فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال هفدهم / شماره ۶۹/ تابستان ۱۴۰۰/ صفحات ۱۹۶-۱۵۱

بررسی مقایسه‌ای نظام مالی قراردادهای خدماتی در صنعت نفت ایران و عراق از منظر امکان شناسایی ذخایر نفتی

علی امامی میبدی
استاد دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی، emami@atu.ac.ir

مهریار داشاب
استادیار دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی،
mehryarbsdashab@gmail.com

فیصل عامری
استاد دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی، faysal_ameri@atu.ac.ir

علی مقدم ابریشمی
استادیار دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی،
aliabrishami6@gmail.com

معصومه اکبری بیرگانی[۱]
دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین المللی نفت و گاز دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه علامه طباطبائی، m.akbari@atu.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۹/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۲/۱۷

چکیده

شناسایی و ثبت ذخایر برای شرکت‌های بین‌المللی نفتی امری مهم و ضروری می‌باشد، زیرا با کسب اعتبار از این طریق می‌توانند به تأمین مالی پروژه‌های نفتی با نرخ‌های کمتر در بازارهای مالی دست یابند. لیکن یکی از ایرادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل از سوی شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار، عدم امکان شناسایی ذخایر نفتی تحت این الگوی قراردادی می‌باشد. لذا هدف تحقیق حاضر بررسی این امر در قراردادهای خدماتی ایران و عراق به‌عنوان رقیب اصلی در برداشت از میادین نفتی مشترک در حوزه خشکی بوده که به‌صورت تحلیلی-تطبیقی، از طریق بررسی منابع اولیه نظیر قوانین و مقررات مالی مربوط به شرکت‌های تولیدی نفت و گاز در آمریکا، استانداردهای بین‌المللی مالی و شروط مالی قراردادهای مذکور صورت گرفته است. یافته‌های پژوهش نشان می‌دهد، قوانین و مقررات موضوعه، راهنمایی واضحی در مورد شناسایی ذخایر در انواع قراردادهای نفتی ندارند، لیکن با استدلال‌هایی از آنها می‌توان نتیجه‌گیری کرد که شناسایی و ثبت ذخایر به معنای شناسایی و افشای درآمدهای آتی در کلیه الگوهای قراردادی مذکور امکان‌پذیر است، اما به‌دلیل برخی خصوصیات در قراردادهای جدید نفتی ایران و خدماتی عراق، با به‌کارگیری روش درصد تکمیل کار در استاندارد حسابداری پیمان‌های بلندمدت انجام خواهد شد، درحالی‌که استفاده از این روش در بیع‌متقابل امکان‌پذیر نمی‌باشد.

طبقه‌بندی JEL: D86, L24, Q48

کلیدواژه‌ها: شناسایی ذخایر، بیع متقابل، قراردادهای جدید نفتی ایران، قراردادهای خدماتی عراق، نظام مالی قرارداد

---

۱. نویسنده مسئول

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

۱- مقدمه

یکی از موضوعات مهم و بحث‌برانگیز در قراردادهای بالادستی صنعت نفت، موضوع شناسایی و ثبت ذخایر نفتی توسط شرکت‌های نفتی خارجی در این قراردادهاست، به‌نحوی‌که این موضوع به چالشی میان شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار و منتقدین قراردادهای بالادستی در برخی کشورهای نفت‌خیز جهان مانند ایران تبدیل شده است[۱]. به‌جز انتقاد و مخالفت با کسب سودهای سرشار از طریق شناسایی و ثبت ذخایر نفتی توسط این شرکت‌ها، در حقیقت تصویر نادرست رایج در رابطه با این موضوع این است که وقتی یک شرکت نفتی، ذخایری را شناسایی یا ثبت می‌کند، در واقع به این معنا تعبیر می‌شود که آن شرکت مخازن و منابع مستقر در زمین را مالک است و شناسایی و ثبت ذخایر به معنای مالکیت یک دارایی ثابت تلقی می‌گردد. در حالی که این امر در مورد قراردادهای امتیازی و لیسانس صحیح است اما در قراردادهای مشارکت در تولید و قرارداد خدماتی ریسک‌پذیر، دولت میزبان مالک مخازن و نفت و گاز درجاست[۲] و نه شرکت نفت خارجی، درنتیجه، شناسایی ذخایر نفتی موضوع این قراردادها، به معنای انتقال مالکیت آنها نیست (لاسول و یانگ، ۲۰۱۳، ص ۱)[۳]. بلکه در اینجا اتفاقی که می‌افتد افشای درآمدهای آتی حاصل از فروش استحقاقات دریافتی سرمایه‌گذار بر اساس قرارداد اصلی یا قرارداد بلندمدت فروش نفت و گازی است که به‌عنوان یک قرارداد مستقل، ضمیمه قرارداد اصلی نفتی فی‌مابین می‌باشد که امروزه به‌عنوان یک ضرورت قانونی در بورس‌های دنیا برای شرکت‌های نفتی در قالب افشای قراردادها و برآوردها همراه با تراز مالی سالیانه آنها مطرح است که می‌بایست انجام دهند و این به معنی ثبت ذخیره به‌صورت یک دارایی ثابت از جنس زمین و معادن نفتی موجود در آن نیست (طاهری فرد و صاحب هنر، ۱۳۹۵، ص ۲۵). علت برداشت‌های نادرست صورت گرفته از این مفهوم، به این موضوع برمی‌گردد که شناسایی و ثبت ذخایر از موضوعاتی است که در دانش مالی و حسابداری به‌ویژه بخش بالادستی صنعت نفت و گاز مطرح

۱. موضوعی که طراحان الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران در هم‌اندیشی‌های برگزار شده، مکررا پاسخ داده و توضیحاتی در این باره نیز به منتقدین این قراردادها اعلام کردند (گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس در مورد مقایسه بیع متقابل و آی پی سی، ۱۳۹۵: ۲۱).

2. in place

3. Lasswell & Young

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

می‌شود و شناخت کافی نسبت به آن در دست عموم و حتی متخصصان این حوزه نیست. بر این اساس در راستای کمک به رفع ابهامات مذکور و ایجاد روشنگری در مورد این موضوع، در پژوهش حاضر تلاش شده است تا با بررسی مقررات مالی و حسابداری مندرج در کاربردی‌ترین و پیشروترین استانداردها و دستورالعمل‌های مربوط به مباحث حوزه مالی فعالیت‌های بالادستی صنعت نفت و گاز که مربوط به کشور ایالات متحده آمریکا می‌باشد، ابتدا مفهوم شناسایی و ثبت ذخایر توسط شرکت‌های نفتی بررسی گردد، سپس وضعیت آن یعنی امکان و نحوه شناسایی و ثبت ذخایر نفتی توسط شرکت‌های نفتی خارجی در قراردادهای خدماتی ایران از جمله قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی ایران و قراردادهای خدماتی کشور عراق به‌عنوان رقیب اصلی ایران[1] در برداشت از میادین نفتی حوزه خشکی مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گیرد. ازاین‌رو، دو سؤال اصلی به شرح ذیل به‌عنوان سؤالات تحقیق مطرح می‌باشند:

۱- مفهوم شناسایی و ثبت ذخایر در قراردادهای نفتی چیست و چه الزاماتی در مورد آن برای شرکت‌های نفتی فعال در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز وجود دارد؟

۲- آیا شناسایی و ثبت ذخایر برای شرکت‌های نفتی که طرف قراردادهای بین‌المللی خدماتی ریسک‌پذیر ازجمله قراردادهای خدماتی دو کشور ایران و عراق هستند، امکان‌پذیر می‌باشد؟

در ادامه و در خلال بحث در راستای پاسخ به سؤال اول، ابتدا مفهوم شناسایی و ثبت ذخایر از منظر قوانین و مقررات مربوطه در استانداردهای حسابداری و گزارشگری مالی صنعت نفت و گاز مورد بررسی قرار می‌گیرد و در پاسخ به سؤال دوم، نظام مالی الگوهای قراردادهای خدماتی ایران (بیع متقابل و آی پی سی)، قراردادهای خدماتی بلندمدت عراق (خدمات فنی و خدماتی توسعه و تولید) در رابطه با این موضوع بررسی خواهند شد.

۱. در بین کشورهای همسایه، ایران بیشترین میادین مشترک را با عراق دارد. این دو کشور دارای حدود ۱۴۵۸ کیلومتر مرز مشترک و ۱۲ میدان نفتی مشترک هستند که در میان آنها میادین عظیمی چون آزادگان و یادآوران به چشم می خورد (امامی فتوحی و دیگران، ۱۳۹۸: ۳۵)، عراق در اوایل دهه ۱۳۹۰، موفق به جذب شرکت‌های بین‌المللی نفتی به‌منظور توسعه و بهره برداری از میادین نفتی خود گردید.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

۲- ادبیات موضوع و مبانی نظری تحقیق

شرکت‌های فعال در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز نیازمند سرمایه‌گذاری‌های گسترده‌ای می‌باشند، به همین دلیل توانایی آنها در جذب منابع از بازارهای سرمایه و وام در نرخ‌های رقابتی به‌عنوان یک شاخص کلیدی در توانمندی‌شان محسوب می‌شوند، به‌خصوص اگر بخش عمده میادین تحت مدیریت آنها در مرحله اکتشاف و توسعه باشد چرا که ارزیابی نهایی از این شرکت‌ها بر این فرض اساسی استوار است که آنها مالک ذخایری پایان‌پذیر و در حال تخلیه هستند که در معرض تغییرات غیرقابل پیش‌بینی قیمت‌های محصولات تولیدی نیز قرار دارد. لذا این این شرکت‌ها نیازمند جذب سرمایه‌گذاری هنگفتی در جایگزین نمودن ذخایر جدید به جای ذخایر تخلیه شده خود هستند (دهقان، ۱۳۹۳، ص ۲۱۷). با توجه به آنچه گفته شد شرکت‌های مذکور همواره در پی آن هستند که ذخایر نفتی قابل تخصیص به خود را در صورت‌های مالی شرکت ثبت کنند تا علاوه بر ارائه گزارش‌های سالانه مالی لازم به سهامداران (از طریق اطلاعات تکمیلی پیوست به این صورت‌های مالی) این ذخایر را جایگزین ذخایری کنند که قبلاً در صورت‌های مالی خود ثبت کرده‌اند (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۷۱۷). اما همواره شرکت‌های اکتشاف و توسعه نفت و گاز با موضوع جایگزین کردن ذخایر نفت و گاز تولیدی خود به‌منظور نگهداری سطوح آتی فعالیت‌هایشان با مشکلاتی رو به رو بوده و نگران هستند، زیرا وقتی تحلیلگران ارزش این شرکت‌ها را ارزیابی می‌کنند، ذخایر ثبت شده یک ورودی یا داده اطلاعاتی مهم برای تحلیل‌های آنها محسوب می‌گردد. در مقابل بسیاری از کشورهای دارنده منابع نفتی می‌خواهند خودشان کنترل‌کننده منابع باشند، هدفی که در واقع می‌تواند با خواسته شرکت‌های بین‌المللی برای شناسایی و ثبت ذخایر در تضاد باشد[۱] و بدین ترتیب در شرایط و وضعیت‌هایی که شرکت‌های نفتی مالک ذخایر نفتی محسوب نمی‌شوند، ممکن است که به‌دلیل مشکلات ناشی از ممنوعیت ثبت ذخایر نفتی در گزارشات و صورت‌های مالی این شرکت‌ها، انگیزه‌ها و

۱. درنتیجه چرخش سیاست‌های دولت‌های میزبان طی سال‌های اخیر به سمت ملی‌سازی منابع نفتی حدود ۷۷ درصد از ذخایر نفتی دنیا و ۶۴ درصد از ذخایر گازی آنها خارج از دسترسی شرکت‌های بین‌المللی نفتی قرار گرفته است (دهقانی، ۱۳۹۳: ۲۱۸).

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

مشوق‌های کافی جهت حداکثر کردن ارزش اقتصادی پروژه‌ها در آنها وجود نداشته باشد (آسماندسن، ۲۰۰۹، ص ۱)[1].

در اواسط قرن بیستم، اقداماتی همچون ملی‌گرایی و صدور قطع‌نامه‌های متعدد سازمان ملل متحد در خصوص شناسایی حق حاکمیت کشورها بر منابع طبیعی در جهت حذف نظام امتیازی سنتی صورت گرفت. اما قدم نهایی برای حرکت از نظام مالکیت مشترک بر منابع نفتی به‌سوی اندیشه حاکمیت کامل بخش دولتی بر منابع نفتی با ابداع قرارداد مشارکت در تولید برداشته شده زیرا در واقع تفاوت اصلی این قراردادها از نظام امتیازی سنتی ماهیت حقوقی آنها است، چرا که در قرارداد مشارکت در تولید حقوق معدنی در اختیار بخش دولتی است. علاوه بر ماهیت حقوقی، مفاد و مندرجات این قراردادها نیز بیانگر آن است که مالکیت نفت تولیدی به میزان سهم پیمانکار صرفاً پس از استخراج نفت در نقطه معینی منتقل می‌شود (امانی و حمیدزاده، ۱۳۹۴، ص ۱۵۴)؛ اما در مورد قراردادهای خدماتی این اتفاق نظر وجود دارد که دولت میزبان یا شرکت ملی نفت آن به نمایندگی از سوی دولت، مالک منحصر نفت تولیدی است و نقش شرکت بین‌المللی نفتی محدود به فراهم نمودن منابع مالی و تکنولوژیکی می‌باشد (بلییز، ۲۰۰۹، ص ۸۷)[2]. برای جبران هزینه‌ها و حق‌الزحمه شرکت خارجی نیز دولت میزبان اصولاً تعهدی به تحویل نفت ندارد و می‌تواند تعهد به پرداخت را به‌صورت نقدی انجام دهد و تنها استثنای مربوط به درج شرط خاصی در قرارداد است مبنی بر تعهدی در رابطه با فروش نفت که بخشی از نفت تولیدی به استناد آن و بر اساس عقد جداگانه‌ای به طرف خارجی فروخته می‌شود (ابراهیمی و سراج، ۱۳۹۱، ص ۱۰). در واقع پیامد حقوقی اصلی این نوع از قراردادها آن است که هیچ حق مالکانه‌ای نسبت به مخزن، نفت درجا، نفت قابل استحصال و یا حتی نفت تولید شده در سرچاه و بعد از آن برای طرف قرارداد ایجاد نمی‌کند و تماماً در مالکیت دولت میزبان یا شرکت ملی نفت آن باقی می‌ماند. در حقیقت مسئله مالکیت نسبت به منابع نفتی و نفت تولیدی یکی از انتقاداتی بود که توسط کشورهای تولیدکننده به سیستم امتیازات سنتی وارد می‌شد و به نظر می‌رسد یکی از دلایل این کشورها برای استفاده از قراردادهای

1. Petter Osmundsen
2. Keith Blins

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

مشارکت در تولید و خدمات نیز همین موضوع بوده باشد. چرا که در دو قرارداد اخیر کشور میزبان بر منابع نفتی خود مالکیت تام داشته و نفت تولیدی نیز در ملکیت وی باقی می‌ماند، درحالی‌که در امتیازات سابق منابع نفتی و نفت تولیدی در حوزه امتیاز در تملک شرکت خارجی بود (عامری و شیرمردی، ۱۳۹۳، ص ۷۳).

در عراق با تثبیت وضعیت نسبی دولت مرکزی در دهه اخیر، وزارت نفت این کشور اقدام به اتخاذ سیاست‌های کلان برای توسعه میادین نفتی و تشدید فعالیت‌های صنعت نفت خود نمود. در این راستا شرایط قراردادی متفاوتی در بخش بالادستی صنعت نفت عراق درنظر گرفته شده است که از جمله شامل قراردادهای خدماتی بلندمدت[1] می‌شود، سه نمونه قرارداد خدماتی بلندمدت عراق عبارتند از: قرارداد خدماتی توسعه و تولید از میادین نفتی[2]، قرارداد خدماتی توسعه و تولید از میادین گازی[3] و قرارداد خدمات فنی برای میادین نفت و گاز[4]. سه قرارداد نامبرده تقریباً از یک ساختار تبعیت می‌کنند و از حیث شروط قراردادی نیز تفاوت چندانی بین آنها وجود ندارد (تورج دهقانی، ۱۳۹۳، ص ۳۳). همچنین در حال حاضر در نتیجه برنامه‌های نفتی دولت عراق و اجرای قراردادهای مذکور این کشور دومین صادرکننده نفت بعد از کشور عربستان در سازمان کشورهای صادرکننده نفت اوپک شده و بررسی مقاصد صادراتی نفت خام ایران قبل و بعد از اعمال تحریم‌ها و مقایسه‌ی صادرات نفت عراق به این کشورها در همین دوره بیانگر آن است که بیش از ۷۰ درصد از کاهش میزان صادرات نفت خام ایران به کشورهای آسیایی طی دوره مذکور از طریق صادرات نفت خام عراق جبران شده است (خواجوی و کرمانشاه، ۱۳۹۵، ص ۴۱).

