



انستیتو ملی
تحقیقات و برنامه‌ریزی آموزشی

به نام آنکه جان را فکرت آموخت

1

3

9

2

مدیریت

نفت بی خطر

سرشناسه: پدرام، متین، ۱۳۶۵- / عنوان و نام پدیدآور: نفت بی‌خطر: روش‌های حقوقی مدیریت ریسک قراردادهای نفتی / متین پدرام. / مشخصات نشر: تهران: انتشارات دنیای اقتصاد، ۱۳۹۲ / مشخصات ظاهری: ۲۳۲ص / فروست: مدیریت: ۳ / شابک: ۹۷۸-۶۰۰-۹۳۶۹۵-۱-۵ / وضعیت فهرست‌نویسی: فیپا / یادداشت: کتابنامه / موضوع: نفت - - قراردادها / موضوع: بهره‌وری - - مدیریت / موضوع: مدیریت ریسک / رده‌بندی کنگره: ۱۳۹۱ ن ۷ پ / ۵ / HD۹۵۶۰ / رده‌بندی دیویی: ۳۳۸ / ۲۷۲۸۲ / شماره کتابشناسی ملی: ۳۰۹۲۷۷۳

مدیریت

نفت بی خطر

متین پدرام



انتشارات
و بنای اقتصاد

نفت بی‌خطر / ناشر: انتشارات دنیای اقتصاد / مولف: متین پدram / طراح جلد و یونیفورم: حسن کریم‌زاده /
صفحه‌آراء: مریم فتاحی / ناظر فنی: انوشه صادقی آزاد / نوبت چاپ: شمارگان: اول - ۱۳۹۲؛ ۱۱۰۰ نسخه /
شابک: ۹۷۸-۶۰۰-۹۳۶۹۵-۱-۵ / لیتوگرافی: نقره‌آبی / چاپ و صحافی: سازمان چاپ و انتشارات / تمام حقوق
این اثر محفوظ و متعلق به نشر دنیای اقتصاد است / نشانی انتشارات و فروشگاه: تهران، خیابان شهید مطهری،
بین میرزای شیرازی و سنایی، شماره ۳۷۰ / تلفن: ۸۷۷۶۲۷۴۰-۴۳ / دوزنگار: ۸۷۷۶۲۷۴۴ / پست الکترونیک:
book@den.ir / پایگاه اینترنتی: book.den.ir

در این کتاب می خوانید

پیش گفتار	۹
مقدمه	۱۱
بخش نخست: مبانی مدیریت کم خطر	۱۵
فصل اول: مفهوم مدیریت قرارداد و ریسک	۱۷
تعریف مدیریت قرارداد	۱۷
مدیریت ریسک	۲۵
روش‌های متفاوت مدیریت ریسک	۳۵
تعریف ریسک	۳۷
فصل دوم: انواع قراردادهای نفتی از دیدگاه مدیریت ریسک	۴۳
دسته‌بندی قراردادهای نفتی	۴۳
قراردادهای توام با ریسک بیشتر برای پیمانکار	۴۶
قراردادهای توام با ریسک بیشتر برای کارفرما	۷۱
قراردادهای ریسک مشترک	۸۰
بخش دوم: روش‌های حقوقی مدیریت ریسک	۱۰۷
فصل سوم: مدیریت ریسک‌های بنیادین در قراردادهای نفتی	۱۰۹
جذب سرمایه	۱۰۹

در این کتاب می‌خوانید

تامین مالی پروژه محور	۱۱۰
مدیریت ریسک‌های اقتصادی	۱۲۳
مدیریت ریسک‌های حقوقی-قراردادی	۱۳۴
فصل چهارم: پیشگیری از بروز اختلافات و روش‌های حل و فصل آن	۱۵۹
پیشگیری از بروز اختلافات	۱۵۹
روش‌های حل و فصل اختلافات	۱۶۶
نتیجه	۲۰۵
فهرست منابع	۲۲۱

پیش‌گفتار

مباحث حقوقی در باب کاهش ریسک از موضوعات نسبتاً جدید حوزه مدیریت پروژه است و اگرچه در گذشته نیز طرفین قرارداد به عناصری که می‌توانست تعادل قرارداد و اجرای آن را با مشکل مواجه کند مانند فورس مازور (قوه قاهره) بی‌اعتنا نبودند اما تجربه بحث جدی درباره این موضوع مربوط به چند دهه اخیر است. نخستین توجه جدی به وجه حقوقی ریسک را می‌توان در کتابی از «کارل پریچارد»، استاد ممتاز مدیریت ریسک دید که در سال ۱۹۸۷ چاپ شد. در زمان چاپ کتاب پریچارد گمان می‌رفت روش‌های حقوقی مدیریت ریسک و ریسک‌های حقوقی چندان مورد اعتنای مولف این کتاب قرار نگیرد و به جای آن صرفاً به مسایل مدیریتی توجه شود.^۱ اما اینگونه نشد و ریسک‌های حقوقی، با شایستگی و تاکید مطرح شدند.

در ایران تاکنون تحقیق و تحلیل جاننداری در این زمینه انجام نشده و با توجه به جایگاه نفت در زندگی اقتصادی مردم و جاذبه‌های سرمایه‌گذاری آن برای بنگاه‌های داخلی و خارجی، پرداختن به این موضوع در محافل دانشگاهی و صنعتی ایران ضروری است.^۲ این تحقیق که اکنون در قالب کتاب ارائه می‌شود، در اصل پایان‌نامه دانشگاهی بوده که تحت نظر حقوقدانان دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران انجام شده است و جا دارد همین جا از همه استادان معززی که در جهت غنای بحث، مولف

را یاری دادند و به‌ویژه آقایان دکتر فرهاد ایران پور استاد راهنما و دکتر سید نصرالله ابراهیمی استاد مشاور پایان‌نامه سپاس‌گزاری کنم.

اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی برای کشورهای نفت‌خیز اهمیت زیادی دارد و این کشورها پیوسته در حال رقابت با یکدیگر به منظور جذب سرمایه خارجی هستند. کشورهایی در این زمینه موفق می‌شوند که با مدیریت ریسک‌های صنعت نفت، چنین ریسک‌هایی را کاهش دهند. به‌عنوان نمونه پیش‌بینی وقوع فورس مازور (جنگ و آتش‌سوزی و...) در پروژه‌های نفتی امری دشوار است زیرا این وقایع خارج از اراده متولیان پروژه است. بروز اختلاف میان دولت میزبان و شرکت نفتی خارجی، سلب مالکیت، تغییر قانون، مسائل زیست‌محیطی و نظایر این‌ها از دیگر مسائلی است که ممکن است پروژه‌های نفتی به آن دچار شوند. اگر این مسایل به درستی مدیریت نشود، انگیزه سرمایه‌گذاران خارجی را کم می‌کند.

سرمایه‌گذاران انتظار دارند در بازه‌های زمانی مشخص سودی متناسب با میزان سرمایه‌گذاری خود کسب کنند. حضور سرمایه‌گذار خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت نیز از این مساله مستثنی نیست. به عبارت دیگر سرمایه‌گذاران خارجی برای حضور در بخش بالادستی صنعت نفت، نخست به تحلیل هزینه-فایده^۳ می‌پردازند و پس از آن که سوددهی احتمالی پروژه را بالا و ریسک‌های آن را قابل مدیریت دانستند، اقدام به سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نفتی می‌کنند. ریسک، بخش جدانشدنی پروژه‌های صنعتی از جمله صنعت نفت است بنابراین برای جذاب کردن این پروژه‌ها و رونق سرمایه‌گذاری،

مدیریت ریسک‌های این صنعت ضروری است. مدیریت ریسک بخش اصلی مدیریت استراتژیک پروژه است؛ به همین علت زمانی که متولیان پروژه راهبرد و خط مشی انجام عملیات پروژه را تهیه می‌کنند به خودی خود با ریسک‌هایی که ممکن است در طول حیات پروژه به وقوع بپیوندد نیز روبه‌رو می‌شوند و لاجرم یکی از نخستین کارهایشان شناسایی و تبیین ریسک‌ها و مشخص کردن تأثیرات احتمالی ریسک‌ها است. پس از این مرحله متناسب با اهداف و توانایی‌های متولیان پروژه و شدت و ضعف ریسک، اقدام به تهیه طرح پاسخگویی خواهند کرد. هدف روش‌های حقوقی مدیریت ریسک، مهار کردن ریسک پروژه‌ها با کمک قرارداد و استفاده از دانش حقوق است.

ریسک‌ها و واجد آثار حقوقی هستند و به تبع آن، روش‌های حقوقی ظرفیت بالایی برای مدیریت ریسک‌ها دارند. مثلاً وقوع فورس مازور این پرسش را مطرح می‌کند که حقوق و تکالیف طرفین قرارداد پس از وقوع، چه وضعی خواهد داشت.

نیاز پروژه‌های بالادستی صنعت نفت به سرمایه‌گذاری‌های عظیم، تمرکز بر احتمال موفقیت و شفافیت آن را ضروری می‌کند. همچنین مدیریت حقوقی روابط مبتنی بر سرمایه‌گذاری مشترک یا عملیات مشترک و به طور کلی ریسک‌های پروژه که در ارتباط با ایمنی، بودجه، برنامه کاری و... هستند، باید مورد توجه قرار گیرد. بنگاه‌ها و مدیران پروژه، آنگاه که نمی‌توانند از وقوع رویدادهای واجد ریسک جلوگیری کنند نوعاً به دنبال راهی می‌روند که تأثیرات ریسک را به حداقل ممکن کاهش دهند. البته این تذکار ضروری است که تهیه طرح برای مدیریت ریسک لزوماً به مدیریت کامل و منتفی کردن اثرات منفی ریسک‌های پروژه منتهی نمی‌شود؛ زیرا به هنگام ارزیابی ریسک‌ها دقیقاً نمی‌توان اثرات آنها را مشخص و پاسخ متناسب با ریسک را تعیین کرد؛ اما زمانی که جنبه‌های حقوقی ریسک در برآوردهای پروژه لحاظ شده باشد، ضمانت‌های اجرایی لازم در قرارداد گنجانده می‌شود و انعطاف‌پذیری‌های مندرج در قرارداد،

