مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری
سال بیست و ششم، شماره ۴۱، ۱۳۸۸، ص ۲۶۲ـ۲۴۳، تاریخ دریافت مقاله: ۱۳۸۸/۷/۱۸، تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۸۸/۹/۵

اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل[۱]

دکتر عبدالحسین شیروی[۲] و دکتر سید نصرالله ابراهیمی[۳]
ترجمه مجتبی اصغریان[۴]

چکیده

استفاده از قراردادهای بیع متقابل برای توسعه میادین نفت و گاز، ساز و کاری تثبیت شده در ایران است. قوانین و مقررات جاری، شرکت ملی نفت ایران را مجاز می‌دارند تا قراردادهای بیع متقابل را هم برای اکتشاف و هم برای توسعه میادین به کار برد. قرارداد بیع متقابل را می‌توان به‌عنوان یک قرارداد «خرید خدمات خطرپذیر» تعریف کرد که در آن، بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار از طریق تخصیص بخشی از نفت و گازی که در نتیجه خدمات ارائه شده از طرف وی تولید شده، صورت می‌گیرد. قرارداد بیع متقابل بر قلمرو کاری مشخص، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، حق‌الزحمه ثابت و دوره معین برای بازیافت سرمایه استوار است. زمانی که بیع متقابل، هم برای اکتشاف و هم برای توسعه به کار می‌رود، مشخصات میدان مد نظر برای توسعه در هنگام انعقاد قرارداد نامعین است. بنابراین، توافق در مورد قلمرو کاری، مدت عملیات توسعه، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، حق‌الزحمه ثابت، و دوره بازیافت سرمایه باید به زمانی موکول شود که یک میدان تجاری کشف شده است. این مقاله نخست به‌نحو اجمال، به استفاده از قرارداد بیع متقابل برای توسعه میادین نفت و گاز ایران می‌پردازد. سپس مهم‌ترین ویژگی‌های این ساز و کار را مورد بررسی قرار می‌دهد. آنگاه استفاده از بیع متقابل برای اکتشاف، توسعه و چالش‌های مربوط مورد

---

۱. این مقاله در شماره ۳۰ نشریه Natural Resources Forum در سال ۲۰۰۶ به چاپ رسیده است.
۲. عضو هیأت علمی و دانشیار دانشگاه تهران
۳. عضو هیأت علمی دانشگاه تهران و مذاکره‌کننده ارشد قراردادهای بین‌المللی شرکت ملی نفت ایران
۴. دانشجوی کارشناسی ارشد حقوق بین‌الملل دانشگاه شهید بهشتی

بحث قرار می‌گیرند. در پایان، این مقاله برای پرداختن به چالش‌های موجود مروری بـر مـدل جدیـد بیـع متقابل دارد که از طرف شرکت ملی نفت ایران ارائه شده است.[۵]
واژگان کلیدی: بیع متقابل، اکتشاف، توسعه، قراردادهای نفتی، شرکت ملی نفـت ایـران، شـرکت‌هـای نفتی خارجی

۱. مقدمه

بیش از یک دهه، قرارداد بیع متقابل عمده‌ترین سازوکار برای توسعه میادین نفت و گاز در ایـران بوده و در این مدت، قراردادهای بیع متقابل بسیاری بین شرکت ملی نفت ایـران و شـرکت‌هـای نفتی خارجی منعقد گردیده است. این قراردادها عمدتاً بـرای توسـعه میـادین نفـت و گـازی کـه پیش‌تر کشف گردیده بودند، منعقد شدند. از آن‌جا که بیع متقابل در جذب سرمایه‌گذاری خارجی در بخش نفت نسبتاً موفق بوده، قانونگذار ایران، شرکت ملی نفت ایران را مجاز داشته تا سازوکار بیع متقابل را هم برای اکتشاف و هم برای توسعه میادین نفتی در نواحی خاصی از کشور بـه‌کـار ببرد. در پی این تحولات تقنینی، شرکت ملی نفت ایران مناقصه‌ای را برای اکتشاف و توسعه ۱۶ بلوک اعلام داشت، و مدل قرارداد بیع متقابل برای توسـعه بـه‌منظـور پاسـخگویی بـه نیازهـای اکتشاف و توسعه مورد جرح و تعدیل قرار گرفت. این مقاله نخست به‌نحو اجمال، بـه اسـتفاده از قرارداد بیع متقابل برای توسعه میادین نفت و گاز ایران، می‌پردازد. سپس مهم‌ترین ویژگـی‌هـای این سازوکار را مورد بررسی قرار می‌دهـد و اسـتفاده از بیـع متقابـل بـرای اکتـشاف و توسـعه و چالش‌های مربوط مورد بحث قرار می‌گیرند. آنگاه به‌منظور بررسی چالش‌های موجود مروری دارد بر طرح جدید بیع متقابل که از طرف شرکت ملی نفت ایران ارائه شده است. در پایان، انتظارات و دغدغه‌های شرکت‌های نفتی خارجی مورد بررسی قرار می‌گیرند تا روشن شود که این مـوارد تـا چه اندازه در مدل جدید بیع متقابل مورد توجه قرار گرفته‌اند.

۲. به‌کارگیری بیع متقابل در صنعت نفت ایران

طرح بیع متقابل در صنعت نفت ایران برمی‌گردد به قانون نفت که در سال ۱۳۵۳، یعنی چند سال قبل از انقلاب اسلامی ۱۳۵۷، تصویب گردید. این قانون محدودیت‌های قابـل تـوجهی را بـرای مشارکت شرکت‌های نفتی خارجی در عملیات بالادستی نفت و گاز قائل شد. ماده ۳ قـانون نفـت مقرر می‌دارد که منابع نفتی و صنعت نفت ایران ملی اسـت و اعمـال حـق مالکیـت ملـت ایـران نسبت به منابع نفتی ایران در زمینه اکتشاف، توسعه، تولیـد و پخـش نفـت در سرتاسـر کـشور و

۵. دیدگاه‌های ارائه شده تنها متعلق به مؤلفین است و لزوماً بازگوکننده نظر شرکت ملی نفت ایـران یـا شـرکت مهندسـی و توسعه نفت یا هر ارگان دیگر دولت ایران نیست.

فلات قاره منحصراً به عهده شرکت ملی نفت ایران است که رأساً یـا بـه‌وسـیله نماینـدگی‌هـا و پیمانکاران خود در آن باره اقدام خواهد کرد. براساس این مقررات قـانونی، فعالیـت شـرکت‌هـای نفتی خارجی در امر اکتشاف، توسعه و تولید، محدود به مواردی گردید که شرکت‌های خارجی بـه نمایندگی از شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان پیمانکار عمل می‌کردند. انعقاد هرگونـه قـرارداد، از قبیل امتیازی،[۶] مشارکت در تولید[۷] یا مشارکت در سرمایه‌گذاری،[۸] که در آن شـرکت‌هـای نفتـی خارجی به‌عنوان پیمانکار زیر نظر شرکت ملی نفت ایران نبودند، ممنوع اعلام شد. به جای آن، در فرمان قانونگذار، نوعی قرارداد خرید خدمات خطرپذیر[۹] ایجاد شد و تعدادی قرارداد از این نوع نیز منعقد گردید.[۱۰]

این قراردادهای خدمات، از نوع قرارداد کلید در دست[۱۱] با یک شـرح کـاری معـین و قیمـت ثابت همانند قراردادهای مهندسی، تهیه و ساخت (ای.پی.سـی)[۱۲] نبودنـد، بلکـه از حیـث حجـم کاری و سرمایه‌گذاری مالی و حق‌الزحمه انعطاف پذیر بودنـد. هزینـه‌هـای اکتـشاف و توسـعه، و ریسک‌های مرتبط برعهده شرکت‌های نفتی خارجی بود که به‌عنوان پیمانکار شرکت ملـی نفـت ایران فعالیت می‌کردند. در مقابل، اگر یک میدان تجاری کـشف مـی‌شـد و متعاقبـاً توسـعه پیـدا می‌کرد، بخشی از نفت تولید شده از میدان به قیمت رایج بـازار بـه‌منظـور بازپرداخـت هزینـه‌هـا (سرمایه و سود) به آن شرکت نفتی خارجی فروخته می‌شـد. بـه عـلاوه، شـرکت نفتـی خـارجی مربوط، محق بود تا درصدی از نفت تولید شده در میدان (به انـدازه ۵) را همـراه بـا تخفیـف (۵ درصد کم‌تر از قیمت بازار) به‌عنوان پاداش برای پذیرفتن ریسک خریداری کند.[۱۳] اگر هیچ میدان تجاری کشف نمی‌گردید، قرارداد خاتمه می‌یافت، و هزینه‌ها به‌تنهایی بر شـرکت نفتـی خـارجی تحمیل می‌گردید.