قانون نفت ایران از سال ۱۳۳۶ عملاً رژیم حقوقی امتیاز را کنار گذاشته و استفاده از قراردادهای مشارکتی در صنعت نفت ایران را طرح‌ریزی نمود. قانون نفت سال ۱۳۵۳ یک گام به جلوتر رفته و قرارداد خدمت را جایگزین قرارداد مشارکتی کرد. پس از انقلاب نیز تحت تأثیر محدودیت‌های ناشی از قانون اساسی و سایر قوانین از جمله قانون نفت سال ۱۳۶۶ و قوانین برنامه‌ای، گروه دیگری از قراردادهای خدمت موسوم به بیع متقابل

1. Long Term Service Contract (LTSC)
2. Development Production Service Contract (DPSC)
3. Gas Service Development Production Contract (GSDPC)
4. Producing Field Technical Service Contract (PFTSC)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

توسط شرکت ملی نفت ایران طراحی شد که هدف آن تأمین مالی پروژه‌ها و جذب تکنولوژی در صنعت نفت است.[۱] قراردادهای بیع متقابل حالت خاصی از قراردادهای ریسکی خرید خدمت هستند و از ابتدا تاکنون با توجه به تغییراتی که در آنها صورت گرفته است در سه نسل طبقه‌بندی شده‌اند. با وجودی که این الگوی قراردادی از نظر تئوری اکثر نگرانی‌های طرف ایرانی را به لحاظ حفظ مالکیت و حاکمیت دولت بر منابع طبیعی کشور مرتفع می‌سازد، انتقادات و ضعف‌های جدی بر آن وارد بود (طاهری فرد، ۱۳۹۵: ۶) و مشاهده شده که برای صنعت نفت کشور و شرکت‌های نفتی سرمایه‌گذار مسائل عدیده‌ای را ایجاد نموده است. لیکن با قانون‌گذاری‌های جدیدی که در ابتدای دهه ۱۳۹۰ از طریق تصویب طرح‌های سه‌گانه «قانون نفت"، "قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت" و "قانون اساسنامه شرکت ملی نفت ایران"، صورت گرفت و فضای حقوقی حاکم بر صنعت نفت ایران را تا حدودی دستخوش تغییر و تحولاتی نمود، راهی برای استفاده از سایر الگوهای قراردادی در حوزه بالادستی صنعت نفت ایران باز شد که در ادامه نیز شرکت ملی نفت ایران به استناد تکالیف مقرر در جز (۳) بند (ت) ماده (۳) و ماده (۷) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱، تصویب‌نامه‌ای در رابطه با "شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز" به دولت ارائه نمود که پس از پاره‌ای اصلاحات در نهایت در مرداد ۱۳۹۵ توسط هیأت وزیران مصوب گردید. با دقت در اصول و ساختار الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران می‌توان نتیجه گرفت صنعت نفت ایران چارچوب‌های قراردادی خانواده قراردادهای خدمت در بخش بالادستی را حفظ نموده زیرا قراردادهای بیع متقابل و الگوی جدید قرارداد نفتی ایران هر دو از نوع قراردادهای خدمت توأم با ریسک به شمار می‌روند (امامی و هادی، ۱۳۹۶، ص ۸۱).

۱. توضیح: ریشه مجوزهای قانونی قراردادهای نفتی (بای بک) که بعد از انقلاب به امضاء رسیده‌اند را در قانون بودجه سنواتی سال ۱۳۷۲ و قانون بودجه سال ۱۳۷۳ و قوانین بودجه سنوات دیگر و نیز در قانون برنامه پنج ساله دوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مصوب آذر ماه ۱۳۷۳، قانون اجازه اجرای طرح‌های اکتشاف و توسعه و بهره‌برداری در دریای خزر مصوب خرداد ۱۳۷۹ می‌توان یافت.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

۳- پیشینه تحقیق

امامی و هادی در پژوهشی با تکنیک تاپسیس نشان دادند از نظر خبرگان معیارهای تأمین و جذب سرمایه‌گذار خارجی، برداشت صیانتی از مخزن و انعطاف‌پذیری منطقی در شرح کار و هزینه‌های تکلیفی پیمانکار برای ارزیابی نظام مالی قراردادهای نفتی از اولویت بالاتری برخوردار است و نتیجه می‌گیرند براساس این معیارها قرارداد جدید نفتی ایران را می‌توان به‌عنوان قرارداد مناسب برای صنعت نفت کشور تلقی کرد (امامی میبدی و هادی ۱۳۹۸).

نیکبخت و قربانی در پژوهشی حقوقی، چارچوب قراردادی بیع متقابل و قراردادهای نفتی ایران (آی پی سی) را در خصوص حقوق مالکیتی، شناخت ذخایر و رژیم مالی مورد بررسی و مقایسه قرار دادند. نتیجه گرفتند که مالکیت ذخایر نفت و گاز تولید شده در قراردادهای نفتی جدید، همچون بیع متقابل به پیمانکار منتقل نمی‌شود اما پیمانکار قرارداد نفتی ایران نیز مشابه پیمانکار قرارداد بیع متقابل، قادر به شناخت ذخایر نفت و گاز موضوع قرارداد است. (نیکبخت، باقری و قربانی ۱۳۹۷).

امامی میبدی و فتوحی در مطالعه خود بیان داشتند در بین همسایگان دارای میادین مشترک با ایران، کشور عراق گزینه مناسبی برای همکاری در زمینه توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی می‌باشد. در این مدل تحقیقی، مذاکرات کشورها برای تقسیم سود و تعیین برنامه بهینه تولید به‌عنوان یک مسئله چانه‌زنی در نظرگرفته شده که با استفاده از راه حل نش حل می‌گردد. در نهایت نتایج تحقیق نشان می‌دهد که یکپارچه‌سازی میادین مشترک منجر به انتخاب تولید بهینه برای میدان و حداکثر نمودن منافع ذینفعان خواهد شد (امامی و فتوحی، ۱۳۹۷).

عامری و شیرمردی در تحقیقی به ارزیابی سه محور مالکیت بر نفت، موضوع نظارت و مدیریت بر عملیات نفتی و رژیم مالی در قراردادهای امتیازی جدید پرداخته‌اند. نتایج تحقیق آنها نشان می‌دهد، مالکیت نفت در قراردادهای امتیازی جدید تا زمانی که نفت تولید نشده است در مالکیت دولت میزبان باقی می‌ماند و تنها بعد از تولید است که مالکیت آن در سر چاه به صاحب امتیاز منتقل می‌شود. همین ویژگی، این نوع قراردادها را از قراردادهای خدمات و مشارکت در تولید متفاوت می‌سازد؛ زیرا در نوع اول انتقالی صورت نمی‌گیرد و تمام نفت در مالکیت دولت باقی می‌ماند و در نوع دوم پیمانکار

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

درصدی از نفت را در نقطه صدور مالک می‌شود. در ارتباط با رژیم مالی، تحولاتی که در امتیازات جدید رخ داده است به سود کشور میزبان بوده و رژیم مالی امتیازنامه‌های جدید تعهدات متعدد و متنوعی را بر عهده امتیازگیرنده می‌گذارد که در مجموع شکاف آنها را با دیگر قراردادها کمتر می‌کند (عامری و شیرمردی دزکی ۱۳۹۳).

ابراهیمی و سراج در بررسی انتقادات وارده بر بیع متقابل، یکی از مهم‌ترین انتقادات وارده از سوی شرکت‌های نفتی خارجی به‌عنوان سرمایه‌گذاران پروژه‌های نفتی ایران را مسئله عدم امکان شناسایی و ثبت ذخایر نفتی توسط آنها مطرح می‌نمایند. بنابر نظر آنها به‌دلیل وجود قرارداد طولانی‌مدت فروش نفت خام که ضمیمه قرارداد اصلی می‌باشد در این الگوی قراردادی مانند سایر قراردادهای نفتی امکان ثبت منابع نفتی در بورس‌های دنیا و انجام معاملات آتی در حدی که مقدار معینی نفت برای استهلاک هزینه‌های عملیات اکتشاف و توسعه تخصیص پیدا می‌کند، وجود دارد. البته این ثبت تنها در دوره بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه امکان‌پذیر است (ابراهیمی و سراج ۱۳۹۱).

بررسی‌های متعددی که توسط پژوهشگران داخلی در حوزه مسائل حقوقی و اقتصادی پیرامون انواع قراردادهای نفتی صورت گرفته است عمدتاً بر شناسایی ویژگی‌های قراردادهای مزبور متمرکز بوده و به موضوع شناسایی و ثبت ذخایر توسط شرکت‌های سرمایه‌گذار به‌عنوان پیمانکار این قراردادها توجه چندانی نشده است. اما در پژوهش حاضر به‌صورت خاص این موضوع به‌ویژه از نگاه قوانین و مقررات مالی و نتایج و آثار این قوانین بر عملکرد طرفین قرارداد در گزارشگری مالی نتایج فعالیت‌های عملیاتی پروژه‌های بالادستی که تاکنون پژوهش و تحقیقات خاصی درباره آن صورت نگرفته مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

۴- روش تحقیق

در این پژوهش با توجه به ماهیت موضوع از روش توصیفی-تحلیلی با رجوع به منابع اولیه از جمله قوانین و مقررات مالی مربوطه و رجوع به مفاد و شروط الگوهای قراردادی خدماتی ایران و عراق به‌صورت مقایسه تطبیقی جهت پاسخ به سؤالات تحقیق استفاده شده است. به این صورت که ابتدا با مطالعه توصیفی سعی شده است تا ضمن آشنایی با

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

قوانین و مقررات مالی مندرج در پیشروترین استانداردها و دستورالعمل‌های مربوط به مباحث حوزه مالی فعالیت‌های بالادستی صنعت نفت و گاز که مربوط به کشور ایالات متحده آمریکا می‌باشد و اختصاصاً به حسابداری و گزارشگری مالی در صنعت نفت و گاز مربوط می‌شود[۱]. روش‌های حسابداری و الزامات افشاگری در گزارشگری مالی شرکت‌های بالادستی نفت و گاز و تحولات ایجاد شده در آنها بررسی می‌شود. همچنین با تحلیل مفاهیم موجود در قوانین، مقررات و دستورالعمل‌های مذکور مفهوم ذخایر نفتی و امکان و نحوه شناسایی آن توسط شرکت‌های نفتی طرف انواع قراردادهای بالادستی نفت و گاز مورد بررسی قرار گرفته است. در نهایت با استخراج معیارهای لازم برای شناسایی ذخایر نفتی و روشی که در استاندارد حسابداری پیمان‌های بلندمدت پیشنهاد شده، سؤال دوم تحقیق یعنی امکان شناسایی ذخایر توسط شرکت‌های نفتی دارنده قراردادهای خدماتی دو کشور ایران و عراق مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

مبحث اول: بررسی مفهوم شناسایی ذخایر نفتی از منظر قوانین و مقررات وضع شده در مورد نحوه گزارشگری مالی شرکت‌های تولیدی نفت و گاز

گفتار اول: تبیین مفهوم منابع، ذخایر نفت و گاز در استانداردهای حسابداری و مالی

پیش از هر چیز لازم به توضیح است که واژه‌های منبع و ذخیره نفت و گاز[۲] معانی متفاوتی در صنعت نفت و گاز دارند، به این صورت که منابع عبارتند از مقادیری از نفت و گاز که برآورد می‌شود، هم اکنون در زمین وجود داشته باشد ولی ممکن است که

---

۱. درحال حاضر مهم‌ترین منابع برای استانداردهای حسابداری نفت و گاز، استانداردهای رایج در ایالات متحده آمریکا و انگلیس می‌باشدکه به استانداردهای عمومی پذیرفته شده معروفند. در ایالات متحده آمریکا بسط و اجرای استانداردهای حسابداری زیر نظر کمیسیون اوراق بهادار آمریکا انجام می‌گیرد. هیات استانداردهای حسابداری مالی یک مرکز خصوصی برای تعیین استانداردهاست و استانداردها و صورت‌های مالی که توسط آن منتشر می‌شود در بنیانگذاری اصول حسابداری عمومی پذیرفته شده، مورد استفاده قرار می‌گیرد و وقتی که کمیسون اوراق بهادار آمریکا روش‌های پیشنهادی این هیات را می‌پذیرد، کاربرد آن برای شرکت‌هایی که به‌طور گسترده در بازارهای سرمایه ایالات متحده به تجارت می‌پردازند، اجباری می‌شوند. در انگلستان نیز شورای وزیران اتحادیه اروپا مقرراتی را در سال ۲۰۰۲ تصویب کرد که به موجب آن کلیه شرکت‌های تجاری بزرگ فعال در دول کشورهای عضو ملزم شدند تا از سال ۲۰۰۵ استانداردهای حسابداری بین‌المللی را رعایت کنند (مسعود زهدی، ۱۳۸۸، ص ۵۰).

2. Oil & Gas Resource, Reserves

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

به‌صورت اقتصادی قابل بازیافت نباشند. اما منظور از ذخایر آن بخش از منابع است که پیش‌بینی می‌گردد به‌صورت تجاری از توده‌های هیدروکربنی شناخته شده، از یک تاریخ مشخصی قابل بازیافت باشند (آلن پیج، ۲۰۱۱، ص ۱۶)[1]. بنابراین هدف از فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز توسط شرکت‌های بین‌المللی این است که با استفاده از فناوری‌های روز منابع را به ذخایر تبدیل نمایند.

معمولاً افشای ذخایر نفت و گاز با تعاریف تنظیم شده از سوی بدنه‌های حرفه‌ای موجود در صنعت نفت و گاز مانند انجمن مهندسان نفت، کنسول جهانی نفت و مؤسسه آمریکایی زمین‌شناسان نفت، انجمن مهندسان ارزیاب نفت همراه است که در همه آنها، دستورالعمل سیستم مدیریت منابع نفت و گاز[2] و طبقه‌بندی ارائه شده در کنسول جهانی نفت به‌عنوان مبنایی برای گزارش کردن ذخایر نفتی مورد پذیرش و استفاده قرار گرفته است. مضافاً بر اینکه، کمیسیون بورس و اوراق بهادار آمریکا نیز در قانونی که برای افشا و گزارش‌دهی شرکت‌های عمومی نفت و گاز مقرر کرده است، تعاریفی از ذخایر ارائه می‌نماید. لیکن تعاریف کمیسیون اوراق بهادار در ارتباط با ذخایر، بیشتر برای اهداف گزارشگری مالی استفاده می‌شود. همچنین این مقادیر می‌توانند مبنایی را برای شناسایی درآمد شرکت‌های سرمایه‌گذار در پروژه‌های مرتبط با عملیات بالادستی نفت و گاز فراهم آورند. درنتیجه فهم مجموعه‌های مختلف از ذخایر در راستای درک صورت‌های مالی شرکت‌های نفت و گاز، مهم و ضروری است. عموماً ذخایر نفتی به سه طبقه تقسیم می‌شوند: ذخایر اثبات شده، ذخایر محتمل و ذخایر ممکن[3]، علاوه بر این

1. Alen Page

2. Petroleum Resources Management System (PRMS) این دستورالعمل از سوی انجمن مهندسان نفت تهیه و ارائه شده است

۳.Proved, Probable, Possible reserves: ذخایر اثبات شده، حجمی از ذخایر هستند که داده‌های زمین‌شناسی با یک اطمینان منطقی نشان داده‌اند که هم اکنون یا در آینده‌ای نزدیک با تکنولوژی‌های جاری و تحت شرایط اقتصادی موجود، قابل بازیافت هستند. منظور از واژه اطمینان منطقی نیز احتمال ۹۰ درصدی بازیافت آنهاست، درمقابل ذخایر محتمل و ممکن را با احتمال ۵۰ و ۱۰ درصدی نشان می دهند. درنتیجه ذخایر محتمل، ذخایر اثبات نشده‌ای هستند که برمبنای داده‌های مهندسی و زمین‌شناسی به احتمال بیشتر، غیر قابل بازیافت هستند و ذخایر ممکن، ذخایر اثبات نشده‌ای هستند که با احتمال کمتری نسبت به ذخایر محتمل قابل بازیافت می باشند. (Comptroller's Handbook، ۲۰۱۶: ۶)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

ذخایر می‌توانند در دو حالت توسعه‌یافته و توسعه نیافته[۱] نیز تقسیم شوند. ریسک، عامل اصلی جداکننده و متمایزکننده میان انواع طبقات ذخایر و ارزش آنهاست. از آن جایی که ارزش یک دارایی، تابعی از جریان‌های نقدی آتی برنامه‌ریزی شده از آن دارایی است لذا شانس پایین‌تر رخداد تولید واقعی منجر به کم‌ارزش‌تر شدن منفعت معدنی نیز خواهد شد.[۲]

گفتار دوم: الزامات افشا و گزارشگری مالی طبق استاندارد حسابداری مالی شماره ۶۹ و مقررات کمیسیون بورس و اوراق بهادار آمریکا

اساساً دو روش حسابداری متفاوت برای سنجش و ارزش‌گذاری نتایج حاصل از فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز و تهیه صورت‌های مالی شرکت‌های فعال در این حوزه وجود دارد که عبارتند از روش بهای تمام شده و کوشش‌های موفق[۳] که به‌کارگیری آنها همواره شرکت‌های مذکور را در دستیابی به اهداف حاصل از گزارشگری مالی به‌خصوص تأمین مالی از طریق وام و عرضه سهام با چالش‌هایی مواجه ساخته است، زیرا هیچ یک از آنها در زمان کشف منابع نفتی، معیاری خاص برای شناسایی درآمد ارائه نمی‌دهند و در هر دو روش، درآمد در زمان فروش شناسایی می‌گردد، بنابراین به‌کارگیری هر دو

---

۱. Developed & undeveloped reserves: ذخایر توسعه یافته عبارتست از حجمی از هیدروکربن که انتظار می‌رود از چاه‌های موجود برمبنای هر دو هم چاه‌های تولیدی و هم چاه‌های غیرتولیدی، بازیافت شود. ذخایر توسعه نیافته، حجمی است که انتظار می‌رود از منابعی چون چاه‌های جدید که در مناطق حفاری نشده، ایجاد می‌شود؛ از طریق عمیق کردن چاه‌ها در یک مخزن متفاوت و یا از طریق انجام مخارج سرمایه‌ای در راستای اصلاح چاه‌های موجود یا نصب تسهیلات انتقالی و تولیدی برای بهبود پروژه‌های بازیافت، قابل بازیافت باشد. (Comptroller's Handbook، ۲۰۱۶: ۷)

۲. برای مطالعه بیشتر درمورد انواع ذخایر نفتی و تقسیم بندی بعمل آمده از آنها که در تصمیمات بانک ها و موسسات مالی در تامین مالی ارائه تسهیلات بانکی موثر می باشد، پیشنهاد می گردد به راهنمای استقراض شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت و گاز مراجعه نمایید:

Comptroller's Handbook. (2016),"Oil and Gas Exploration & Production Lending", Office of the Comptroller of the Currency Washington DC

۳. Full Cost & Successful Method: این دو روش در برخورد با هزینه‌ها و تصمیات مربوط به سرمایه‌ای کردن هزینه‌ها با یکدیگر تفاوت‌های دیدگاهی دارند که نهایتا منجربه تفاوت‌هایی در مقادیر سالیانه سود و دارایی گزارش شده از سوی کاربران این دو روش می‌گردد. به طور کلی می توان اظهار داشت که در شرکت‌های بزرگ و با سابقه در صنعت نفت و گاز، روش کوشش‌های موفق به کار گرفته می‌شود. در حالی که در شرکت‌های کوچک‌تر و کم‌سابقه، روش بهای تمام شده کامل مرجح محسوب می‌گردد، زیرا در شرکت‌های بزرگ، اثر هموارسازی سود در روش بهای تمام شده کامل، در مقایسه با شرکت‌های کوچک، قابل توجه نمی‌باشد (Gary Schugart, 2002:558-559).