امکان تغییر برنامه یا عملیات پروژه را در اوضاع و احوال متفاوت فراهم می‌کند. رویکرد حقوقی مدیریت ریسک در صنعت نفت را می‌توان به دو بخش عمده قراردادی و حقوقی تقسیم کرد. روش‌های حقوقی به آن دسته از روش‌های مدیریت ریسک گفته می‌شود که شرکت‌های نفتی داخلی و خارجی و دولت‌های طرف قرارداد، می‌توانند برای کاهش ریسک‌های حقوقی (اعم از قراردادی و قانونی) از آنها استفاده کنند. ریسک‌های پروژه ممکن است جنبه مالی یا فنی داشته باشد؛ اما با درج حقوق و تعهدات طرفین به صورت دقیق و پیش‌بینی مسائل مالی و فنی پیرامون عملیات پروژه، می‌توان راه حل‌های آنها را نیز پیش‌بینی کرد و با این کار، ضمن مدیریت ریسک‌های پروژه، به حقوقدانان فرصت داد تا با تفسیر حقوقی قرارداد، اختلافات را حل و فصل کنند. به عبارت دیگر، روش‌های حقوقی می‌توانند در زمینه ریسک‌های مالی، فنی، بلاای طبیعی و... نیز کاربرد داشته باشند و اینگونه نیست که ریسک‌های غیرحقوقی، از دایره گره‌گشایی‌های روش حقوقی مدیریت ریسک خارج باشند. برای نمونه افزایش ناگهانی نرخ تورم در کشور طرف قرارداد یک ریسک مالی است؛ یا وقوع جنگ و متوقف شدن عملیات پروژه علی‌الظاهر مساله‌ای سیاسی است؛ حال آن‌که با بهره‌گیری از روش‌های حقوقی و گنجاندن چنین احتمالاتی و تعیین مسوولیت‌های طرفین، این نوع ریسک‌ها را نیز می‌توان مدیریت کرد. مدیران و بنگاه‌ها به کمک روش قراردادی مدیریت ریسک و با لحاظ کردن شرایط حاکم بر منطقه عملیات، میزان ریسک‌های موجود در حین اکتشاف و بهره‌برداری میدین نفتی، سرمایه لازم برای پروژه، قوانین دولت میزبان و توانایی‌های شرکت نفتی داخلی یا خارجی شکل قراردادی را برمی‌گزینند تا ضمن کارایی بیشتر، سود طرفین قرارداد را نیز حداکثر کنند. بر این اساس، هدف اصلی نگارش این کتاب، توصیف، تشریح و تحلیل اشکال گوناگون ریسک و نشان دادن روش‌های حقوقی مدیریت ریسک است.

بخش نخست

مبانی مدیریت کم خطر

فصل اول: مفهوم مدیریت قرارداد و ریسک

تعریف مدیریت قرارداد

دامنه مدیریت قراردادی بسیار گسترده است و هر نوع قراردادی می‌تواند مصداق مدیریت قرار گیرد. چرخه حیات قراردادهای پیش از امضای آنها آغاز می‌شود. مذاکرات، گزینش شریک، برگزاری مناقصه و غیره گام‌های مهمی در فرآیند انعقاد قرارداد هستند. در ادامه پذیرش قرارداد از سوی طرفین باید به صورت موثری صورت گیرد و این مساله مهم است که اطلاعات مربوط به قرارداد به صورت کارآمدی میان طرفین تقسیم گردد.^۱ مهم‌ترین عنصر در شکل‌دهی و مدیریت هر قراردادی بحث رابطه طرفین قرارداد است. برقراری ارتباط حرفه‌ای و سازنده با پیمانکار عامل اصلی در موفقیت قرارداد و دستیابی به اهداف طرفین قرارداد است. هدف مدیریت روابط، حفظ ارتباط‌های طرفین در وضع سازنده است، به طوری که فهم دوجانبه بر روابط آنها حاکم باشد و تا جایی که امکان دارد در موقعیت توافقی یا بروز اختلاف قرار نگیرند. البته این مساله به معنای اظهار عدم مطلوبیت یا اعتراض به عملکرد نامناسب نیست بلکه به این معنا است که مسایل را می‌توان در فضای مشارکتی و با همکاری یکدیگر مرتفع کرد.^۲ پیش از بررسی انواع قراردادهای بالادستی صنعت نفت و ریسک‌های هر یک از آنها، لازم است هدف خود را از گزینش هر قراردادی مشخص کنیم. به عبارت دیگر مدیریت قراردادی ریسک‌ها نخست به این مساله

مربوط می‌شود که ما تعریف جامع و کاملی از اهداف و وسایل خود ارایه کنیم. مدیریت قراردادی، فرآیندی است که به وسیله آن طرفین قادر خواهند بود تعهدات قراردادی خود را بشناسند و رویدادها و نیازهای آینده خود را پیش‌بینی و در صورت وقوع چنین رویدادهایی، آن‌ها را مدیریت کنند.^۶ قراردادهای برای این طراحی می‌شوند که طرفین توافق بتوانند وظایف و ریسک‌های موجود و قابل پیش‌بینی را بین خود توزیع کنند. از آنجا که در صنعت نفت اغلب مالکان منابع اقدام به انتخاب نوع قرارداد می‌کنند، احتمال پیچیدگی و بروز ریسک‌های متعدد بیشتر است. تفاوت در توزیع ریسک میان طرفین یک قرارداد نفتی می‌تواند به تغییر نوع قرارداد بینجامد.^۷ استراتژی‌های قراردادی اغلب این موارد را در نظر می‌گیرند: سطح تعامل طرفین، تخصیص ریسک‌ها، تقسیم تعهدات، وضع بازار و مدت زمان اجرای قرارداد.^۸ نکته اساسی در مدیریت ریسک این مساله است که ریسک‌ها حالت ایستا ندارند. فی‌الواقع ریسک‌ها به مثابه یک فرآیند پویا هستند و باید در تمام مراحل قراردادی مورد توجه قرار بگیرند. برای نمونه شروط قراردادی و نحوه انشای آنها بسیار مهم است زیرا می‌تواند در آینده منجر به بروز اختلاف در تفسیر آنها شود.^۹

قراردادهای نفتی دربرگیرنده بسیاری از تعهدات و وظایف برای دولت میزبان و پیمانکاران است. روشن شدن نقش‌ها و مسولیت‌ها به همراه مدیریت ریسک‌های پروژه و سطح مطلوب نظارت بر اجرای مفاد قرارداد، برای موفقیت قراردادها مورد نیاز است.^{۱۰} مدیریت قراردادی متشکل از پنج عنصر است:

الف - برنامه‌ریزی و تدارک طرح:^{۱۱} نخستین مرحله مدیریت قرارداد، برنامه‌ریزی است. از آنجا که به وسیله برنامه‌ریزی، استراتژی و اهداف انعقاد قرارداد مشخص می‌شود، می‌توان به وسیله برنامه‌ریزی بهینه موفقیت پروژه را تضمین کرد.

در مرحله برنامه‌ریزی باید سایر عناصر مدیریت قراردادی را نیز در نظر بگیریم. به عبارت دیگر یک برنامه موفق باید تبیین‌کننده نیازها، نحوه انتخاب پیمانکار و زمینه تخصصی آن، رایزنی، مذاکره، شرح وظایف طرفین، انتخاب مناسب‌ترین شکل قرارداد و تهیه پیش‌نویس قرارداد باشد. همچنین ارزیابی ریسک‌ها، مدیریت ریسک و انتخاب مناسب‌ترین روش برای مدیریت ریسک‌ها نیز باید در این مرحله به دقت مورد بررسی قرار بگیرد.^{۱۲} در طرح مورد نظر باید انعطاف‌پذیری در زمان مذاکره، انعقاد قرارداد و مندرجات آن پیش‌بینی شود.

تهیه‌کنندگان طرح باید مساله انعطاف‌پذیری و جامع بودن آن را مورد توجه قرار دهند به طوری که طرفین بالقوه قرارداد حین مذاکره این اختیار را داشته باشند که بر اساس شرایط و موقعیت، قراردادی منحصر به فرد تنظیم کنند. طرحی که انعطاف‌پذیر نباشد و همه ریسک‌ها را بدون توجه به توانایی‌های مدیریت پیمانکار به وی منتقل کند طرح کارآمد نخواهد شد. از سوی دیگر اگر در طرح مورد نظر، به همه مسایل و ریسک‌های پروژه توجه نشود و نحوه مدیریت آنها تبیین نگردد، بروز اختلافات و مشکلاتی در انجام عملیات پروژه اجتناب‌ناپذیر خواهد بود. مثلاً اگر در طرح، نحوه مدیریت ریسک فورس ماژور (قوه قاهره) پیش‌بینی نشود و مصادیق آن به درستی تبیین نشود ممکن است میان پیمانکار و کارفرما در رابطه با وقوع حادثه‌ای اختلاف پیش آید.

ب- انتخاب پیمانکار: در فرآیند برنامه‌ریزی، پیش‌بینی شیوه انتخاب پیمانکار مهم است. برای کاهش ریسک‌های هر پروژه‌ای، این شیوه باید به گونه‌ای باشد که ضمن به حداقل رساندن انتخاب سلیقه‌ای، بهترین پیمانکار یا شرکت نفتی گزینش شود تا عملیات پروژه در زمان مشخص و با هزینه معقول به پایان برسد. همچنین انتخاب پیمانکار حرفه‌ای رابطه مستقیمی با مدیریت ریسک دارد. بدین ترتیب زمانی که نحوه انتخاب پیمانکار شفاف

باشد و پیمانکار متناسب با پروژه انتخاب شود ریسک‌های موجود در طول اجرای پروژه نیز قابلیت مدیریت بیشتری دارد و چه بسا بسیاری از آنها به وقوع نپیوندد.

اکثر کشورها برای انتخاب پیمانکار به منظور انجام پروژه‌های مختلف مقرراتی وضع کرده‌اند و اغلب از روش مناقصه استفاده می‌کنند. در این زمینه کشورهای نفت‌خیز نیز به دلیل نیاز به سرمایه‌گذاری در پروژه‌های اکتشاف^{۱۳} و بهره‌برداری^{۱۴}، کاهش ریسک و به حداقل رساندن پرداخت رشوه و فساد اداری باید ساز و کار مشخصی را برای اجرای مناقصه‌ها تعریف کنند و بر آن مبنای پیمانکار را انتخاب کنند.

