گاز طبیعی به مخازن گاز میعانی شکاف‌دار را بررسی کرده‌اند. آن‌ها با آگاهی از اینکه نفوذ مولکولی در مخازن گاز میعانی شکاف‌دار تأثیر بسیار اساسی در رفتار مخزن از خود نشان می‌دهد، در سه حالت مختلف فرضیه خود را شبیه‌سازی کردند. مهم‌ترین نتیجه این مطالعه، اثبات نفوذ مولکولی در ماتریس بلوک‌های با تراوایی^۱ کمتر از ۰/۰۱ میلی‌داری و اثبات نفوذ مولکولی در ماتریس بلوک‌های با تراوایی ۰/۱ میلی‌داری به ترتیب در حالت‌های تک‌فازی و دوفازی مخازن گاز میعانی بوده است. ذکر این نکته ضروری است که نفوذ مولکولی در مخازن شکاف‌دار برخلاف مخازن معمولی می‌تواند به صورت مؤثر در افزایش چشمگیر بازدهی بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی مؤثر باشد.

قجاوند و همکاران (۱۳۹۳) با مطالعات شبیه‌سازی نشان دادند که چگونه می‌توان در مخازن گاز میعانی از تغییر ترشوندگی^۲ ناحیه اطراف چاه برای کاهش انسداد میعانات و در نتیجه، افزایش تولید گاز و میعانات گازی استفاده کرد. نتایج پژوهش نشان داد که با تزریق ترکیبات شیمیایی مناسب به اطراف چاه، تولید تجمعی گاز و میعانات گازی افزایش خواهد داشت. این پژوهش همچنین ابعاد اقتصادی استفاده از ترکیبات شیمیایی مذکور را بررسی و به‌کارگیری این روش ازدیاد برداشت از مخازن گاز میعانی را از منظر ملاحظات اقتصادی توجیه‌پذیر ارزیابی کرده است.

1. Permeability

2. Wettability

ریزش حجم زیادی از میعانات گازی به درون مخزن و تشکیل توده میعانی در اطراف چاه تولیدی، یکی از نگرانی‌های اصلی و کلیدی صنعت جهانی نفت محسوب می‌شود. کرانوا و آپجوکار^۱ (۲۰۱۵) با در نظر گرفتن این مهم، روش بازگردانی گاز به مخازن گاز میعانی را به منزله یکی از روش‌های اصلی افزایش بازیافت میعانات گازی^۲ معرفی و به شبیه‌سازی شرایط متنوع برای بهینه‌یابی تزریق مجدد گاز به مخزن اقدام کردند. آن‌ها طیف وسیعی از متغیرهای پژوهش (شامل فشار مخزن و حجم تزریق گاز) را در شرایط استاندارد آزمایش و در نهایت، نقطه بهینه‌ای را که موجب افزایش حداکثری بازیافت میعانات گازی می‌شود پیشنهاد کردند.

حسن‌زاده و همکاران (۲۰۱۳) و نصیری و همکاران (۲۰۱۵) در مطالعات جداگانه‌ای، ضمن تأکید بر اهمیت روش بازگردانی گاز به مخزن به منزله یکی از بهترین روش‌های افزایش بازیافت میعانات گازی از مخازن گاز میعانی، در مدل‌های جداگانه این روش را در یک مخزن گاز میعانی ایران بررسی کردند. مطالعه نصیری و همکاران (۲۰۱۵) نشان داد که هرچه گاز هیدروکربوری تزریق شده به مخزن سنگین‌تر باشد، برای افزایش ضریب بازیافت میعانات گازی به بازگردانی گاز کمتری نیاز است. حسن‌زاده و همکاران (۲۰۱۳) همچنین بازگردانی گاز را با تزریق انواع دیگر گازهای هیدروکربوری و غیرهیدروکربوری (شامل نیتروژن و دی‌اکسیدکربن) مقایسه کرده و نتیجه گرفته‌اند که تزریق گاز نیتروژن و بازگردانی گاز نسبت به تزریق سایر انواع گازها به مخزن موجب افزایش ضریب بازیافت می‌شود، هرچند در میان تمامی سناریوها در مدت طولانی تزریق، بازگردانی گاز بیشترین بازیافت میعانات گازی را همراه خواهد داشت.

-
1. Kerunwa & Uchebuakor
 2. ECR: Enhanced Condensate Recovery

۳. ویژگی‌ها و مشخصه‌های مخازن گاز میعانی

۳.۱. انواع مخازن گازی

مخازن گازی به طور کلی به دو دسته مخازن گازی متعارف^۱ و نامتعارف^۲ تقسیم می‌شوند. مخازن گازی نامتعارف به پنج منبع عمده طبقه‌بندی می‌شوند: ۱. گاز هیدرات‌ها^۳؛ ۲) گاز متان همراه لایه‌های زغال سنگ^۴؛ ۳. گازهای آلی سطحی^۵؛ ۴. گاز سخت^۶ و ۵. گاز صخره‌های رسی^۷. در حالت کلی برای استخراج گاز از مخازن نامتعارف از دو راهبرد حفاری افقی و تزریق مقدار زیادی آب، مواد شیمیایی و ماسه تحت فشار زیاد و برای ایجاد شکاف در سنگ، توأمان استفاده می‌شود. بنابراین، بهره‌برداری از منابع نامتعارف گازی مستلزم استفاده از فناوری‌های جدید در حفاری افقی و شکست هیدرولیک، همچنین به‌کارگیری مواد شیمیایی و پلیمرهای استفاده‌شده در این عملیات است. فناوری‌هایی مانند میکرولرزه‌نگاری نیز جزو روش‌های نوین در پایش مراحل مختلف شکست هیدرولیکی محسوب می‌شوند. این عوامل فنی همراه هزینه‌های سرمایه‌گذاری زیاد برای بهره‌برداری از مخازن گازی نامتعارف، وجه تمایز اصلی این مخازن با مخازن گازی متعارف است و موجب شده که تمرکز اصلی بر منابع گازی متعارف معطوف شود. مخازن گازی متعارف، شامل سه دسته مخازن گاز خشک^۸، گاز مرطوب^۹ و گاز میعانی است. در میان مخازن گازی متعارف، تنها در مخازن گاز میعانی است که می‌توان همزمان با تولید گاز، هیدروکربن‌های سنگین‌تر را در سطح و به صورت مایع به دست آورد. مخازن گاز میعانی که عموماً در عمق بیشتر و در دما و فشاری بالاتر از مخازن نفتی یافت می‌شوند، خود به دو دسته مخازن گاز میعانی سبک و غنی تقسیم می‌شوند. مخازن گاز میعانی غنی به مخازنی اطلاق می‌شوند که در یک حجم مشخص از گاز تولیدی، مقدار

1. Conventional Gas Reservoir
2. Unconventional Gas Reservoir
3. Gas Hydrates
4. Coal-bed Methane
5. Shallow Biogenic Gas
6. Tight Gas
7. Shale Gas
8. Dry Gas
9. Wet Gas

قابل توجهی از میعانات گازی را همراه داشته باشند. مخازن گاز میعانی دریای شمال نمونه خوبی از این مخازن اند. در این مخازن، به ازای هر یک میلیون پای مکعب گاز تولیدی، در حدود ۲۰۰ بشکه میعانات گازی استحصال می‌شود. شایان یادآوری است مخازن گاز میعانی ایران در مقیاس جهانی جزو مخازن گاز میعانی سبک محسوب می‌شوند. غنی‌ترین مخزن گاز میعانی ایران، میدان پارس جنوبی است که در مقابل تولید یک میلیون پای مکعب گاز طبیعی، حدود ۳۰ بشکه میعانات گازی تولید می‌شود.

۲.۳. آسیب‌های ناشی از تولید غیرصیانتی از مخازن گاز میعانی

اجزای موجود در مخازن گاز میعانی نسبت به سایر مخازن گازی متعارف از ارزش اقتصادی بالاتری برخوردار است، با وجود این، به طور مشخص، بی‌توجهی به موازین و اصول فنی تولید صیانتی از این مخازن موجب بروز دو خسارت عمده می‌شود.