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

روش، گزارش درآمد را به تأخیر می‌اندازد و یا مبهم می‌کند که این نتیجه حسابداری مبتنی بر بهای تمام شده تاریخی و پیروی از مفهوم تحقق اصل درآمد در حسابداری است. درنتیجه کمیسیون بورس و اوراق بهادار آمریکا با برشمردن دلایلی روش حسابداری شناخت ذخایر را به شرکت‌های تولیدی نفت و گاز توصیه نمود که اولا حسابداری مبتنی بر بهای تمام شده تاریخی نمی‌تواند اطلاعات کافی درباره وضعیت مالی و نتایج عملیات تولیدکنندگان نفت و گاز فراهم و ارائه نماید، دوما، در کنار صورت‌های مالی اساسی لازم است اطلاعات اضافی ارائه شود تا بتوان وضعیت مالی و نتایج عملیات یک شرکت فعال در صنعت نفت و گاز را ارزیابی و با سایر شرکت‌های این صنعت مقایسه کرد. سوماً، برای ارائه اطلاعات مفید جهت تصمیم‌گیری‌ها، روش حسابداری مبتنی بر ارزشیابی ذخایر نفت و گاز مورد نیاز است (گری اسکوگارت، ۲۰۰۲، ص ۵۷۳). با این حال این روش توصیه شده با انتقادهای بسیاری مواجه شده است، در تحقیقات متعدد درباره این روش گزارشگری اطلاعات مالی آشکار شد که اگرچه ویژگی مربوط بودن اطلاعات با به‌کارگیری این روش افزایش می‌یابد، اما در مقابل ویژگی قابلیت اعتماد به اطلاعات نیز به‌طور قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد. در نتیجه این تحقیقات، کمیسیون اوراق بهادار آمریکا تصمیم گرفت که ارائه چنین اطلاعاتی را در صورت‌های مالی اساسی، الزامی نکند به این ترتیب کمیسیون اوراق بهادار نیز در سال ۱۹۸۱ میلادی اعلام کرد که روش حسابداری شناخت ذخایر را به‌عنوان روشی بالقوه نمی‌شناسد تا اینکه سرانجام هیأت استانداردهای حسابداری مالی در سال ۱۹۸۲ استاندارد شماره ۶۹[1] تحت عنوان افشا درباره فعالیت‌های تولید نفت و گاز را منتشر کرد که از دسامبر همان سال نیز لازم الاجرا شد (گری اسکوگارت، ۲۰۰۲، ص ۵۷۶) و متعاقب آن نیز کمیسیون بورس و اوراق بهادار آمریکا در دسامبر سال ۱۹۸۲ طی قانونی[2]، اعلام کرد که استاندارد مذکور را پذیرفته و آن را جایگزین الزامات خود در زمینه افشا و گزارشگری مالی مربوط به فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز می‌نماید.

1. Disclousure about Oil&Gas Activity :Financial Accountiong Standard 69 (FAS69)
2. Reg. sk$229.302: Supplementary financial information

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

این اعتقاد وجود دارد که استاندارد افشای فعالیت‌های تولید نفت و گاز، معرف نوعی پیشرفت و توسعه در مفهوم گزارشگری مالی در صنعت نفت و گاز می‌باشد چرا که اطلاعات مالی بیشتری را اضافه بر صورت‌های مالی اساسی و یادداشت‌های همراه، الزامی می‌کند. همچنین لازم به ذکر است که این استاندارد در مورد شرکت‌هایی که سهام آنها در بورس معامله نمی‌شود و یا فعالیت‌های تولید نفت و گاز آنان قابل توجه نیست، لازم الاجرا نمی‌باشد. این استاندارد کلیه شرکت‌هایی را که دارای فعالیت‌های عمده در حوزه نفت و گاز است[۱] ملزم می‌کند در صورت‌های مالی خود دو آیتم ۱) روش‌های حسابداری که جهت تعیین هزینه‌های متحمل شده در این فعالیت‌ها به کار گرفته‌اند و ۲) روش تنظیم هزینه‌های سرمایه‌ای شده مربوط به آن فعالیت‌ها را افشا نمایند. همچنین تحت این استاندارد کلیه شرکت‌های عمومی با فعالیت‌های عمده در حوزه نفت و گاز می‌بایست همراه با صورت‌های مالی سالیانه خود، اطلاعات تکمیلی معینی که برای حسابرسی مورد نیاز است را افشا نماینده این اطلاعات عبارتند از: ۱. مقادیر نفت و گاز اثبات شده، ۲. هزینه‌های سرمایه‌ای شده در ارتباط با فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز، ۳. هزینه‌های صورت گرفته جهت تحصیل دارایی، فعالیت‌های اکتشافی و توسعه‌ای و ۴. نتایج عملیات صورت گرفته در فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز که در نشان دادن آن، آیتم‌هایی از جمله درآمدها، تولید (مخارج برداشت)، مخارج اکتشافی، مقادیر استهلاک، هزینه‌های مالیات بر درآمد و در نهایت نتایج حاصل از فعالیت‌های تولیدی افشا می‌گردد. بنابراین یک معیار استاندارد از خالص جریان‌های نقدی آتی تنزیل شده در ارتباط با مقادیر نفت و گاز اثبات شده در پایان هر سال و تغییرات سالیانه در میزان آن برای گزارش نتایج عملیات صورت گرفته در فعالیت‌های

---

۱. منظور از شرکت‌های دارای فعالیت‌های عمده و قابل توجه در فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز عبارتست از: شرکت‌هایی که درآمدهای حاصل از فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز آنها (اعم از درآمدهای حاصل از فروش به مشتریانی که جزء شرکت‌های زیرمجموعه نیستند و درآمدهای فروش یا انتقال به سایر شرکت‌های زیرمجموعه معادل ۱۰ درصد و یا بیشتر از ۱۰ درصد کل درآمدهای ترکیبی آن از کلیه شرکت‌های فعال در بخش‌های صنعت باشد. برای مطالعه بیشتر مراجعه شود به:

Petroleum Accounting Principles, Procedures & Issues,p.680, 5th Edition, Dennis R. Jennings Joseph B. Feiten, Horace R. Brock Distinguished Professor EmeritusUniversity of North Texas, Contributing Authors: John P. Klingstedt andDonald M. Jones, Published by Professional evelopment Institute, Denton, Texas.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

تولیدی نفت و گاز معرفی می‌گردد این معیار یکی از متداول‌ترین معیارها در بررسی وضعیت شرکت‌های نفتی می‌باشد (استاندارد حسابداری ۶۹).

به این ترتیب مشاهده می‌گردد استاندارد افشای فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز، روش گزارشگری جریان‌های نقد حاصل از ارزش ذخایر اثبات شده با درنظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۰ درصد و قیمت‌های جاری بدون هیچ‌گونه تعدیلی در آنها را برای گزارشگری مالی شرکت‌های نفتی پیشنهاد داده است که متعاقباً کمیسیون بورس و اوراق بهادار آمریکا نیز آن را مورد پذیرش قرارداده با این حال برخی از این مفروضات از جمله لحاظ کردن صرف قیمت‌های پایانی سال، در نظر گرفتن صرفاً ذخایر اثبات شده و ممنوعیت در به‌کارگیری نتایج حاصل از روش‌های احتمالی و تکنولوژی‌های نوین در شبیه‌سازی مخازن و همچنین ممنوعیت لحاظ کردن منابع نفت و گاز نامتعارف در محاسبات باعث شد تا مشکلات بسیاری برای شرکت‌های بزرگ نفتی در افشای ذخایر آنها صورت گیرد. بنابراین با طرح انتقاداتی از سوی شرکت‌های فعال در صنعت و در راستای تأمین نیاز آن‌ها و هم‌چنین جهت افزایش قابلیت مقایسه وضعیت شرکت‌هایی که تحت قوانین بورس‌های مختلف یا سایر دستورالعمل‌های موجود در صنعت به افشا و گزارشگری ذخایر خود اقدام می‌کردند، کمیسیون بورس و اوراق بهادر در سال ۲۰۰۸ با تصویب قانونی که به قانون نهایی[1] معروف شد، نسبت به برخی اصلاحات در این امر اقدام نمود مبنی بر اینکه شرکت‌ها اجازه خواهند داشت، اما نه الزاماً که ذخایر ممکن و محتمل خود را افشا کنند. در این اصلاحات، تعریف ذخایر گسترده‌تر شده است، به‌صورتی که شامل کلیه هیدروکربن‌های قابل فروش که از منابع غیرمتعارف استخراج شده مانند شن‌های نفتی، شیل اویل و زغال سنگ نیز می‌گردد؛ تکنولوژی‌های قابل اتکا می‌تواند در برآورد و تخمین ذخایر اثبات شده، به کار گرفته شود؛ ذخایر اثبات شده توسعه‌نیافته نیز می‌توانند گزارش شوند، مشروط بر آن‌که یک اطمینان منطقی از قابلیت تولید اقتصادی از ذخایر مربوطه وجود داشته باشد. ذخایر برمبنای یک میانگین ۱۲ ماهه از قیمت کالای مربوطه براساس قیمت اولین روز هر یک از ۱۲ ماه در طول سال مالی، قیمت‌گذاری می‌شوند. همچنین این قانون یک برنامه کلی نسبت به کنترل‌های داخلی

1. U.S. Securities and Exchange Commission's final rule, "Modernization of Oil and Gas Reporting."

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

درون شرکتی در زمینه فرایند تخمین ذخایر ایجاد کرده است، هرگونه گزارش تهیه شده توسط شخص ثالث در زمینه تهیه یا بازرسی ذخایر که در گزارشات یا صورت‌های مالی ثبت شده شرکت آمده است، می‌بایست افشا گردد (قانون نهایی).

مبحث دوم: امکان و نحوه شناسایی ذخایر نفتی در قراردادهای خدماتی از منظر مقررات استانداردهای مالی

گفتار اول: مفاهیم و مبانی قانونی و حقوقی شناسایی ذخایر نفت و گاز توسط شرکت‌های نفتی

در استانداردهای حسابداری و گزارشگری مالی که برای گزارشگری فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز تنظیم شده است از مفهومی تحت عنوان دارنده منفعت معدنی یا نفع معدنی در یک دارایی[1] صحبت می‌شود که به نظر می‌رسد، اولین بار کمیسیون بورس اوراق بهادر در تصویب قانونی[2] از این واژه استفاده کرده است. منظور از آن شخص حقیقی یا حقوقی است که دارای برخی حقوق معدنی می‌باشد و به همین دلیل نیز می‌تواند ذخایر را شناسایی و گزارش کند. در توضیح این مفهوم شرحی مطرح شده است مبنی بر اینکه یک نفع معدنی در رابطه با یک دارایی، حقی است که مالک در رابطه با سهیم شدن یا مشارکت در عایدات و درآمدهای حاصل از نفت و گاز تولید شده به طرف مقابل یعنی شرکت نفتی می‌دهد و براساس تعریف کمیسیون بورس و اوراق بهادار ایالات متحده از این عبارت، منافع معدنی حاصل از دارایی‌ها عبارتند از:

1. Mineral Interest Evaluation in Properties
2. SEC Section S-X, Rule 4-10b Successful Efforts Method: "Mineral Interests in Properties.Including:
(i) a fee ownership or lease, concession or other interest representing the right to extract oil or gas subject to such terms as may be imposed by the conveyance of that interest;
(ii) royalty interests, production payments payable in oil or gas, and other non operating interests in properties operated by others; and
(iii) those agreements with foreign governments or authorities under which a reporting entity participates in the operation of the related properties or otherwise serves as producer of the underlying reserves (as opposed to being an independent purchaser, broker, dealer or importer). Properties do not include other supply agreements or contracts that represent the right to purchase, rather than extract, oil and gas.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

- مالکیت یا اجاره بلندمدت، امتیاز یا سایر منافعی که ارائه‌کننده حقی در راستای استخراج نفت و گاز می‌باشد، تحت شرایطی که می‌تواند از طریق انتقال آن منفعت تحمیل گردد.

- منافع حاصل از حق مالکانه، پرداخت‌های تولید قابل پرداخت به شکل نفت یا گاز و دیگر منافع غیرعملیاتی در دارایی‌های تولید شده

- آن موافقتنامه‌هایی که با دولت‌های خارجی یا نمایندگان قانونی آنها منعقد شده است مبنی بر اینکه یک شخصیت حقوقی در عملیات دارایی‌های مربوطه مشارکت داشته است یا به‌عنوان تولیدکننده ذخایر تحت‌الارضی خدماتی ارائه نموده است (برخلاف یک خریدار مستقل، کارگزار معامله‌گر و یا یک واردکننده نفت و گاز).

این منفعت در دارایی شامل سایر موافقتنامه‌ها و قراردادهای تأمین که به نوعی مبین حق خرید نفت و گاز به جای استخراج آن هستند، نمی‌گردد. همچنین می‌توان جهت روشن‌تر شدن منظور از این تعریف ارائه شده در مورد حق معدنی به تعریفی که کمیسیون بورس و اوراق بهادار ایالات متحده در مورد فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز در بخش اول از این قانون[1] ارائه می‌دهد، توجه کرد مبنی بر اینکه چنین فعالیت‌هایی عبارتند از:

۱. جستجو جهت یافتن نفت از جمله میعانات نفتی، گاز طبیعی و گاز مایع در حالت‌های طبیعی‌شان در حوزه‌های اصلی؛ ۲. کسب حقوق دارایی یا دارایی‌ها برای اهداف اکتشاف بیشتر و برداشت نفت و گاز از مخازن موضوع آن دارایی‌ها؛ ۳. فعالیت‌های مربوط به ساخت، حفاری و فعالیت‌های تولیدی مورد نیاز برای بازیافت نفت و گاز از مخازن طبیعی ازجمله تحصیل، ساخت، نصب و نگهداری میدان و سیستم‌های ذخیره‌سازی؛ ۴. استخراج هیدروکربن‌های قابل فروش در حالت‌های جامد، مایع یا گاز یا شن‌های نفتی، شیل‌ها یا سایر منابع طبیعی تجدیدناپذیر که این تمایل وجود دارد تا به‌عنوان نفت و گاز مصنوعی محسوب گردند و انجام فعالیت‌های مرتبط با چنین استخراج‌هایی.

1. See Rule 4-10(a) (1) (ii) (D) [17 CFR 210.4-10(a) (1) (ii) (D)] .Oil & Gas Producing Activities in 210.4-10 Financial accounting and reporting for oil and gas producing activities pursuant to the Federal securities laws and the Energy Policy and Conservation Act of 1975.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

در مقررات مالیاتی وزارت خزانه‌داری آمریکا[1] منافع اقتصادی به‌عنوان لازمه شناسایی ذخایر نفتی برای شرکت‌های دارنده قراردادهای نفتی شده است و توضیح می‌دهد، منافع اقتصادی عبارتست از منافع حاصله در نتیجه سرمایه‌گذاری در معادن درجا که درآمد حاصل از استخراج منابع مزبور به‌عنوان بازگشت سرمایه به‌وسیله یک رابطه حقوقی تضمین شده باشد.

همچنین برخی محققان از بررسی قوانین مزبور نتیجه می‌گیرند، برخی عناصری که می‌تواند به‌عنوان منفعت اقتصادی، شرکت‌های نفتی طرف قراردادهای بالادستی نفت و گاز را در شناسایی و گزارش سهم خود از ذخایر نفتی حمایت و پشتیبانی کنند، عبارتند از ۱. حق اکتشاف یا استخراج نفت و گاز؛ ۲. حق اخذ بخشی از محصول به‌صورت کالا[2] یا سهمی از عواید حاصل از فروش آنها؛ ۳. قرار گرفتن در معرض خطرات ناشی از ریسک‌های فنی، عملیاتی و ریسک‌های بازار؛ ۴. داشتن فرصت‌هایی برای اخذ پاداش در زمان مشارکت در فعالیت‌های تولیدی (یونگ، ۲۰۱۳)[3].