---

6. concession

7. production-sharing

8. joint-venture

9. risk-service

۱۰. در بسیاری از کشورهای تولیدکننده نفت، قراردادهای قدیمی امتیازی جای خـود را بـه قراردادهـای مـشارکت در تولیـد داده‌اند. برای مثال در نیجریه، قراردادهای مشارکت در تولید بر قراردادهای خدماتی ترجیح داده شده‌اند.
Atsegbua,2000. Mahumud and Russell, 2002.

11. turnkey contracts

۱۲. در قراردادهای خدماتی معمول در صنعت نفت، شرکت‌های ملی نفت از خدمات شرکت‌های نفتی خارجی به‌عنـوان یـک پیمانکار، بدون آن‌که صاحب امتیاز یا شریک باشد، بهره می‌گیرند و حق‌الزحمه شرکت‌های نفتی خارجی معمولاً نقـداً، نـه در قالب نفت خام، پرداخت می‌گردد. (Blinn *et al.*, 1986)

۱۳. ر.ک: قرارداد خدماتی منعقد بین شرکت ملی نفت ایران و شرکت با مسئولیت محدود اولترامـار (reprinted in OPEC, 1976:57–76).

پس از تشکیل حکومت جمهوری اسلامی ایـران در ۱۳۵۷، محـدودیت‌هـای قابـل تـوجهی توسط قانون اساسی در مورد مشارکت بخش خصوصی به‌طـور عـام، و سـرمایه‌گـذاران خـارجی به‌طور خاص، در فعالیت‌های اقتصادی مقرر گردید. بسیاری از بخش‌های اقتصاد، ملـی شـدند.[۱۴] به‌علاوه خارجیان از حق تشکیل شرکت در ایران محروم (ماده ۸۱ قانون اساسی)، اعطای هرگونه امتیاز به بیگانگان ممنوع (ماده ۸۱)، استخدام کارشناسان خـارجی محـدود (مـاده ۸۲) و سـلطه بیگانگان بر منابع طبیعی ممنوع گردید (ماده ۱۵۳).

در ۱۳۶۶ هنگامی که کشور شدیداً درگیر جنگی طولانی بـا عـراق بـود (۱۳۵۹ تـا ۱۳۶۷) و درخصوص مشارکت سرمایه‌گذاران خارجی در فعالیت‌های اقتصادی، فضای حاکی از بـدبینی بـر کشور حکومت داشت، قانون جدید نفت توسط مجلس به تصویب رسید.[۱۵] قانون جدید ممنوعیت مطلقی را درخصوص هرگونه سرمایه‌گذاری خارجی در صنعت نفت و گاز پـیش‌بینـی کـرد. ایـن قانون مقرر می‌دارد که تمامی فعالیت‌های نفتی باید تحت کنتـرل و نظـارت وزارت نفـت انجـام گیرد. ماده ۲ این قانون مقرر می‌دارد که منابع نفتی بخشی از اموال عمومی اسـت کـه بـه ملـت ایران تعلق دارد و تحت اختیار و نظارت دولت است. طبق ماده ۶ این قانون، تمامی هزینـه‌هـایی که باید در پروژه‌های نفت و گاز سرمایه‌گذاری گردد، باید توسط وزارت نفت پیشنهاد می‌شـود تـا در بودجه سالانه درج گردد. با وجود این، ماده ۵ قـانون مزبـور، بـه وزارت نفـت و شـرکت‌هـای وابسته (برای مثال شرکت ملی نفت ایران) اجازه می‌دهد تا برای اجرای پروژه‌های نفت و گاز، به انعقاد قرارداد با افراد و شرکت های بومی یا خـارجی مبـادرت ورزنـد. در دهـه نخـست انقـلاب، خط‌مشی دولت ایران، استفاده از خدمات شرکت‌های نفتی خـارجی تحـت قراردادهـای کلیـد در دست یا ای.پی.سی[۱۶] بود. به‌موجب این قراردادها، شرح کاری دقیقاً معین و قیمـت‌هـای مـواد و خدماتی که پیمانکار باید فراهم می‌کرد، ثابت بود. اگرچه این قراردادها با مقررات قـانون اساسـی منطبق بودند، در عمل مشکلات خاصی ایجاد گردید. نخـست آن‌کـه بایـد از محـل درآمـدهای عمومی، بودجه‌ای برای درآمدهای نفتی در نظر گرفته می‌شـد، اگرچـه ارز معتبـر[۱۷] کـافی بـرای پاسخگویی به نیازهای روزافزون صنعت موجود نبود. دوم این‌که تعیین شـرح کـاری پـروژه‌هـای نفتی بالادستی به‌نحوی دقیق و از پیش، دشوار بـود. از ایـن‌رو بـه هنگـام وقـوع وضـعیت‌هـای پیش‌بینی نشده در طی حیات قرارداد، صدور دستورات متعدد مبنی بر تطبیق قـرارداد بـا شـرایط

---

۴۱. اصل ۴۴ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران

15. For an unofficial translation of the Act see: www.alaviandassociates.com/documents/petroleum.pdf.

16. engineering, procurement and construction

17. hard currency

جدید، لازم می‌نمود. دستورات مزبور، تـأثیرات سـوئی بـر بودجـه اولیـه پـروژه و طـول قـرارداد می‌گذاشت.

در سال ۱۳۶۵، به‌عنوان اولین حرکت در راستای حل مشکل کمبود ارز معتبر، مجلس شرکت ملی نفت ایران را مجاز کرد تا برای تأمین مالی پنج پروژه نفت و گاز، وام‌های کوتاه مدت و میان مدت (یوزانس) تحصیل کند. صد هزار بشکه در روز، برای مدت سه سال، بـرای بازپرداخـت وام اختصاص یافته بود. در سال بعد، مجلس به شرکت ملی نفت ایران اجازه داد تـا قراردادهـایی بـا حداکثر مبلغ ۳/۲ میلیارد دلار امریکا، بـرای توسـعه میـادین گـازی پـارس و پـارس جنـوبی بـا شرکت‌های توانمند خارجی منعقد کند، مشروط بر آن‌که تمامی هزینه‌ها از طریـق تولیـدات ایـن میادین بازپرداخت گردد. قانون همچنین به بانک مرکزی ایران اجازه داد تا بازپرداخت هزینه‌ها را ضمانت کند. در سایه وجود این قانون، نوعی از قرارداد بیع متقابل در ایران شـکل گرفـت. طبـق این قرارداد، شرکت‌های نفتی خارجی، ملزم بودند تا پروژه‌های نفتی را به‌عنوان پیمانکـار شـرکت ملی نفت ایران انجام دهند و بودجه آن را نیز خود تأمین کنند. هنگامی که پـروژه‌ای بـه مرحلـه تولید می‌رسید، شرکت‌های نفتی خـارجی، سـرمایه خـود را از طریـق تولیـدات پـروژه، بـاز پـس می‌گرفتند. از آن‌جا که بانک مرکزی ایران بازپرداخت هزینه‌ها را تضمین می‌کرد، ریسک هرگونه کمبود تولید بر عهده شرکت ملی نفت ایران قرار داشت و از آن‌جا که شرکت‌های نفتی بین‌المللی هیچ ریسکی را برعهده نمی‌گرفتند، این نوع از قرارداد بیع متقابل با نـوع معمـول آن کـه بعـدها توسط شرکت ملی نفت ایران به کار گرفته شد و به‌موجب آن، ریسک هرگونه کاهش در تولید بر دوش شرکت نفتی خارجی قرار می‌گیرد، متفاوت بود.