با استمرار تولید از مخازن گاز میعانی، فشار آن‌ها می‌تواند به قدری کاهش یابد که با رسیدن به زیر نقطه شبنم^۱، درصد قابل ملاحظه‌ای از میعانات گازی موجود در مخزن استحصال‌نشده شود (درخشان، ۱۳۸۹: ۱۱۵). نباید این‌گونه تصور شود که افت فشار مخزن در یک مدت طولانی پس از تولید اتفاق می‌افتد، بلکه کاهش فشار، اندکی پس از شروع عملیات بهره‌برداری از مخزن قابل مشاهده است و باید تحت مدیریت قرار گیرد. از این رو، با افت فشار مخزن، به دلیل آنکه دمای مخزن تقریباً ثابت در نظر گرفته می‌شود، میدان وارد مرحله دوفازی می‌شود. به واسطه این ویژگی خاص رفتار سیال، هدررفت میعانات گازی به دلیل وجود نیروهای موینگی^۲ آغاز می‌شود و تداوم می‌یابد. نیروهای موینگی سبب می‌شوند که میعانات گازی درون سنگ باقی بمانند و در بخش اعظم مخزن و تا پایان عمر آن، قابل حرکت نباشند. بنابراین، خسارت نخست ناشی از کاهش فشار مخزن و ورود میدان به مرحله دوفازی است که موجب می‌شود حجم نسبتاً زیادی از میعانات بسیار ارزشمند درون مخزن باقی بمانند و امکان برداشت نیابند.

اجراکردن اصول و موازین تولید صیانتی، علاوه بر ریزش میعانات درون مخزن، موجب می‌شود که در اطراف چاهی که در مخازن گاز میعانی حفر می‌شود، بعد از تولید و

1. Dew Point
2. Capillary Force

به مرور زمان، حلقه‌ای از میعانات گازی ایجاد شود. کرانوا و آچبوکار (۲۰۱۵) این حلقه میعانات را «توده میعانی»^۱ نامیده‌اند.^۲ مهم‌ترین عاملی که در کاهش بهره‌دهی چاه به آن توجه می‌شود، همین عامل است، زیرا حلقه ایجادشده، فضای آزاد متخلخل برای جریان گاز را اشغال می‌کند و فضای کمی برای حرکت گاز به سمت چاه باقی می‌گذارد. بنابراین، خسارت دوم ناشی از تشکیل توده میعانی در اطراف چاه تولیدی است که با تنگ‌تر کردن مسیر جریان گاز و به‌ویژه گلوگاه‌های رابط میان منافذ سنگ، به کاهش نفوذپذیری مؤثر گاز و در نتیجه افت شدید قابلیت تولید از چاه منجر می‌شود.

مهم‌ترین چالش در مخازن گاز میعانی، تشکیل تجمع میعانی است.^۳ این مسئله، علت اصلی بقیه مشکلات همچون کاهش بهره‌وری چاه، تغییر ماهیت سیال تولیدی مخزن، خطای بالای نمونه‌گیری از سیال مخزن و ... است. اگر این پدیده در ابتدای توسعه میدان در نظر گرفته نشود، دیر یا زود عملکرد تولید مختل می‌شود و عمل به تعهدات و قراردادهای تولید، فروش و تأمین گاز موردنیاز با چالش اساسی روبه‌رو خواهد شد (شاه‌حسینی، ۱۳۸۹: ۱۷).

۳.۳. بهره‌برداری صیانتی از مخازن گاز میعانی؛ چارچوب ارزیابی و تحلیل کارایی قراردادهای نفتی

از تولید صیانتی تعاریفی ارائه شده است. به‌استناد بند ۷ از ماده ۱ قانون اصلاح قانون نفت ۱۳۶۶ مصوب ۱۳۹۰، تولید صیانت‌شده ذخایر هیدروکربنی عبارت است از: «کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری از اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت براساس سیاست‌های مصوب می‌گردد». در تعریف دیگری، درخشان (۱۳۹۳) بیان می‌کند که «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.

1. Condensate Bulk
2. Kerunwa & Uchebuakor 2015, 566

۳. تشکیل تجمع میعانی، ناظر بر هر دو خسارت است.

بنابراین تولید صیانتی مفهومی پویاست، زیرا تولید فردای ما از مخازن نفتی تابعی از کمیت و کیفیت تولید امروز ما از همان مخازن است».

از تعاریف ذکر شده روشن است که تمرکز اصلی مفهوم تولید صیانتی بر حداکثرسازی ارزش اقتصادی منافع حاصل از یک مخزن در طول عمر آن است. بدیهی است توجه بیشتر به تولید صیانتی در برداشت از منابع فسیلی، نسل‌های آینده را در استفاده از این منابع، بیش از پیش منتفع می‌کند. از این رو، تولید صیانتی از مخازن نفت و گاز در یک رویکرد عاقلانه و منطقی، ضروری و مورد تأکید است. تصور بهره‌برداری خودسرانه و به دور از اصول و موازین فنی تولید صیانتی در دنیای کنونی به دور از انصاف، منطقی و عقل است (غفاری و تکلیف، ۱۳۹۴: ۱۴۱).

توجه به ویژگی‌های مخازن گاز میعانی نشان می‌دهد که تولید صیانتی از این مخازن، مستلزم پیشگیری از بروز دو خسارت بیان شده، تا حد امکان است، زیرا بدون توجه به روش‌های صیانتی برداشت از مخازن گاز میعانی، حجم زیادی از گاز و میعانات گازی، استحصال‌نشده می‌شود و لطمات جبران‌ناپذیری به صاحب یا صاحبان مخزن وارد می‌کند.^۱

معمول‌ترین روش در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، بازگردانی گاز^۲ به مخزن است (ایژوا و اوبانود^۳، ۲۰۱۶: ۲). این روش می‌تواند از بروز هر دو خسارت جلوگیری کند. بهترین گاز برای تزریق مجدد به درون مخزن، گاز تولیدی از همان مخزن است که میعانات آن گرفته شده باشد. بازگردانی گاز به مخزن، موجب جلوگیری از کاهش فشار یا حداقل، تعدیل شدت کاهش فشار مخزن و از این طریق مانع تجمع میعانات درون مخزن می‌شود. از سوی دیگر، تزریق گاز به مخزن موجب بازیابی فشار مخزن و تبدیل شدن سیال به حالت بحرانی می‌شود و همین امر موجب می‌شود که بخشی از توده میعانی ایجاد شده در اطراف چاه تولیدی، دوباره تبخیر و در گاز تزریقی حل شود. مؤثرترین زمان برای

۱. باید توجه داشت که تولید صیانتی از مخازن هیدروکربوری مفهوم واحدی دارد، اما روش‌های دستیابی به آن در میدین مختلف متفاوت است. در این بخش، به فراخور موضوع مطالعه، به روش‌های تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی اشاره شده است.

2. Gas Recycling

3. Izuwa and Ogbunode

بازگردانی گاز به مخزن، زمانی است که هنوز فشار مخزن بیشتر از فشار نقطه شبنم باشد تا بتواند در تماس با گاز غنی موجود در مخزن به حالت امتزاجی درآید و موجب پیشرانی میعانات موجود در مخزن شود. بازگردانی گاز به مخزن، راهبرد مناسبی محسوب می‌شود، اما به دلایل مختلفی که مهم‌ترین آن‌ها، لزوم عمل به تعهدات تعیین شده برای تأمین گاز موردنیاز در بخش‌های داخلی یا صادراتی در کشور میزبان است، کمتر تحقق می‌یابد.

شاه‌حسینی (۱۳۸۹) به منظور افزایش بهره‌وری تولید از مخازن گاز میعانی، ضمن تأکید بر روش بازگردانی گاز، راهبردهای دیگری را نیز معرفی می‌کند. وی برای جلوگیری از تشکیل توده میعانی، به معرفی روش‌های «تزریق گازهای غیرهیدروکربنی (مانند دی‌اکسیدکربن)»، «تزریق آب» و «تزریق متناوب آب و گاز» اقدام کرده است که هر کدام بسته به شرایط مخزن قابل اجراست. همچنین، برای پیشگیری از ریزش و تجمع میعانات درون مخزن، روش‌های «ایجاد شکاف هیدرولیکی و اسیدکاری»، «حفاری چاه‌های افقی یا شیب‌دار»، «تزریق حلال شیمیایی»، «فرازآوری مصنوعی»، «انسداد چاه تولیدی به منظور ترکیب مجدد فاز مایع و فاز گاز» و «افزایش سرعت تولید از چاه‌ها» را پیشنهاد می‌کند.