از آن جایی که ارائه تسهیلات بانکی به شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت و گاز متضمن درک تخصیص منافع دارایی به این شرکت‌ها (استقراض‌کنندگان)، ذخایر و جریان‌های نقدی همراه با ساختارهای سرمایه و مالکیت می‌باشد، در راهنمای منتشر شده برای اخذ تسهیلات و استقراض شرکت‌های فعال در حوزه فعالیت‌های تولید نفت و گاز[4] نیز تقسیم‌بندی از انواع منافعی که می‌تواند در ذخایر نفت و گاز برای این شرکت‌ها وجود داشته باشد به شرح ذیل ارائه شده است.

- منفعت معدنی[5]: عبارتست از یک منفعت دارایی[6] که توسط ابزاری که منفعتی را از جنس کالایی چون زغال سنگ، نفت و گاز یا هر معدن دیگری را از طریق اهدا، واگذاری و غیره انتقال می‌دهد، به وجود آمده است.

1. U. S. Treasury Regulation Sec. 1.611–1(6)(1): An economic Interest is possessed in every case in which the taxpayer has acquired by investment any Interest in mineral in place... and secures, by any form of legal relationship, income derived from the extraction of the mineral... to which he must look for a return of his capital.
2. in kind
3. Elliott Young .Houston 2013,ATW August 27/28 " Reserves and Resource Entitlement and Reporting"
4. Oil and Gas Exploration and Production Lending,2016,p.9
5. Mineral Interest
6. Property Interest

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

- منفعت ناشی از بهره مالکانه[1]: یک منفعت دارایی در معادن نفت و گاز است که مالک را نسبت به سهمی از تولید در زمانی که تولید صورت گرفت، مستحق می‌گرداند. در یک منفعت ناشی از بهره مالکانه، مخارج تولید وجود ندارد.

- منفعت کاری[2]: درصد مالکیتی از یک مجوز نفت و گاز است که به دارنده آن حق اکتشاف و تولید نفت و گاز را در بخشی از یک دارایی اعطاء می‌کند.

- منفعت درآمد خالص[3]: نوعی منفعت در دارایی است که پس از پرداخت مخارج تولید و بهره مالکانه، واگذار شونده یک مجوز در سود و منافع ناشی از عملیات تولید نفت و گاز دارد.

بنابراین براساس مفاد قانونی یاد شده و توضیحات دستورالعمل راهنمای استقراض شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت می‌توان چنین نتیجه‌گیری کرد که اولاً در قوانین کمیسیون بورس اوراق بهادار و اداره خزانه‌داری ایالات متحده به صراحت مشخص نشده است که شرکت‌های فعال در بخش معادن نفت و گاز تحت کدام قراردادها می‌توانند، ذخایر اثبات شده را شناسایی و ثبت کنند و توضیحی به‌صورت عام تحت عنوان دارندگان منفعت معدنی آمده که طبق توضیحات فوق‌الذکر یک منفعت معدنی می‌تواند محدوده‌ای از یک مجوز تا یک ترتیبات قراردادی در ارتباط با فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز را در برگیرد، آن چنان که این موافقتنامه‌ها و قراردادها تحت تأثیر ماهیت احتمالی فعالیت‌های بالادستی نفت و گاز اعم از اکتشاف، حفاری و تولید قرار گرفته باشند و متضمن جنبه‌های پذیرش ریسک ناشی از این فعالیت‌ها بوده و قراردادهایی مانند خرید و تأمین نفت و گاز که در آن‌ها پیمانکار در تولید محصول مشارکتی نداشته و با ریسک‌های ناشی از تولید آن مواجه نیست، موضوع چنین حقی نمی‌باشد. درنتیجه دستورالعمل راهنمای استقراض شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت به‌عنوان یکی از دستورالعمل‌های معتبر موجود در رابطه با تأمین مالی و ارائه وام به شرکت‌های فعال در حوزه فعالیت‌های تولیدی نفت در آمریکا، نیز انواعی از منافع در دارایی (ذخایر نفتی) را برای این شرکت‌ها شناسایی کرده که به‌طورکلی در سه دسته منفعت معدنی، منفعت کاری و منفعت درآمدی طبقه‌بندی می‌گردند، لیکن در دستورالعمل مدیریت منابع

1. Royalty Interest
2. Working Interest
3. Net Revenue Interest

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

نفتی که به‌عنوان منبعی معتبر مورد استفاده قانون‌گذاری و تهیه دستورالعمل‌های مالی از سوی سیستم بانکی و بورسی ایالات متحده پذیرفته شده است، توضیحاتی در این باره وجود دارد:

۱. قراردادهای لیسانس و امتیازی که متضمن انتقال مالکیت برای شرکت نفتی دارنده قرارداد است برای این شرکت‌ها یک منفعت در دارایی از جنس منفعت معدنی به بار آورده و شرکت‌های نفتی می‌توانند سهم خود از ذخایر در این قراردادها را شناسایی و تحت دارایی معدنی به ثبت برسانند.

۲. تحت شرایط قراردادهای مشارکت در تولید، شرکت‌های فعال در زمینه تولید نفت و گاز از حقوقی نسبت به بخشی از تولید یا محصول تولید شده برخوردار خواهند بود، این استحقاقات که غالباً از آنها تحت عنوان خالص استحقاقات یا خالص منفعت اقتصادی[1] نام‌برده می‌شود با استفاده از فرمولی که در شروط این قراردادها وجود دارد و شامل نفت هزینه‌ای و نفت منفعتی[2] می‌گردد، تخمین و برآورد می‌شود و تحت تأثیر عناصری چون مالیات خواهند بود؛ بنابراین استحقاقات شرکت‌های نفتی در این قراردادها به‌دلیل مشارکت آنها در عملیات و تولید به جای برخورداری از یک منفعت کاری ثابت در معرض خطرات ناشی از ریسک‌های عملیاتی و بازار قرار گرفته و به همان ترتیب نیز از فرصت‌هایی برای برخورداری از پاداش برخوردار هستند. همین عوامل باعث می‌شوند تا با وجود اینکه در این قراردادها دولت‌های میزبان مالک منابع و ذخایر نفتی هستند ولی بر اساس رویه‌های جاری به شرکت‌های نفتی پیمانکار مالکیت سهم‌شان از منافع اقتصادی در نقطه معین تعلق می‌گیرد که می‌تواند به‌عنوان ذخایرشان مورد ادعای آنها باشد، در نتیجه براساس این قراردادها، قابلیت شناسایی ذخایر برای شرکت‌های نفتی وجود دارد ولی در اینجا به جای سهمی از مخازن زیرزمینی آنچه توسط شرکت‌های نفتی شناسایی و افشا می‌گردد، خالص درآمدهای آتی است که معرف خالص منفعت اقتصادی متعلق به آنها تحت قراردادهای مذکور می‌باشد.

۳. قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر نیز مشابه قراردادهای مشارکت در تولید هستند و تنها در این ترتیبات قراردادی، پرداخت‌ها به تولیدکنندگان به جای اینکه از جنس

1. Net Entitlement or Net Economic Interest
2. Cost oil & Profit oil

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

نفت و محصولات تولید شده باشد، به‌صورت نقدی است؛ بنابراین در این قراردادها نیز همانند قراردادهای مشارکت در تولید بر مبنای خالص منفعت اقتصادی، ذخایر می‌توانند مورد ادعای شرکت‌های نفتی قرار گیرند. در حقیقت قراردادهای مزبور به‌دلیل مشارکت شرکت‌های نفتی در درآمدهای حاصل از تولید و فروش نفت و محصولات تولید شده نوعی منفعت اقتصادی برای آنها ایجاد می‌کند. البته باید تمایزی میان قراردادهای خدماتی ریسک‌پذیر و بدون ریسک در این باره قائل بود، به این صورت که در قراردادهای خدماتی ریسکی به‌دلیل رویه‌هایی در قرارداد که سرمایه پیمانکار را در معرض ریسک و خطر قرار می‌دهد امکان ادعا نسبت به ذخایر وجود دارد، درحالی‌که در قراردادهای بدون ریسک که هیچ‌گونه ریسک بازار یا ناشی از رویه‌های قراردادی وجود ندارد و در متقابل نیز امکان ادعا نسبت به ذخایر نفتی برای پیمانکاران نیز به وجود نخواهد آمد.

۴. در نتیجه برخلاف قراردادهای امتیازی سنتی در قراردادهای مشارکت در تولید و خدماتی ریسک‌پذیر سیستم بازیافت مخارج باعث می‌شود تا سهم محصول و در نتیجه ذخایر کسب شده توسط شرکت‌های نفتی در دوره‌هایی که قیمت نفت بالا است، کاهش یافته و در دوره‌هایی که قیمت نفت پایین است، حجم ذخایر کسب شده توسط شرکت‌های مزبور نیز افزایش یابد. به این ترتیب اگرچه ساختار این قراردادها، پوشش مخارج و هزینه‌های انجام شده توسط شرکت‌های نفتی را تضمین می‌کند ولی درصورتی‌که از شرایط اقتصادی جاری برای ارزش‌گذاری و برآورد ذخایر استفاده شود، این سیستم تلاطمات و نوسانات قیمتی خیلی زیاد بر تخمین‌های مزبور وارد می‌سازد به همین دلیل استفاده از یک شرایط پیش‌بینی شده از روابط میان قیمت‌ها و ذخایر استحقاقی در مورد این قراردادها روشی است که در شناسایی ذخایر نقدی حاصل از این قراردادها متداول شده است. همچنین رفتارهای مالیاتی و رویه‌های حسابداری به کار گرفته شده در قراردادهای مزبور تأثیر مهم و قابل توجهی بر ذخایر شناسایی شده و تولیدات گزارش شده توسط شرکت‌های نفتی به‌عنوان پیمانکاران قرارداد خواهند داشت[۱]. لذا در ادامه روش‌هایی که از لحاظ استانداردهای مالی می‌تواند مورد استفاده قرارگیرد، بررسی می‌گردد.

۱. برای مطالعه بیشتر به صفحات ۱۸-۱۷ دستورالعمل سیستم مدیریت منابع نفتی مراجعه شود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

گفتار دوم: نحوه شناسایی ذخایر نفتی در قراردادهای خدماتی از منظر استانداردهای مالی

در این بخش ابتدا توجه به چند نکته لازم است، نخست اینکه از دیدگاه حسابداری مالی، واژه "هزینه" بسته به زمینه‌ی کاربرد آن، دارای معانی متفاوتی است. به این ترتیب که در هر دوره مالی در رابطه با مبالغی که پرداخت شده یا تعهد به پرداخت آنها وجود دارد با دو مفهوم مخارج و هزینه رو به رو هستیم. بهای تمام شده یا مخارج، منابع از دست رفته برای تحصیل منابع دیگر می‌باشند که در واقع تغییر و تبدیل دارایی از نوعی به نوع دیگر است[۱]، لیکن هزینه به مفهوم متداول در حسابداری مالی در گزارش سود و زیان منعکس می‌شود و از درآمد دوره کسر خواهد شد، دوم ازآن‌جایی‌که در عملیات بالادستی صنعت نفت و گاز، مخارج در سال‌های اولیه پروژه صورت گرفته و درآمد طی سال‌های بعدی و پس از تولید و فروش نفت محقق می‌گردد، غالباً وقوع هزینه‌ها و درآمد در یک دوره مالی اتفاق نخواهد افتاد و تصمیمات مربوط به سرمایه‌ای کردن هزینه‌ها روشی در جهت تخصیص منظم و منطقی هزینه‌ها در سال‌های مالی مختلف این پروژه‌ها است و سوم اینکه در پروژه‌های تولیدی نفت و گاز سرمایه‌ای شدن مبالغ در سطوح بالای عدم اطمینان موجب به‌کارگیری الزاماتی در استانداردهای حسابداری نفت و گاز می‌شود که بر مبنای آن، هزینه‌های سرمایه‌گذاری شده موضوع آزمایش‌های کاهش ارزش قرار می‌گیرند. سومین دستورالعمل گزارشگری مالی در صنعت نفت گاز که در سال ۲۰۱۷[۲] منتشرشده است به‌عنوان آخرین رویه موجود در این باره حاوی نکات مشروحی به قرار زیر است.

امروزه انواع مختلفی از قراردادهای مشارکت در تولید به وجود آمده است لذا شرکت باید توجه داشته باشد که تحت قرارداد مشارکت در تولید یک قرارداد خدماتی دارد یا یک منفعت کاری دارد. قراردادهای مشارکتی معینی وجود دارند که بیشتر شبیه ترتیبات خدماتی هستند که به موجب آنها دولت به شرکت، جبران خدماتی به ازای فعالیت‌های اکتشاف، ساخت و توسعه خواهد داد، این‌ها ترتیباتی هستند که در آنها دوره زمانی قرارداد به‌طور قابل توجهی کوتاه‌تر از دوره عمر مفید مورد انتظار دارایی

---

۱. استاندارد حسابداری مالی شماره ۱۹، مخارج بهای تمام شده منابع طبیعی (نفت و گاز) را شامل ۵ طبقه می‌داند که عبارتند از مخارج تحصیل مجوز، مخارج اکتشافی، مخارج تولید، مخارج تکمیل عملیات و مخارج مربوط به تهیه امکانات و تجهیزات پشتیبانی.

2. International Financial Reporting in the oil and gas industry (IFRS), July 2017, P. 77-81

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

تولیدی بوده و یا مشخصاً ترتیبات کاست پلاس[1] هستند؛ بنابراین در این قراردادها شرکت سرمایه‌گذار به جای اینکه به‌طور سنتی ریسک‌های اکتشافی و توسعه‌ای را بر عهده داشته باشند، کل ریسک‌های اجرایی در این قرارداد را متحمل می‌شود. در این حالت به جای اینکه شرکت صرفاً از یک منفعت آتی در محصول میدان برخوردار باشد، مخارج ایجاد شده در اکتشاف و توسعه به اضافه یک حاشیه سود را به‌عنوان مبالغ دریافتنی از دولت باید سرمایه‌ای نماید؛ بنابراین در حالتی که شرکت سرمایه‌گذار نفتی، متحمل کل ریسک اجرای قرارداد می‌گردد، معیارهای ذیل در شناسایی عناصر مالی قرارداد مربوطه به کار می‌رود:

۱. سرمایه‌ای کردن هزینه‌ها: تحت ترتیبات قراردادی که در آن شرکت به جای اینکه صرفاً ریسک‌های اکتشاف و ارزیابی ذخایر را بر عهده داشته باشد، به‌طور گسترده‌ای ریسک عملکرد خود تحت یک قرارداد مشارکت در تولید را بر عهده دارد و می‌تواند به سرمایه‌ای کردن مخارج اکتشافی و ارزیابی هزینه‌های توسعه‌ای ادامه دهد چرا که یک بررسی از دارایی نشان می‌دهد که امکان تجاری بودن ذخایر وجود دارد؛ بنابراین احتمال وجود منافع اقتصادی آتی در نتیجه ادامه مراحل توسعه و تولید منابع هیدروکربنی وجود دارد. لیکن در این وضعیت شرکت مبالغ قابل دریافتی از دولت خواهد داشت که به وی اجازه خواهد داد تا بخشی از نفت استخراج شده را به میزان مخارج متحمل شده به اضافه یک‌سود حاشیه‌ای برای خود ابقا کند؛ بنابراین حسابداری که در این روش به کار می‌رود به جای اینکه استاندارد حسابداری بین‌المللی ۱۶ (دارایی، زمین و تجهیزات) باشد، بر اساس استانداردهای حسابداری بین‌المللی ۳۹ (ابزارهای مالی، شناسایی و اندازه‌گیری دارایی‌ها و بدهی‌های مالی)[2] و یا استاندارد گزارشگری مالی بین‌المللی شماره ۹ (شناسایی ابزارهای مالی)[3] می‌باشد.

۲. بررسی کاهش ارزش دارایی: دارایی شناسایی شده به‌عنوان یک مبلغ دریافتنی (طلب) به شمار می‌رود؛ بنابراین قوانین آزمایش کاهش ارزش دارایی در رابطه با دارایی مالی که استاندارد مربوط به آن استانداردهای حسابداری بین‌المللی ۳۹ (ابزارهای مالی،

1. Cost Plus
2. IAS39 (Financial instrument: Recognition and Measurement)
3. IFRS9

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

شناسایی و اندازه‌گیری دارایی‌ها و بدهی‌های مالی) و یا استاندارد گزارشگری مالی بین‌المللی شماره ۹ می‌باشد، کاربردی خواهد بود.

۳. شناسایی درآمد: در شرایطی که شرکت متحمل ریسک‌های اجرای قرارداد است نه صرفاً ریسک فعالیت اکتشاف، آنگاه مخارج ایجاد شده در اکتشاف و توسعه دارایی به‌عنوان یک دارایی مالی یا طلب از دولت سرمایه‌ای می‌شود نه به‌عنوان یک دارایی ثابت. در این وضعیت از روش درصد تکمیل کار[1] برای تعیین مقدار درآمدی که باید شناسایی گردد، استفاده می‌شود چرا که محصول و خروجی قرارداد را می‌توان به‌طور قابل اتکایی برآورد کرد، همچنین حاشیه سود مورد انتظار درون محاسبات خواهد بود.