گام بعدی با تصویب قانون بودجه ۱۳۷۲ برداشته شد که به شرکت ملی نفت ایران اجـازه داد تا قراردادهای نفتی با ارزش حداکثر ۲/۶ میلیارد دلار امریکا با شرکت‌های نفتـی خـارجی منعقـد نماید، مشروط بر آن‌که:

- اقساط منحصراً از مجرای صادرات تولیدات حاصل از پروژه پرداخـت گـردد و بنـابراین هـیچ ضمانتی برای هرگونه کاهش در تولید داده نمی‌شود.
- باید حداکثر استفاده از توان موجود ایران در طراحی، مهندسی، ساخت و نصب به عمل آید.
- انتقال فناوری از طریق موافقتنامه‌های مشارکت در سرمایه‌گذاری بین شرکت‌هـای داخلـی و خارجی صورت گیرد؛ و
- دست کم باید ۳۰ درصد از امکانات ساخت داخل[18] مورد استفاده قرار گیرد.[19]

---

18. Iranian content

۹۱. روزنامه رسمی، شماره ۱۳۹۶۶، مورخ ۱۳۷۱/۱۱/۲۵

اگرچه مفهوم بیع متقابل در عمل، به‌وسیله قانون بودجه ۱۳۷۲ ایجاد گردید، اما خود اصطلاح «بیع متقابل» نخستین بار در قانون بودجه ۱۳۷۳ ذکر شد که به‌موجب آن، شرکت ملی نفت ایران مجاز شد تا برای راه اندازی پالایشگاه گاز عسلویه و توسعه میادین گازی پارس شمالی و جنوبی، به انعقاد قراردادهای بیع متقابل تا سقف ۳/۵ میلیارد دلار امریکا مبادرت ورزد. قانون بودجه ۱۳۷۳ مقرر می‌دارد که هزینه‌ها و سودها باید در اقساط برابر از محل عواید ناشی از فروش تولیدات حاصل از پروژه به قیمت بازار، در یک دوره ۵ ساله برای پالایشگاه گاز عسلویه و یک دوره ۱۰ ساله برای توسعه میادین پارس شمالی و جنوبی به شرکت نفتی خارجی پرداخت گردد. در صورت هرگونه کاهش در تولید یا هرگونه کاهش قیمت‌های نفت و گاز، هیچ ضمانتی از سوی بان‌کهای ایرانی یا مؤسسات دولتی برای بازپرداخت هزینه‌ها و سودها ارائه نمی‌گردد.[۲۰]

به‌موجب این قوانین، شرکت‌های نفتی خارجی اجازه یافتند در پروژه‌های نفت و گاز خاص، تحت طرح‌های بیع متقابل سرمایه‌گذاری کنند. بدین ترتیب، ماده ۶ قانون نفت ۱۳۶۶ که هرگونه سرمایه گذاری خارجی در پروژه‌های نفت و گاز را ممنوع می‌کند، به‌طور ضمنی اصلاح گردیده است. اجازه انعقاد قرارداد بیع متقابل در برنامه‌های پنج ساله توسعه اقتصادی دوم، سوم و چهارم به ترتیب در تاریخ‌های ۱۳۷۴ـ۱۳۷۸، ۱۳۷۹ـ۱۳۸۳ و ۱۳۸۴ـ ۱۳۸۸ تصریح شده است.[۲۱] از تحولات مهم در قراردادهای بیع متقابل با قانون بودجه سال ۱۳۸۲ رخ داد که به شرکت ملی نفت اجازه می‌دهد تا هم برای اکتشاف و هم برای توسعه میادین نفت و گاز به انعقاد قراردادهای بیع متقابل مبادرت ورزد. این تحولات در ذیل مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

۳. ویژگی‌های عمده بیع متقابل برای توسعه میادین نفتی

سازوکار بیع متقابل ایران برای توسعه میادین نفتی، از طریق قراردادهایی عمل می‌کند که به‌موجب آن‌ها شرکت‌های نفتی خارجی متعهد به تأمین سرمایه و اجرای عملیات توسعه در رابطه با یک میدان نفتی یا گازی می‌گردند. در مقابل، شرکت ملی نفت ایران بازپرداخت شرکت نفتی خارجی را از طریق فروش مستقیم نفت و گاز حاصل به شرکت نفتی خارجی، یا به‌وسیله پرداخت عواید ناشی از فروش سهم نفت و گاز اختصاص یافته به آن به طرف‌های ثالث، متقبل می‌گردد. این مقاله به‌منظور تبیین قراردادهای بیع متقابل ایران برای عملیات توسعه، ابتدا به تجزیه و تحلیل هدف‌های عمده این سازوکار می‌پردازد. سپس به تعریف عملیات توسعه پرداخته خواهد

---

۲۰. روزنامه رسمی، شماره ۱۴۳۱۳، مورخ ۱۳۷۳/۲/۷

۱۲. برنامه‌های توسعه اقتصادی به‌منظور دستیابی به اهدافی از قبیل پیشرفت به سوی اقتصاد بازار و بهبود معیارهای زندگی، توسط مجلس به تصویب رسیدند.

شد و آنگاه نظام مالی بیع متقابل و سرانجام ریسک‌هایی که شرکت‌های نفتی خارجی راجع به بیع متقابل بر عهده می گیرند، بررسی خواهند شد.

۱ـ۳. اهداف عمده بیع متقابل

هدف قراردادهای بیع متقابل، آن‌گونه که در ایران طراحی و به‌کارگرفته شده، تضمین حاکمیت دولت بر منابع نفت و گاز و حفظ نظارت دولت بر عملیات نفت و گاز، به‌نحوی که در قانون اساسی، قانون نفت ۱۳۵۳ و قانون نفت ۱۳۶۶ مقرر گردیده، است. برخی از بندهای قرارداد بیع متقابل، به‌طور خاص برای دستیابی به این اهداف تنظیم گردیده است. برای مثال یکی از بندها مقرر می‌دارد که شرکت ملی نفت ایران به شرکت نفتی خارجی اجازه می‌دهد تا عملیات توسعه[۲۲] را از طرف و به نام شرکت ملی نفت ایران اجرا کند. این بدان معنا است که شرکت نفتی خارجی به‌عنوان پیمانکار شرکت ملی نفت ایران عمل می‌کند، نه به‌عنوان یک شریک یا مالک پروژه. براساس بندی دیگر، کلیه زمین‌های تحصیل شده و اموال خریداری شده برای پروژه، صرفاً اموال شرکت ملی نفت خواهد بود. از این‌رو، هرگونه وسایل، کالا، تجهیزات و ماشین‌آلات که باید برای پروژه وارد گردند، توسط شرکت نفتی خارجی به نام شرکت ملی نفت ایران تهیه می‌گردند.

دیگر هدف عمده در استفاده از بیع متقابل در ایران، دست یافتن به ارز خارجی و تخصص مورد نیاز برای اقدام پرهزینه، پرخطر و پیچیده اجرای پروژه‌های نفت و گاز است. از این رو، در قراردادهای بیع متقابل مسئولیت تأمین مالی و اجرای عملیات توسعه صرفاً بر عهده شرکت نفتی خارجی قرار دارد. با این حال، در برخی موارد، قرارداد بیع متقابل، به یک مشارکت در سرمایه‌گذاری متشکل از شرکت‌های نفتی خارجی و شرکت‌های داخلی واگذار شده است.[۲۳] در این موارد، هر شریک در مقابل شرکت ملی نفت ایران، مشترکاً و منفرداً مسئول تأمین مالی و اجرای پروژه است.

۲ـ۳. تعریف عملیات توسعه

پیش از آن‌که یک میدان به‌موجب قرارداد بیع متقابل موضوع توسعه قرار گیرد، فعالیت‌های اکتشافی[۲۴] توسط شرکت ملی نفت یا پیمانکاران آن انجام می‌گیرد تا معلوم گردد که آیا توسعه

---

22. development operations

۳۲. برای مثال در پروژه آزادگان، قرارداد بیع متقابل به یک مشارکت در سرمایه‌گذاری متشکل از شرکت اینپکس (INPEX) ژاپن با سهم ۷۵ درصد، و یک شرکت وابسته به شرکت ملی نفت ایران به نام شرکت نیکو (NICO) با سهم ۲۵ درصد، واگذار گردید.

24. exploration operations

میدان امکان سنجی اقتصادی دارد یا نه؛ یعنی آیا یک میدان تجاری کشف گردیده است یـا نـه. هنگامی که اهمیت اقتصادی میدان معلوم گردید یا یک میدان تجاری کشف گردید، شرکت‌های نفتی خارجی برای توسعه دعوت به مناقصه می‌گردند. داده‌ها و اطلاعات به‌دست آمده در نتیجـه عملیات اکتشاف در اختیار شرکت‌های نفتی خارجی قرار داده می‌شود تا طرح جامعی برای توسعه میدان آماده و پیشنهاد کنند. این طرح که شرح کار و عملیاتی را که باید انجـام شـود بـه‌تفـصیل تعریف می‌کند، عموماً طرح جامع توسعه[۲۵] نامیده می‌شود.