درخشان (۱۳۸۱) در نقض روش «افزایش سرعت تولید از چاه‌ها»، بیان می‌کند که «به طور ساده روش‌های افزایش بازیافت را به دو دسته کلی می‌توان تقسیم کرد: اول، جابه‌جایی کم نفت، اما سریع و دوم، جابه‌جایی زیاد نفت، اما آهسته^۱». روش اول دارای بازدهی سریع است، یعنی تنها در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت را از مخزن افزایش می‌دهد، اما استمرار ندارد بلکه می‌تواند باعث کاهش ضریب بازیافت نیز بشود. در روش دوم، فرایند بازدهی کند است یعنی در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت از مخزن، در مقایسه با روش اول افزایش کمتری دارد، با این وجود این افزایش در میان‌مدت و بلندمدت استمرار خواهد داشت، به نحوی که در میان‌مدت از روش اول پیشی می‌گیرد».

علاوه بر روش‌های ذکر شده، در ازدیاد برداشت از مخازن گاز میعانی، ایجاد تأسیسات تثبیت فشار در میان تأسیسات سطح‌الارضی میدان، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. این تأسیسات که مهم‌ترین جزء آن، کمپرسورهای تأمین فشار است، می‌تواند فشار سرچاهی را

۱. به دلیل مشابهت زیاد رفتار نفت و میعانات در سنگ مخزن، به راحتی می‌توان این استدلال را به میعانات نسبت

به منظور افزایش زمان تولید با نرخ مشخص، کنترل و تولیدات بیشتری را نصیب کشور میزبان کند.

بنابراین چنانچه کشور میزبان در توسعه و تولید از یک میدان گاز میعانی بر اهمیت تولید صیانتی تأکید داشته باشد، قرارداد استفاده شده باید از ویژگی‌هایی برخوردار باشد که بتواند «منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید» از مخزن گاز میعانی شود. با توجه به روش‌های تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، مهم‌ترین ویژگی‌های موردنظر در قراردادهای نفتی برای پوشش مناسب این روش‌ها به شرح ذیل قابل احصاء است:

ویژگی اول: تأمین هزینه‌های تولید صیانتی با توجه به خصوصیات مخازن گاز میعانی: همان‌گونه که در روش‌های صیانتی بهره‌برداری از مخازن گاز میعانی مستتر است، تولید صیانتی از این مخازن با هزینه‌های بالا مواجه خواهد بود.^۱ این هزینه‌ها، در مدت کوتاهی پس از آغاز فرایند تولید، ظاهر می‌شوند. از این رو باید تمهیدات لازم برای ساماندهی به این هزینه‌ها پیش‌بینی شود.

ویژگی دوم: نحوه استهلاك هزینه‌ها و پرداخت سود به طرف دوم قرارداد متناسب با اجرای موازین تولید صیانتی: با توجه به نوسانات تولید از مخازن گاز میعانی در شرایط تولید صیانتی و تمرکز روش‌های صیانتی مورد قبول بر «جابه‌جایی زیاد نفت، اما آهسته»، چنانچه در قرارداد انتخاب شده هزینه‌ها و سود شرکت عامل (پیمانکار) از محل محصولات میدان مستهلک و پرداخت شود، شرکت عامل (پیمانکار) باید این قبیل نوسانات را به نحو مطلوب بپذیرد.

ویژگی سوم: انعطاف‌پذیری قرارداد نسبت به تغییر رفتار مخزن: تمامی مهندسان مخزن اذعان دارند که رفتار واقعی مخزن، مانند یک موجود زنده در حال تغییر است و نمی‌توان مطالعات اولیه و ابتدایی را به رفتار مخزن در طول عمر آن تعمیم داد. از این رو، امکان تغییر یا تعدیل روش‌های صیانتی در تولید از مخازن گاز میعانی محتمل خواهد بود.

۱. برای نمونه، مطالعات نشان می‌دهند نصب تأسیسات تثبیت فشار در هر فاز میدان پارس جنوبی، به‌تنهایی معادل حداقل یک‌پنجم کل سرمایه موردنیاز برای توسعه هر فاز، هزینه‌بر خواهد بود.

قراردادهای استفاده‌شده در توسعه و تولید از این مخازن باید نسبت به این تغییرات، انعطاف‌پذیری لازم را داشته باشند.

ویژگی چهارم: به‌کارگیری دانش فنی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی: در تقسیم‌بندی کلی، دانش فنی در عملیات بالادستی، شامل دو بخش است: اول، فرایندهای فناورانه و دوم، تجهیزات فناورانه. با توجه به روش‌های صیانتی بهره‌برداری از مخازن گاز میعانی که پیش از این بیان شد، دستیابی به فرایندها و تجهیزات فناورانه می‌تواند تأثیر به‌سزایی در تولید صیانتی از مخزن بر جای گذارد. قرارداد انتخابی باید بتواند در این بخش کارایی مناسب را ارائه کند.

در بخش بعد، ضمن نظرداشت به اصول فنی تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، شرایط و مقتضیات انواع قراردادهای مورد بحث را از طریق تحلیل و بررسی‌های تطبیقی بر مبنای ویژگی‌های بیان‌شده بررسی خواهیم کرد تا زمینه لازم برای انتخاب قرارداد بهینه فراهم شود.

۴. ارزیابی انواع قراردادهای بالادستی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی

ماهیت قراردادهای بالادستی، چه در میداین نفتی و چه در میداین گازی، یکسان است و به کشف هیدروکربن و استخراج آن از مخازن زیرزمینی مربوط می‌شود، اما موضوع این قراردادها در میداین گازی (به‌خصوص میداین گاز میعانی) گسترده‌تر از میداین نفتی است. معمولاً در قراردادهای اکتشاف، توسعه و تولید از میداین گاز میعانی، علاوه بر فعالیت‌های متعارف نظیر انجام اقدامات اکتشافی، حفر انواع چاه‌ها و نصب تأسیسات سطح‌الارضی، بر مواردی نظیر طراحی و لوله‌گذاری به‌منظور انتقال گاز غنی و محلول گلایکول به پالایشگاه و ساخت تأسیساتی نظیر واحدهای دریافت و جداسازی گاز و میعانات گازی، تثبیت میعانات گازی، شیرین‌سازی و نم‌زدایی، تبرید گاز^۱ و جداسازی گاز طبیعی، اتان، پروپان و بوتان، مرکپتان‌زدایی و تراکم گاز برای انتقال، واحد بازیافت و دانه‌بندی گوگرد و واحد احیای منواتیلن گلایکول و ... تأکید می‌شود. بنابراین، قراردادهای بالادستی در مخازن گاز میعانی به لحاظ موضوعی از گستردگی و پیچیدگی زیادی برخوردار است. به‌خصوص

۱. تبرید گاز به کاهش دمای گاز از طریق کاهش فشار به‌منظور جداسازی اجزای سنگین‌تر از متان اطلاق می‌شود.

چنانچه میدان موردنظر، فراساحلی باشد، آنگاه عملیات بخش دریایی و خشکی و ایجاد ارتباط بین آنها، بر اهمیت موضوع می‌افزاید.

بر این اساس، همان‌گونه که در مقدمه بیان شد، در این مقاله نظام قراردادی (مشارکتی و خدماتی) و الگوی قرارداد نفتی ایران را ارزیابی خواهیم کرد. قرارداد مشارکتی به «مشارکت در تولید»، «مشارکت در سرمایه‌گذاری»، «مشارکت در درآمد» و «مشارکت عملیاتی» تقسیم می‌شود. ابراهیمی و همکاران (۱۳۹۳) نیز قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت را از منظر نحوه خطرپذیری یا مدیریت ریسک حقوقی به سه بخش، شامل «خطرپذیری کامل توسط شرکت سرمایه‌گذار خارجی (پیمانکار)»، «خطرپذیری مشترک» و «خطرپذیری دولت میزبان» تقسیم کرده‌اند که قراردادهای «بیع متقابل» و قراردادهای «طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت» به ترتیب در دسته اول و سوم قرار می‌گیرند. اعتقاد بر این است که در میان الگوهای نظام قرارداد مشارکتی، قرارداد مشارکت در تولید و در میان الگوهای نظام قرارداد خدماتی، قرارداد بیع متقابل و قرارداد طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، پرکاربردترین قراردادها به شمار می‌روند که در کشورهای صاحب مخازن گاز میعانی (از جمله ایران) برای استفاده از توان شرکت‌های نفتی بین‌المللی استفاده می‌شوند.^۱ بنابراین در این مقاله، این قراردادها ارزیابی خواهند شد.