در اینجا لازم به توضیح است که هرچند اصل زیربنایی در شناخت درآمد، اصل تحقق است لیکن در پاره‌ای موارد شناسایی درآمد بر پایه مبانی دیگری غیر از این اصل صورت می‌گیرد[2]. در واقع، شرایط و روش‌های شناسایی درآمد، همگی به اصل تحقق و دو ملاک عمومی ذکر شده در بیانیه مفهومی شماره ۵ استانداردهای حسابداری مالی[3] که عبارتست از تحقق یافتن یا قابلیت تحقق داشتن و کسب شدن درآمد برمی‌گردد. با توجه به روش‌های شناسایی درآمد از دیدگاه استانداردهای حسابداری مالی، می‌توان این روش‌ها را در قالب پنج مقطع زمانی درآمد خلاصه کرد: ۱. شناسایی درآمد در دوره فروش، ۲. شناسایی درآمد پیش از دوره فروش، ۳. شناسایی درآمد به هنگام اتمام تولید، ۴. شناسایی درآمد پس از دوره فروش ۵. موکول کردن شناسایی درآمد به وقوع رویدادی در آینده؛ که در این بین در اغلب قراردادهای بلندمدت پیمانکاری و نیز قراردادهای بلندمدت خدماتی از روش شناسایی درآمد پیش از دوره فروش استفاده می‌شود.

---

1. Percentage of completion method

۲. در حسابداری مالی الزامات شناسایی درآمد، ثابت و یکسان بوده به صورتی که همواره دو شرط مهم و اصلی برای توجیه شناسایی درآمد وجود دارد که عبارتند از اینکه اولا جریان عایدات کامل شده، ثانیا مبالغ مربوط به این عوایدا تحقق یافته یا احتمال تحقق آنها وجود داشته باشد. این معیارها همچنین در شناسایی درآمد در صنعت نفت و گاز در سرتاسر جهان و در دو روش متداول کوشش‌های موفقیت‌آمیز و بهای تمام شده نیز وجود دارد اگرچه فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز دارای خصیصه‌ها و ویژگی‌هایی است که استفاده درست و مستقیم این معیارها را غیر عملی کرده است (چارلوت جی رایت و ربکا گالن، ۲۰۰۵:۲۶۳).

3. Financial Acconting Standard 5 (FAS5)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

در مورد این مسئله در استاندارد حسابداری بین‌المللی شماره ۱۱ (پیمان‌های ساخت)[1] آمده است که با توجه به ماهیت پیمان‌های بلندمدت، چنانچه به سبب طولانی بودن مدت لازم برای تکمیل این پیمان‌ها تا زمان تکمیل آنها، درآمد و هزینه‌ای به حساب گرفته نشود، صورت سود و زیان تصویر چندان مطلوبی از فعالیت‌های واحد تجاری در طول سال ارائه نمی‌نماید، بلکه تنها ماحصل سود یا زیان پیمان‌هایی را که در پایان سال تکمیل شده است، منعکس خواهد کرد. بنابراین، مقتضی است که در جریان پیشرفت پیمان‌ها، با رعایت الزامات این استاندارد، درآمدی را که می‌توان نسبت به تحقق آن اطمینان حاصل کرد، تعیین و به حساب درآمد منظور کرد. محاسبه هزینه دوره توسط واحد تجاری نیز باید به گونه‌ای صورت گیرد که با نوع عملیات و صنعت مورد فعالیت تناسب داشته باشد. همچنین این استاندارد متذکر می‌شود که وقتی ماحصل یک پیمان بلندمدت را می‌توان به گونه‌ای قابل اتکا برآورد کرد، با روش درصد تکمیل کار و با توجه به میزان تکمیل پیمان در تاریخ ترازنامه می‌توان سهم مناسبی از درآمد را برای پیمانکار شناسایی کرد. همچنین در پیمان‌های امانی ماحصل پیمان بلندمدت را زمانی می‌توان به گونه‌ای قابل اتکا اندازه‌گیری کرد که اولا، جریان ورودی منافع اقتصادی مرتبط با پیمان به واحد تجاری محتمل باشد و ثانیاً، مخارج مربوط به پیمان را اعم از اینکه طبق مفاد پیمان مشخصاً قابل بازیافت باشد یا نباشد را بتوان به‌وضوح تشخیص داد و به گونه‌ای قابل اتکا اندازه‌گیری کرد. در این پیمان‌ها آن بخش از مخارج پیمان که بازیافت آن غیرمحتمل است باید به حساب هزینه شناسایی شوند. آن بخش از مخارج تحمیل شده پیمان که با فعالیت آتی آن مرتبط است، به شرط آنکه بازیافت آن محتمل باشد، به‌عنوان دارایی شناسایی و تحت سرفصل پیمان در جریان پیشرفت طبقه‌بندی شود. مازاد درآمد انباشته شناسایی شده پیمان بر مبالغ دریافتنی بابت پیشرفت کار تا تاریخ ترازنامه باید به‌عنوان مبلغ قابل بازیافت پیمان طبقه‌بندی و به‌طور جداگانه تحت سرفصل حساب‌های دریافتنی منعکس شود.

1. Construction contracts (IAS11)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

مبحث سوم: امکان شناسایی ذخایر نفتی توسط شرکت‌های نفتی دارنده قراردادهای خدماتی ایران و عراق

گفتار اول: نحوه اخذ سهم درآمدی متعلقه توسط پیمانکار

در قراردادهای بیع متقابل کارفرما اختیار دارد که برای بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت حق الزحمه، پول نقد به پیمانکار بپردازد یا اینکه درصد متناسبی از نفت تولیدی از میدان را به پیمانکار بفروشد. برای اجرای روش دوم، یک قرارداد فروش نفت خام به قرارداد خدماتی ضمیمه می‌شود و درصورتی‌که کارفرما تصمیم داشته باشد هزینه‌ها را از طریق فروش نفت خام به پیمانکار جبران کند، شرایط فروش، برابر شرایط مندرج در قرارداد، فروش نفت خام پیوست شده به قرارداد است (کاظمی، ۱۳۹۳، ص ۲۰۴)؛ بنابراین سهم پیمانکار در این قراردادها، دریافت نقدی یا نفت صادراتی در ازای هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمه‌اش می‌باشد.

در قراردادهای جدید نفتی ایران طبق بند (پ) از ماده (۱۰) مصوبه هیأت وزیران، پیمانکار تنها در قبال انجام شرح کار تعریف شده در قرارداد مستحق دریافت هزینه‌های خود و دستمزد توافقی مرتبط با آن از محل عواید حاصل از میدان یا درآمدهای ناشی از آن است؛ بنابراین سهم پیمانکار در این قراردادها دریافت نقدی یا نفت صادراتی در ازای هزینه‌های نفتی و دستمزد وی می‌باشد؛ که طبق بند (پ) ماده (۳) مصوبه بر مبنای قیمت روز محاسبه شده و تشخیص پرداخت به پیمانکار از طریق تحویل محصول میدان یا مخزن یا عواید آن به جای محصول (تا پایان بازپرداخت/پرداخت مطالبات پیمانکار) با شرکت ملی نفت ایران می‌باشد.

در قراردادهای خدمات فنی عراق سهم طرف دوم عبارتست از دریافت نقدی یا نفت صادراتی در ازای هزینه‌های نفتی و حق‌الزحمه و طرف خارجی می‌تواند انتخاب کند که به جای دریافت دستمزد مربوطه به‌صورت نقدی، نفت تولیدی میدان را دریافت کند (بند ۳، ۶ ماده ۱۹). همچنین در قرارداد خدماتی توسعه و تولید عراق پیمانکار اختیار دارد که انتخاب کند بازپرداخت‌ها در قالب نفت باشد یا به‌صورت پول نقد؛ اما انتخاب پیمانکار صرفاً برای همان سال تقویمی مؤثر است و برای سال تقویمی بعد پیمانکار باید انتخاب کند که مبالغ استحقاقی خود را در قالب نفت می‌خواهد یا به‌صورت پول نقد (جزء a بند ۶ ماده ۱۹).

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

گفتار دوم: ریسک‌های تجاری بازار مترتب بر پیمانکار ناشی از نحوه تعیین و بازیافت هزینه‌ها

در قراردادهای نسل اول و دوم بیع متقابل سقف هزینه‌های سرمایه‌ای از همان ابتدا تعیین و در قرارداد درج شده و مصوبات مربوطه نیز براساس این مبلغ از مرجع ذیصلاح اخذ شده است، به این ترتیب امکان بازیافت مبالغ مازاد بر سقف تعیین شده توسط پیمانکار وجود ندارد درنتیجه با افزایش هزینه‌های صورت گرفته از مبالغ پیش‌بینی شده نرخ بازده سرمایه‌گذاری محقق شده برای پیمانکار کاهش یابد اما در قراردادهای نسل سوم ترتیباتی فراهم شد که براساس آن پس از مدت زمان معینی (به‌طور متعارف ۱۸ ماه) پس از تنفیذ قرارداد، پیمانکار موظف است سقف هزینه‌های سرمایه‌ای طرح را براساس مطالعات مهندسی و برگزاری مناقصات با حضور و کنترل کارفرما، تعیین کند، بدین ترتیب علی‌رغم نسل اول و دوم قراردادهای بیع متقابل که در آنها ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای کاملاً بر عهده پیمانکار و بسیار قابل توجه بود در نسل سوم قراردادهای مذکور میزان این ریسک کاهش یافت.

در این الگوی قراردادی، پرداخت‌ها به‌صورت هر سه ماه یکبار انجام می‌شود و سقف بازیافت مطالبات پیمانکار در قراردادهای مختلف بیع متقابل معمولاً ۶۰ درصد می‌باشد. حال اگر مبلغی که پیمانکار باید دریافت دارد بیش از درصد تعیین شده باشد، مبالغ باقی‌مانده در دوره‌های سه ماهه بعدی پرداخت خواهد شد و اولویت به ترتیب با بازپرداخت هزینه‌های عملیاتی، بازپرداخت دیگر هزینه‌ها و سپس پرداخت حق‌الزحمه می‌باشد. همچنین در این الگوی قراردادی هزینه‌های سرمایه‌ای و بهره متعلق به آن به‌صورت اقساط مساوی طی ۵ تا ۷ سال از زمان شروع تولید اولیه به پیمانکار پرداخت خواهد شد (کاظمی، ۱۳۹۳، ص ۲۰۴). در نتیجه می‌توان گفت با کاهش درآمد میدان به‌دلیل افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی، کاهش قیمت نفت و یا کاهش تولید میدان ممکن است پرداخت مطالبات پیمانکار در انتظار بهبود وضعیت درآمدی پروژه باقی مانده و در نتیجه با معوق شدن مطالبات مذکور نرخ بازده سرمایه‌گذاری محقق شده پیمانکار کمتر از مقادیر پیش‌بینی شده گردد حتی ممکن است با اتمام قرارداد و پایان دوره بازپرداخت مبالغی از مطالبات پیمانکار پرداخت نشده باقی بماند و به همین

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

دلیل گفته می‌شود در این قراردادها پیمانکار با ریسک عدم دریافت مطالبات خود نیز رو به رو است.

در الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران بر اساس بند (ث) ماده (۸) مصوبه هیأت وزیران پیش‌بینی شده است تا در قراردادهایی که براساس این الگو تنظیم می‌شوند و به لحاظ ماهیت آن در هنگام انعقاد قرارداد سقف هزینه‌ای ثابت وجود ندارد، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز بماند به این معنی که در تعیین هزینه‌های سرمایه‌ای طرح، ارقام ابتدایی صرفاً جنبه برآوردی و پیش‌بینی داشته و سپس هزینه‌های واقعی تأیید شده براساس برنامه‌های مالی، عملیاتی سالانه که منطبق با رفتار میدان و شرایط بازار مصوب می‌شوند، به حساب طرح منظور می‌گردد؛ بنابراین برخلاف نسل‌های اول تا سوم قراردادهای بیع متقابل که ریسک‌های ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای برعهده پیمانکار بود، در الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران از طریق اعمال سیستم بازبودن سقف هزینه‌ها ضمن کاستن از این ریسک بخشی از آن به دولت میزبان انتقال خواهد یافت.

طبق بند (الف) ماده (۱۰) مصوبه هیأت وزیران از زمان رسیدن طرح به تولید اولیه یا اضافی، به ترتیب توافق شده در مورد میدان‌های کشف شده بکر و میدان‌های در حال تولید، بازپرداخت هزینه‌های مستقیم سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرمستقیم تا آن زمان و هزینه‌های تأمین مالی قرارداد، طبق دوره تعیین شده در قرارداد، محاسبه، تقسیط و بازپرداخت می‌شود. همچنین هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه‌های غیرمستقیم دوره تولید از شروع تولید اولیه به‌صورت جاری محاسبه و بازپرداخت می‌گردد و پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار نیز طبق شرایط مندرج در قرارداد از همان زمان آغاز می‌شود (بند ب ماده ۱۰ مصوبه)؛ بنابراین علاوه بر محدودیت ناشی از سقف ۵۰ درصدی (بند پ ماده ۳ مصوبه) برای بازپرداخت مطالبات پیمانکار، بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای به‌صورت تقسیط شده انجام می‌گیرد. همین مسئله باعث می‌شود با کاهش درآمد میدان ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی یا کاهش سطح تولید میدان و متعاقباً معوق شدن مطالبات پیمانکار، نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش یابد.

در این مدل قراردادی، کل بازپرداخت به پیمانکار در هر دوره حداکثر از محل ۵۰ درصد از نفت خام یا میعانات گازی تولیدی اضافی و تا ۷۰ درصد از گاز طبیعی اضافی و

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

دیگر محصولات و یا عواید آنها بر پایه قیمت روز فروش محصول پس از رسیدن به تولید اولیه انجام می‌شود. پایان دوره قرارداد مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقی‌مانده، با شرایط مندرج در قرارداد نمی‌گردد (بند پ ماده ۶ مصوبه هیأت وزیران). استثنائا شرکت ملی نفت ایران مجاز است جهت بازپرداخت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد، درصورتی‌که محصولات میدان‌های گاز طبیعی در بازار داخل مصرف شوند، یا امکان صادرات آن وجود نداشته باشد از محل محصولات و یا عواید دیگر میدان‌ها نسبت به بازپرداخت هزینه‌ها و نیز پرداخت دستمزد تعهد و اقدام نماید (تبصره بند پ ماده ۶ مصوبه هیأت وزیران)؛ بنابراین برخلاف الگوی قراردادی بیع متقابل، پایان دوره قرارداد در الگوی قراردادی آی پی سی مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقی‌مانده نمی‌گردد زیرا شرکت ملی نفت ایران متعهد خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه انجام شده را در فرآیند قابل‌قبول طرفین مسترد نماید.

در هر دو مدل قراردادهای خدماتی عراق، با بهره‌گیری از سیستم باز بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای ضمن کاهش ریسک پیمانکار با فراهم شدن امکان تغییرات جزئی در بودجه‌های مصوب سالانه انعطاف‌پذیری بیشتری در ساختار مالی قرارداد برای پیمانکار ایجاد شده است (بندهای ۳ و ۴ ماده ۱۲). همچنین به‌دلیل وجود سقف بازیافت ۵۰ درصدی در این قراردادها، درآمد قابل تخصیص به طرف دوم قرارداد بابت بازیافت هزینه‌ها و پرداخت دستمزد، ۵۰ درصد افزایش تولید حاصل از فعالیت‌ها است (ماده ۱۹، ۳ و ۱۹، ۶). هزینه‌های بازپرداخت نشده به کوارترهای بعدی منتقل می‌شوند تا زمانی که به‌طور کامل بازپرداخت گردند. منتها اگر بعد از خاتمه قرارداد هزینه‌ای باز پرداخت نشد و قرارداد تمام شد طی یک دوره ۳۰ روزه پس از خاتمه قرارداد یا به هر ترتیب دیگری که بین طرفین توافق شده باشد، قابل بازپرداخت است (ماده ۱۹، ۸)؛ بنابراین در این دو الگوی قراردادی نیز با توجه به آنکه میزان دستمزد با افزایش هزینه‌ها افزایش نمی‌یابد، کاهش درآمد میدان ناشی از افزایش هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای و معوق شدن مطالبات پیمانکار باعث می‌شود تا نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش و حتی ممکن است دوره بازگشت سرمایه پیمانکار نیز افزایش یابد، لیکن به‌دلیل تعهد کارفرما در بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار با ریسک عدم بازپرداخت کامل مطالبات قراردادی مواجه نخواهد بود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

گفتار سوم: فرصت‌ها و ریسک‌های مترتب بر پیمانکار ناشی از نحوه محاسبه پاداش

در مدل قراردادی بیع متقابل علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های نفتی، به پیمانکار حق‌الزحمه نیز تعلق می‌گیرد که در واقع سود پیمانکار از اجرای عملیات نفتی و پذیرش ریسک‌های متنوع آن است. میزان حق‌الزحمه بر حسب عملیات هر فاز پس از تعیین سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تعیین خواهد شد. در هر حال حق‌الزحمه تخصیص یافته به پیمانکار متناسب با نرخ بازگشت سرمایه خواهد بود و بر اساس ضمیمه محاسبه نرخ بازگشت سرمایه و حق‌الزحمه تعیین خواهد شد. البته باید توجه داشت که نرخ بازگشت سرمایه در این الگوی قراردادی دارای سقف می‌باشد و مبالغ دریافتی به‌عنوان حق‌الزحمه نباید سبب تجاوز نرخ بازگشت سرمایه از نرخ‌های تعیین شده در قرارداد شود (حاتمی و کریمیان، ۱۳۹۳، ص ۹۵۹). لذا پس از تعیین، چنانچه فرضیات محاسبه حق‌الزحمه مثل جریان نقدی پروژه تغییر کند، حق‌الزحمه قابل افزایش نیست درصورتی‌که اگر منجربه افزایش نرخ بازگشت سرمایه پروژه شود، حق‌الزحمه تا رسیدن نرخ بازگشت سرمایه به سقف تعیین شده در قرارداد کاهش می‌یابد (شیروی، ۱۳۹۳، ص ۴۳۸). اگرچه با تعبیه شدن نوعی سیستم تشویق و تنبیه در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل از طریق ایجاد دو سقف اولیه و ثانویه برای نرخ بازگشت سرمایه پیمانکار به تعبیری امکان افزایش حق‌الزحمه پیمانکار در نتیجه افزایش تولید میدان برقرار شده ولی باز هم این افزایش محدود به نرخ بازگشت سرمایه ثانویه مشخص شده در قرارداد خواهد بود (ابراهیمی و سراج، ۱۳۹۱، ص ۱۹).