در فضای رقابتی که مناقصه به وجود می‌آورد می‌توان انتظار داشت که پیمانکار با صلاحیت و مجرب انتخاب شود و پروژه با موفقیت به بهره‌برداری برسد. همین ملاحظه، کشورهای نفت‌خیز را واداشته است با وضع قوانین، نحوه انتخاب پیمانکار و ویژگی‌های آن را مشخص کنند. برای نمونه مطابق ماده ۹ «پیش‌نویس قانون نفت عراق» مصوب سال ۲۰۰۷ «تنها شرکت‌هایی می‌توانند از وزارتخانه یا مقام محلی مجوز اکتشاف و بهره‌برداری اخذ کنند که واجد صلاحیت باشند. معیار صلاحیت به وسیله برگزاری مناقصه و ارائه پیشنهادها از سوی شرکت‌ها مشخص می‌شود. پس از دسته‌بندی شرکت‌ها بر مبنای ویژگی‌هایی چون کیفیت، تناسب طرح پیشنهادی پروژه و منافع اقتصادی آن برای عراق از میان آنها بهترین شرکت انتخاب می‌شود».

ماده ۵ «قانون نفت ایران» مصوب ۱۳۵۳ اظهار می‌دارد: «... پیشنهاد فقط از اشخاصی که صلاحیت فنی و مالی آنها توسط شرکت ملی نفت ایران احراز و تصدیق گردیده باشد دریافت خواهد شد. پیشنهاد باید بر اساس شرایط پیش‌بینی شده در قرارداد نمونه‌ای باشد که توسط شرکت ملی نفت ایران تهیه می‌شود...».

معمولا دولت میزبان این حق را برای خود محفوظ می‌دارد که پیشنهاد‌های ارایه شده را رد کند تا صرف ارایه پیشنهاد به منزله ایجاد حق برای پیمانکاران نباشد. در ماده ۶ قانون نفت ایران مصوب ۱۳۵۳ می‌خوانیم: «... شرکت ملی نفت ایران حق و اختیار تام و تمام قبول یا رد هر یک یا کلیه پیشنهاد‌های رسیده را دارا می‌باشد. دادن پیشنهاد هیچ‌گونه حقی برای پیشنهاددهنده ایجاد نمی‌کند».

معمولا قوانین مربوط به نحوه انتخاب پیمانکار، شرایط و ویژگی‌هایی را مشخص می‌کنند و پیمانکاران برای ورود به مناقصه باید دارای آن شرایط باشند. برای نمونه ماده ۲۹ «قانون مواد هیدروکربوری افغانستان» اظهار می‌دارد: «قرارداد تنها با پیمانکاری منعقد می‌شود که معروف باشد، وضعیت مالی و حقوقی خوبی داشته باشد و اثبات شود که می‌تواند سرمایه لازم، تجهیزات، وسایل و روش‌هایی برای اجرای بهتر قرارداد فراهم آورد».

ج- تعیین هزینه‌ها و فرآیند بودجه‌ریزی: ایجاد فرآیندی که مقرون به صرفه^{۱۵} باشد و هزینه‌های فراهم کردن خدمات مورد نظر را به خوبی تبیین کند. کارفرما باید به وسیله مشاوران و کارشناسان خود هزینه‌های مورد نیاز برای انجام پروژه نفتی را تخمین بزند و فرآیند بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار و حق‌الزحمه آن را مشخص کند.

در قراردادهایی که تامین مالی بر عهده کارفرما است نظیر قراردادهای مهندسی و طراحی، تامین کالا، ساخت و راه‌اندازی، کارفرما باید شیوه پرداخت هزینه‌های پیمانکار را در طول عملیات اکتشاف و بهره‌برداری مشخص کند. همچنین باید متناسب با میزان بودجه و قدرت تامین مالی خود اقدام به اتخاذ یک روش کارآمد برای ساخت پروژه نماید.

در قراردادهایی که ریسک تامین هزینه‌های اکتشاف و بهره‌برداری بر عهده پیمانکار است نیز این مساله دارای اهمیت است زیرا هزینه‌های صورت گرفته باید از محل سود حاصل از فروش نفت خام میدان پرداخت

شود. از آنجایی که قراردادهای نفتی اغلب بلند مدت است بنابراین نظارت بر صرف هزینه‌های پیمانکار از درجه اهمیت برخوردار است و کارفرما باید ضمن نظارت بر آن از مبالغ و نحوه هزینه‌ها آگاه باشد.

پس از آنکه هزینه‌های پروژه به صورت تقریبی مشخص و روش تامین مالی پروژه مشخص شد، کارفرما (شرکت ملی نفت) باید با توجه به نیازها و توانایی‌های خود با پیمانکار بر اساس طرح تهیه شده وارد مذاکره شود و شکل قراردادی را با توافق یکدیگر انتخاب کنند. طرفین باید تلاش کنند تا شکل قراردادی و مفاد آن با اهداف و منافع مشترک طرفین متناسب باشد.

د- شکل قرارداد: همان طور که می‌دانیم قراردادهای نفتی نیز باید قواعد عمومی قراردادها و شرایط اساسی صحت را رعایت کنند.^{۱۷} از دیگر سو باید از این مساله اطمینان حاصل شود که قرارداد دارای موادی است که پیمانکار را برای انجام تعهدات و ایجاد نتایج مورد نظر پاسخگو می‌کند. ساختار یک قرارداد نفتی علی‌الاصول متشکل از اختصاص موادی به نظارت، مسایل مالی، تخصیص ریسک، نحوه انجام عملیات، شرایط فسخ و انفساخ قرارداد، نحوه حل و فصل اختلافات، مالکیت نفت خام، اخذ پوشش بیمه‌ای، نحوه پرداخت حق الزحمه و بازپرداخت هزینه‌های پیمانکار است که این موارد باید به درستی و با شفافیت بالا در قرارداد ذکر شود.

اساساً هدف یک قرارداد ثبت توافقی‌های طرفین آن است تا از کج‌فهمی، ابهام و بروز اختلاف در رابطه با مفاد آن جلوگیری شود. همچنین قرارداد، تعهداتی را برای طرفین آن به وجود می‌آورد^{۱۸} که باید ساز و کار الزام به آن تعهدات نیز مورد توجه قرار بگیرد مثلاً هر قراردادی باید مشخص کند که تحت چه شرایطی قابل فسخ یا انفساخ است. برای نمونه در صورتی که پیمانکار به تعهدات قراردادی خود عمل نمی‌کند، کارفرما این حق را داشته باشد که وی را ملزم به انجام تعهد کند و در صورت عدم انجام تعهدات، حق فسخ قرارداد را خواهد داشت. البته عنصر الزام و حق فسخ قرارداد

باید به صورت دوجانبه در قرارداد ذکر شود به طوری که اگر کارفرما نیز از تعهدات خود نکول کرد، پیمانکار حق الزام آن و فسخ را داشته باشد.

در ماده ۲۲ قانون نفت ایران مصوب ۱۳۵۳ می‌خوانیم: «شرکت ملی نفت ایران مکلف است در قراردادهایی که بر طبق این قانون تنظیم می‌شود، ضمانت اجرایی کافی از برای تعهدات طرف منظور نماید». متأسفانه در قانون نفت مصوب ۱۳۶۶ و قانون اصلاح قانون نفت ۱۳۶۶ مصوب ۱۳۹۰ به این مساله توجهی نشده است.

در این میان نباید از شفافیت^{۱۹} حقوق و تعهدات طرفین که در قرارداد منعکس می‌شود غافل شویم. شخصی که قرارداد را تنظیم می‌کند باید به مسایل و موضوعات مورد نظر طرفین قرارداد آگاه باشد و مواردی که ممکن است منجر به بروز اختلاف یا عدم توافق شود را پیش‌بینی کند.^{۲۰}

قراردادهای مرتبط با صنعت نفت باید انتشار عمومی پیدا کنند؛ زیرا مردم تنها زمانی می‌توانند در باب کارآیی و معقولانه بودن قرارداد قضاوت کنند که جنبه‌های تجاری، مالی، زیست‌محیطی و دیگر شئون قرارداد مشخص و معلوم باشد. این مساله به خودی خود از ایجاد فساد اقتصادی و پرداخت رشوه‌های کلان برای انعقاد قراردادها جلوگیری می‌کند. همچنین نگاه مثبت افکار عمومی نسبت به یک قرارداد می‌تواند طول عمر قرارداد را افزایش دهد و به نوعی ریسک‌های ناشی از مداخله‌های دولت را به حداقل برساند زیرا افکار عمومی کشور میزبان چنین قراردادی را منصفانه می‌دانند.^{۲۱}

پس از تدوین قرارداد، طرفین باید به مساله نظارت بر نحوه اجرای قرارداد و عملکرد پیمانکار بپردازند؛ به طوری که دولت میزبان به وسیله روش‌های مندرج در قرارداد از نحوه صرف هزینه‌ها و میزان پیشرفت عملیات آگاهی یابد. همچنین دولت میزبان باید در جریان برنامه کاری و مدیریت پروژه نیز قرار بگیرد این مساله به خودی خود می‌تواند از بروز برخی از اختلافات جلوگیری کند.

ه- نظارت بر اجرای قرارداد: هدف نظارت بر اجرای قرارداد، اطمینان از این مساله است که قرارداد به طور اطمینان بخشی اجرا می‌گردد و وظایف طرفین قرارداد به درستی انجام خواهد شد. باید به یاد داشته باشیم که نظارت کارآمد بر اجرای قرارداد بسیاری از ریسک‌ها، اختلافات و ادعاها را کاهش می‌دهد یا مرتفع می‌کند. معمولاً میزان نظارت بر اجرای قرارداد بستگی به پیچیدگی و ریسک‌های پروژه دارد^{۳۳} مثلاً قرارداد بازسازی یک باب آپارتمان به دلیل عدم پیچیدگی نیازمند نظارت دقیق کارفرما نیست و لزومی ندارد که برای نظارت بر اعمال پیمانکار و اجرای قرارداد، مشاورینی استخدام شود یا نماینده‌ای را از جانب خود به منظور نظارت تعیین کند. در مقابل اگر پروژه‌ای نظیر پروژه اکتشاف و بهره‌برداری پیچیده باشد و نیاز به تخصص در زمینه‌های مختلف مثل مالی، اقتصادی، فنی و حقوقی احساس شود باید از ابزارهای گوناگون نظارتی استفاده کرد. در پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری از میداین نفتی مساله نظارت و بازرسی بسیار مهم است و کارفرما باید در قرارداد منعقد این حق را برای خود محفوظ نگاه دارد. مثلاً کارفرما باید این حق را داشته باشد که در فواصل زمانی گوناگون، نحوه هزینه‌ها و مخارج را به وسیله حسابرسان خود مورد بررسی قرار دهد یا از طریق کمیته مدیریت مشترک در تصمیم‌گیری‌ها مشارکت کند. به نظر می‌رسد که مساله نظارت و بازرسی در کاهش ریسک‌ها و اختلافات نقش تعیین‌کننده‌ای دارد و طرفین می‌توانند به کمک آن بسیاری از ریسک‌ها را مدیریت کنند.