۱. برای نمونه، در بخش بالادستی صنایع نفت و گاز قطر، به غیر از میدان دوخان، میدان محزام و میدان بول‌هنبه، باقی میادین از طریق شرکت‌های معروف بین‌المللی و تحت قراردادهای مشارکت در تولید واگذار شده‌اند (والدز و همکاران، ۲۰۱۴: ۴). بنابراین، تمامی فازهای میدان گنبد شمالی به‌منزله بزرگ‌ترین میدان گاز میعانی جهان، از طریق قراردادهای مشارکت در تولید توسعه یافته‌اند. در ایران، عملیات توسعه فازهای ۱ تا ۸ و ۱۲ میدان پارس جنوبی از طریق قالب قراردادی بیع متقابل و عملیات توسعه سایر فازهای ۲۴گانه (غیر از فاز ۱۱) از طریق انعقاد قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت بوده است (ایلچی و همکاران، ۱۳۹۳: ۸۴ تا ۱۰۱). تفاهم‌نامه طرح توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی در آبان ۱۳۹۵ در قالب الگوی قرارداد نفتی ایران، میان شرکت ملی نفت ایران و کنسرسیومی متشکل از توتال فرانسه، شرکت ملی نفت چین و پتروپارس امضا شد (روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۹۵/۸/۱۸).

۴. ۱. قراردادهای مشارکت در تولید

قراردادهای مشارکت در تولید از جمله قراردادهایی هستند که در حال حاضر کاربرد زیادی در سطح جهان دارند. در این نوع از قراردادها، شرکت عامل، بر کلیه عملیات اکتشاف، بهره‌برداری، فرآوری و بازاریابی نفت و گاز تولیدی از مخازن حاکمیت کامل دارد و در مقابل، بخشی از تولید را به خود اختصاص می‌دهد.

به طور عمده در این قراردادها، پیمانکار^۱ موظف به تأمین مالی پروژه‌هاست، اگرچه ممکن است طرف دولتی نیز در تأمین هزینه‌ها مشارکت کند. تمامی اقدامات شرکت بین‌المللی باید مطابق با برنامه سالانه و بودجه‌ای باشد که باید تصویب قبلی دولت یا طرف دولتی را اخذ کرده باشد. تمام سهمی که در این قرارداد عاید طرف پیمانکار می‌شود عبارت است از «نفت هزینه^۲» و «نفت سود^۳». نفت هزینه عبارت است از درصدی از نفت تولیدی که بابت جبران هزینه‌های قابل جبران به پیمانکار تعلق می‌گیرد. در بسیاری از کشورهای تولیدکننده، باقیمانده بعد از کسر هزینه‌های مالیات بر درآمد، بهره مالکانه و نفت هزینه، مابین پیمانکار و صاحب مخزن تقسیم می‌شود؛ این میزان از نفت را نفت سود می‌نامند (امانی، ۱۳۸۹: ۱۰۳).

۴. ۱. ۱. ارزیابی ویژگی‌های مناسب قراردادی در بهره‌برداری صیانتی از مخازن گاز میعانی؛ قراردادهای مشارکت در تولید

در قراردادهای مذکور، حاکمیت کامل شرکت‌های نفتی بین‌المللی بر تمامی عملیات بالادستی، تأثیر نامطلوبی در ویژگی‌های اول تا سوم دارد، زیرا شروع جریان تولید تجاری از میدان این نوید را به شرکت عامل می‌دهد که سهم نفت سود و نفت هزینه خود را در بازه زمانی مقرر دریافت کند و اعمال هزینه‌های جدید برای این بنگاه‌ها به هیچ وجه قابل قبول نیست. همچنین بازپرداخت این هزینه‌ها در بلندمدت امکان‌پذیر است.

شرکت‌های نفتی بین‌المللی به منزله یک بنگاه اقتصادی و با هدف کسب سودهای سرشار با کشور میزبان وارد مذاکره و قرارداد می‌شوند. این شرکت‌ها هنگام اجرای عملیات

-
1. Contractor
 2. Cost Oil
 3. Profit Oil

نفتی بالادستی تلاش چندانی در جهت رعایت اصول و موازین تولید صیانتی نمی‌کنند، زیرا این تلاش‌ها به کسب منفعت برای کشور میزبان منجر می‌شود و سودی برای آن‌ها نخواهد داشت. رعایت موازین تولید صیانتی در بلندمدت و در طول عمر مخزن اثربخش است و شرکت عامل تا زمان تسویه کامل قرارداد که اساساً کوتاه‌تر از عمر مخزن است به اجرای این اصول تمایلی نخواهد داشت. در صورت اجرای عملیات تولید به صورت صیانت‌شده، از یک سو، هزینه‌های فراوانی به شرکت نفتی تحمیل می‌شود و از سوی دیگر، حضور وی، تأثیر چندانی در تولید میدان نخواهد داشت. مضافاً اینکه در مدل قراردادی مشارکت در تولید، فضای چندانی برای الزام شرکت نفتی به رعایت اصول و موازین تولید صیانتی وجود ندارد. لذا شرکت نفتی نسبت به طرح یا طرح‌های اولیه کمترین انعطاف‌پذیری را از خود نشان می‌دهد و در مقابل هر نوع تغییر، مقاومت خواهد کرد. به همین منظور شرکت نفتی سعی خواهد کرد که تا حد ممکن به صورت محرمانه عمل و از ارائه اطلاعات فنی که می‌تواند نشان‌دهنده ضرورت تغییر یا تعدیل در روش‌های صیانتی برداشت از مخزن باشد، خودداری کند. بررسی جزئیات عملیاتی که شرکت نفتی مسئولیت اجرای آن را دارد نیز، مستلزم وجود تشکیلات بزرگ فنی و مدیریتی است که در کوتاه‌مدت اجرایشدن نخواهد بود.

عملیات شرکت‌های نفتی بین‌المللی در میدان گنبد شمالی که در چارچوب این قراردادها فعالیت می‌کنند، به خوبی موارد مذکور را توضیح می‌دهند. در فازهای سیزده‌گانه میدان گنبد شمالی، با وجود افت فشار محسوس در برخی از فازهای این میدان که سال‌ها پیش توسعه یافته‌اند، عملیات صیانتی در تثبیت فشار و فشارافزایی ذیل قرارداد مشارکت در تولید انجام نمی‌شود. حتی در فازهای جنوبی این میدان که امکان مهاجرت گاز دور از ذهن است، نیز این موضوع مشاهده نمی‌شود.

سوابق قراردادهای مشارکت در تولید نشان می‌دهند که این قراردادها در به‌کارگیری دانش فنی از کیفیت مطلوبی برخوردارند. زیرا در قراردادهای مشارکت در تولید، شرکت نفتی سهم خود را به صورت محصول دریافت می‌کند و لذا درآمد شرکت با افزایش قیمت این محصولات و افزایش روزافزون زمینه‌های استفاده از منابع هیدروکربنی، رشد خواهد کرد، بنابراین شرکت نفتی انگیزه بالایی می‌یابد که برای تحصیل منافع بیشتر در کوتاه‌مدت سرمایه‌گذاری لازم را انجام دهد. از این رو، به‌کارگیری بهترین فرایندها و تجهیزات مبتنی

بر دانش فنی روز، دور از ذهن نخواهد بود. در اینجا ضرورت دارد دانش فنی به کار گرفته شده به منظور اصول فنی تولید صیانتی از مخزن باشد.

۴.۲. قراردادهای بیع متقابل

بیع متقابل قراردادی چندجزئی و از جمله شیوه‌های تجارت متقابل است که مطابق با آن، سرمایه‌گذار ارقام نقد سرمایه شامل وجه نقد و ارقام غیر نقد آن مانند ماشین‌آلات، تجهیزات، دانش فنی، خدمت تخصصی و فناوری را در ایجاد، توسعه، بازسازی و اصلاح یک واحد تولیدی به کار می‌گیرد. استهلاك هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای سرمایه‌گذار و سود سرمایه‌گذاری از محل محصولات واحد تولیدی انجام می‌شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳: ۶۶۳). در استفاده از قراردادهای بیع متقابل برای توسعه میادین هیدروکربنی، عموماً به این صورت اقدام می‌شود که به موجب این قراردادها، شرکت‌های نفتی خارجی به تأمین سرمایه و اجرای عملیات توسعه، توسعه مجدد یا تولید درخصوص یک میدان نفتی یا گازی متعهد می‌شوند. در مقابل، کشور میزبان بازپرداخت شرکت نفتی بین‌المللی را از طریق فروش مستقیم نفت و گاز حاصل به شرکت نفتی خارجی، یا به وسیله پرداخت عواید ناشی از فروش سهم نفت و گاز اختصاص یافته به آن به طرف‌های ثالث، متقبل می‌شود.