طرح جامع توسعه، بخشی اساسی از یک قرارداد بیع متقابل است کـه یـک مأموریـت بـرای عملیات توسعه محسوب می‌شود. شرکت نفتی خارجی باید با اجرای طرح جامع توسعه به اهـداف قرارداد دست یابد. هرگونه انحراف از طرح جامع توسعه نیاز به تأیید قبلی و کتبـی شـرکت ملـی نفت ایران دارد و شرکت ملی نفت ایران مختار است که چنین درخواسـت‌هـایی را بپـذیرد یـا رد کند. فازهای مختلف عملیات توسعه و همچنین مراحل مهم در هر فـاز، در طـرح جـامع توسـعه تعریف شده‌اند. مخارج سرمایه‌ای براساس قیمت‌هـای تفکیکـی منـدرج در طـرح جـامع توسـعه، محاسبه گردیده، در پایان در قرارداد مورد توافق قرار می‌گیرند. از این رو، قرارداد بیع متقابل برای توسعه اقتضا دارد که طرفین در هنگام انعقاد قرارداد، بر جزئیات توسعه توافق کنند.

۳ـ۳. نظام مالی بیع متقابل

کلیه سرمایه‌های مورد نیاز برای اجرای یک طرح جامع توسعه باید از سـوی شـرکت‌هـای نفتـی خارجی تأمین گردند. در قراردادهای بیع متقابل، چهار دسته هزینه پیش‌بینی می‌گردد:

- هزینه‌های سرمایه‌ای،
- هزینه‌های غیرسرمایه‌ای،
- هزینه‌های بهره‌برداری،
- هزینه‌های بانکی.

هزینه‌های سرمایه‌ای،[۲۶] کلیه هزینه‌هایی است که مستقیماً به اجرای عملیات توسعه، آن‌گونه که در رویه‌های حسابداری[۲۷] ضمیمه قرارداد دسته‌بنـدی شـده، مربـوط مـی‌گـردد. هزینـه‌هـای غیرسرمایه‌ای[۲۸] به هزینه‌هایی اشاره دارد که مشخص کردن آن‌ها در هنگام انعقاد قرارداد دشـوار

25. master development plan
26. capital costs
27. accounting procedures
28. non-capital costs

است و عمدتاً هزینه‌هایی است که در رابطه با عملیات توسعه به مراجع ایران پرداخت می‌گردد، مانند مالیات‌ها، هزینه‌های تأمین اجتماعی، عوارض گمرکی و هرگونه عوارض ضروری دیگر. هزینه‌های بهره‌برداری[۲۹] هزینه‌هایی است که پیش از آن‌که پروژه کامل و به شرکت ملی نفت ایران تحویل داده شود، مستقیماً، ضرورتاً و منحصراً برای تولید ایجاد و پرداخت شده‌اند. هزینه‌های بهره‌برداری عمدتاً زمانی موضوعیت دارند که هدف دستیابی به تولید در دو یا سه فاز طراحی گردیده و به شرکت نفتی خارجی اجازه داده شده تا در فاز اول یا دوم توسعه از میدان بهره‌برداری کند. هزینه‌های بانکی[۳۰] به هزینه‌های تأمین مالی اشاره دارد که براساس نرخ لیبور[۳۱] به علاوه درصدی معین (برای مثال ۷۵ ٪) محاسبه می‌گردد.

این دسته از هزینه‌ها تحت شرایط خاصی برگشت‌پذیر هستند. نخست این‌که اهداف قرارداد، آن‌گونه‌که در طرح جامع توسعه ذکر شده، باید توسط شرکت نفتی خارجی محقق گردد. دوم آن‌که صحت و سقم هزینه‌ها باید توسط شرکت ملی نفت ایران یا یک حسابرس بین‌المللی مورد قبول شرکت ملی نفت ایران تأیید گردد. سوم آن‌که هزینه‌ها باید به‌نحو درستی در طبقات مالی هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های بهره‌برداری و هزینه های بانکی، براساس رویه‌های حسابداری ضمیمه شده به قرارداد، دسته‌بندی شده باشند.

آن دسته از هزینه‌هایی که زیر عنوان هزینه‌های سرمایه‌ای دسته‌بندی شده‌اند، تا سقفی که در قرارداد تعیین شده، برگشت‌پذیرند. بنابراین، هرگونه هزینه‌ای که فراتر از این حد، توسط شرکت نفتی خارجی، برای اجرای طرح جامع توسعه و تکمیل پروژه ایجاد شده، برگشت‌پذیر نیست و بر شرکت نفتی خارجی تحمیل می‌گردد. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای سقف ندارند. از این‌رو، هر هزینه غیرسرمایه‌ای که شرکت نفتی خارجی متحمل گردیده، برگشت پذیر خواهد بود. هزینه‌های بهره‌برداری نیز سقفی ندارند و اصولاً هر هزینه‌ای که در دسته هزینه‌های بهره‌برداری جای گیرد، قابل بازیافت خواهد بود. هزینه‌های بانکی بر مخارج هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای اعمال می‌گردد و از نخستین ماه، پس از ماهی که هزینه‌ها ایجاد شده، محاسبه و تا زمانی که جبران گردند، پرداخت می‌شوند. هزینه‌های بانکی بر هزینه‌های بهره‌برداری اعمال نمی‌گردند؛ زیرا فرض بر آن است که هزینه‌های بهره‌برداری در سه ماهه بعدی جبران می‌گردند. اگر به هر دلیل، هزینه‌های بهره‌برداری در سه ماهه بعدی بازیافت نشدند، هزینه های بانکی بر آنان نیز اعمال می‌گردند. اگر تکمیل پروژه به دلایلی غیرمنتسب به فعل یا

---

29. operating costs
30. bank charges
31. London Interbank Offere Rate (LIBOR)

ترک فعل شرکت ملی نفت ایران به تأخیر افتد، هیچ هزینه بانکی بر هزینه‌های دوره تأخیر اعمال نمی‌گردد.

علاوه بر هزینه‌ها، مبلغی ثابت در قرارداد بیع متقابل، طبق توافق، به‌عنوان پاداش برای سرمایه‌گذاری و پذیرش ریسک به شرکت نفتی خارجی پرداخت خواهد شد. این پاداش که در قرارداد به آن «حق‌الزحمه» اطلاق می‌گردد، در صورتی پرداخت خواهد شد که اهداف قرارداد، آن‌گونه که در طرح جامع توسعه تعریف شده، توسط شرکت نفتی خارجی کاملاً محقق گردیده و پروژه با موفقیت به شرکت ملی نفت ایران تحویل داده شده باشد.

هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های غیرسرمایه‌ای، هزینه‌های بانکی و حق‌الزحمه در اقساط ماهانه برابر در طی یک دوره چند ساله بازگشت سرمایه، آن‌گونه که در قرارداد بیع متقابل معین گردیده، مستهلک خواهند شد. با وجود این، هزینه‌های سرمایه‌ای در اولین سه ماهه پس از ایجاد این هزینه‌ها جبران خواهند شد. بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای نسبت به دیگر هزینه‌ها در اولویت قرار دارد.

هزینه‌ها و حق‌الزحمه از طریق اختصاص سهمی از تولیدات پروژه بازیافت خواهند شد. این سهم معمولاً حدود ۵۰ تا ۶۰ درصد کل تولید است. از آن‌جا که شرکت‌های نفتی خارجی هیچ حقی بر نفت در جا،[۳۲] یا نفت موجود در مخزن یا نقطه صادرات ندارند، شرکت ملی نفت ایران آن سهم را به شرکت نفتی خارجی (یا به یک تحویل گیرنده تعیین شده از جانب شرکت نفتی خارجی) به قیمت بازار فروخته، عواید آن را در حساب پروژه، به‌عنوان بازپرداخت هزینه‌های و حق‌الزحمه منظور خواهد کرد. در روشی دیگر، ممکن است شرکت ملی نفت ایران آن سهم را به طرف ثالثی فروخته، ترتیبی برقرار کند تا طرف ثالث عواید را مستقیماً به شرکت نفتی خارجی، برای بازپرداخت هزینه، پرداخت کند.