در نهایت مهم‌ترین مسایلی که باید در طرح مدیریت قرارداد گنجانده شود به شرح زیر است:

الف- روش توسعه، مذاکره، تصویب و نظارت بر عملکرد، انتظارات و مشوق‌ها باید ذکر شود. همچنین نقش‌ها و مسوولیت‌های عناصر سازمانی (مدیریت پروژه، مدیریت مالی و...) که نقش مستقیمی در پروژه دارند،

مشخص شود.

ب- نقاط آسیب‌پذیر قرارداد یا ریسک‌های عملکرد قرارداد که به صورت ذاتی است مشخص شود و موادی برای تبیین و مدیریت آنها در نظر گرفته شود.

ج- فراهم کردن یک استراتژی برای بازرسی و مشخص کردن ریسک‌ها و مسوولیت‌های ناشی از آن.

د- ایجاد ساختاری برای مدیریت تغییرات احتمالی، افزایش هزینه‌ها و تخطی از جدول زمانبندی.

ه- پیش‌بینی یک استراتژی حل و فصل اختلاف که طی آن زمان و هزینه‌های اختلافات به حداقل ممکن کاهش یابد.^{۲۴}

مدیریت ریسک

مدیریت ریسک، فرآیندی نظام‌مند، متشکل از مشخص کردن، تحلیل و پاسخ به ریسک‌های یک پروژه است که به وسیله آن احتمال وقوع ریسک یا تاثیر ریسک بر یک پروژه را کاهش می‌دهیم.^{۲۵} به عبارت دیگر به وسیله مدیریت ریسک، احتمال وقوع یا نتایج رویدادهای مثبت را افزایش و احتمال یا نتایج رویدادهای مغایر با پروژه را به حداقل کاهش می‌دهیم. فی‌الواقع مدیریت ریسک بخش مرکزی مدیریت استراتژیک هر پروژه یا سازمانی است. استراتژی پروژه یک برنامه‌ریزی ماهرانه برای مدیریت پروژه است و مدیریت ریسک فرآیندی است که طی آن ریسک‌ها و هزینه‌های یک پروژه به حداقل ممکن کاهش می‌یابد. به عبارت دیگر مدیریت ریسک یک فرآیند پیوسته می‌باشد که تماماً از استراتژی پروژه پیروی و آن استراتژی را عملیاتی می‌نماید. بر اساس مدیریت ریسک باید تمام ریسک‌های فعالیت‌های پروژه را مشخص کنیم و اقداماتی را جهت مدیریت آنها انجام دهیم.^{۲۶}

مراحل تحلیل و مدیریت ریسک در یک پروژه را می‌توان در این موارد خلاصه کرد:

الف- طرحی برای مدیریت ریسک:^{۲۷} رویکرد و طرح خود را برای مدیریت ریسک فعالیت‌های پروژه مشخص کنیم.

ب- شناسایی ریسک‌های موجود در یک پروژه: مطابق این فرآیند ریسک‌هایی که ممکن است بر پروژه تاثیر بگذارد و ویژگی‌های آن را تعریف می‌کنیم.

ج- تحلیل کیفی ریسک‌ها:^{۲۸} در این فرآیند تلاش می‌کنیم تا تحلیلی کیفی (چگونگی بروز) از تاثیر ریسک‌های یک پروژه ارایه دهیم.

د- تجزیه و تحلیل کمی ریسک‌ها:^{۲۹} اندازه‌گیری احتمال و نتایج ریسک‌های یک پروژه به صورت کمی و ارزیابی تاثیر آنها بر عملیات پروژه. لازم به یادآوری است که یک فرمول ریاضی یا عینی که بتواند برای شناسایی و تعیین کمیت ریسک‌های یک قرارداد استفاده شود، وجود ندارد. به عبارت دیگر تعیین ریسک‌ها امری ذهنی است.^{۳۰} مدیر پروژه می‌تواند از تحلیل کمی و کیفی ریسک‌ها یا یکی از آنها استفاده نماید؛ انتخاب هر یک از این روش‌ها به زمان و بودجه پروژه بستگی دارد.

ه- نظارت و کنترل ریسک‌ها:^{۳۱} کنترل ریسک‌های موجود در پروژه، مشخص کردن ریسک‌های جدید، اجرای طرح‌های کاهنده ریسک‌ها و ارزیابی تاثیرات آنها در طول چرخه پروژه در این مرحله صورت می‌گیرد. ریسک‌ها ممکن است واقع شوند یا اصلاً به وقوع نپیوندند. ریسک‌هایی که واقع می‌شوند باید مورد ارزیابی قرار گیرند. کنترل ریسک ممکن است تاثیر یا احتمال وقوع ریسک‌های شناسایی شده را کاهش دهد. در این مرحله ریسک‌های یک پروژه را دوباره مورد ارزیابی قرار می‌دهند از این راه ریسک‌های جدید و مهم را به طور کامل تحت کنترل در می‌آورند و ریسک‌هایی را که واقع نمی‌شوند را در طرح پاسخگویی به ریسک حذف

می‌کنند.^{۳۲}

پس از انجام فرآیندهای مذکور، طرحی برای پاسخگویی به ریسک‌های یک پروژه، تعریف می‌شود که به آن، طرح پاسخگویی به ریسک^{۳۳} می‌گویند. فی‌الواقع برون‌داد مدیریت ریسک باید دارای سه ویژگی مهم باشد تا بتوانیم پس از آنالیز ریسک‌های پروژه که در واقع نهاده‌ها یا درون داد مدیریت ریسک است با اطمینان بالاتری ریسک‌ها را کنترل کنیم. «استراتژی کارآمد»، «فرآیندها و پروژه‌های کارآ» و «عملیات کارآمد» سه ویژگی مهم طرح مدیریت ریسک باید باشد.^{۳۴} به واسطه این طرح، گزینه‌ها و فعالیت‌هایی برای افزایش فرصت‌ها و کاهش تهدیدهای پروژه مدنظر قرار می‌گیرد^{۳۵} و یکی از راهکارهای زیر بسته به شرایط انتخاب می‌شود:

الف - اجتناب از ریسک:^{۳۶} در صورت انتخاب این گزینه، فعالیت دارای ریسک را انجام نمی‌دهیم یا به طریق دیگری انجام می‌دهیم. در این صورت خطر در مرحله طراحی پروژه حذف می‌شود. اگرچه تیم پروژه نمی‌تواند تمام رویدادهای واجد ریسک را حذف کند اما می‌توان از برخی فعالیت‌ها اجتناب ورزید.^{۳۷}

برخی از رویدادهای موجد ریسک که خیلی زود در پروژه ظاهر می‌شوند را می‌توان به وسیله روشن نمودن الزامات و مقررات، افزایش اطلاعات، ارتقای ارتباطات یا ارجاع به کارشناس حل نمود. همچنین برای اجتناب از فعالیت‌های پر ریسک می‌توان با افزودن به منابع مالی یا زمان، پذیرش رویکرد متعارف به جای نوآوری یا سپردن کارها به پیمانکاران زبده و آشنا، فعالیت‌های پر ریسک را تحت کنترل درآورد.^{۳۸}

ب - کاهش ریسک:^{۳۹} کاهش ریسک یکی از راهکارهای شایع مدیریت ریسک‌های یک پروژه است. به وسیله این راهکار، اقداماتی را برای کاهش احتمال یا کاهش تاثیرات ریسک‌های یک پروژه صورت می‌دهیم. البته با توجه به ویژگی‌های ریسک می‌توان هر دو رویکرد (کاهش وقوع و تاثیرات

ریسک) را مورد استفاده قرار داد. با اتخاذ این راهکار، مدیر پروژه، ریسک را حذف نمی‌کند بلکه احتمال وقوع آن یا تاثیرات وقوع آن را به حداقل ممکن کاهش می‌دهد.^{۴۰}

ج- انتقال ریسک:^{۴۱} به وسیله راهکار انتقال ریسک، نتایج وقوع ریسک یا مسوولیت ناشی از آن را به شخص دیگری منتقل می‌کنیم. این روش به ندرت برای حذف ریسک‌های یک پروژه مورد استفاده قرار می‌گیرد. ریسک‌ها ممکن است به اشخاص مختلف درون یا خارج از پروژه منتقل شود مانند بیمه‌گر، پیمانکار دست دوم، شرکا و...^{۴۲}

اصول بنیانی انتقال و تخصیص ریسک عبارت است از: ریسک‌ها باید به طرفی منتقل شود که بر قسمتی از فرآیند پروژه که ایجادکننده ریسک است، کنترل و نظارت مستقیم دارد. زمانی که هیچ‌یک از طرفین قرارداد نظارت مستقیمی بر منبع موجد ریسک ندارد، ریسک باید به طرفی منتقل شود که توانایی بیشتری برای مقابله با وقایع و ضررهای احتمالی وارده دارد.^{۴۳}

اخذ پوشش بیمه‌ای: برخی از پژوهشگران، بیمه ریسک^{۴۴} را از انتقال ریسک تفکیک می‌کنند بدین ترتیب روش دیگری برای مدیریت ریسک وجود دارد که عبارت است از اخذ پوشش بیمه‌ای.^{۴۵} اما به نظر می‌رسد که اخذ پوشش بیمه‌ای نیز مصداقی از انتقال ریسک است زیرا ریسک‌های موجود در پروژه را مطابق شرایطی به بیمه‌گر انتقال می‌دهیم.