نظام مالی قراردادهای بیع متقابل نسبت به سایر انواع قراردادها از پیچیدگی بیشتری برخوردار است. در این قراردادها پیمانکار موظف است مجموعه‌ای از خدمات و تأمین وجوه لازم برای پرداخت هزینه‌ها و سایر پرداخت‌ها نظیر پذیره و مالیات را به طور صحیحی انجام دهد و به ارائه خدمات مالی، فنی و بازرگانی^۱ متعهد است. در مقابل، پیمانکار به منزله یک بنگاه اقتصادی انتظار دارد که ضمن بازپرداخت هزینه‌های انجام شده،

۱. منظور از خدمات بازرگانی، بازاریابی و فروش نفت در بازارهای جهانی است. معمولاً پیمانکار متعهد می‌شود محصولات میدان را به منزله نماینده شرکت ملی نفت به فروش برساند و در مقابل، حق‌العمل دریافت کند و معمولاً قسمتی از درآمد حاصل از فروش نفت نیز برای جبران هزینه‌ها اختصاص می‌یابد (کاظمی نجف‌آبادی، ۱۳۹۳: ۱۸۴).

سودی نیز کسب کند. بازپرداخت هزینه‌ها باید در قرارداد به‌صراحت مشخص شود تا پیمانکار به‌روشنی بداند که چه هزینه‌هایی را می‌تواند مطالبه کند.

در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های پیمانکار و حق‌الزحمه^۱ او با فروش تولیدات میدان به وی بازیافت می‌شوند و شرکت نفتی خارجی هیچ‌گونه مالکیتی بر منابع تولیدی نخواهد داشت. افزون بر این، هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه^۲ پیمانکار، در این قراردادها به صورت ثابت تعیین می‌شوند، از این رو هرگونه افزایش این هزینه‌ها از مبالغ مصوب (به غیر از موردی که این افزایش در نتیجه کارهای اضافی یا تغییر در شرح کارها باشد) تأثیری در سقف تعیین شده برای آن‌ها ندارد و هزینه‌های مازاد، بازیافت نمی‌شوند. در نتیجه حق‌الزحمه^۳ پیمانکار که به صورت درصد ثابتی از هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین می‌شود نیز تحت تأثیر افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای قرار نمی‌گیرد و بدون تغییر باقی خواهد ماند.

۴.۲.۱. ارزیابی ویژگی‌های مناسب قراردادی در بهره‌برداری صیانتی از مخازن گاز میعانی؛ قراردادهای بیع متقابل

از نظر ملاحظات تولید صیانتی، ارزیابی قراردادهای بیع متقابل شباهت زیادی به قراردادهای مشارکت در تولید دارند. این شباهت از نوع بازپرداخت هزینه‌ها، سود و پاداش شرکت‌های نفتی بین‌المللی سرچشمه گرفته است. همان‌گونه که بیان شد، در قراردادهای مشارکت در تولید، سهم شرکت طرف قرارداد به صورت محصول پرداخت می‌شود و با اندکی تفاوت، در قراردادهای بیع متقابل، حق‌الزحمه^۴ شرکت طرف قرارداد بر حسب سود حاصل از عملیات نفتی و به میزان درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای پرداخت می‌شود.^۱ بنابراین، در قراردادهای بیع متقابل حمایت از روش‌های بازیافت از نوع «جابه‌جایی کم نفت، اما سریع»، گزینه مناسبی برای شرکت‌های خارجی است، زیرا اصل سرمایه، بهره و پاداش خود را در همان سال‌های نخستین قرارداد بیع متقابل دریافت می‌کنند، در حالی که روش‌های بازیافت از نوع «جابه‌جایی زیاد نفت، اما آهسته» تأمین‌کننده منافع ملی کشور میزبان است، زیرا حجم هیدروکربن اضافی به‌دست‌آمده در میان‌مدت و طی عمر مفید مخزن به مراتب بیشتر است.

۱. حق‌الزحمه در قرارداد بیع متقابل، اغلب در قالب توافق‌نامه بلندمدت فروش نفت خام (LTCOSA) و به صورت فیزیکی پرداخت می‌شود.

این فرضیه را به‌سادگی نمی‌توان رد کرد که اگر مطالعه مخزن را بر عهده آن دسته از شرکت‌های خارجی بگذاریم که در برخی موارد، خود یا همکارانشان کاندیدای عقد قراردادهای بیع متقابل برای همان میادین هستند، آنگاه نتایج تحقیقات، احتمالاً به نفع روش‌های بازیافت از نوع اول^۱ خواهد بود. هرگاه این دسته از شرکت‌های خارجی، روش‌های نوع دوم^۲ را توصیه کنند در واقع احتمال کامیابی خود و همکاران خود را از مشارکت در قراردادهای بیع متقابل کاهش داده‌اند، زیرا طولانی‌تر شدن زمان بازپرداخت، نتیجه‌ای جز افزایش بهره و پاداش یعنی گران‌تر شدن پروژه نخواهد داشت. بدین سبب اصل بنگاه‌داری دلالت بر آن می‌کند که این شرکت‌ها با توصیه روش‌های نوع اول- و لذا ارزان‌تر نشان دادن پروژه- فرصت‌های بهتری را در عقد قراردادهای بیع متقابل به دست آورند (درخشان، ۱۳۸۱: ۴۷).

همان‌گونه که بیان شد، مخازن گاز میعانی، اندکی پس از تولید، به فرایندها و تجهیزات فناورانه و مبتنی بر دانش فنی برای تولید صیانتی نیاز دارد، در حالی که باید توجه داشت که در قراردادهای خدمت، از جمله در قراردادهای بیع متقابل، معمولاً شرکت نفتی در فاصله اندکی پس از تولید اولیه یا اتمام عملیات توسعه مجدد، عملیات تولید را به کشور میزبان واگذار می‌کند و عملاً نیازهای فناورانه تولید صیانتی بدون پاسخ می‌ماند. از آنجا که امروزه یکی از اهداف اساسی انعقاد قراردادهای بالادستی با شرکت‌های نفتی بین‌المللی، موضوع تأمین سرمایه موردنیاز برای اجرای پروژه‌هاست و با توجه به اینکه اعمال روش‌های صیانتی در تولید از مخازن گاز میعانی به حجم قابل توجهی از سرمایه نیاز دارد، لذا عموماً کشورهای میزبان توان و تمایلی برای بهره‌مندی از دانش فنی در تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی خود، پس از ترک عملیات از سوی شرکت‌های نفتی ندارند و سعی خواهند کرد که تولید را به همان سبک و سیاقی که از شرکت نفتی بین‌المللی تحویل گرفته‌اند، ادامه دهند. نباید از نظر دور داشت که سرمایه‌گذاری احتمالی کشور میزبان برای تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی، موجب به تأخیر افتادن ایفای تعهدات به شرکت نفتی می‌شود.

۱. مقصود از روش‌های بازیافت از نوع اول، جابه‌جایی زیاد نفت، اما آهسته است.

۲. مقصود از روش‌های بازیافت از نوع دوم، جابه‌جایی کم نفت، اما سریع است.

فازهای اولیه میدان پارس جنوبی که در چارچوب قرارداد بیع متقابل توسعه یافته‌اند و طی سال‌های متمادی گذشته در حال تولیدند، مثال مناسبی در توضیح استدلال مطروحه است. اگرچه در همان زمان انعقاد قرارداد، افت فشار مخزن پس از چند سال قابل پیش‌بینی بوده است^۱، اما توجه به اجرای اقداماتی نظیر تثبیت فشار و فشارافزایی پیش از انعقاد قرارداد یا هنگام اجرای آن، مدنظر قرار نمی‌گیرد. شرکت ملی نفت ایران نیز پس از اتمام زمان قرارداد و حتی تسویه آن، توان مالی و به تبع آن اراده جلدی برای اجرای آن ندارد.

۳.۴. قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت

قرارداد طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، نوعی از روش‌های قراردادی است که پیمانکار مسئولیت تمامی امور مهندسی، تدارکات و ساخت را تا تکمیل پروژه بر عهده دارد. در صنعت نفت و گاز، این قرارداد ماهیتاً در طبقه قراردادهای پایین‌دستی قرار می‌گیرد، با وجود این، برخی از ویژگی‌های بارز و درخور توجه در این مدل قراردادی به استفاده از آن در بالادستی میادین هیدروکربنی منجر شده است. معمولاً استفاده از این قراردادها در توسعه میادینی توصیه می‌شود که کشور میزبان از وجود نفت و گاز در آن اطمینان داشته باشد. همچنین، استفاده از این قرارداد در توسعه مجدد و اجرای روش‌های بهبود و افزایش بازیافت نفت نیز امکان‌پذیر است.