سه عامل ذیل مبلغ اختصاص داده شده به شرکت نفتی خارجی، برای بازگشت سرمایه و حق‌الزحمه را محدود می‌سازد:

- حداکثر سهمی از نفت که می‌تواند به‌موجب قرارداد بیع متقابل به شرکت نفتی خارجی اختصاص داده شود (برای مثال ۵۰ ٪ کل تولید).
- اقساط برابر ماهانه که در نتیجه تقسیم هزینه‌ها و حق‌الزحمه بر تعداد ماه‌هایی که به‌عنوان دوره استهلاک سرمایه در قرارداد تعیین شده، محاسبه شده است.
- نرخ بازگشت[۳۳] شرکت نفتی خارجی که نباید از درصد ثابت مذکور در قرارداد (برای مثال ۱۶ ٪) تجاوز کند.

---

32. oil in place
33. rate of return

۴ـ۳. ریسک شرکت‌های نفتی خارجی

شرکت‌های نفتی خارجی با انعقاد قراردادهای بیع متقابل، چندین ریسک را بر عهده می‌گیرند.[۳۴] در این‌جا می‌توان به ریسک‌های ذیل اشاره کرد:

نخست آن‌که شرکت نفتی خارجی به‌موجب قرارداد ملزم است سرمایه کافی برای عملیات توسعه را تأمین کند. هزینه‌های سرمایه‌ای در زمان انعقاد قرارداد مشخص گردیده‌اند، اما هر گونه هزینه سرمایه‌ای مازاد مورد نیاز برای اجرای طرح جامع توسعه باید از سوی شرکت نفت خارجی فراهم گردد. مبلغ هزینه‌های غیرسرمایه‌ای یا هزینه‌های بهره‌برداری در هنگام انعقاد قرارداد تعیین نشده‌اند و در صورت لزوم باید به‌وسیله شرکت نفتی خارجی تأمین گردند. سرمایه واقعی مورد نیاز برای هزینه‌های غیرسرمایه‌ای و هزینه‌های بهره‌برداری ممکن است از مقدار تخمین زده شده در هنگام انعقاد قرارداد تجاوز کند.

دوم آن‌که تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز برای اجرای طرح جامع توسعه و برای تحقق اهداف آن باید توسط شرکت نفتی خارجی پرداخت گردد، اما بازپرداخت آن تنها در محدوده سقف هزینه‌های سرمایه‌ای مورد توافق در قرارداد صورت می‌گیرد. تغییرات غیرقابل پیش‌بینی در شرایط بازار ممکن است باعث افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای از سقف تعیین شده گردد که مقدار مازاد آن تنها برعهده شرکت نفتی خارجی قرار می‌گیرد. به همین ترتیب، بعدها ممکن است بسیاری از مسائل فنی پیش آید که منجر به تجاوز هزینه‌های سرمایه‌ای از سقف آن گردد؛ اما از آن‌جا که این هزینه‌ها در جهت تحقق اهداف قرارداد است تأمین آن بر عهده شرکت نفتی خارجی است.

سوم آن‌که چون طرح جامع توسعه بر مبنای داده‌ها و اطلاعات زمان تنظیم، تهیه گردیده، ممکن است با دستیابی به اطلاعات بیش‌تر در نتیجه عملیات توسعه، نیاز به تغییر پیدا کند. در چنین موقعیت‌هایی، شرکت نفتی خارجی باید تأیید شرکت ملی نفت ایران را کسب کند و هزینه‌های آن را در صورت تجاوز از سقف هزینه‌های سرمایه‌ای متحمل گردد.

چهارم این‌که چون باز پرداخت هزینه‌ها[۳۵] و حق الزحمه منوط به تحقق اهداف قرارداد است (یعنی رسیدن به سطح خاصی از تولید) در صورت عدم تحقق این اهداف، شرکت نفتی خارجی متحمل زیان سنگینی خواهد شد. همچنین اگر تولید از میدان ناکافی باشد یا اگر قیمت‌های نفت پایین باشد، شرکت نفتی خارجی حتی در صورت تحقق اهداف قرارداد، قادر به بازیافت تمامی هزینه‌ها و حق‌الزحمه نخواهد بود. در چنین مواردی، مبالغ معوقه به سه ماهه بعد موکول خواهد

---

34. For an assessment of the risks borne by IOCs in buyback contracts for development, see generally Groenendaal and Mazraati (2005).

35. recovery of costs

شد. اگر قیمت‌های پایین دوام داشته باشد و اگر دوره استهلاک سرمایه سپری شود، ممکن است این مبالغ معوق هرگز برگشت نیابد.

پنجم این‌که ممکن است پروژه به تعویق بیفتد. علت این امر دلایل بسیاری است که امکان دارد به شرکت نفتی خارجی منتسب نباشد. عوامل مسبب تأخیر ممکن است این موارد باشند: تغییرات در طرح جامع توسعه، کیفیت پایین و عملکرد ضعیف پیمانکاران فرعی داخلی، تأخیر در کسب ترخیص‌های دولتی، تأخیر در کسب تأیید از شرکت ملی نفت ایران، تأخیر از سوی شرکت ملی نفت ایران در تحویل منطقه اجرای عملیات به شرکت نفتی خارجی و موانع دیگر. تأخیر در شروع کار ممکن است تأثیرات منفی بر هزینه‌های پروژه بگذارد، اما با این حال، بازگشت هزینه‌های سرمایه‌ای محدود به سقف آن است. هرگونه تأخیر در دستیابی به سطح تولید تعیین شده، بازگشت هزینه و پرداخت حق الزحمه را به تأخیر خواهد انداخت.

۴. بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه میادین نفتی

در سال ۱۳۸۲، همان‌طورکه شرح داده شد، قانونگذار ایران به شرکت ملی نفت ایران اجازه داد تا از قرارداد بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز استفاده کند. بند «ح» تبصره ۲۱ قانون بودجه ۱۳۸۲ شرکت ملی نفت ایران را مجاز کرد تا در هر نقطه از ایران به استثنای دریای خزر، خلیج فارس و چهار استان نفت‌خیز جنوب ایران، یعنی خوزستان، بوشهر، کهگیلویه و ایلام، به فعالیت‌های اکتشافی با ریسک پیمانکار مبادرت ورزد. این قانون شرایط ذیل را برای این نوع قرارداد بیع متقابل مقرر کرده است:

- فعالیت‌های اکتشافی باید توسط پیمانکار و با سرمایه خود او انجام گیرد؛
- اگر میدان تجاری کشف نگردید قرارداد خود به خود خاتمه می‌یابد و هرگونه هزینه‌ای که پیمانکار در رابطه با فعالیت‌های اکتشافی متحمل گردیده، صرفاً برعهده خود او قرار دارد؛
- اگر میدان تجاری کشف گردید، توسعه میدان بر پایه ساز و کار بیع متقابل به پیمانکار واگذار می‌گردد؛
- هزینه‌ها و مخارج مستقیم و غیرمستقیم مربوط به اکتشاف در قرارداد توسعه گنجانده خواهد شد و از طریق اختصاص بخشی از تولیدات حاصل از پروژه بازپرداخت خواهد شد؛
- سایر شرایطی که به‌موجب قانون برای قراردادهای بیع متقابل مقرر گردیده نیز باید رعایت گردند.[۳۶]

---

۶۳. روزنامه رسمی، شماره ۱۶۹۱۷، مورخ ۱۳۸۲/۱/۹

این اجازه قانونی در قـوانین بودجـه ۱۳۸۳، ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ بـسط داده شـد.[۳۷] در نتیجـه، ۵۱ بلوک نفتی در نواحی مختلف از مناطقی که در قـانون مـشخص گردیـد بـه‌عنـوان اهـداف آتـی به‌منظور اکتشاف و توسعه شناسایی شدند. از این ۵۱ بلوک، ۱۶ بلوک که ۲۵۳ هزار کیلومتر مربع را پوشش می‌دادند، در کنفرانسی که از سوی شرکت ملی نفت ایـران در ۸ و ۹ بهمـن ۱۳۸۲ در لاهه برگزار گردید، به مناقصه گذاشته شدند.[۳۸]

از آن‌جا که طرح بیع متقابل در اصل برای توسعه میادین نفت و گاز که پیش‌تر کشف شده‌اند تنظیم شده بود، تصمیم به‌کارگیری آن برای هر دو منظور اکتشاف و توسعه، سؤالاتی را در مورد مناسب بودن آن برای این مقصود پدید آورد. در حقیقت، این طرح باید تغییراتی پیـدا کنـد تـا بـا شرایط اکتشاف و توسعه منطبق گردد. در ذیل ابتدا به بررسی تفاوت‌های قرارداد بیع متقابل برای توسعه با قرارداد بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه می‌پردازیم. سپس جزئیات طرح اصلاح شـده بیع متقابل را که از سوی شرکت ملی نفت ایران پیشنهاد شده بررسـی مـی‌کنـیم. در پایـان، بـه انتظارات و دغدغه‌های شرکت‌های نفتی خارجی در رابطه با بیع متقابل می‌پردازیم تا ببینیم تا چه اندازه در طرح اصلاحی بیع متقابل مورد توجه قرار گرفته‌اند.