بنابراین می‌توان چنین نتیجه‌گیری کرد که در قرارداد بیع متقابل با کاهش درآمد پروژه به‌دلیل افزایش هزینه‌ها، کاهش تولید میدان یا کاهش قیمت‌های نفت بدون اینکه ارزش اسمی حق‌الزحمه پیمانکار تغییری کند و به‌دلیل معوق شدن مطالبات پیمانکار ناشی از محدودیت مربوط به سقف بازیافت هزینه‌ها و اولویت‌های تعیین شده در بازپرداخت ارزش حال حق‌الزحمه دریافتی کاهش و در نتیجه نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار نیز کاهش می‌یابد. این وضعیت در حالی است که به‌دلیل وجود سقف تعیین شده در نرخ بازده سرمایه‌گذاری با افزایش قیمت‌های نفت، پاداش پیمانکار در این قراردادها افزایش نمی‌یابد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

در قراردادهای جدید نفتی ایران از سیستم مبلغ حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدی برای محاسبه و پرداخت پاداش به پیمانکار استفاده شده است و طبق بند (ع) ماده (۱) مصوبه هیأت وزیران رقمی که متناسب با هر بشکه تولید اضافی نفت خام (هر هزار فوت مکعب استاندارد اضافی گاز طبیعی همراه) از میدان‌ها یا مخزن‌های نفتی (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. هم‌چنین علی رغم اینکه طبق بند (ت) ماده (۳) مصوبه، ریسک عدم دستیابی به اهداف مورد نظر قراردادی و ناکافی بودن محصولات میدان بر عهده پیمانکار گذاشته شده است لیکن در تبصره همین بند مقرر می‌دارد در صورت عدم کفایت میزان تولید تخصیص داده شده برای پرداخت یا بازپرداخت مطالبات تأییدشده پیمانکار در دوره قرارداد، هزینه‌های بازپرداخت نشده و دستمزد متعلقه پرداخت نشده در دوره طولانی‌تری که در قرارداد تعریف خواهد شد، از همان مخزن و در سقف مقرر در بند (پ) ماده (۶) این تصویب‌نامه حسب مورد بازپرداخت یا پرداخت می‌گردد. مضافاً بر اینکه مطابق بند (د) ماده (۳) چنانچه وزارت نفت تصمیم به کاهش سطح تولید به دلیلی جز دلایل فنی مربوط به میدان یا مخزن داشته باشد، اولویت اعمال چنین کاهشی از سطح تولید میدان‌ها یا مخزن‌هایی که متعهد به بازپرداخت نیستند، می‌باشد و درصورتی‌که این تصمیم در مورد میدان یا مخزن موضوع قرارداد اتخاذ شود، نباید در بازپرداخت مطالبات سررسید شده و پرداخت دستمزد متعلقه به پیمانکار تأثیر بگذارد.

جهت برقراری ارتباط میان حق‌الزحمه پیمانکار با سطح جهانی قیمت‌های نفت بر اساس فرمول تعیین شده در قرارداد نرخ پایه حق‌الزحمه متناسب با تغییر قیمت نفت تغییر می‌کند به‌نحوی‌که با افزایش قیمت نفت نرخ پایه حق‌الزحمه نیز افزایش یابد لیکن با رعایت سقف در نظر گرفته شده در قرارداد، سپس این نرخ براساس فاکتور R که با آن رابطه معکوس دارد نیز به‌صورت سالانه تعدیل می‌گردد (صاحب هنر، طاهری فرد، مریدی فریمانی، مهدوی، ۱۳۹۶، ص ۵۴).

در نتیجه می‌توان گفت براساس آنچه در بند (ب) ماده ۶ مصوبه هیأت وزیران نیز به آن اشاره شده است در الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران تلاش شده است تا ضمن اینکه نرخ پایه حق‌الزحمه پیمانکار تابعی از عوامل مختلفی چون قیمت نفت، میزان

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

تولید، ریسک‌های فنی و عملیاتی و منطقه‌ای محل اجرای پروژه باشد با به‌کارگیری سیستم پاداش به ازای هربشکه، مبلغ کلی حق‌الزحمه پیمانکار تحت تأثیر میزان تولید به دست آمده از میدان باشد از طریق به‌کارگیری سیستم فاکتور R در تعیین نرخ پایه حق‌الزحمه نیز میزان آن تعدیل خواهد شد؛ بنابراین در این قراردادها مبلغ حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار مقدار مشخص ثابت و از پیش تعیین شده‌ای نبوده و ضمن برخورداری از افزایش میزان تولید و افزایش قیمت نفت تا سطحی مشخص، از ریسک‌های مربوط به تصمیمات دولت در کاهش سطح تولید یا کاهش درآمدهای پروژه به‌دلیل افزایش هزینه‌ها یا کاهش تولید نیز مصون شده است.

در الگوی قرارداد خدماتی توسعه و تولید عراق حق‌الزحمه مبلغی است که پیمانکار در برابر انجام عملیات نفتی موضوع قرارداد، استحقاق دریافت آن را دارد و از تاریخ اولین تولید تجاری به حساب پروژه منظور می‌گردد (بند ۳ ماده ۱۹). مبنای محاسبه حق‌الزحمه نیز تولید خالص از میدان و تولید خالص از تأسیسات فرآورش گاز خواهد بود (جزء a بند ۳ ماده ۱۹). مبلغ حق‌الزحمه برای کلیه دوره‌های سه ماهه در طی یک سال تقویمی بر مبنای R فاکتور و در پایان آن سال تقویمی محاسبه می‌شود (جزء b بند ۳ ماده ۱۹). میزان حق‌الزحمه با میزان R فاکتور رابطهٔ معکوس دارد و هر چه میزان R فاکتور پایین‌تر باشد، مبلغ حق‌الزحمه افزایش خواهد یافت. این فرمول عبارت است از جمع ارزش دریافتی‌های نقدی از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا پایان آن سال تقویمی تقسیم بر جمع هزینه‌های انجام شده در همان دوره (بند ۴ ماده ۱۹). حق‌الزحمه‌ای که باید در خصوص تولید خالص پرداخت شود، با ضرب کردن آن در ضریب عملکرد تعدیل می‌گردد و تنها درصورتی‌که اگر به شکلی که در قرارداد بیان می‌شود، دولت موجب کاهش تولید گردد یا اگر که به‌دلیل قصور انتقال‌دهنده در دریافت نفت در نقطه انتقال و بدون هرگونه تقصیری از سوی پیمانکار، تولید عادی کاهش یابد یا معلق شود، حق‌الزحمه دستخوش تغییر نشده و تعدیل نمی‌یابد (بند ۵ ماده ۱۹).

بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که در این الگوی قراردادی نیز به‌دلیل به‌کارگیری سیستم پاداش به ازای هر بشکه نفت تولیدی، مبلغ کلی حق‌الزحمه یا همان پاداش پیمانکار مقداری ثابت نبوده و مبلغ کلی آن با میزان تولید محقق شده از میدان رابطه

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

مستقیم داشته، همچنین نرخ پایه حق الزحمه نیز به‌دلیل ضریب عملکرد تابعی از کارایی پیمانکار در تعیین تولید میدان بوده و به‌دلیل وجود مکانسیم فاکتور R در تعیین نرخ حق‌الزحمه به‌طور تعدیل شده‌ای تحت تأثیر قیمت‌های نفت و هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار قرار خواهد گرفت. لیکن در این الگوی قراردادی طرف عراقی حاضر در کنسرسیوم هیچ هزینه‌ای را در راستای توسعه و تولید از میدان پرداخت نخواهد کرد و سهم شرکت نفتی عراقی از هزینه‌ها را شرکت‌های خارجی عضو کنسرسیوم می‌پردازند، اما وی از سود حاصل از میدان ۲۵ درصد سهم می‌برد و سهم پیمانکار ۷۵ درصد باقی مانده خواهد بود (بند ۱ و ۲ ماده ۲۷)؛ که این موضوع خود به این معناست که یک چهارم حق‌الزحمه پیمانکار به دولت عراق باز می‌گردد و ازآن‌جایی‌که نرخ مالیات بر درآمد شرکت‌های نفتی بین‌المللی نیز عدد ثابت ۳۵ درصد می‌باشد بنابراین خالص نرخ حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار پس از کسر سهم شریک داخلی و مالیات برابر است با ۴۸/۷۵ درصد نرخ پایه حق الزحمه و باقی‌مانده آن یعنی ۵۱/۲۵ درصد حق‌الزحمه در قالب سهم شریک دولتی و مالیات بر درآمد متعلق به دولت عراق است. بر اساس مفاد بند ۵ ماده ۱۹ شرایط در مورد نحوه محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار در قراردادهای خدمات فنی نیز مشابه الگوی قرارداد خدماتی توسعه و تولید است.

گفتار چهارم: ریسک‌های فنی و عملیاتی ناشی از تغییرات سطح تولید در دوران بهره‌برداری

در الگوی قراردادی بیع متقابل اجرای کامل طرح توسعه جامع که پیوست قرارداد است برای طرف دوم قرارداد تعهدآور است، بنابراین با توجه به اینکه این طرح بدون شناخت کافی از میدان و بر اساس اطلاعات اولیه و قدیمی طی مذاکرات فنی به عمل آمده میان طرفین تهیه می‌گردد، پیمانکار را با عدم قطعیت‌های فنی بسیاری در زمان اجرای عملیات توسعه رو به رو می‌نماید.

همچنین پرداخت هزینه‌های پیمانکار و حق‌الزحمه او منوط به دستیابی به اهداف تولیدی تعیین شده در قرارداد می‌باشد که عبارتست از میزان تولید اضافی مندرج در قرارداد بر اساس توافق دو طرف که معیار دستیابی به آن تحقق ۲۱ روز کاری از ۲۸ روز کاری مستمر است، به‌نحوی‌که در صورت عدم موفقیت پیمانکار در دستیابی به تولید پایدار وی مستحق دریافت هزینه‌های متحمل شده و حق‌الزحمه مقرر شده نخواهد بود

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

لیکن با رسیدن به تولید پایدار، پروژه به‌صورت قطعی به شرکت ملی نفت تحویل شده و پیمانکار مستحق دریافت مطالبات خود می‌گردد اما ازآن‌جایی‌که مبلغ حق‌الزحمه پیمانکار عددی مشخص شده براساس هزینه‌های سرمایه‌ای و در راستای دستیابی به نرخ بازده سرمایه‌گذاری مقرر شده در قرارداد است و هیچ‌گونه رابطه‌ای با میزان تولید میدان ندارد در نتیجه پس از تحویل قطعی در دوران بهره‌برداری از پروژه چنانچه میزان تولید از مقادیر پیش‌بینی شده کاهش یابد، حق‌الزحمه پیمانکار و نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی تغییری نخواهد کرد مگر اینکه میزان این کاهش به اندازه‌ای باشد که سبب گردد محدودیت ناشی از سقف بازیافت هزینه‌ها باعث شود تا پرداخت بخشی از هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار به تأخیر افتد که متعاقباً این مسئله خود باعث می‌شود بدون اینکه ارزش اسمی حق‌الزحمه دریافتی پیمانکار تغییر کند، ارزش حال حق‌الزحمه و درنتیجه آن نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش یابد. هم‌چنین تأخیر در رسیدن به تولید اضافی مندرج در قرارداد در ظرف مهلت زمانی مقرر شده نیز سبب تأخیر در بازیافت هزینه‌ها و حق‌الزحمه گردیده و به‌صورت مشابه این عامل نیز منجر به کاهش بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار می‌گردد؛ بنابراین در این الگوی قراردادی در ارتباط با سطح تولید میدان می‌توان ریسک‌های عدم دستیابی به تولید هدف‌گذاری شده در قرارداد، تأخیر در دستیابی به تولید هدف‌گذاری شده در قرارداد و ریسک ناشی از کاهش سطح تولید در دوران بهره‌برداری از میدان را برای پیمانکار متصور بود با این توضیح که نحوه تهیه طرح توسعه نیز می‌تواند بر شدت آن بیفزاید.

در الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران نیز اجرای کامل طرح توسعه جامع که پیوست قرارداد است برای طرف دوم قرارداد تعهدآور است، همچنین طبق بند (الف) ماده (۱۰) مصوبه هیأت وزیران مشاهده می‌گردد که همانند قرارداد بیع متقابل شرط دستیابی به تولید اولیه هدف‌گذاری شده برای بازپرداخت هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار در این الگوی قراردادی نیز وجود دارد. لیکن در قراردادهای مذکور رسیدن به سطح حداکثر تولید تعریف شده در طرح توسعه به‌صورت فاز به فاز و حفظ سطح تولید در آن سطح تعریف شده برای دوره ماندگاری مشخص استفاده شده است. همین مسئله باعث می‌شود تا در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل که در آنها نسبت تولید اولیه هدف‌گذاری شده نسبت به تولید نهایی میزان بالایی است، در قراردادهای جدید نفتی

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

ایران نسبت تولید اولیه هدف‌گذاری شده به تولید نهایی مقداری متوسط باشد. بنابراین در قراردادهایی که براساس این الگوی قراردادی تهیه می‌گردند در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل، پیمانکار با عدم قطعیت‌های فنی کمتری در زمان اجرای عملیات توسعه مواجه می‌گردد.

همچنین با توجه به اینکه در این الگوی قراردادی پیمانکار در دوره بهره‌برداری از میدان حضور داشته و از سیستم حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت اضافی تولید شده با اعمال فاکتور R در تعیین نرخ حق‌الزحمه برای محاسبه حق‌الزحمه وی استفاده می‌شود، برخلاف الگوی قراردادی بیع متقابل مبلغ کلی حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار با سطح تولید واقعی تحقق یافته در سال‌های بهره‌برداری از میدان مرتبط شده است به همین دلیل اولا تأخیر در رسیدن به تولید اولیه هدف‌گذاری شده سبب تأخیر در بازیافت هزینه‌ها شده ضمن اینکه طرف دوم دستمزد مورد انتظار بخشی از سال‌های قرارداد را کسب نخواهد کرد. درنتیجه هم مبلغ اسمی کل سود مورد انتظار در دوره قرارداد کاهش می‌یابد و هم نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش خواهد یافت. دوما، در سال‌های بهره‌برداری از میدان نیز افت تولید میدان و کاهش تولید از مقادیر پیش‌بینی شده باعث می‌شود تا مبلغ کلی حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار و متعاقب آن نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش یابد. این در حالی است که در قراردادهای بیع متقابل نرخ بازده سرمایه‌گذاری پیمانکار تنها ممکن بود به‌دلیل محدودیت ناشی از سقف بازیافت مطالبات ناشی از افت تولید تحت تأثیر کاهش تولید میدان در سال‌های بهره‌برداری از میدان قرار گرفته و کاهش یابد.

در قراردادهای خدمات فنی عراق برنامه توسعه جامع، خود شامل دو نوع برنامه می‌شود: برنامه اصلاح تولید و برنامه توسعه مجدد، حداقل‌های مقداری شرح کار تا پیش از تعیین برنامه توسعه کامل نیز پیوست قرارداد است. برنامه توسعه اولیه/ برنامه توانبخشی براساس شناخت و اطلاعات موجود از میدان در هنگام لازم الاجرا شدن قرارداد، توسط پیمانکار تهیه و به کمیته مشترک مدیریت تسلیم می‌شود اما برنامه توسعه کامل بر اساس نتایج حاصل از ارزیابی مجدد به‌نحوی‌که هدف تولید از مقدار تعیین شده کمتر نباشد، توسط پیمانکار تهیه و جهت تصویب به کمیته مشترک مدیریت تسلیم می‌شود (ماده ۱۱ پیشنویس قرارداد). به این ترتیب در این قراردادها

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

طرح توسعه تعهدآور بعد از کسب اطلاعات کافی از میدان تهیه می‌گردد و مقدار تولید اولیه هدف‌گذاری شده نسبت به تولید نهایی مقداری کم می‌باشد.

ازآن‌جایی‌که در این الگوی قراردادی از سیستم حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت اضافی تولید شده با اعمال فاکتور R و ضریب عملکرد در تعیین نرخ حق‌الزحمه برای محاسبه حق‌الزحمه پیمانکار استفاده می‌شود، علاوه بر اینکه مبلغ کلی حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار با سطح تولید واقعی تحقق یافته در سال‌های بهره‌برداری از میدان مرتبط شده است لیکن مشاهده می‌گردد با اعمال ضریب عملکرد که نسبتی از تولید محقق شده به تولید پیش‌بینی شده می‌باشد سعی شده است تا ارتباط قوی‌تری میان پاداش متعلقه به پیمانکار و عملکرد تولیدی وی ایجاد گردد؛ بنابراین در این الگوی قراردادی نیز اولا تأخیر در رسیدن به تولید اولیه هدف‌گذاری شده سبب تأخیر در بازیافت هزینه‌ها شده ضمن اینکه طرف دوم دستمزد مورد انتظار را در بخشی از سال‌های قرارداد کسب نخواهد کرد و در نتیجه هم مبلغ اسمی کل سود مورد انتظار در دوره قرارداد کاهش می‌یابد و هم نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش خواهد یافت. دوما، در سال‌های بهره‌برداری از میدان نیز افت تولید میدان و کاهش تولید از مقادیر پیش بینی شده باعث می‌شود تا مبلغ کلی حق‌الزحمه متعلق به پیمانکار و متعاقب آن نرخ بازده سرمایه‌گذاری وی کاهش یابد که به‌دلیل تأثیر ضریب عملکرد در ساختار مالی این قراردادها می‌توان انتظار داشت میزان کاهش صورت گرفته بیشتر از قراردادهای جدید نفتی ایران باشد.