هدف نویسندگان در این مقاله از قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، همان قراردادهای «کلید در دست»^۲ است. قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، الزاماً به یک طرح اقتصادی کامل منجر نمی‌شوند. برای مثال، اگر لوله‌گذاری بین چاه‌ها و کارخانه فرآوری نفت از طریق قرارداد طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت به پیمانکار واگذار شود، این یک پروژه است و طرح کامل تلقی نمی‌شود. هرگاه موضوع قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، ایجاد یک طرح کامل مثل کارخانه باشد، به آن بعضاً قرارداد کلید در دست نیز اطلاق می‌شود (شیروی، ۱۳۹۳: ۴۰۱ و ۴۰۲). بنابراین، در این مطالعه قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت و قراردادهای کلید در دست هر دو به یک مفهوم در نظر گرفته می‌شوند و مقصود آن، انجام کامل پروژه مدنظر کارفرما در بخش بالادستی است.

۱. کما اینکه در قرارداد توسعه و تولید از فاز ۱۱ میدان پارس جنوبی (۱۳۹۶) پیش‌بینی و لحاظ شده است.

قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت در گذر زمان پیشرفت‌های قابل ملاحظه‌ای داشته‌اند و گسترش‌هایی چون واگذاری وظایف و تعهدات راه‌اندازی،^۱ تست فنی و مدیریت عملیات تولید در دوره زمانی مشخص پس از آغاز عملیات به پیمانکار، در الگوهای جدید این قرارداد، پیش‌بینی شده است. از سوی دیگر، در صورت صلاحیت‌نداشتن فنی کارفرما برای نظارت بر حسن اجرای تعهدات پیمانکار، می‌توان بخش‌های متنوعی از جایگاه مدیریتی و نظارتی کارفرما را به شخص ثالث صاحب صلاحیت واگذار کرد تا نقصان‌های کارفرما را در این زمینه جبران کند.^۲ از این رو، نمی‌توان با ذکر نام این الگوی قراردادی، به جزئیات تعهدات طرفین آگاهی کامل یافت. در این مطالعه، طبعاً متناسب‌ترین مدل قراردادی طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت برای کشور میزبان مخازن گاز میعانی مدنظر قرار دارد.

بنا بر آنچه بیان شد، مهم‌ترین مزیت این روش قراردادی، کاهش ریسک‌ها و مسئولیت‌های کارفرما و مهم‌ترین نقص آن، صرف زمان، نیرو و دقت زیاد برای تنظیم شرایط و اسناد مناقصه و به تبع آن، انتخاب پیمانکار مناسب و متخصص است. در نظام مالی قراردادهای کلید در دست، معمولاً از سه روش پرداخت به شرح زیر استفاده می‌شود:

1. Commissioning

۲. به این روش، اصطلاحاً (Engineering, Procurement, construction and Management) EPCM اطلاق می‌شود.

الف) روش پرداخت درصد هزینه^۱؛ ب) روش قیمت مقطوع^۲ و ج) روش آحاد بها و فهرست مقادیر.^۳

ذکر این نکته ضروری است که ضرورتی در به‌کارگیری یکی از روش‌های پرداخت در کل قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت وجود ندارد، بلکه در این قراردادها، می‌توان ترکیبی از روش‌های پرداخت را برای بخش‌های مختلف عملیات به کار گرفت. برای مثال، می‌توان بخش مهندسی را به صورت قیمت مقطوع، اجرا را به صورت آحاد بها و خرید را به صورت درصد هزینه انجام داد (نظری و آقالو، ۱۳۹۲: ۳۷).

۴.۳.۱. ارزیابی ویژگی‌های مناسب قراردادی در بهره‌برداری صیانتی از مخازن گاز میعانی؛ قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت

قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت تفاوت‌های درخور توجهی با قراردادهای بیع متقابل از منظر ملاحظات تولید صیانتی دارند. این قراردادها چنانچه در بالادستی میادین گاز میعانی استفاده شوند، پرداخت هزینه‌ها را به فروش محصولات حاصل از میدان مرتبط نمی‌کنند. در این نوع قراردادی که به اختصار بیان شد، کشور میزبان می‌تواند با استفاده از منابع خود، هزینه‌های قرارداد را تأمین کند.

۱. Cost Plus: در این روش، کارفرما هزینه‌های انجام‌شده به اضافه مقداری ثابت و معین یا درصد مشخصی از هزینه‌های واقعی را که از پیش برای هزینه‌های بالاسری تعیین شده است، به پیمانکار پرداخت می‌کند. قیمت نهایی تابع هزینه‌های صرف‌شده مبتنی بر عملکرد پیمانکار خواهد بود و پیمانکار ریسک هیچ بخشی از کار را بر عهده نمی‌گیرد.

۲. Lump Sum: در این روش، انجام کار در محدوده مشخص‌شده در پیمان از سوی پیمانکار اصلی با مبلغ معین انجام می‌شود. البته در کارهای بزرگ، می‌توان قیمت مربوط به اجزای کار را به صورت جداگانه تعیین کرد. از آنجا که در این حالت پیمانکاران ضریب ریسک بیشتری در نظر می‌گیرند، لذا قیمت پیشنهادی آن‌ها و به تبع آن قیمت قرارداد افزایش می‌یابد.

۳. Unit Rate: در این روش قیمت پروژه براساس مقادیر کار انجام‌شده طبق یک جدول منضم به قرارداد (فهرست بها) محاسبه و تعیین می‌شود. این روش برای کارهایی مناسب است که ماهیت و کیفیت اقدام کار به‌خوبی قابل تعریف است، اما مقادیر نهایی کار، پیش از ساخت قابل تعیین نیست. در این روش ممکن است کارفرما تا پایان پروژه از میزان دقیق هزینه نهایی پروژه آگاه نشود. این روش نیازمند تجربه کارکنان کارفرما در اداره و مدیریت فرایندهای پرداخت است.

در روش‌های تولید صیانتی و با استفاده از این مدل قراردادی و البته با نگرش ملی‌گرایانه، تولید غیرصیانتی و به تبع آن سودهای کم و محدود امروز، به منافع حاصل از تولید صیانتی، ترجیح داده نخواهند شد و منافع ملی نسل یا نسل‌های آینده نیز به طریق مناسب تحصیل خواهد شد. باید توجه داشت که ماهیت این مدل قراردادی اقتضا می‌کند که با اتمام مرحله توسعه و رسانیدن میدان به تولید تجاری، شرکت نفتی بین‌المللی میدان را به لحاظ عملیاتی ترک کند و کشور میزبان بتواند با استفاده از توان کارشناسی داخلی یا استفاده از مشاوره‌های فنی شرکت‌های صاحب صلاحیت، به اجرای طرح‌های صیانتی متناسب با وضعیت مخزن اقدام کند.

از این رو، در قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، اعمال ویژگی اول، صرفاً به توان کشور میزبان در تأمین مالی پروژه‌های تولید صیانتی مربوط خواهد بود، زیرا شرکت نفتی بین‌المللی در این قراردادها صرفاً بر پایه طرح جامع توسعه میدان و اصطلاحاً نقشه راهی که از سوی مهندسان کشور میزبان تأیید و تصویب می‌شود حرکت می‌کند و هزینه‌های خود را براساس مدل‌های پیش‌گفته مستهلک خواهد کرد. درخصوص پیاده‌سازی ویژگی‌های دوم و سوم نیز نگرانی خاصی وجود ندارد، زیرا از یک‌سو این قراردادها عموماً تا پایان عملیات توسعه یا توسعه مجدد میدان کاربرد دارند و از سوی دیگر، چون بازپرداخت هزینه‌های مربوطه از محل محصولات مخزن صورت نمی‌گیرد، بنابراین عملکرد شرکت نفتی بین‌المللی، تولید صیانتی از مخازن را تحت تأثیر قرار نمی‌دهد و تغییر یا تعدیل روش‌های موردنظر به راحتی امکان‌پذیر خواهد بود.

گفتنی است دغدغه موجود در به‌کارگیری دانش فنی برای استفاده از روش‌های پرهزینه تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی در قراردادهای بیع متقابل، در این قراردادها نیز وجود دارد، با این تفاوت که در صورت تأمین مالی پروژه‌های تولید صیانتی، نگرانی خاصی بابت تخطی از اصول و موازین تولید صیانتی مشاهده نخواهد شد.