۱ـ۴. تفاوت های بین طرح قدیم و جدید

بین طرح بیع متقابل برای توسعه یک میدان نفتی که پیش‌تر کشف شده و طرحی که بایـد هـم برای اکتشاف و هم برای توسعه مورد استفاده قرار گیرد، تفاوت‌های چنـدی وجـود دارد. نخـست آن‌که در نوع اول، پیش از انعقاد قرارداد بیع متقابل، یک میدان تجاری کشف شده اسـت. از ایـن رو، طرفین می‌توانند در هنگام انعقاد قرارداد، در مورد طرح جامع توسعه توافق کننـد. امـا در نـوع دوم، ابتدا باید اکتشاف انجام گیرد. اگر مرحله اکتشاف موفقیت‌آمیـز بـود و یـک میـدان تجـاری کشف گردید، بر یک طرح جامع توسعه توافق خواهـد شـد. بنـابراین، در هنگـام انعقـاد قـرارداد، طرفین هنوز قادر نیستند بر یک طرح جـامع توسـعه کـه قلمـرو کـاری بـرای توسـعه میـدان را مشخص می‌سازد، توافق کنند، چرا که هنوز میدانی کشف نگردیده است.

دوم آن‌که بیع متقابل برای توسعه، یک نوع سازوکار «هزینه به‌علاوه حق‌الزحمه»[۳۹] است که به‌موجب آن، هزینه واقعی پروژه تا سقف مقرر و همچنین حق‌الزحمه ثابتی در یـک دوره زمـانی

---

۷۳. بـه ترتیـب در بنـد «ک» تبـصره ۲۱، بنـد «د» تبـصره ۱۱، و بنـد ۴ تبـصره ۲ (روزنامـه رسـمی، مـورخ ۱۳۸۳/۱/۱۰، ۱۳۸۳/۱۲/۲۷، و ۱۳۸۴/۱۲/۲۸).

38. For a map and block sizes, see MEES (2003).

39. cost-plus

معین به شرکت نفتی خارجی بازپرداخت خواهد شد. بنابراین، در زمان انعقاد قرارداد بر دو رقم باید توافق شود:

- سقف هزینه‌های سرمایه‌ای که بازپرداخت مقدار مخارج سرمایه‌ای را که شرکت نفتی خارجی متحمل شده محدود می‌سازد؛ و
- حق‌الزحمه ثابت.[۴۰]

در بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه، در هنگام انعقاد قرارداد تنها می‌توان بر سقف هزینه‌های سرمایه‌ای برای اکتشاف توافق کرد، اما سقف هزینه‌های سرمایه‌ای برای فاز توسعه و همچنین حق‌الزحمه، باید متعاقباً پس از آن‌که میدان تجاری کشف گردید، تعیین شود.

سوم آن‌که در بیع متقابل برای توسعه، حداکثر درصد نفت و گازی که به‌منظور بازیافت سرمایه و حق‌الزحمه به شرکت نفتی خارجی اختصاص داده خواهد شد، در هنگام انعقاد قرارداد معین می‌گردد. دوره بازیافت سرمایه که در آن، شرکت نفتی خارجی می تواند هزینه ها و حق‌الزحمه خود را بازیافت کند نیز در زمان انعقاد قرارداد تعیین می‌گردد. در مقابل، هنگامی که بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه به‌کار برده می‌شود، این موضوعات عمده که تأثیر بسیاری بر سودمندی اقتصادی پروژه دارند، در مرحله بعد، یعنی در زمانی که میدان تجاری کشف گردید، مورد توافق قرار خواهند گرفت.

چهارم این‌که در مقایسه با بیع متقابل برای توسعه، ریسک بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه بسیار بالاتر است. علاوه بر ریسک‌هایی که فی نفسه در بیع متقابل برای توسعه وجود دارد، شرکت نفتی خارجی باید ریسک عدم اکتشاف یک میدان تجاری را نیز بپذیرد. علاوه بر این، در هنگام انعقاد قرارداد شرکت نفتی نمی‌تواند سرمایه مورد نیاز برای توسعه میدان آتی را ارزیابی کند.

بدین ترتیب روشن می‌گردد که اگر بیع متقابل برای هر دو منظور اکتشاف و توسعه به‌کار برده شود، در هنگام انعقاد قرارداد، برخی موضوعات مهم قابل تعیین نیستند؛ اگرچه همین موضوعات برای مرحله توسعه جنبه اساسی دارند. از این رو، برای آن‌که این طرح، هم برای اکتشاف و هم برای توسعه مناسب باشد، باید تغییرات مهمی پیدا کند. این تغییرات باید میان انتظارات و دغدغه‌های هر دو طرف، یعنی هم شرکت ملی نفت ایران و هم شرکت‌های نفتی خارجی توازن برقرار کند. شرکت نفتی خارجی باید اطمینان حاصل کند که در صورت کشف میدان تجاری توسط وی، حقوق انحصاری توسعه آن میدان به او واگذار خواهد شد. در طرف دیگر، شرکت ملی نفت ایران با این نگرانی مواجه است که پیشنهاد شرکت نفتی خارجی برای

---

40. fixed remuneration fee

توسعه میدان تجاری (در صورت کشف آن) و همچنین پیشنهادهای او در مورد طرح جامع توسعه، سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، حق‌الزحمه، دوره بازیافت سرمایه[41] و دیگر مسائل مهم، معقول و قابل قبول باشد. برای پرداختن به این نگرانی‌ها باید سازوکاری ایجاد گردد.

۲ـ۴. طرح اصلاحی شرکت ملی نفت ایران برای بیع متقابل

شرکت ملی نفت ایران نسخه‌ای جدید و اصلاح شده از قرارداد بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه را پیشنهاد کرده است. ذیلاً به بررسی این الگوی جدید می‌پردازیم تا ببینیم آیا به اندازه کافی، انتظارات و دغدغه‌های معقول شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های نفتی خارجی مورد توجه قرار گرفته است. در الگوی جدید سه مرحله از فعالیت‌ها پیش‌بینی شده است: اکتشاف، ارزیابی و توسعه.

۱ـ۲ـ۴. مرحله اکتشاف

آن بخش از الگوی اصلاحی که مرحله اکتشاف را تحت پوشش قرار می‌دهد، واضح و روشن است. شرکت نفتی خارجی باید فعالیت‌های اکتشافی برای نفت و گاز را به‌وسیله روش‌های نقشه‌برداری، زمین‌شناختی، ملاحظات زیست‌محیطی و کشاورزی و دیگر روش‌ها از جمله لرزه‌نگاری، حفاری، ارزیابی مخزن برای نفت و گاز و سایر اشتغالات و فعالیت‌های مرتبط با اکتشاف، به عمل آورد. در هنگام انعقاد قرارداد باید بر یک طرح جامع اکتشاف توافق شود تا فعالیت‌هایی که باید توسط شرکت نفتی خارجی انجام شود به تفصیل مشخص گردد. مسائل مهم ذیل نیز باید در هنگام انعقاد قرارداد تبیین شوند: حداقل مخارج شرکت نفتی خارجی برای عملیات توسعه، حداقل مخارج سالانه، منطقه‌ای که برای کار اکتشاف به شرکت نفتی خارجی واگذار می‌گردد، تعهدات مربوط به کاهش منطقه عملیاتی، دوره فعالیت‌های اکتشافی (برای مثال چهار سال) و تمدیدهای احتمالی، تعریف یک چاه تجاری و حل و فصل هرگونه اختلاف محتمل در این خصوص، و ریسک‌هایی که شرکت نفتی خارجی در صورت عدم کشف یک چاه تجاری باید متحمل گردد.