در قراردادهای خدماتی توسعه و تولید عراق، براساس مفاد مندرج در ماده (۱۱) این قرارداد پیمانکار ملزم به تهیه برنامه توسعه اولیه براساس اطلاعات موجود مخزن بوده سپس می‌بایست ظرف یک مهلت زمانی سه ساله از تاریخ مؤثر شدن قرارداد برنامه توسعه نهایی را ارائه دهد که جایگزین برنامه توسعه اولیه خواهد شد. لذا در این قرارداد نیز مانند قراردادهای خدمات فنی طرح توسعه تعهدآور بعد از کسب اطلاعات کافی از میدان تهیه می‌گردد و مقدار تولید اولیه هدف‌گذاری شده نسبت به تولید نهایی مقداری کم می‌باشد. همچنین به‌دلیل مشابهت سیستم مالی دو قرارداد نیز پیمانکار در این مدل قراردادی با ریسک‌های ناشی از تأخیر در دستیابی به تولید اولیه هدف‌گذاری شده، افت

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

تولید و عدم تحقق تولید پیش‌بینی شده در سال‌های بهره‌برداری از میدان مواجه می‌باشد.

گفتار پنجم: مقایسه امکان شناسایی ذخایر نفتی در قراردادهای خدماتی ایران و عراق

در قراردادهای جدید نفتی ایران پیمانکار هیچ‌گونه حق مالکانه و یا حق برخورداری از عواید را نسبت به نفت درجا پیدا نمی‌کند تنها از زمان رسیدن میدان یا مخزن به تولید اولیه یا اضافی، به ترتیب توافق شده در مورد میدان‌ها یا مخزن‌های کشف شده و میدان‌ها یا مخزن‌های در حال تولید، بازپرداخت هزینه‌های انجام شده توسط پیمانکار و دستمزد متعلقه به وی آغاز می‌شود و کلیه پرداخت‌ها نیز از محل محصولات یا عواید حاصل از تولیدات مخزن یا میدان موضوع قرارداد، به قیمت روز در سررسیدها به پیمانکار تحویل یا پرداخت می‌شود؛ بنابراین امکان ثبت ذخیره از جنس مالکیت ذخیره (دارایی مانند زمین) برای شرکت نفت خارجی طرف این قراردادها وجود ندارد. ولی ازآن‌جایی‌که شرکت نفت خارجی در این قراردادها منفعت اقتصادی دارد که طبق تعاریف ارائه شده در قانون کمیسیون بورس اوراق بهادار آمریکا، استاندارد گزارشگری مالی ۶۹ در مورد افشا و شناسایی ذخایر دارای تمامی ویژگی‌های لازم برای شناسایی یک حق معدنی که قابلیت افشا را داشته باشد، ازجمله پذیرش ریسک‌های مخزن و تولید آن، بلندمدت بودن قرارداد و حضور شرکت نفت خارجی در دوران بهره‌برداری و فرصت‌هایی جهت اخذ پاداش و در معرض ریسک‌های تجاری و بازار بودن آن، می‌باشد از منظر قوانین مذکور امکان شناسایی و افشای درآمدهای آتی پیمانکار به‌عنوان سهم قراردادی آن از محصولات تولیدی وجود دارد.

همچنین عامل دیگری که می‌تواند به شرکت‌های مذکور در مورد شناسایی سهم درآمدی خود از محصولات تولیدی میادین تحت مدیریتشان در این قراردادها کمک کند عبارتست از برخی ملاحظات و ویژگی‌های لحاظ شده در این قراردادها مانند استفاده از سیستم بازبودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، به‌کارگیری روش‌های مطمئن‌تر در تهیه طرح‌های توسعه و اهداف تولیدی تعیین شده در قرارداد، تعهد دولت به بازپرداخت کامل هزینه‌ها، تعهد دولت در جبران حق‌الزحمه شرکت‌های نفتی در صورت کاهش تولید به دلایل حکومتی که همه این عوامل باعث می‌شوند تا عدم قطعیت‌های مربوط به کسب درآمدهای آتی برای شرکت‌های نفتی تا حد زیادی کاهش یافته و

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

بتوان به‌صورت قابل اتکائی منافع اقتصادی حاصل از این قراردادها را برآورد نمود[۱] و می‌توان چنین نتیجه‌گیری کرد که از طریق راه حلی که در استاندارد حسابداری بین‌المللی شماره ۱۱ (پیمان‌های ساخت) برای اندازه‌گیری درآمدهای آتی دارندگان قراردادهای بلندمدت پیمانکاری ارائه شده است، شناسایی درآمد برای شرکت‌های نفتی خارجی طرف قراردادهای مذکور نیز به لحاظ روش‌های حسابداری و مالی امکان‌پذیر می‌باشد که البته این امر نیز به معنای مالکیت ذخیره نیست در اینجا آنچه اتفاق افتاده است، شناسایی درآمد آتی پیمانکار از اجرای یک حق قراردادی است که دارد؛ بنابراین به نظر می‌رسد علی‌رغم اینکه در این قراردادها حق اخذ سهم شرکت نفتی پیمانکار به‌صورت محصول به تشخیص شرکت ملی نفت گذاشته شده است ولی از طریق روش حسابداری پیمان‌ها فارغ از اینکه کارفرما تعهدات مشخصی در پرداخت سهم درآمدی پیمانکار به‌صورت کالایی یعنی محصولات نفتی میدان به وی بدهد یا خیر، امکان شناسایی و افشای درآمدهای آتی پیمانکار نفتی ناشی از منفعت کاری حاصل از قرارداد اصلی برای دارنده این قراردادها فراهم شده است.

به‌دلیل مشابهت ساختار نظام مالی قراردادهای جدید نفتی ایران و قراردادهای خدماتی عراق می‌توان گفت همین شرایط نیز برای قراردادهای خدمات فنی و توسعه و تولید عراق صادق است. ضمن اینکه برخورداری پیمانکار از حق اخذ سهم درآمدی خود به‌صورت محصولات نفتی از دولت عراق می‌تواند در برخورد با قوانین و دستورالعمل‌های سختگیرانه تر بورس‌ها و بازارهای پولی و مالی شرایط بهتری نیز برای پیمانکاران در رابطه با شناسایی و افشای ذخایر ایجاد شده تحت قراردادهای مذکور به وجود آورد.

قراردادهای بیع متقابل نیز از جمله قراردادهای خطرپذیری هستند که به نظر می‌رسد واجد ویژگی‌های برشمرده در قانون کمیسیون اوراق بهادار آمریکا بوده و براساس استانداردهای حسابداری و قوانین گزارشگری مالی در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز که در قسمت قبلی تحقیق شرح داده شد، امکان شناسایی ذخایر نفتی

---

۱. در این جا لازم به توضیح است که اگرچه نمی‌توان قراردادهای مبتنی بر الگوی جدید را از نوع قراردادهای کاست پلاس سنتی تلقی نمود لیکن مجموعه عوامل مذکور باعث می‌شوند تا قراردادهای مبتنی بر الگوی جدید بیشتر شبیه قراردادهای (Cost-Plus-Incentive-Fee (CPIF باشند. برای مطالعه بیشتر نگاه کنید به:
Kamal M Al-Subhi Al-Harbi, "Sharing fractions in cost-plus-incentive fee contracts", International Journal of Project Management, Volume 16, Issue 2, April 1998, p.73

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

به‌میزان استحقاقات درآمدی پیمانکار برای آن وجود داشته باشد، هرچند برخی معتقد هستند به لحاظ حقوقی ایرادی که در مورد شناسایی ذخایر در این قراردادها مطرح است به جنبه اختیاری بودن حق شرکت ملی نفت در فروش نفت به شرکت نفتی طرف این قراردادها مربوط می‌شود و تنها درصورتی‌که شرکت ملی نفت متعهد شود که برای جبران مبالغ استحقاقی پیمانکار معادل آن به وی نفت بفروشد (چنانچه در بعضی از قراردادهای بیع متقابل چنین است)، در این صورت شناسایی ذخایر در دفاتر پیمانکار به میزان استحقاق پیمانکار، امکان‌پذیر می‌شود (امامی و هادی، ۱۳۹۶، ص ۸۰). ولی توجه به این نکته نیز ضروری است که یکی دیگر از موانعی که در مورد شناسایی و افشای درآمدهای آتی ناشی از این قراردادها به لحاظ روش‌های حسابداری و مالی وجود دارد، عدم قابلیت استفاده از راه حلی است که در استاندارد حسابداری پیمان‌ها (روش درصد تکمیل کار) برای شناسایی درآمد در قراردادهای بلندمدت پیمانکاری، ارائه شده است و این مسئله نیز بیش از هر چیز به بسته بودن سقف مخارج سرمایه‌گذاری در این قراردادها برمی‌گردد. در حقیقت ازآن‌جایی‌که در این قراردادها حداکثر مبلغ مربوط به هزینه‌های سرمایه‌ای (مخارج پروژه) از قبل تعیین شده است (بسته بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای)، امکان بازیافت هزینه‌ها با مخاطرات جدی رو به رو می‌باشد و درنتیجه نمی‌توان برآورد قابل اتکائی از درآمدهای آتی به عمل آورده شناسایی درآمد با توجه به مکانیسم حسابداری که در روش حسابداری پیمان‌ها وجود دارد، شرکت پیمانکار را با خطر شناسایی زیان در صورت‌های مالی خود مواجه می‌سازد. با این حال به نظر می‌رسد در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل نیز با اصلاحاتی که در مورد تخمین هزینه‌های سرمایه‌ای بعد از برگزاری مناقصات، استفاده از روش پلکانی یا مرحله‌ای برای اجرای طرح‌های توسعه‌ای و طولانی‌تر شدن قرارداد و اعطای اختیار به پیمانکار برای اخذ سهم درآمدی خود به شکل محصول، صورت گرفت نسبت به نسل‌های قبلی امکان شناسایی و گزارش ذخایر توسط شرکت‌های نفتی در این قراردادها نیز تسهیل شده باشد.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

جدول ۱. مقایسه خصوصیات اصلی نظام مالی الگوهای قراردادهای خدماتی نفتی ایران و عراق در رابطه با شناسایی ذخایر

ویژگی‌های قراردادی	بیع متقابل	آی پی سی	خدماتی بلندمدت عراق
نحوه دریافت سهم پیمانکار	در ازای هزینه‌های نفتی و حق الزحمه (سهم پیمانکار) شرکت ملی نفت ایران اختیار دارد که مبالغ نقدی یا نفت صادراتی به پیمانکار تحویل دهد.	در ازای هزینه‌های نفتی و حق الزحمه (سهم پیمانکار) شرکت ملی نفت ایران اختیار دارد که مبالغ نقدی یا نفت صادراتی به پیمانکار تحویل دهد.	در ازای هزینه‌های نفتی و حق الزحمه (سهم پیمانکار) شرکت ملی نفت عراق حسب انتخاب پیمانکار مبالغ نقدی یا نفت صادراتی به وی خواهد داد.
نحوه تعیین هزینه‌های سرمایه‌ای	در کلیه نسل‌های الگوی قراردادی بیع متقابل سقف هزینه‌های سرمایه‌ای بسته می‌باشد و صرفاً در نسل سوم قراردادهای بیع متقابل مقرر شد سقف هزینه‌های سرمایه‌ای پس از انجام مطالعات، طراحی مهندسی و مشخص شدن قیمت تعیین گردد لذا این روش اگرچه ریسک پیمانکار را کاهش می‌دهد ولی با بازبودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تفاوت اساسی دارد.	سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز است و هزینه‌های واقعی تأیید شده بر اساس برنامه‌های مالی و عملیاتی سالانه منطبق با رفتار میدان و شرایط بازار مصوب می‌شوند. درنتیجه این رویکرد، نسبت به الگوی قراردادی بیع متقابل ضمن کاهش ریسک ناشی از افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای تحمیل شده به پیمانکار بخشی از این ریسک به دولت میزبان منتقل می‌گردد.	همانند الگوی قراردادی آی پی سی در تعیین هزینه‌های سرمایه‌ای طرح از سیستم باز بودن سقف هزینه‌های سرمایه ای استفاده می‌گردد که منجربه کاهش ریسک پیمانکار به دلیل افزایش این قسم از هزینه‌ها می‌گردد و بخشی از آن به شرکت ملی نفت به نمایندگی از دولت میزبان منتقل می‌گردد.
نحوه تعیین پاداش پیمانکار	حق الزحمه پیمانکار بعد از تعیین هزینه‌های سرمایه‌ای و به‌صورت درصدی از این هزینه‌ها در ارتباط با سقف نرخ بازگشت سرمایه تعیین شده برای پیمانکار تعیین می‌گردد بنابراین در این الگوی قراردادی پاداش پیمانکار متأثر از میزان تولید تحقق یافته در طول بهره‌برداری از میدان نمی‌باشد.	از سیستم حق‌الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدی برای محاسبه و پرداخت پاداش به پیمانکار استفاده می‌شود که با رعایت سقف در نظر گرفته شده در هر قرارداد، این نرخ با افزایش قیمت نفت افزایش یافته و براساس فاکتور R که با نرخ مذکور رابطه معکوس دارد نیز به‌صورت سالانه تعدیل می‌گردد؛ بنابراین مبلغ حق الزحمه پیمانکار با میزان تولید میدان رابطه مستقیم دارد.	مشابه‌ای پی سی، سیستم حق الزحمه به ازای هر بشکه نفت تولیدی برای محاسبه پاداش پیمانکار استفاده می‌شود اما نرخ پایه حق الزحمه نیز براساس ضریب عملکرد و فاکتور R تعدیل می‌گردد و خالص نرخ پایه حق الزحمه پس از کسر مالیات و سهم شریک داخلی از نرخ پایه حق الزحمه تعدیل شده به‌دست می‌آید، لذا پاداش پیمانکار با عملکرد تولیدی میدان رابطه مستقیم دارد.
نحوه بازپرداخت مطالبات پیمانکار	سقف بازیافت مطالبات پیمانکار در قراردادهای مختلف بیع متقابل معمولاً حداکثر ۶۰ درصد می‌باشد، مبالغ بیشتر از سقف مذکور جهت پرداخت به دوره‌های بعدی پرداخت منتقل می‌شود ولی در نهایت با اتمام دوره	سقف بازیافت مطالبات پیمانکار حداکثر ۵۰ درصد درآمدهای سالیانه طرح می‌باشد، مطالبات بازیافت نشده جهت پرداخت به دوره‌های بعدی منتقل می‌گردد اما پایان دوره قرارداد در این الگوی قراردادی مانع از بازپرداخت هزینه‌های باقی	سقف بازیافت مطالبات پیمانکار حداکثر ۵۰ درصد درآمدهای سالیانه طرح می‌باشد، مطالبات بازیافت نشده جهت پرداخت به دوره‌های بعدی منتقل می‌گردد اما اگر بعد از خاتمه قرارداد هزینه‌ای پرداخت نشده