۴.۴. قراردادهای جدید نفتی ایران

هیئت وزیران به استناد جزء ۳ بند ت مواد ۳ و ۷ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز را در تاریخ ۱۳۹۵/۵/۱۳ به تصویب رسانده و اصلاحات نهایی آن را نیز در تاریخ‌های ۱۳۹۵/۶/۱۰ و ۱۳۹۶/۳/۲۴

ابلاغ کرده است.^۱ شایان یادآوری است، همراه این الگوی قراردادی، تصویب‌نامه مورخ ۱۳۹۵/۵/۱۳ هیئت وزیران با موضوع نحوه نظارت بر انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی و اصلاحیه مورخ ۱۳۹۵/۶/۷ آن نیز ارائه شده است. در این مطالعه، مبنای اظهارنظر درخصوص این مدل قراردادی، تصویب‌نامه‌های مذکور است.

به استناد این الگوی قراردادی و بر مبنای موضوع این مطالعه، قراردادهای جدید نفتی ایران از ویژگی‌های زیر برخوردارند:

الف) قراردادهای جدید نفتی ایران بر حسب موضوع به سه دسته تقسیم می‌شود که در تمامی آن‌ها پیمانکار^۲ در مرحله تولید و بهره‌برداری، حضور نسبتاً بلندمدتی خواهد داشت. یکی از مبانی اصلی تعیین شرکت برنده در مناقصات انجام‌شده طی این مدل قراردادی، دستمزد (Fee) است.

ب) بازپرداخت تمامی هزینه‌های مستقیم، غیرمستقیم، هزینه‌های تأمین مالی و پرداخت دستمزد^۳ و هزینه‌های بهره‌برداری از زمان رسیدن میدان به تولید اولیه یا اضافی از طریق تخصیص بخشی از محصولات میدان یا عواید حاصل از اجرای قرارداد بر پایه قیمت روز فروش محصول منوط است و در صورت بی‌کفایتی میزان تولید تخصیص داده‌شده برای بازپرداخت هزینه‌های انجام‌شده از سوی پیمانکار در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت‌نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، بازپرداخت

۱. این مدل قراردادی ابتدا در تاریخ ۱۳۹۴/۷/۸ به تصویب هیئت وزیران رسید و اندکی بعد در کنفرانس تهران و با حضور نمایندگان شرکت‌های نفتی بین‌المللی رونمایی شد، اما در ادامه از سوی دستگاه‌های نظارتی و بدنه کارشناسی مورد نقد جدی قرار گرفت. از این رو، هیئت وزیران در تصویب‌نامه‌های ذکر شده به بازنگری آن اقدام کرد.

۲. در این قراردادها از عبارت «طرف دوم قرارداد» به جای پیمانکار استفاده شده است.

۳. خاطر نشان می‌کند دستمزد (Fee) رقمی است که متناسب با هر بشکه اضافی تولید نفت خام یا هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی یا هر هزار فوت مکعب استاندارد تولید اضافی گاز از میدان‌ها یا مخزن‌های گازی و حسب مورد هر بشکه میعانات گازی اضافی، ناشی از عملیات طرف دوم قرارداد تعیین می‌شود. پذیرش دستمزد از سوی طرف اول قرارداد متناسب با شرایط هر طرح با هدف تأمین نرخ بازگشت سرمایه مورد انتظار منطقی، جبران ریسک و ایجاد انگیزه برای طرف دوم قرارداد در به‌کارگیری روش‌های بهینه و فناوری‌های نوین و پیشرفته در اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری است.

می‌شود. همچنین، امکان پرداخت از محل محصولات یا عواید دیگر میدان‌ها از طریق معاوضه^۱ نیز امکان‌پذیر است.

پ) به استناد بند «د» از ماده ۳، چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید به دلیلی جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن داشته باشد، این تصمیم نباید در بازپرداخت مطالبات سررسیدشده و پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر گذارد. در حوزه مسائل فنی، در این قرارداد نیز مانند تمامی قراردادهای متعارف نفتی بین‌المللی، پیمانکار متعهد به برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز طی دوره قرارداد خواهد بود.

ت) براساس تبصره ۱ ماده ۶، در این قراردادها، عملیات به صورت مرحله‌بندی انجام می‌شود و برای هر مرحله، براساس نتایج حاصله از رفتار مخزن در مرحله قبل عملیات ادامه می‌یابد. در این خصوص پیش‌بینی‌های لازم برای افزایش سقف هزینه‌های سرمایه‌ای به‌منظور بهبود فرایند تولید منطبق با رفتار میدان انجام شده است.

۴.۴. ۱. ارزیابی ویژگی‌های مناسب قراردادی در بهره‌برداری صیانتی از مخازن گاز میعانی؛ قراردادهای جدید نفتی ایران

از نظر ملاحظات مربوط به این مطالعه، قراردادهای جدید نفتی ایران شباهت فراوانی به قراردادهای مشارکت در تولید دارند. تفاوت‌های اصلی صرفاً در دو مورد است: اول، در قرارداد جدید نفتی ایران، فضای بیشتری برای بازنگری در عملیات براساس رفتار مخزن وجود دارد. رئیس کمیته بازنگری قراردادهای نفتی ایران بیان می‌کند: «چون رفتار واقعی مخزن مانند یک موجود زنده غیر قابل پیش‌بینی است، امکان بازنگری طرح‌های توسعه‌ای با توجه به این واقعیت باید به‌عنوان یک پیش‌فرض مؤثر پیش‌بینی شود تا در هر مرحله، هر عملیاتی که برای سلامت مخزن نیاز بود با تأیید شرکت ملی نفت ایران انجام شود که اتفاقاً در مدل جدید به دلیل وظیفه قانونی صیانت از مخازن، این موضوع به صورت یک پیش‌فرض مؤثر قراردادی در نظر گرفته شده است تا احتمال اینکه پیمانکار برای رسیدن به تولید تعهدشده، سلامت مخزن را به خطر بیاندازد به حداقل برسد. بنابراین، در مدل جدید قراردادی، انجام عملیات مندرج در طرح توسعه در سقف هزینه‌های قراردادی مصوب

انجام خواهد شد مگر آنکه در حین اجرا، ضرورت مخزنی به وجود آید که غیر قابل پیش‌بینی بوده که در این صورت و در جهت صیانت از مخزن، طرح اصلاحی تهیه، که تنها پس از تأیید شرکت ملی نفت اصلاح و هزینه‌های مربوطه، به قیمت‌های روز به حساب پروژه گذاشته می‌شود»^۱.

دوم، در قراردادهای جدید نفتی بازپرداخت هزینه‌ها متنوع‌تر از قراردادهای مشارکت در تولید است و پرداخت دستمزد با هدف «تأمین نرخ بازگشت سرمایه مورد انتظار منطقی، جبران ریسک و ایجاد انگیزه در طرف دوم برای به‌کارگیری روش‌های بهینه و فناوری‌های نوین و پیشرفته در اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری» بر شدت آن افزوده است. نظارت بر عملکرد پیمانکار به‌منظور اقدام براساس اصول و موازین تولید صیانتی در این مدل قراردادی، مستلزم صرف دقت و توجه مضاعف است، با وجود این چنانچه این نظارت به نحو مطلوب انجام شود، آنگاه شرکت نفتی بین‌المللی به علت امکان دریافت هزینه‌های مضاعف به روش‌های مختلف که ناشی از اعمال تغییرات غیر قابل پیش‌بینی است، نگرانی خاصی بابت تحصیل سرمایه خود در موعد مقرر نخواهد داشت و می‌توان به تأمین انتظارات مطروحه در ویژگی‌های اول تا سوم امیدوار بود.

البته این امیدواری با توجه به موضوع دستمزد تضعیف می‌شود که در ازای تولید بیشتر طی عمر قرارداد و نه طی عمر مخزن مطرح شده است. پرداخت دستمزد با روش مذکور، می‌تواند پیمانکار را به استفاده از روش‌های مبتنی بر «جابه‌جایی کم نفت، اما سریع» ترغیب و در ملاحظات فنی بر آن‌ها تأکید کند. در خصوص ویژگی چهارم، به صورت کلی، بر مسئله دانش فنی در این قراردادها تأکید زیادی شده است، اما به نظر نمی‌رسد برتری خاصی نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید ایجاد کند.

۵. نتیجه‌گیری

نتایج این مقاله به‌منظور پاسخ به پرسش پژوهش، حاکی از آن است که در میان الگوهای متداول قراردادی که بررسی شده است، قراردادهای طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت، بهترین مدل قراردادی برای توسعه، توسعه مجدد یا بهره‌برداری از مخازن گاز میعانی است

و ویژگی‌های مورد انتظار قراردادهای مناسب برای تولید صیانتی از مخازن گاز میعانی را تا حد درخور توجهی تأمین می‌کنند.