بیمه از این جهت که منجر به انتقال ریسک از بیمه‌گذار به بیمه‌گر می‌شود می‌تواند نقش مهمی را در مدیریت ریسک بازی کند. بسیاری از ریسک‌های پروژه مانند مسوولیت ناشی از مرگ یا آسیب کارگران، خسارت به اشخاص ثالث و اموال آنها، ورود خسارت به اموال مربوط به عملیات، حوادثی نظیر آتش‌سوزی، انفجار و ...، قصور در طراحی یا نظارت قراردادی ضعیف، قابلیت بیمه کردن را دارد زیرا احتمال وقوع و تاثیرات آنها در زمان انعقاد قرارداد بیمه قابل محاسبه است و می‌توان حق

بیمه متناسب را مشخص نمود. با وجود این، بسیاری از پژوهشگران بر این باورند که بیمه کردن نیازی به قابلیت اندازه‌گیری احتمال وقوع و اثرات آن ندارد و می‌توان حادثه‌ای را بیمه کرد که در رابطه با احتمال وقوع آن اطلاع چندانی نداریم.^{۴۶}

بسیاری از ریسک‌های مرتبط با تاسیسات را می‌توان با اخذ پوشش بیمه‌ای به بیمه‌گر منتقل کرد. اما باید خاطر نشان کرد که بیمه‌جانشین مدیریت ریسک موثر نیست. بیمه تنها در رابطه با ریسک‌های قابل اندازه‌گیری یا شناخته شده می‌تواند استفاده شود. بیمه نمی‌تواند در مورد عدم قطعیت کاری انجام دهد و نمی‌تواند مانع از وقوع حادثه و ورود ضرر شود.^{۴۷} در قراردادهای نفتی اغلب پیمانکار را ملزم می‌کنند تا برای عملیات پروژه اقدام به اخذ پوشش بیمه‌ای کند. برای نمونه ماده ۳۵-۶ «نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق»^{۴۸} پیمانکار موظف است مطابق قوانین کردستان عراق و در صورت صلاحدید کمیته مدیریت اقدام به اخذ پوشش بیمه‌ای نماید. بیمه مورد نظر باید چنین مواردی را پوشش دهد:

- الف- خسارت به اموال مورد استفاده در عملیات نفتی یا اتلاف آنها؛
- ب- آسیب به پرسنل، ورود خسارت به اشخاص ثالث و ریسک‌های آلودگی که ناشی از عملیات نفتی خواهد بود).
- مطابق ماده ۲۲-۲ «نمونه قرارداد خدماتی فیلیپین»^{۴۹} برنامه پیمانکار جهت اخذ پوشش بیمه‌ای مشتمل است بر:
 - الف- ایراد خسارت به تجهیزات مربوط به حفاری و اموال مرتبط با عملیات نفتی که در مالکیت پیمانکار اصلی است؛
 - ب- خسارات وارده به تجهیزات یا تاسیسات مربوط به تولید، نگهداری و انتقال...؛
 - ج- ورود خسارت به تاسیسات و تجهیزات تولید نفت خام و گاز و

لوله‌های انتقال آنها؛

د- مسوولیت در برابر اشخاص ثالث؛

ه- مسوولیت در برابر آلودگی‌های ناشی از حفاری و عملیات مربوط به تولید و هزینه‌های مربوط به پاکسازی آنها...».

در قراردادهای عملیات مشترک، شریک عامل موظف به اخذ پوشش بیمه‌ای برای اموال مشترک و عملیات مشترک است. حق بیمه قابل پرداخت بر اساس سهم مشارکت^{۵۰} شرکا محاسبه می‌شود.^{۵۱} ماده ۷-۲ «پیش‌نویس نمونه قرارداد عملیات مشترک نفتی^{۵۲} استرالیا» (۲۰۰۹) شریک عامل را موظف می‌کند مطابق قانون و صلاحدید کمیته عملیات اقدام به اخذ پوشش بیمه‌ای برای اموال مشترک و عملیات مشترک نماید و مشارکت‌کنندگان در قرارداد عملیات مشترک باید بر اساس سهم خود حق بیمه را بپردازند.

در مقابل برای برخی از ریسک‌ها نمی‌توان پوشش بیمه‌ای اخذ کرد زیرا بازار بیمه‌ای به دلایل زیر برای آنها وجود ندارد:

الف- اطلاعات مخفی:^{۵۳} بیمه‌گران نمی‌توانند به درستی میان گروه دارای ریسک‌های بالا و گروه دارای ریسک‌های پایین تفاوت قائل شوند و بنابراین تمایل دارند در این موارد یک حق بیمه یکسان دریافت کنند. در این صورت ممکن است گروه‌های دارای ریسک پایین به دلیل حق بیمه بالا تمایلی به اخذ پوشش بیمه‌ای نداشته باشند. در مقابل گروه‌های دارای ریسک بالا به دلیل اینکه اطلاعات بیشتری نسبت به بیمه‌گران از وضع خود دارند اقدام به اخذ پوشش بیمه‌ای می‌کنند در نتیجه میزان وقوع ریسک‌ها و پرداخت خسارت از سوی بیمه‌گر افزایش می‌یابد. در این صورت ممکن است بیمه‌گر برای دفعات بعدی از بیمه کردن چنین ریسک‌ها و گروه‌هایی صرف نظر کند.

ب- کزی‌های اخلاقی:^{۵۴} بیمه‌گذار می‌تواند بیمه‌گر را در مورد حوادثی که می‌توانست از وقوع آنها یا ورود ضرر جلوگیری کند، فریب دهد.

زمانی که بیمه‌گذار بی‌مبالا است بیمه‌گر وی را مجازات می‌کند و حق بیمه‌های بالایی را مطالبه می‌کند، بدین ترتیب با افزایش حق بیمه ممکن است بیمه‌گذار تمایلی به اخذ پوشش بیمه‌ای نداشته باشد و در این صورت ریسک بدون پوشش بیمه باقی می‌ماند.

ج- ریسک‌های سیاسی: سلب مالکیت، قابلیت تسعیر ارز، نقض یک‌جانبه قرارداد و لغو مجوز از جمله ریسک‌هایی هستند که هنوز بازار بیمه پر رونقی برای آنها وجود ندارد.^{۵۵}

در رابطه با ریسک‌های سیاسی و اقتصادی که قابلیت اخذ پوشش بیمه‌ای را ندارند، نیز باید خاطر نشان کرد که با وجود تصویب قوانینی مرتبط با پرداخت غرامت از سوی کشورهای در حال توسعه و تصویب معاهده‌هایی چون منشور انرژی یا معاهدات حمایت سرمایه‌گذاری دوجانبه، همچنان ابهام‌هایی به‌ویژه در رابطه با سلب مالکیت و عدم پرداخت غرامت کامل وجود دارد.

به همین منظور برخی از «آژانس‌های اعتبار صادراتی»^{۵۶} اقدام به ارائه پوشش بیمه‌ای برای حفاظت از سرمایه‌گذاران خارجی در برابر ریسک‌های سیاسی می‌کنند. همچنین «آژانس چندجانبه تضمین سرمایه‌گذاری»^{۵۷} (میگا) نیز از سرمایه‌گذاران خارجی با ارائه بیمه حمایت می‌کند. این آژانس زیر مجموعه بانک جهانی است و تفاوت آن با موسسات بیمه در این است که میگا اقدام به ارائه بیمه‌هایی می‌کند که بازاری برای آنها وجود ندارد. برای نمونه در صورتی که در کشوری قابلیت انتقال ارز یا تبدیل آن غیرممکن شود میگا این امکان را به‌وجود می‌آورد. همچنین ریسک سلب مالکیت غیرمشروع نیز به وسیله میگا قابلیت بیمه شدن را دارد.^{۵۸}

د- پذیرش و نگهداری ریسک:^{۵۹} به ریسک‌هایی که پس از استفاده از تکنیک‌های مذکور همچنان باقی می‌مانند، ریسک‌های باقیمانده^{۶۰} می‌گویند. ریسک‌های کوچک و نه‌چندان مهم نیز در این مقوله قرار می‌گیرند. تیم

پروژه اغلب از تکنیک پذیرش و نگهداری آنها استفاده می‌کند. این تکنیک نشان می‌دهد که تیم پروژه تصمیم به تغییر طرح پروژه ندارد یا ناتوان از اجرای استراتژی مناسب برای پاسخگویی به ریسک است، بنابراین هزینه و زمان اضافی قبل از عملیات پروژه به صورت احتمالی در نظر می‌گیرد. لازم به یادآوری است که ریسک‌های غیرقابل بیمه شدن نیز باید در این مرحله مدنظر قرار بگیرد و برای آنها بودجه‌ای در نظر گرفته شود.^{۶۱}

پذیرش و نگهداری ریسک را می‌توان به دو بخش تقسیم کرد:

الف - پذیرش منفعل:^{۶۲} بدین ترتیب ریسک پروژه پذیرفته می‌شود بدون آن که هیچ عملی برای رفع، حل یا مدیریت ریسک در نظر گرفته شود. تنها عملی که در پذیرش منفعل صورت می‌گیرد مستندسازی و تصدیق ریسک است که به وسیله آن، سازمان یا شرکت پروژه حاضر به تحمل نتایج و تاثیرات ریسک است.

ب- پذیرش فعال:^{۶۳} ریسک را به مانند پذیرش منفعل، قبول می‌کند با این تفاوت که مستلزم توسعه طرح‌های احتمالی است و در برخی موارد عقب‌نشینی از طرح‌ها است. طرح‌های احتمالی مرتبط با ریسک‌ها زمانی به اجرا در می‌آید که رویدادهای واجد ریسک اتفاق بیفتند. این طرح‌ها می‌تواند شامل دستورالعمل‌های مفصلی شود مبنی بر اینکه چطور ریسک‌ها را مدیریت نماییم تا ریسک‌های واقع شده نیز مشمول آن گردند یا بودجه احتمالی و اضافی را برای پروژه در نظر بگیریم.^{۶۴}

طرح‌های عقب‌نشینی^{۶۵} برای مدیریت ریسک‌های پذیرفته شده به کار می‌رود و در صورتی که طرح‌های احتمالی ناکارآمد باشند از آنها استفاده می‌شود. طرح‌های عقب‌نشینی برای اطمینان از اینکه تمام پروژه با شکست مواجه نخواهد شد به کار می‌رود.

طرح پاسخگویی به ریسک اغلب در توافقی‌های قراردادی طرفین پروژه نیز مورد توجه قرار می‌گیرد؛ برای نمونه مسوولیت هر یک از طرفین در

مقابل ریسک‌های مختلف پروژه، اخذ پوشش بیمه‌ای برای آنها یا سایر خدماتی که برای کاهش یا اجتناب از ریسک یک پروژه نیاز است را در قرارداد ذکر می‌نمایند. همچنین نتایج طرح پاسخگویی به ریسک باید در طرح پروژه تاثیر بگذارد تا اطمینان حاصل کنیم که فعالیت‌ها و تعهدات ناشی از قرارداد به اجرا در می‌آیند و پروژه به پیشرفت خود ادامه می‌دهد. استفاده از تکنیک‌های تحلیل و مدیریت ریسک نه تنها موجب حفظ پروژه می‌شود بلکه حقوق طرفین پروژه مثل سازمان‌ها و مصرف‌کنندگان را نیز مورد حمایت قرار می‌دهد. مزایای اصلی مدیریت ریسک عبارت است از:

الف- افزایش فهم پروژه که به واسطه آن به طرح‌های مطمئن‌تری برای انجام پروژه دست می‌یابیم.