۲ـ۲ـ۴. مرحله ارزیابی

در مقابل، آن بخش از الگوی اصلاحی که به مرحله ارزیابی می‌پردازد، چندان واضح و روشن نیست، چرا که بسیاری از جزئیات این مرحله در زمان انعقاد قرارداد ناشناخته‌اند. با این حال، طرفین می‌توانند توافق کنند که اگر در نتیجه اکتشاف، یک چاه تجاری کشف گردید و این

---

41. duration of cost recovery

کشف مورد تأیید شرکت ملی نفت ایران قرار گرفت، مرحله ارزیابی آغـاز گـردد. طـرح اصـلاحی همچنین مقرر می‌دارد که شرکت نفتی خارجی باید در ظرف یک دوره زمانی مشخص، یک طرح جامع توسعه را برای تأیید شرکت ملی نفت ایـران تـسلیم کنـد. ایـن طـرح جـامع ارزیـابی بایـد مشخص سازد که چه فعالیت‌های دیگری باید توسط شرکت نفتی خارجی به‌منظور تجاری کردن میدان، توصیف مخازن، کاهش ریسک سرمایه‌گذاری و اجرای یک برنامه توسعه کارامد به عمـل آید. مسائل مهم ذیل نیز می‌توانند به هنگام انعقاد قرارداد تعیین گردند: حـداقل مخـارج شـرکت نفتی خارجی برای فعالیت‌های اکتشافی، حداقل مخارج سالانه، تعهدات مربوط به کاهش منطقـه عملیاتی، دوره فعالیت‌های ارزیابی (برای مثال، دو سال) و تمدید آن، تعریف میدان تجاری و حل و فصل هرگونه اختلاف احتمالی در این خصوص، و ریسک‌هایی کـه شـرکت نفتـی خـارجی در صورت عدم کشف میدان تجاری باید متحمل گردد.

۳ـ۲ـ۴. مرحله توسعه

از آن‌جا که جنبه‌های کلیدی توسعه به هنگام انعقاد قرارداد قابل تعیین نیستند، آن بخش از طرح اصلاحی که به مرحله توسعه می‌پردازد، کاملاً پیچیده است. الگوی شرکت ملی نفت ایران بـرای اعطای حقوق به مرحله توسعه، اصول ذیل را پیش‌بینی کرده است:

۱ـ۳ـ۲ـ۴. مرحله ارزیابی

اگر مرحله اکتشاف موفقیت‌آمیز باشد و یک چاه نفتی بـالقوه کـشف گـردد، مـستقیماً بـه مرحلـه ارزیابی منتهی خواهد شد. به همین ترتیب، اگر مشخص گردد که میدان دارای امکان بهـره‌وری اقتصادی است، پروژه به مرحله توسعه راه پیدا خواهد کـرد. از ایـن رو، تعریـف «امکـان تجـاری شدن» یک چاه یا میدان بسیار حائز اهمیت است. در الگوی اصلاحی، این شرط به‌دقت تعریـف شده است.

۱ـ۳ـ۲ـ۴. طرح جامع توسعه

طرح جدید بیع متقابل، شرکت نفتی خارجی را ملزم می‌دارد تا یک طـرح جـامع توسـعه را بـرای میدان تجاری[۴۲] که تازه کشف گردیده، به‌منظور بررسی و تأیید شرکت ملـی نفـت ایـران، تهیـه کند. طرح جامع توسعه پیشنهادی باید شامل یک برنامه کاری و بودجه برای کل مرحله توسـعه، تخمین دوره زمانی آن، و یک برنامه زمانی برای تکمیل تمامی فعالیت‌های مورد نیاز باشـد. اگـر

---

42 . commercial field

طرفین نظرهای متفاوتی درخصوص جزئیات طرح جامع توسعه داشته باشند و در ظرف یک دوره زمانی معین به هیچ راه‌حلی دست نیابند، مسائل حل نشده به یک مرجع شناخته شده بین‌المللی با تخصص در زمینه توسعه میادین نفت و گاز ارجاع خواهد شد. شرکت ملی نفت ایران فهرستی از سه مرجع متخصص را پیشنهاد می‌کند، که شرکت نفتی خارجی باید یکی از آن‌ها را انتخاب کند. تصمیم مرجع انتخاب شده برای طرفین الزام‌آور خواهد بود.

۴ـ۳ـ۲ـ۴. حق‌الزحمه ثابت

در بیع متقابل، یک حق‌الزحمه ثابت در ازای سرمایه‌گذاری و پذیرش ریسک به شرکت نفتی خارجی پرداخت خواهد شد. از آن‌جا که ممکن است تعیین حق‌الزحمه در هنگام انعقاد قرارداد ممکن نباشد، در طرح اصلاحی پیش‌بینی شده است که حق‌الزحمه متعاقباً معین خواهد گردید. این حق‌الزحمه باید متناسب با هزینه‌های سرمایه‌ای باشد تا نرخ بازگشت ثابتی (به‌عنوان مثال: ۱۵٪) را برای شرکت نفتی خارجی تضمین کند.

۴ـ۳ـ۲ـ۴. کمیته نظارت بر تولید

از آن‌جا که قانون به شرکت ملی نفت اجازه نمی‌دهد تا با تکمیل اهداف قرارداد (از جمله سطح خاصی از تولید)، عملیات تولید را به شرکت نفتی خارجی واگذار کند، میدان برای مرحله تولید به شرکت ملی نفت ایران تحویل داده خواهد شد. یک کمیته نظارت بر تولید، متشکل از تعداد برابر از نمایندگان هر طرف، تأیید خواهد کرد که فعالیت‌های تولید به‌درستی انجام گرفته است یا نه. اگر اقدامات دیگری برای بالا بردن یا افزایش تولید نیاز باشد، کمیته مذکور اقدام مقتضی برای آن منظور را پیشنهاد خواهد کرد که باید در قرارداد مستقلی مورد توافق گیرد.

۴ـ۳ـ۲ـ۵. بازگشت سرمایه

هنگامی که اهداف قرارداد حاصل شوند، هزینه اکتشاف، ارزیابی و توسعه تا سقف توافق شده، از محل عواید فروش نفت و گاز اختصاص یافته به شرکت نفتی خارجی، بازپرداخت خواهد گردید. اگر شرکت نفتی خارجی نتواند به سطح تولید مقرر در طرح جامع توسعه دست یابد یا اگر نفت و گاز استخراجی ناکافی باشد، شرکت نفتی خارجی قادر نخواهد بود کلیه هزینه‌هایی را که برای اکتشاف، ارزیابی و توسعه متحمل گردیده بازیافت کند.

۳ـ۴. انتظارات و دغدغه های شرکت های نفتی خارجی

۲ بلوک از ۱۶ بلوک، تحت الگوی اصلاحی بیع متقابل واگذار گردیـده‌انـد: بلـوک کوهدشـت در استان لرستان بـه شرکت ملی نفت چین،[۴۳] و بـلوک ساوه بـه شرکت اکتشاف و تولید پـی. تـی. تی. تایلند. استقبال نه چندان گرم شرکت‌هـای نفتـی خـارجی از الگـوی اصـلاحی بیـع متقابـل نمایانگر آن است که انتظارات و دغدغه‌های آنان در اصلاحات به‌درستی مورد توجه قرار نگرفتـه است. انتظارات و دغدغه‌های عمده شرکت‌های نفتی خارجی را می توان به‌نحو ذیل خلاصه کرد:

۱ـ۳ـ۴. حل اختلافات

در رویه فعلی بیع متقابل، درصورتی‌که پس از کشف میدان تجاری، اختلافی بر سر جزئیات طرح جامع توسعه بروز کند، حل و فصل آن به یک مرجع متخصص بین‌المللی ارجاع خواهـد شـد. بـا این وجود، سپردن مسائل اساسی قرارداد (نظیر سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، دوره مرحله توسعه و دوره بازیافت سرمایه) به تصمیم یک طرف ثالث، پرمخاطره و نامطمئن اسـت. بنـابراین، راه‌حـل مذکور برای شرکت‌های نفتی خارجی رضایت‌بخش نیست.