به استناد یافته‌های پژوهش، با توجه به مشخصه‌ها و ویژگی‌های منحصر به فرد مخازن گاز میعانی و با توجه به آسیب‌های درخور توجه ناشی از اجرانکردن صحیح اصول فنی تولید صیانتی از این مخازن، به متولیان صنعت نفت و گاز کشورهای هدف (از جمله ایران)، توصیه می‌شود که ضمن توجه به آثار ناشی از اجرای هر مدل قراردادی بر عملکرد تولید طی عمر مخزن، به ویژگی‌های مطلوب مدل قراردادی طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت توجه کنند.

ارزش‌گذاری اقتصادی انواع مدل‌های قراردادی متعارف، با استفاده از داده‌های واقعی حاصل از توسعه، توسعه مجدد یا بهره‌برداری از میادین گاز میعانی و مقایسه آن‌ها با یکدیگر، در توسعه مطالعات مربوط به این میادین مفید است و می‌تواند در تحقیقات آتی مدنظر قرار گیرد.

منابع

الف) فارسی

۱. ابراهیمی، سید نصرالله؛ منتظر، مهدی و مسعودی، فرزاد (۱۳۹۳). «اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شماره ۱۲، ۱-۲۶.
۲. امانی، مسعود (۱۳۸۹). حقوق قراردادهای بین‌المللی نفت، تهران: انتشارات دانشگاه امام صادق (ع).
۳. امین‌زاده، الهام و آقابابایی دهکردی، پیمان (۱۳۹۳). «بررسی قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه کارایی آن با بیع متقابل»، مجله حقوقی دادگستری، سال ۷۸، شماره ۸۷، ۱-۳۰.
۴. ایلچی، محسن؛ سرافرازی، کیوان و صدرنیا، نسیم (۱۳۹۳). کتاب جامع پارس جنوبی، بازخوانی روند توسعه و تجارب ملی در بزرگ‌ترین میدان گازی ایران، تهران: شرکت نفت و گاز پارس.
۵. حاتمی، علی و کریمیان، اسماعیل (۱۳۹۳). حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری، تهران: انتشارات تیسرا.
۶. خبرگزاری شانا، مصاحبه با سید مهدی حسینی، رئیس کمیته اصلاح قراردادهای نفتی ایران، ۱۳۹۴/۹/۱۷.
۷. درخشان، مسعود (۱۳۸۱). «منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز»، فصل‌نامه مجلس و پژوهش، سال نهم، شماره ۳۴، ۱۳-۶۵.
۸. درخشان، مسعود (۱۳۸۹). «ملاحظات استراتژیک در تدوین سیاست‌گذاری‌های بالادستی نفت و گاز کشور»، فصل‌نامه راهبرد، سال نوزدهم، شماره ۵۷، ۱۰۹-۱۳۱.
۹. درخشان، مسعود (۱۳۹۲). «ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران»، فصل‌نامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شماره ۹، ۵۳-۱۱۳.
۱۰. درخشان، مسعود (۱۳۹۳). «قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی»، دوفصلنامه مطالعات اقتصاد اسلامی، سال ششم، شماره دوم، ۵۲-۷.

۱۱. سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق، «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰»، تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۱۲. سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق، «تصویب‌نامه درخصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز- ۱۳/۵/۱۳۹۵»، تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۱۳. سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق، «اصلاح تصویب‌نامه درخصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز- ۶/۷/۱۳۹۵»، تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۱۴. سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق، «تصویب‌نامه درخصوص نحوه نظارت بر انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی- ۱۳/۵/۱۳۹۵»، تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۱۵. سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق، «اصلاح تصویب‌نامه درخصوص نحوه نظارت بر انعقاد و اجرای قراردادهای نفتی- ۶/۷/۱۳۹۵»، تهران: مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۱۶. شاه‌حسینی، مهدی (۱۳۸۹). «چالش‌ها و راه‌کارهای مدیریت بهینه و برداشت صیانتی از مخازن گاز میعانی»، مجله/کتشاف و تولید، شماره ۶۹، ۱۷-۲۰.
۱۷. شیروی، عبدالحسین (۱۳۹۳). حقوق نفت و گاز، تهران: نشر میزان.
۱۸. صادقی، محسن و گودرزی، حبیب (۱۳۸۴). «بررسی قراردادهای بین‌المللی طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت با نگاهی به جایگاه آن در نظام حقوقی ایران»، فصل‌نامه حقوق، دوره ۳۸، شماره ۲، ۱۷۳-۱۸۹.
۱۹. غفاری، علیرضا و تکلیف، عاطفه (۱۳۹۴). «کاربرد الگوی عقلایی در تصمیم‌گیری‌های راهبردی برای تولید صیانتی از میدان مشترک پارس جنوبی- گنبدشمالی: مدل مفهومی با تأکید بر الزامات حقوقی»، پژوهش‌نامه اقتصاد انرژی ایران، سال چهارم، شماره ۱۶، ۱۳۷-۱۸۰.
۲۰. قجاوند، حسین، خدابنده شهرکی، علیرضا و گرامی، شهاب (۱۳۹۳). «تغییر ترشوندگی ناحیه اطراف چاه در مخازن گاز میعانی از مایع تر به گاز تر به منظور جلوگیری از

- انسداد حاصل از تجمع میعانی»، نشریه مهندسی شیمی ایران، سال سیزدهم، شماره ۷۲، ۶۷-۷۵.
۲۱. کاظمی نجف آبادی، عباس؛ غفاری، علیرضا و تکرستا، علی (۱۳۹۴). «ارزش گذاری اقتصادی قراردادهای بیع متقابل گازی در پارس جنوبی از طریق مقایسه با قراردادهای مشارکت در تولید»، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال چهارم، شماره ۱۴، ۱۵۳-۱۹۰.
۲۲. کاظمی نجف آبادی، عباس (۱۳۹۳). آشنایی با قراردادهای نفتی، تهران: انتشارات شهر دانش.
۲۳. کاظمی نیاکرانی، ابوالقاسم؛ گرامی، شهاب و قطبی، سیروس (۱۳۹۰). «مدل سازی ترکیبی پدیده نفوذ مولکولی در تزریق گاز طبیعی به مخازن گازی و گاز میعانی شکاف دار کم تراوا- مدل تک بلوکی»، نشریه پژوهش نفت، سال بیست و یکم، شماره ۱۷-۳، ۶۵.
۲۴. نظری، احد و آقالو، زهرا (۱۳۹۱). «مدیریت چالش های قراردادی روش EPC قیمت مقطوع در شرایط افزایش غیرمعمول هزینه های تأمین کالا (صنایع نفت گاز و پتروشیمی)»، فصل نامه انجمن مهندسی عمران، سال چهاردهم، شماره ۳۳، ۳۵-۴۶.

(ب) انگلیسی

25. Hassanzadeh Khadar, R. & Aminshahidy, B. & Hashemi, A. & Ghadami, N. (2013). "Application of Gas Injection and Recycling to Enhance Condensate Recovery", *Journal of Petroleum Science and Technology*, Vol. 31, Issue 10, 1057-1065.
26. Izuwa, N. & Ogbunude, B.C. (2016). "Parametric Study of Enhanced Condensate Recovery of Gas Condensate Reservoirs Using Design of Experiment", *Journal of Petroleum and Coal*, Vol 58, Issue 1, 1-16.
27. Kerunwa, A. & Uchebuakor, C. (2015). "Optimization of Condensate Recovery Using Gas Recycling Technique", *Journal of Petroleum and Coal*, Vol. 57, Issue 5, 565-572.
28. King & Spalding (2005). "Upstream Government Petroleum Contracts, Handbook on Legal and Commercial Issues and Related Terms". *Louisiana*, 327.

29. Nasiri Ghiri, M. & Nasriani, H.R. & Sinaei, M. & Najibi, S.H. & Nasriani, E. & Parchami, H. (2015). "Gas Injection for Enhancement of Condensate Recovery in a Gas Condensate Reservoir", *Journal of Petroleum Science and Technology*, Vol 37, Issue 8, 799-806.
30. Valdez, Maria & Moubaydeen, Safwan & Nadine, Naji (2014). "Oil and Gas Regulation in Qatar: Overview, Energy and Natural Resources", *Association of Corporate Counsel*, 1-7.
31. Zhuo F. & Shui B. & Ying G. (2014). "On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buyback Contracts", *Energy Economics*, Vol. 42, 395-402.