ب- افزایش تحلیل و فهم ریسک‌های یک پروژه و میزان تاثیرگذاری آنها به کاهش ریسک‌ها و تخصیص ریسک‌ها به اشخاصی که توانایی بیشتری برای مدیریت آن دارند، منجر می‌شود.

تجزیه و تحلیل ریسک‌های یک پروژه به استفاده از مناسب‌ترین شکل قرارداد منجر می‌شود. فی‌المثل کشوری که نیازمند سرمایه‌گذاری برای اکتشاف و بهره‌برداری نفت است و پتانسیل داخلی برای اجرای عملیات مرتبط با آن را ندارد می‌تواند جهت کاهش ریسک‌ها، از شکل قراردادهای امتیازی مدرن یا مشارکت در تولید استفاده نماید.

د- دیدگاه مستقل به ریسک‌های پروژه می‌تواند به توجیه تصمیم‌گیری‌ها کمک نماید و به کارآمدی و مطلوبیت بیشتر مدیریت ریسک منجر شود.

ه- شناسایی ریسک‌های یک پروژه اجازه ارزیابی احتمالاتی را می‌دهد که بازتاب‌دهنده ریسک‌ها هستند و تمایل به پذیرش پروژه‌هایی که از نظر مالی دچار مشکل هستند، کاهش می‌یابد.

و- تسهیل پذیرش ریسک‌ها به صورت معقولانه که به افزایش منافع

ناشی از ریسک‌پذیری منجر می‌شود.

ز- تفکیک قائل شدن میان « اقبال خوب » و « مدیریت خوب » و « بد شانس » و « مدیریت بد ». ^{۶۶}

در نهایت باید بگوییم که مدیریت ریسک فرآیندی است که طی پروژه وجود دارد به طوری که به وسیله آن ریسک‌های یک پروژه شناسایی می‌شود و سپس با توجه به اهمیت آنها و ابزارهای در دسترس برای مدیریت ریسک‌ها اقدام به تهیه طرحی برای شناسایی و مدیریت ریسک‌ها می‌کند. با توجه به اینکه پروژه‌های بالادستی صنعت نفت واجد ریسک‌های متعددی هستند باید بسته به شرایط یک راهکار کارآمد (اجتناب، کاهش، انتقال و پذیرش) برای مدیریت ریسک‌ها انتخاب شود. پس از اینکه استراتژی مناسبی برای انجام عملیات پروژه انتخاب که در آن مسایل مهمی چون انتخاب پیمانکار، تامین مالی، نحوه نظارت بر پروژه و... به درستی پیش‌بینی شد، به خودی خود از بروز برخی از ریسک‌ها پیشگیری می‌شود (اجتناب). اما باید اذعان کنیم که برخی از ریسک‌های پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ذاتی است و نمی‌توان آنها را مرتفع نمود به همین دلیل یا باید احتمال وقوع چنین ریسک‌هایی را به حداقل رساند (کاهش) یا آنها را به طرفی که توانایی مدیریت بیشتری دارد منتقل کرد (راهکار انتقال ریسک). همچنین برخی از ریسک‌ها ممکن است تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر پروژه نداشته باشند یا طرفین توانایی مدیریت آنها را به شکل دیگر نداشته باشند، به همین دلایل طرفین بپذیرش آنها ممکن است بودجه‌ای را برای جبران آسیب‌های احتمالی یا تاخیر در ساخت پروژه در نظر بگیرند (پذیرش).

به طور خلاصه مدیریت ریسک فرآیندی جامع است که می‌تواند برای تمام ریسک‌های یک پروژه راهکاری ارائه دهد. روش‌های متعددی برای ارزیابی ریسک‌ها و مدیریت آنها وجود دارد که در گفتار سوم به برخی از آنها اشاره می‌کنیم اما باید یادآوری کنیم که روش‌های حقوقی مدیریت

ریسک نقش عمده‌ای را در مدیریت ریسک‌ها بازی می‌کنند و می‌توانند در بخش بالادستی صنعت نفت نیز مورد استفاده قرار بگیرند. در ادامه این روش‌ها را مورد بررسی قرار می‌دهیم.

روش‌های متفاوت مدیریت ریسک

یکی از اسباب شکست پروژه‌ها عدم تخصیص بهینه ریسک‌های موجود در پروژه میان مشارکت‌کنندگان یک پروژه است. همان طور که گفته شد، مدیریت ریسک، نخست با تعریف و تعیین ریسک‌ها آغاز می‌شود. فهم اسباب شکست یک پروژه و تشریح ریسک‌های متعدد آن شرط لازم تعیین، تخصیص کارآمد و کاهش آنها است. به عبارت دیگر مدیریت ریسک ابتدا با تعیین ریسک‌های یک پروژه و تشریح آنها آغاز و سپس راهکارهای مقابله با آنها را پیشنهاد می‌دهد. طرح مدیریت ریسک باید مناسب با شدت ریسک، هزینه‌های آن، زمان لازم برای موفقیت طرح، اطمینان بخشی آن، قابلیت جلب توافق طرفین و اجرای آن توسط یک فرد مسوولیت‌پذیر باشد.^{۶۷} روش‌های متنوعی برای تعیین و مدیریت ریسک‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد در ادامه به چند نمونه از این روش‌ها اشاره می‌کنیم:

الف- روش «طوفان ذهنی»^{۶۸} یکی از روش‌های کلاسیک مدیریت ریسک در پروژه‌ها است. این روش می‌تواند جهت شناسایی ریسک‌ها، تحلیل کمی و کیفی آنها و در نهایت پاسخ به ریسک‌ها به کار رود. مطابق این روش، افراد نظرات و راه‌حل‌های خود را برای مقابله با ریسک‌های موجود در پروژه ارائه می‌دهند با این قید که نظرات آنها مورد انتقاد دیگران قرار نخواهد گرفت. پس از دریافت نظرات با بررسی آنها طرح پاسخگویی به ریسک‌ها تهیه می‌شود.^{۶۹}

ب- روش «دلفی»^{۷۰} یکی دیگر از روش‌های مدیریت ریسک می‌باشد. این روش نخستین بار به وسیله شرکت «راند» در سال ۱۹۶۰ ابداع گردید. مطابق

این روش، پرسش‌ها به صورت بی‌انتها طراحی می‌شوند و کارشناسان تمام حالات مختلف وقوع ریسک‌های پروژه را مشخص می‌کنند بدین ترتیب مدیر پروژه می‌تواند طرحی برای پاسخگویی به ریسک‌ها در نظر بگیرد.

ج- روش «چک لیست» از دیگر روش‌های تعیین ریسک‌های پروژه است. بر حسب تجربه مدیریت سایر پروژه‌ها، مدیر پروژه به درجه‌ای از ثبات در تحلیل ریسک‌ها رسیده است. بنابراین چک لیست شامل گروهی از سوالات یا اظهارات بر پایه پروژه‌های قبلی می‌باشد. معمولاً در چک لیست، ریسک‌های هر قسمت را ذیل یک عنوان کلی دسته‌بندی می‌نمایند مثلاً ریسک‌های مربوط به پیمانکاران، ریسک‌های جنبی و ...^{۷۱}

د- روش «مونت کارلو»^{۷۲} در بسیاری از پروژه‌ها، متولیان پروژه تمایل دارند تا ریسک‌های موجود در آن را در بدترین حالت ممکن در نظر بگیرند. تکنیک مونت کارلو یکی از تکنیک‌های کل‌گرا در میان تکنیک‌های مدیریت ریسک است زیرا در این تکنیک هزینه کل پروژه و کلیه ریسک‌های پروژه تبیین می‌شوند، بدین ترتیب این تکنیک بازتاب‌دهنده ریسک‌های پروژه به وسیله محاسبه این احتمال است که پروژه با هزینه و اهداف مشخص به مرحله نهایی خواهد رسید.^{۷۳}

تکنیک‌های دیگر مدیریت ریسک اغلب یک برآورد قطعی برای زمان و هزینه‌های فعالیت‌های یک پروژه ارائه می‌دهند اما با روش مونت کارلو زمان و هزینه فعالیت‌ها در حالت‌های مختلف پروژه محاسبه می‌شود و از این نظر نسبت به سایر تکنیک‌ها برتری دارد.^{۷۴} روش مونت کارلو، زمانی کاربرد دارد که مدیران پروژه در صدد احراز موفقیت‌آمیز بودن پروژه در یک مدت زمان مشخص و با منابع مالی معین هستند.

همچنین مدیران پروژه از روش مونت کارلو برای تعیین سرمایه لازم جهت افزایش احتمال تکمیل یک پروژه به کار می‌برند.^{۷۵} روش‌های یاد شده می‌توانند در پروژه‌های مختلف استفاده شوند. می‌توانیم به کمک این

روش‌ها ریسک‌های متعدد پروژه‌ها را مشخص کنیم اما به منظور مدیریت ریسک‌ها باید از متخصصان رشته‌های مختلف کمک بگیریم و از روش‌های حقوقی و ابزارهایی که یک حقوقدان در اختیار دارد نیز استفاده کنیم. حقوقدان می‌تواند با کمک به طرفین پروژه، شکل قراردادی مناسب را پیشنهاد دهد و با درج ضمانت اجراها و راهکارهای حل و فصل اختلافات، ریسک‌های پروژه را مدیریت کند.

همچنین حقوقدان می‌تواند به شفاف شدن قرارداد و کاهش ابهام‌ها کمک نماید و در انتخاب قواعد مناسب، آنها را راهنمایی کند. بدین منظور در فصل بعد قراردادهایی که ممکن است در پروژه‌های نفتی استفاده شود را از دیدگاه مدیریت ریسک طبقه‌بندی می‌کنیم.

هدف ما از طبقه‌بندی قراردادهای بالادستی صنعت نفت این است که طرفین پروژه با توجه به شرایط و ریسک‌های پروژه، قرارداد مناسب را انتخاب کنند تا پروژه به نحو موفقیت‌آمیزی به اتمام برسد. پیش از آن ضروری است به مفهوم ریسک از نظرگاه این کتاب پرداخته شود.