۲ـ۳ـ۴. قیمت‌ها

به‌موجب الگوی فعلی، هرگونه افزایش قیمت ناشی از تغییرات در شرایط بازار بـر عهـده شـرکت نفتی خارجی قرار می‌گیرد؛ درحالی‌که این هزینه‌ها به نفع پروژه ایجـاد گردیـده و بنـابراین بایـد برگشت‌پذیر باشند.

۳ـ۳ـ۴. منفعت ناشی از قیمت‌های بالای نفت

شرکت ملی نفت ایران تنها طرفی است که از هر گونه افـزایش قیمـت‌هـای نفـت و گـاز سـود می‌برد. این امر ناشی از این واقعیت است که حداکثر مبلغ اختصاص یافته به شرکت نفتی خارجی در هر ماه، در طول دوره بازیافت سرمایه، محدود به نرخی ثابت است. بنابراین، عواید مازاد ناشی از افزایش قیمت‌ها تنها عاید شرکت ملی نفت ایران خواهد گردید. اما اگر قیمت‌ها کـاهش یابـد، شرکت نفتی خارجی شدیداً متضرر خواهد شد، چرا که حداکثر نفت اختصاص یافته برای برگشت سرمایه، معمولاً محدود به ۵۰ تا ۶۰ درصد تولید است. از این رو، شرکت‌های نفتی خارجی انتظار دارند از قیمت‌های بالا منتفع گردیده، به آن‌ها اجازه داده شود تا به هنگام افزایش قیمت‌ها، نفت و گاز بیش‌تری به‌دست آورند.

---

43. China National Petrolem Corporation (CNPC)

۴ـ۳ـ۴. هزینه های اضافی

در طول مرحله توسعه ممکن است چندین امر پیش‌بینی نشده در ارتباط با چاه‌ها، تأسیسات سطح‌الارضی و مسائل دیگر پیش آید که نیاز به ایجاد تغییراتی در طرح جامع توسعه پیدا شود. چنین تغییراتی ممکن است منجر به هزینه‌های اضافی گردد، اما هرگونه هزینه اضافی که از سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تجاوز کند، برگشت‌پذیر نخواهد بود و بر شرکت نفتی خارجی تحمیل خواهد شد. اما هزینه‌های مازاد ناشی از کار اضافی، حتی در صورت تجاوز از سقف هزینه‌های سرمایه‌ای،[۴۴] اگر منتهی به افزایش اهداف قرارداد گردد برگشت‌پذیر خواهد بود. شرکت‌های نفتی خارجی ادعا می‌کنند که هزینه‌های ناشی از تغییرات طرح جامع توسعه، حتی اگر موجب افزایش اهداف قرارداد نگردند، باید قابل برگشت باشند.

۵ـ۳ـ۴. مالکیت تولید

در الگوی فعلی بیع متقابل، شرکت‌های نفتی خارجی نسبت به تولیدی که در سر چاه[۴۵] یا در نقطه صادرات به آن‌ها اختصاص یافته، مالکیت ندارند. از این رو، ادعا می‌کنند باید بتوانند مالک نفت و گاز اختصاص یافته به آن‌ها در تأسیسات سطح‌الارضی باشند؛ چرا که این امر به آن‌ها امکان می‌دهد تا براساس قواعد بین‌المللی بورس و اوراق بهادار نسبت به ثبت مخازن اقدام کنند.

۶ـ۳ـ۴. مشارکت شرکت نفتی خارجی در تولید

اگرچه هزینه‌ها و حق‌الزحمه از محل درآمد ناشی از تولید، در یک دوره زمانی (معمولاً چندین سال) برگشت می‌یابد، اما پس از اتمام توسعه، میدان برای مرحله استخراج[۴۶] به شرکت ملی نفت ایران تحویل داده خواهد شد. از این رو، هرگونه کاهش در تولید، تأثیر منفی بر شرکت نفتی خارجی خواهد داشت. در این مرحله، دیگر میدان از تخصص و سرمایه شرکت نفتی خارجی، منتفع نمی‌گردد. شرکت‌های نفتی خارجی تشکیل کمیته نظارت بر تولید را، آن‌گونه‌که در الگوی جدید پیشنهاد شده، روشی مؤثر و کارامد برای پرداختن به مسائل و مشکلات تولید نمی‌پندارند. شرکت‌های نفتی خارجی ترجیح می‌دهند تا از طریق یک هیأت بهره‌برداری مشترک،[۴۷] مستقیماً در عملیات تولید مشارکت کنند.

---

44. capex ceiling
45. wellhead
46. extraction phase
47. joint operating body

۷ـ۳ـ۴. شرکت‌های نفتی خارجی انتظار سود بیش‌تری دارند

تحت الگوی جدید بیع متقابل، اگر کلیه امور به‌نحو مقتضی و طبق برنامه پیش رود و پروژه در محدوده سقف هزینه‌های سرمایه‌ای تکمیل گردد، حداکثر پاداشی که به شرکت‌های نفتی خارجی داده می‌شود مبلغی ثابت یا همان حق‌الزحمه است. شرکت‌های نفتی خارجی تمایل ندارند تا ریسک‌های سنگین اکتشاف و توسعه را تنها در ازای مبلغی ثابت، متقبل گردند. آن‌ها انتظار دارند که اگر میدانی غنی در نتیجه مشارکت و سرمایه‌گذاری آنان کشف شد و توسعه یافت، سود بیش‌تری نصیب آنان گردد.

۵. نتیجه‌گیری

به نظر می‌رسد شرکت ملی نفت ایران باید گام‌های بیش‌تری برای جذب شرکت‌های نفتی خارجی بردارد؛ چرا که لازم است سطح تولید فعلی را حفظ کرده، آن را در دوره پنج ساله ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸ (آن‌گونه که در برنامه پنج ساله چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مقرر گردیده) تا یک میلیون بشکه در روز افزایش دهد. شرکت ملی نفت ایران آگاه است که در رقابت بیش‌تری با کشورهای تولیدکننده قرار خواهد گرفت و از این رو، برای تحقق انتظارات شرکت‌های نفتی و توجه به دغدغه‌های آن‌ها اقدامات مثبتی را اتخاذ کرده است. رفع برخی از این انتظارات و دغدغه‌ها به‌تنهایی از عهده شرکت ملی نفت ایران خارج است و نیاز به تغییر قوانین دارد. برای مثال، به‌موجب قوانین فعلی، شرکت‌های نفتی خارجی مجاز نیستند تا عملیات تولید را هدایت و اداره کنند، یا عضو یک هیأت بهره‌برداری مشترک با شرکت ملی نفت ایران باشند. شرکت ملی نفت ایران اصلاحات ذیل را برای الگوی جدید بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه پیشنهاد کرده است: سقف هزینه‌های سرمایه‌ای هنگامی محاسبه و تعیین گردند که جذب پیمانکاران فرعی از طریق مناقصه صورت گرفته باشد؛ یک قید تعدیل قیمت برای شرایط تورم و تغییرات در قیمت بازار کالاها، تجهیزات و نیروی انسانی در قرارداد پیش‌بینی گردد؛ اگر تولید به سطح توافق شده در قرارداد رسید به جای پرداخت یک مبلغ ثابت، درصدی از تولید براساس یک جدول پلکانی به شرکت‌های نفتی خارجی داده شود؛ به‌جای اختصاص درصدی از درآمدهای میدان به شرکت‌های نفتی خارجی، درصدی از نفت تولید شده به آن‌ها اختصاص یابد تا بتوانند نسبت به پیش‌فروش نفت اقدام کنند.

در مجموع بسیار بعید است قراردادهای مشارکت در تولید، برای اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز در ایران، معرفی شوند. به نظر می‌رسد شرکت ملی نفت ایران همچنان از الگوی بیع متقابل برای اکتشاف و توسعه استفاده خواهد کرد و این در حالی است که راه دیگری پیش‌بینی نشده است. ابتکار اخیر شرکت ملی نفت ایران در اصلاح الگوی بیع متقابل، در راستای تعامل با شرکت‌های نفتی خارجی، مورد استقبال شرکت‌ها قرار گرفته است. امید می‌رود طرح جدید بیع متقابل که هم اکنون در دست بحث و بررسی است، انتظارات و دغدغه‌های شرکت‌های نفتی خارجی را به‌نحو معقول مورد توجه قرار دهد.