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

	قرارداد بازیافت مطالبات باقیمانده پیمانکار نیز متوقف شده و در نتیجه ممکن است پیمانکار با ریسک عدم دریافت کامل مطالبات قراردادی مواجه گردد.	مانده به پیمانکار نمی‌گردد و شرکت ملی نفت ایران متعهد خواهد بود که بازپرداخت مابقی هزینه انجام شده را در فرآیند قابل قبول طرفین مسترد نماید.	باقی بماند و قرارداد تمام شد طی یک دوره ۳۰ روزه پس از خاتمه قرارداد یا به هر ترتیب دیگری که بین طرفین توافق شده باشد، قابل بازپرداخت است.
نحوه تهیه طرح جامع توسعه میدان و تعیین اهداف تولیدی	طرح جامع توسعه میدان پیش از انعقاد قرارداد توسط پیمانکار تهیه و جهت تصویب به کارفرما تسلیم می‌شود و اجرای آن برای پیمانکار تعهدآور است. همچنین با دستیابی به سطح تولید حداکثری میدان طی ۲۱ روز از ۲۸ روز کاری متوالی، پروژه به‌صورت قطعی به کارفرما تحویل می‌گردد در نتیجه میزان تولید اولیه هدف‌گذاری شده نسبت به تولید نهایی زیاد می‌باشد.	طرح توسعه جامع میدان براساس مذاکرات فنی میان طرفین قبل از انعقاد قرارداد تهیه شده و اجرای کامل آن برای طرف دوم قرارداد تعهدآور است؛ اما برای رسیدن به سطح حداکثری تولید روش پلکانی اعمال می‌گردد لذا میزان تولید اولیه هدف‌گذاری شده نسبت به تولید نهایی مقداری کمتر بوده و پیمانکار با ریسک فنی کمتری در زمان اجرای عملیات توسعه مواجه می‌گردد.	برنامه توسعه اولیه/برنامه توانبخشی براساس شناخت و اطلاعات موجود از میدان توسط پیمانکار تهیه و به کمیته مشترک مدیریت تسلیم می‌شود اما برنامه توسعه کامل بر اساس نتایج حاصل از ارزیابی مجدد توسط پیمانکار تهیه و به کمیته مشترک مدیریت تسلیم می‌شود. همچنین مقدار تولید اولیه هدف‌گذاری شده نسبت به تولید نهایی مقداری کم می‌باشد.
نحوه شناسایی سهم پیمانکار از لحاظ حقوقی	کلیه الگوهای قراردادی بیع متقابل، ای پی سی و قراردادهای خدماتی بلندمدت عراق از نوع خدماتی خطرپذیر می‌باشند که در آنها پیمانکار هیچ‌گونه حق مالکانه و یا حق برخورداری از عواید را نسبت به نفت درجا پیدا نمی‌کند لذا امکان ثبت ذخیره از جنس مالکیت برای شرکت نفت خارجی طرف این قراردادها وجود ندارد لیکن بر اساس مفهوم به‌دست آمده از قانون کمیسیون بورس اوراق بهادار و وزارت خزانه‌داری آمریکا و مقررات مندرج در استاندارد گزارشگری مالی ۶۹ شرکت‌های نفتی تولیدی، دارنده این قراردادها حق شناسایی ذخایر نفتی از نوع افشاء درآمدهای آتی را دارند. در دستورالعمل مدیریت منابع نفتی نیز از این ذخایر تحت عنوان ذخایر نقدی یاد می‌شود که برخلاف قراردادهای امتیازی حجم آن متأثر از قیمت‌های نفت، نرخ‌های مالیاتی و روش‌های حسابداری مختلفی است که در محاسبه آن اعمال می‌شود.		
نحوه شناسایی سهم پیمانکار از لحاظ حسابداری و روش‌های مالی	نسل اول و دوم قراردادهای بیع متقابل، به دلیل بسته بودن سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و کوتاه‌مدت بودن دوره زمانی قرارداد، ریسک‌های قابل توجهی بر شرکت نفت سرمایه‌گذار تحمیل نموده به‌نحوی‌که نمی‌توان به‌صورتی قابل اتکاء درآمدهای آتی پیمانکار را برآورد نمود درنتیجه شناسایی و افشاء سهم قراردادی مذکور براساس روش درصد تکمیل کار که روشی برای شناسایی درآمدهای آتی پیش از دوره فروش است برای پیمانکار پرمخاطره می‌باشد و به همین دلیل عملاً شناسایی ذخایر در زمان بازپرداخت هزینه‌ها و متناسب با سهم پیمانکار از درآمدهای نفتی به‌واسطه قرارداد فروشی که ضمیمه قرارداد اصلی پیمانکار شده امکان‌پذیر خواهد بود.	در ای پی سی و قراردادهای خدماتی عراق اعمال سیستم سقف هزینه‌های سرمایه‌ای باز، روش‌های مطمئن‌تر در تهیه طرح‌های توسعه و اهداف تولیدی تعیین شده در قرارداد، تعهد دولت به بازپرداخت کامل هزینه‌ها و جبران حق‌الزحمه شرکت‌های نفتی در صورت کاهش تولید به دلایل حکومتی باعث شدند تا عدم قطعیت‌های مربوط به کسب درآمدهای آتی برای شرکت‌های نفتی تا حد زیادی کاهش یافته و بتوان روش درصد تکمیل کار در استاندارد حسابداری پیمان‌های بلندمدت که در جدیدترین دستورالعمل گزارشگری نفت و گاز نیز توصیه شده است را برای شناسایی درآمدهای آتی پیمانکار به‌واسطه قرارداد اصلی و متناسب با پیشرفت کار در حین اجرای پروژه به‌کار برد.

منبع: یافته‌های پژوهش

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

۵- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

ویژگی‌های منحصر به فرد عملیات تولید و اکتشاف نفت و گاز در بخش بالادستی از جمله ریسک‌های بالا و احتمال پایین کشف ذخایر تجاری، فاصله زمانی زیاد بین وقوع مخارج، هزینه‌ها و رسیدن به تولید نهایی و همچنین ارائه تعاریف مختلف و متفاوت در مورد مفهوم ذخایری که می‌تواند مبنای محاسبات مالی در گزارشات شرکت‌های فعال در حوزه اکتشاف و توسعه نفت و گاز باشد، باعث شد تا مقررات ویژه‌ای جهت گزارشگری مالی شرکت‌های مذکور ایجاد شود. با این حال علی‌رغم اینکه استانداردهای مالی ایجاد شده در این زمینه از قبیل استاندارد حسابداری مالی شماره ۶۹ و قوانین کمیسیون بورس و اوراق بهادار، دستورالعمل‌هایی در مورد نحوه گزارش فعالیت‌های تولیدی نفت و گاز ارائه داده‌اند که پیشرفت‌های شایان توجهی در حوزه گزارشگری مالی در خصوص شرکت‌های فعال در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز به شمار می‌آید و به نظر می‌رسد حمایت ارزشمندی از شرکت‌های مذکور در استفاده از تکنولوژی‌های مدرن به عمل آورده و زمینه‌ساز توسعه و پیشرفت صنعت بین‌المللی نفت به‌خصوص در زمینه تولید منابع هیدروکربنی نامتعارف شده است، لیکن در هیچ یک از آنها راهنمایی‌های واضح و کافی در مورد اینکه دارندگان منفعت معدنی تحت شرایط متفاوت قراردادهای نفتی مختلف کی و چگونه می‌توانند به شناسایی و ثبت ذخایر اقدام کنند، وجود ندارد. اگرچه این مسئله در مورد دارندگان قراردادهای امتیازی و اجاره که متضمن انتقال مالکیت است، ایجاد مشکل نمی‌کند اما برای دارندگان سایر قراردادها چالش‌هایی حداقل در مورد نحوه شناسایی مقادیر مربوطه ایجاد نموده است.

با این وجود بررسی مفاد دستورالعمل سیستم مدیریت منابع نفتی، قانون کمیسیون بورس اوراق بهادار آمریکا، قانون مالیاتی وزارت خزانه‌داری آمریکا و دستورالعمل راهنمای استقراض شرکت‌های اکتشاف و تولید نفت و گاز در ایالات متحده آمریکا نیز نشان می‌دهد، عناصری از قبیل حق اکتشاف یا استخراج نفت و گاز؛ حق اخذ بخشی از محصول به‌صورت کالا یا سهمی از عواید حاصل از فروش آنها؛ قرار گرفتن در معرض خطرات ناشی از ریسک‌های فنی، عملیاتی و ریسک‌های بازار؛ داشتن فرصت‌هایی برای اخذ پاداش در زمان مشارکت در فعالیت‌های تولیدی، شرکت‌های نفتی را در شناسایی و افشای درآمدهای آتی‌شان به‌عنوان ذخایر استحقاقی که به سبب حقوق قراردادی برای

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

آنها ایجاد شده است، کمک و پشتیبانی می‌نماید که یک بررسی از مفاد و شروط نظام مالی حاکم بر قراردادهای خدماتی ایران و عراق به خوبی مبین آن است که کلیه عناصر مربوطه در قراردادهای مذکور وجود دارد، بنابراین براساس قوانین و دستورالعمل‌های مذکور امکان شناسایی و ثبت ذخایر به معنای شناسایی و افشای درآمدهای آتی برای شرکت‌های نفتی در کلیه این الگوهای قراردادی وجود دارد.

مطابق آخرین نسخه از استاندارد بین‌المللی گزارشگری مالی در حوزه نفت و گاز ملاحظه می‌گردد در قراردادهای خدماتی و مشارکت در تولیدی که مشابه ترتیبات قراردادهای کاست پلاس هستند و در آنها کل ریسک اجرای قرارداد بر عهده پیمانکار است باید از روش درصد پیشرفت کار که در استاندارد حسابداری پیمان‌های بلندمدت پیشنهاد شده برای تعیین و شناسایی درآمد استفاده نموده بنابراین با نگاهی دقیق‌تر از بررسی مفاد قراردادهای خدماتی ایران و عراق می‌توان چنین نتیجه‌گیری کرد که به‌دلیل وجود برخی ویژگی‌های لحاظ شده و نکات در نظر گرفته شده در مفاد و شروط حاکم بر نظام مالی قراردادهای خدماتی عراق و قراردادهای جدید نفتی ایران که باعث می‌شود، بتوان درآمدهای آتی پیمانکاران را به‌طور قابل اتکائی برآورد کرد، در قراردادهای مذکور به لحاظ روش‌های حسابداری در استانداردهای مالی موجود امکان شناسایی ذخایر نقدی برای دارندگان قراردادهای یاد شده راحت‌تر از بیع متقابل صورت پذیرد و به این ترتیب می‌توان انتظار داشت قراردادهایی که بر اساس الگوی قراردادهای جدید نفتی ایران تنظیم می‌شوند از نظر شرکت‌های سرمایه‌گذار نفتی به لحاظ امکان شناسایی ذخایر نسبت به بیع متقابل از جذابیت بالاتری برخوردار باشند. در پایان با توجه به اهمیت موضوع پیشنهاد می‌شود مطالعات تحقیقاتی بیشتری در مورد این جنبه از قراردادهای نفتی صورت گیرد تا به کمک وضع قوانین و تدوین دستورالعمل‌هایی در این زمینه بتوان به سرمایه‌گذاران به‌ویژه سرمایه‌گذاران داخلی کمک‌های مؤثری برای تأمین مالی پروژه‌های نفتی با نرخ‌های اقتصادی‌تر نمود، امری که در نهایت منجربه کاهش بهای تمام شده پروژه می‌شود و به نفع هر دو طرف قرارداد خواهد بود.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

منابع

ابراهیمی؛ سید نصرالله، سراج؛ نرگس (۱۳۹۱). انتقادهای وارده بر بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران، *فصلنامه حقوق، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی*، دوره (۴۲)، شماره (۴)، صص ۱۹-۱.

امامی میبدی؛ علی، هادی؛ علی (۱۳۹۶). ارزیابی نظام مالی قراردادهای بیع متقابل و قرارداد جدید نفتی ایران با استفاده از تکنیک تاپسیس، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال سیزدهم، شماره (۵۵)، صص ۱۰۶-۶۹.

امامی میبدی، علی؛ کاشانی، جواد؛ عبدلی؛ قهرمان، تکلیف؛ عاطفه، فتوحی؛ پریسا (۱۳۹۸)، بررسی امکان همکاری با همسایگان جهت یکپارچه‌سازی میادین مشترک نفتی، با نگاهی به کشور عراق، فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال پانزدهم، شماره ۶۰.

امانی؛ مسعود، حمیدزاده؛ محمدحسین (۱۳۹۴)، تحلیل حقوقی قراردادهای مشارکت در تولید در صنایع بالادستی نفت و گاز و قابلیت اعمال آن در حقوق ایران"، *پژوهشنامه حقوق اسلامی*، سال شانزدهم، شمارهٔ اول (پیاپی ۴۱)، صص ۱۸۰-۱۵۱.

حاتمی؛ علی، کریمیان؛ اسماعیل (۱۳۹۳)، حقوق سرمایه‌گذاری خارجی در پرتو قانون و قراردادهای سرمایه‌گذاری، چاپ اول، تهران، انتشارات تیسا.

خواجوی؛ علی، کرمانشاه؛ محسن (۱۳۹۵)، ارزیابی اثر قراردادهای نفتی عراق بر تولید و صادرات نفت این کشور، *ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف نفت و گاز*، شماره (۱۳۴)، صص ۴۷-۴۱.

دهقانی؛ تورج (۱۳۹۳). سرمایه‌گذاری و تأمین مالی پروژه‌های نفت و گاز، چاپ اول، تهران، انتشارات شرکت چاپ و نشر بازرگانی.

زهدی؛ مسعود (۱۳۸۸)، روش‌های مالی و حسابداری در صنعت نفت و گاز، جلد سوم، تهران، انتشارات بهجت.

شیروی؛ عبدالحسین (۱۳۹۳)، حقوق نفت و گاز، چاپ دوم، تهران، بنیاد حقوقی میزان.

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

صاحب هنر؛ حامد، طاهری فرد؛ علی، مریدی فریمانی؛ فاضل، مهدوی؛ روح اله (۱۳۹۶). ارزیابی مالی- اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، *فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی*، شماره (۲۸)، صص ۷۳-۳۶.

طاهری فرد؛ علی، صاحب هنر؛ حامد (۱۳۹۵)، مقایسه قراردادهای IPC با قراردادهای بیع متقابل، *نشریه مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی*، شماره مسلسل :۱۵۰۵۹.

عامری؛ فیصل، شیرمردی دزکی؛ محمدرضا (۱۳۹۳). قراردادهای امتیازی جدید و منافع کشورهای تولیدکننده نفت، تحلیلی بر مالکیت نفت، نظارت و مدیریت دولت میزبان و رژیم مالی قرارداد، *فصلنامه پژوهش حقوق خصوصی*، سال دوم، شماره (۶)، صص: ۱۰۷-۶۳.

کاظمی نجف‌آبادی؛ عباس (۱۳۹۳)، آشنایی با قراردادهای نفتی، چاپ اول، تهران، انتشارات مؤسسه مطالعات و پژوهش‌های حقوقی شهر دانش.

Blins, Keith W. (2009), International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects, Barrows Company, 2nd.

Comptroller's Handbook. (2016),"*Oil and Gas Exploration & Production Lending*", Office of the Comptroller of the Currency Washington DC

J.Wright, charlotte, A.Gallun, Rebecca. (2005)."*International Petroleum Accounting*", Penn Well Corporation. www.pennwellbooks.com.

Lasswell, F.M., E.D.Young (2013)" *Reserves Reporting under Modern Fiscal Agreement*", republished in International Petroleum Conference".

Osmundsen, Petter. (2009), Chasing reserves Incentives and ownership, Department of Industrial Economics and Risk Management University of Stavanger. Norway. http://www5.uis.no/kompetansekatalog.

Page, Alan.(2011), Financial Reporting in the Oil and Gas Industry, 2th Edition. www.pwc.com/energy.

Schugart, Gary, Oil and Gas Accounting, (2002), Institute for Energy, Law&Enterprice, University of Houston Law Center.

Shiravi, Abdolhossein. (2013).” Oil and gas legal, Tehran. Mizan Legal Foundation. (*In Persian*)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

Third Eddition of International Financial Reporting in the oil and gas industry. (July 2017)

Young, Elliott .Houston. (2013), ATW August 27/28 "Reserves and Resource Entitlement and Reporting "Guideline for the evaluation of petroleum reserves and resources".

مدل‌های قراردادی و قوانین، استانداردهای مالی و حسابداری:

مصوبه هیأت وزیران در مورد شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز به شماره ۵۷۲۲۵ /ت۵۳۳۶۷هـ ۱۶/۵/۱۳۹۵ وزارت نفت ـ وزارت امور اقتصادی و دارایی، سازمان برنامه و بودجه ایران

Development and Production Service Contract (DPSC) http://www.iraqoilforum.com/

MODEL Producing Oil Field Technical Service Contract (PFTSC),(23 APRIL 2009), http://www.iraqoilforum.com/

Disclousure about Oil&Gas Activity: Financial Accountiong Standard(FAS69)

Reg. sk$229.302: Supplementary financial information

Petroleum Resources Management System (PRMS)

SEC Section S-X, Rule 4-10b Successful Efforts Method

SEC Section S-X, Rule 4-10(a) (1) (ii) (D) [17 CFR 210.4-10(a) (1) (ii)

U. S. Treasury Regulation Sec. 1.611–1(6) (1)

U.S. Securities and Exchange Commission's final rule, "Modernization of Oil and Gas Reporting."

Financial Acconting Standard 5 (FAS5), construction contracts (IAS11)

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]

Comparative Investigation of Financial Systems of Service Contracts in Iran and Iraq Oil and Gas Industry With Respect to Valuing Hydrocarbon Reserves

Ali Emami Meybodi
Professor, Faculty of Economics University of Alameh Tabatabei, emami@atu.ac.ir

Mehryar Dashab
Assistant Professor, Faculty of Law University of Alameh Tabatabei, mehryarbsdashab@gmail.com

Faysal Ameri
Professor, Faculty of Law University of Alameh Tabatabei, Faysal_ameri@atu.ac.ir

Ali Moghaddam Abrishami
Assistant Professor, Faculty of Law University of Alameh Tabatabei, aliabrishami6@gmail.com

Masoumeh Akbari Birgani*
PhD Candidate, Intrnational Oil and Gas Contracts, Faculty of Law University of Alameh Tabatabei, m.akbari@atu.ac.ir
Received: 2020/12/01 Accepted: 2021/05/07

Abstract

Valuing reserves is important and essential for international oil companies because it enables them to finance projects at low rates in the financial markets. One criticism of buyback contracts is that they do not allow the contractor to reflect the value of reserves on its books. The purpose of this study is to investigate this issue in comparing Iran and Iraq oil service contracts with respect to joint fields. We undertake the study by examining primary sources such as rules and regulations related to oil producing companies in the USA, related international financial standards and financial provisions of Iran and Iraq oil service contracts.

Our research indicates that procedures for valuing reserves on contractors books are not clearly stipulated, but in theory it should be possible to reflect reserves under all contracts reviewed. However, in practice reserves can be reflected on contractors books under the new Iran petroleum contracts and Iraq service contracts, through use of percentage work completed under long term contracts, but use of this method is not possible in buyback contracts.

JEL Classification: D86, L24, Q48

Keywords: Book Reserves, Buy Back, Iran Petroleum Contracts (IPC), Iraq Service Contracts, Contract financial system

*. Corresponding Author

[Downloaded from iiesj.ir on 2026-09-09]