تعریف ریسک

ریسک به مفهوم احتمال تغییر مثبت یا منفی در میزان منافع پیش‌بینی شده یک پروژه است که ممکن است به وسیله وقوع رویداد (غیرارادی) یا یک تصمیم (ارادی) ایجاد شود. به این دلیل از احتمال سخن به میان می‌آید که قطعیت یا اطمینانی نسبت به تغییر در شرایط وجود ندارد؛ این در حالی است که اگر از وقوع رویداد یا حادثه‌ای مطمئن باشیم کلیه تغییرات را لحاظ می‌کنیم و اجازه اثرگذاری ریسک را نمی‌دهیم.^{۷۶} اگرچه ممکن است برخی از پژوهشگران، واژه‌های ریسک و عدم قطعیت^{۷۷} را به جای یکدیگر به کار برند ولی باید گفت این دو واژه، مترادف نیستند. عدم قطعیت تنها به رویدادهایی اشاره می‌کند که احتمال وقوع آنها کاملاً ناشناخته است.

در مقابل، ریسک، به مفهوم افزایش احتمال وقوع حوادث نامعلومی است که ممکن است به صورت مثبت یا منفی بر روی یک پروژه تاثیر بگذارد. بدین ترتیب وقتی از ریسک صحبت می‌کنیم یعنی درکی از احتمال وقوع یک رویداد داریم این در حالی است که وقتی سخن از عدم قطعیت می‌رود در واقع احتمال وقوع یک رویداد برای ما کاملاً ناشناخته است.^{۷۸} ماهیت هر ریسکی مرکب از سه عنصر اساسی است: رویداد، احتمال وقوع و تاثیر (شدت و ضعف).^{۷۹}

مدیران پروژه نخست باید ماهیت حادثه را قبل از دو عنصر دیگر مورد مطالعه قرار دهند زیرا بدون تعریف دقیق رویداد و اجد ریسک، تعیین احتمال و تاثیر آن بسیار دشوار می‌گردد. در این صورت می‌توانیم ریسک‌ها را به دو گروه شناسایی شده و ناشناخته تقسیم کنیم.

ریسک‌های شناخته شده، ریسک‌هایی هستند که تعریف و تحلیل شده‌اند و می‌توان برای آنها طرحی جهت پاسخگویی تهیه نمود، اما ریسک‌های ناشناخته قابلیت مدیریت را ندارند اگرچه مدیران پروژه یک احتمال وقوع عمومی را با توجه به تجربه‌های کسب شده در پروژه‌های مشابه قبلی برای ریسک‌های ناشناخته در نظر می‌گیرند.^{۸۰}

می‌توان این طور گفت که ریسک‌های پروژه، رویدادها یا شرایطی غیرقطعی هستند که اگر به وقوع بپیوندند تاثیر مثبت یا منفی بر عملیات پروژه می‌گذارند.^{۸۱} یک ریسک دارای یک سبب است که اگر واقع شود نتایجی را به پروژه تحمیل می‌کند. برای نمونه، اخذ مجوز برای انجام یک عملیات پروژه می‌تواند سبب یک ریسک باشد. به عبارت دیگر رویداد دارای ریسک ممکن است تاخیر در صدور مجوز باشد در حالی که طرح پروژه مدت زمان کمتری را برای اخذ مجوز در نظر گرفته است. اگر این رویداد غیرقطعی به وقوع بپیوندد برآیند آن افزایش هزینه‌های پروژه، جدول زمانی انجام عملیات و کاهش کیفیت پروژه خواهد بود.^{۸۲}

مدیریت ریسک اغلب تمام ریسک‌ها را به صورت منفی در نظر می‌گیرد و ریسک‌هایی که تاثیر مثبت دارند را در فرآیند مدیریت مورد ارزیابی قرار نمی‌دهد.^{۸۳} برای اینکه متوجه شویم یک رویداد کاملاً دارای ریسک است، مدیران پروژه باید تاثیرات بالقوه‌ای که از وقوع یا عدم وقوع آن حاصل می‌شود را در نظر بگیرند.

برای نمونه اگرچه ممکن است احتمال وقوع یک رویداد کم باشد ولی نتایج آن (در صورت وقوع) ممکن است فاجعه‌آمیز باشد. یک شرکت هواپیمایی یا شرکت نفتی خارجی این نوع وضعیت‌ها را در نظر می‌گیرد. برای نمونه اگرچه احتمال وقوع سانحه هوایی پایین است ولی عواقب آن می‌تواند بسیار سنگین باشد. در صنعت نفت نیز می‌توان به فعالیت اکتشاف نفت توسط شرکت‌های نفتی اشاره کرد که یک فعالیت بسیار پر ریسک است، زیرا به طور معمول از هر ده فرآیند اکتشاف نفت نه مورد آن موفقیت‌آمیز نیست.^{۸۴}

ریسک‌ها از نظر تاثیراتی که ممکن است در یک بازه زمانی بگذارند نیز قابل تقسیم هستند: ریسک‌های بلندمدت،^{۸۵} میان مدت^{۸۶} و کوتاه مدت^{۸۷}. ریسک‌های بلندمدت می‌توانند در طول سالیان بر پروژه تاثیر بگذارند. ریسک‌های بلندمدت بیشتر به استراتژی، تاکتیک و عملیات شرکت نفتی خارجی ارتباط دارد.^{۸۸} برای نمونه سرمایه‌گذاری جهت اکتشاف و بهره‌برداری^{۸۹} از نفت خام موجود در اعماق دریا و بهره‌برداری از نفت خام میدان به صورت تجاری می‌تواند یک ریسک بلندمدت محسوب شود؛ زیرا موفقیت یا شکست در این پروژه فوراً آشکار نمی‌شود. ریسک‌های میان مدت، تاثیرات خود را کمی پس از وقوع رویداد (معمولاً یک سال) یا اتخاذ تصمیم می‌گذارند. برای نمونه افزایش هزینه‌های عملیات پروژه می‌تواند در میان مدت منجر به ناتوانی متولیان برای تامین مالی پروژه نفتی شود و در بلندمدت به شکست پروژه بینجامد.^{۹۰} ریسک‌های کوتاه مدت تاثیر خود

را بلافاصله پس از وقوع رویداد خواهند گذاشت. مثلاً آتش سوزی، فورس ماژور، ریسک‌هایی هستند که تاثیر و نتایج فوری بر پروژه می‌گذارند. این ریسک‌ها، عملیات کارآمد پروژه را تحت تاثیر قرار می‌دهند و به احتمال زیاد آسان‌ترین نوع ریسک‌هایی هستند که می‌توان مشخص و مدیریت کرد.^{۹۱}

با توجه به مطالب یاد شده ریسک‌های موجود در یک پروژه نفتی را می‌توان به پنج گروه تقسیم‌بندی نمود:

الف- ریسک‌های خارجی و غیرقابل پیش‌بینی: ریسک‌هایی هستند که از کنترل اشخاص و مدیران پروژه خارج می‌باشند. این ریسک‌ها از وقایع خارجی مثل فعل شخص ثالث، بلایای طبیعی و... ناشی می‌شوند. از آنجا که وقوع چنین حوادثی و تاثیر آنها بر پروژه قابل پیش‌بینی نیست، معمولاً در قراردادها، بندی را به تعریف و بیان مصادیق آنها اختصاص می‌دهند تا از این راه ریسک‌های ناشی از چنین حوادثی را به حداقل برسانند. زیرا پس از تعریف حادثه و تعیین مصادیق آن ریسک تا حد زیادی تحت کنترل طرفین قرارداد قرار می‌گیرد.^{۹۲}

ب- ریسک‌های خارجی قابل پیش‌بینی ولی غیرقطعی: این ریسک‌ها نیز خارج از کنترل اشخاص یا شرکت‌های موجود در یک پروژه هستند. آنها قابل پیش‌بینی هستند ولی تاثیر واقعی این ریسک‌ها بر یک پروژه را نمی‌توان به طور دقیق تخمین زد. برای نمونه شرایط نامساعد جوی در حین انجام پروژه قابل پیش‌بینی است ولی به طور قطع نمی‌توان تاثیر واقعی آن را روی پروژه سنجید.^{۹۳}

ج- ریسک‌های داخلی مربوط به فن‌آوری: این نوع ریسک‌ها به صورت مستقیم از فن‌آوری به کار گرفته شده در طراحی، ساخت و اجرای یک پروژه ناشی می‌شود.

د- ریسک‌های داخلی و غیرفنی: این دسته از ریسک‌ها در کنترل

اشخاص یا شرکت‌های موجود در یک پروژه است و معمولاً از شکست تیم پروژه در دستیابی به عملکرد قابل‌انتظار ناشی می‌شود. برای نمونه تاخیر در ساخت و اجرای پروژه، توقف در جریان نقدینگی پروژه و هزینه‌های بیش از بودجه پروژه ریسک‌های داخلی هستند و ارتباطی به مسایل فنی ندارند.

ه- **ریسک‌های قانونی:** ریسک‌های قانونی می‌تواند از نحوه تنظیم قرارداد یا قوانین مالیاتی و... ناشی شود.^{۹۴}

فصل دوم: انواع قراردادهای نفتی از دیدگاه مدیریت ریسک دسته‌بندی قراردادهای نفتی

هر کشوری برای اکتشاف و توسعه میادین نفتی به فراخور نظام حقوقی خود، شرایط اقتصادی و توانایی‌های فنی اقدام به تنظیم مقررات مرتبط با صنعت نفت و ایجاد چارچوب‌های قراردادی می‌کند. علی‌الاصول قراردادهای نفتی ابزاری برای تخصیص وظایف، تعهدات و ریسک‌های موجود در حین اجرای عملیات پروژه هستند هر چند که ممکن است در این راه چندان کارآمد جلوه نکنند. با نگاهی به روابط دولت‌های میزبان و شرکت‌های نفتی خارجی متوجه می‌شویم که دولت میزبان و شرکت‌های نفتی خارجی علاقه مضاعفی به مالکیت نفت‌خام و مدیریت پروژه دارند. این مساله به خوبی در سیر تحول قراردادهای نفتی مشهود است. در کنار این علاقه باید بگوییم که موضوع واحد این قراردادها همانا تاسیس یک رابطه قراردادی میان شرکت نفتی خارجی و دولت میزبان یا شرکت ملی نفت آن کشور است. همان طور که می‌دانیم انعقاد قرارداد فرصت ارزشمندی را برای شرکت‌های نفتی خارجی به وجود می‌آورد تا به وسیله آن با دولت میزبان یک رابطه حقوقی برقرار کنند و بدین ترتیب از وقوع ریسک‌هایی که مرتبط با اعمال دولت است مثل تغییر قوانین تا حدود زیادی جلوگیری نمایند.

روش‌های قراردادی جهت اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی را

می‌توان از نظر دولت میزبان به چهار دسته کلی تقسیم کرد:
 نخستین روش مربوط به دولت‌هایی می‌شود که تمایل دارند تا تمام عملیات اکتشاف و توسعه را خود انجام دهند. در این روش دولت اقدام به سرمایه‌گذاری می‌کند و معمولاً شرکت ملی نفت، عملیات پروژه را انجام می‌دهد با این قید که می‌تواند بخشی از عملیات پروژه را به پیمانکاران دست دوم بسپارد. به طور طبیعی، این روش دارای ریسک زیادی است و امکان عملی شدن آن بسیار پایین است زیرا عمده کشورهای نفت‌خیز فن‌آوری‌های مدرن را در اختیار ندارند و حتی اگر بپذیریم که دولتی تمام عملیات را خود انجام دهد، حداقل نیازمند مشاوره‌های فنی و تخصصی شرکت‌های نفتی خارجی است.^{۹۵}

دومین روش استفاده دولت میزبان از قراردادهای خدماتی محض است. مطابق قراردادهای خدماتی محض دولت میزبان متعهد می‌شود تا تمام مخارج و هزینه‌های اکتشاف، توسعه و تولید نفت را بپردازد و در مقابل از خدمات شرکت‌های نفتی خارجی استفاده کند. بدین ترتیب شرکت‌های نفتی هیچ حق مالکیتی نسبت به نفت خام میادین نخواهند داشت و تنها در برابر ارائه خدمات، مبالغی را بر اساس قرارداد دریافت می‌نمایند. در این روش شرکت‌های نفتی نقش مشاور، ناظر یا هماهنگ‌کننده را بر عهده دارند.^{۹۶}

روش سوم را می‌توان متداول‌ترین روش اکتشاف و توسعه میادین نفتی دانست. مطابق این روش و بر خلاف روش دوم، ریسک‌های مالی بر عهده شرکت‌های نفتی است و آنها باید ضمن عملیات اکتشاف، توسعه و تولید نفت به سرمایه‌گذاری و تامین مالی هزینه‌های پروژه نیز بپردازند. قراردادهای امتیازی (سنتی و مدرن)، مشارکت در تولید و قرارداد خدماتی با ریسک در این دسته قرار می‌گیرد.^{۹۷}

روش چهارم استفاده از قراردادهای مشارکتی (مشارکت در سرمایه‌گذاری

و قرارداد عملیات مشترک) است که به وسیله آن دولت میزبان تامین بخشی از سرمایه پروژه را متقبل می‌شود و دو طرف ریسک‌های مالی پروژه را میان خود تقسیم می‌کنند. معمولاً این روش زمانی از سوی دولت میزبان مورد استفاده قرار می‌گیرد که دولت میزبان نسبت به میزان نفت خام موجود در میدان (در مقیاس تجاری) اطمینان داشته باشد.^{۹۸}

سیر تحول قراردادهای نفتی نشان می‌دهد که امروزه تاکید بیشتر دولت‌های میزبان بر ظرفیت‌های داخلی است؛ به طوری که ممکن است در قراردادهای نفتی مدرن، شرکت نفتی خارجی موظف شود تا کالاهای داخلی را برای توسعه میادین نفتی خریداری نماید برای نمونه شرکت نفتی صاحب امتیاز در برزیل موظف می‌شود تا از تامین کنندگان کالاها و خدمات برزیلی استفاده کند. همچنین دولت‌های میزبان تمایل بیشتری دارند مبنی بر اینکه نقش عمده‌ای در پروژه‌های نفتی از طریق شرکت‌های ملی نفت ایفا کنند. از سوی دیگر تعهدات محیط‌زیستی و حقوق بشری نیز جزیی از قراردادهای نفتی شده‌اند. در این فصل تلاش می‌کنیم تا تخصیص و مدیریت ریسک‌های موجود در یک پروژه نفتی را با توجه به شکل قراردادی که طرفین انتخاب می‌نمایند، بررسی کنیم.

هدف ما در این فصل، تاکید بر تدوین قراردادهای همسان در صنعت نفت است. به عبارت دیگر شرکت ملی نفت ایران نیز به مانند کشورهای دیگر باید نمونه‌های استاندارد قراردادی را به کمک کارشناسان تهیه و تدوین کند. موسسه‌ها و کارشناسان صاحب‌نظر با همکاری شرکت ملی نفت اقدام به تهیه نمونه‌های قراردادی می‌کنند تا بیشترین مقبولیت و کارآمدی را در صنعت نفت داشته باشد.

مزایای استفاده از نمونه‌های قراردادی عبارت است از:

الف- یک نمونه قراردادی خوب به طرفین این اجازه را می‌دهد تا با زمان کمتر بر ۸۰ درصد مندرجات قرارداد توافق کنند زیرا این مندرجات

استاندارد است و در متن‌های قراردادی مشابه نیز تکرار شده است. بنابراین طرفین می‌توانند بر ۲۰ درصد دیگر قرارداد متمرکز شوند.

ب- ثبات و درک مناسب از قرارداد به خودی خود از امکان بروز اختلاف می‌کاهد و بدین ترتیب ریسک مراحل و فرآیندهای حل و فصل اختلافات کاهش پیدا می‌کند. از سوی دیگر در معرض عموم بودن نمونه‌های قراردادی به مشخص شدن نقاط قوت و ضعف مندرجات قراردادی منجر می‌شود که این مساله می‌تواند ریسک‌های قرارداد را کاهش دهد.

ج- یک نمونه قراردادی موفق به صنعت نفت این اجازه را می‌دهد تا بر بخش‌های دیگر قرارداد متمرکز شود و بدین ترتیب مطلوبیت خود را ارتقا دهد.

د- نمونه‌های قراردادی، هزینه‌های قراردادی را کاهش می‌دهد. به طوری که در بسیاری از پروژه‌های بالادستی صنعت نفت زمان مذاکرات از دو سال به شش ماه کاهش پیدا کرده است.^{۹۹} این در حالی است که برای انعقاد قرارداد بیع متقابل با شرکت ملی نفت در ایران حداقل دو سال زمان صرف می‌شود.^{۱۰۰}

از آنجا که قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی به وسیله مذاکرات طرفین قرارداد منعقد می‌گردد احتمال تغییر مفاد آن با توجه به شرایط وجود دارد. با وجود این، اساس تمام این قراردادها و شروط مندرج در آنها را از نظرگاه مدیریت ریسک می‌توان در قراردادهای زیر خلاصه کرد:

قراردادهای توام با ریسک بیشتر برای پیمانکار

موافقتنامه/قراردادهای امتیازی^{۱۰۱}

با نگاهی به تاریخ متوجه می‌شویم، نخستین قراردادهایی که میان دولت‌های دارنده ذخایر نفتی و شرکت‌های نفتی خارجی منعقد گردید

موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز بودند. مطابق این توافق، یک شخص حقیقی یا حقوقی، حق انحصاری اکتشاف نفت در یک کشور را به دست می‌آورد و در صورت موفقیت در اکتشاف نفت، شرکت نفتی وظیفه تولید، بازاریابی و انتقال آن را به بازارهای هدف داشت. در مقابل این حقوق، شرکت نفتی می‌بایست بهره مالکانه و مالیات به دولت می‌پرداخت.^{۱۲} در آن دوران هدف دولت‌های میزبان جمع‌آوری مالیات بود و تمایل چندانی به مداخله در صنعت نفت نداشتند.

موافقتنامه‌های اعطای امتیاز تا به امروز پابرجا مانده است و مورد استفاده برخی از دولت‌های دارنده منابع نفتی قرار می‌گیرد. البته موافقتنامه‌های اعطای امتیاز کنونی به شکلی متفاوت از موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز استفاده می‌شود.

اعطای امتیاز بهره‌برداری از معادن، ابتدا به صورت توافق بود به عبارت دیگر دولت میزبان با متقاضی امتیاز وارد مذاکره می‌شد و با توافق طرفین امتیاز به شرکت خارجی واگذار می‌گردید؛ در برخی موارد نیز اعطای امتیاز منوط به تصویب مجالس قانون‌گذاری بود بنابراین نخستین امتیازهای اعطایی، بیشتر به موافقتنامه شباهت داشتند. با کمرنگ‌شدن نقش تصدی‌گری دولت‌های میزبان و علاقه آنها به ایفای نقش حاکمیتی، شرکت‌های ملی نفت تاسیس شد. بدین ترتیب شرکت‌های خارجی علاقه‌مند به دریافت امتیاز اکتشاف و توسعه میدین نفتی باید با شرکت‌های ملی نفت وارد مذاکره می‌شدند و با حصول توافق، قرارداد امتیاز را منعقد می‌کردند. در صورتی که عملیات مرتبط با امتیاز نیازمند اخذ مجوزهایی باشد، قوه مجریه مجوزهای لازم را صادر می‌کند.^{۱۳}

موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز دارای چنین ویژگی‌هایی هستند:

الف- شرکت نفتی خارجی که امتیاز را دریافت کرده است دارای حق انحصاری اکتشاف، توسعه، استخراج و فروش نفت است بدین ترتیب کلیه

ریسک‌ها و هزینه‌های پروژه بر عهده شرکت نفتی خارجی است.

ب- علی‌الاصول شرکت خارجی تعهدی به فروش نفت در بازار داخل کشور و تامین نیازهای داخلی آن کشور ندارد. به عبارت دیگر شرکت خارجی آزاد است تا نفت استخراجی را به هر بازار دیگری عرضه نماید. با وجود این، ممکن است در قرارداد اعطای امتیاز شرط گردد که شرکت خارجی باید درصدی از نفت استخراجی را به بازار داخلی عرضه کند و یا در اختیار دولت میزبان قرار دهد.^{۱۴} در غیر این صورت ممکن است دولت میزبان با ریسک کمبود منابع نفتی در کشور خود روبه‌رو شود و این امکان وجود دارد که به دلیل فشارهای داخلی دولت میزبان مجبور به اعمال ممنوعیت در صدور نفت خام از سوی شرکت نفتی خارجی شود.

ج- مالکیت تمام تجهیزات به کار گرفته شده جهت اکتشاف و استخراج نفت متعلق به شرکت خارجی است مگر اینکه در موافقتنامه به طریق دیگری توافق شده باشد.^{۱۵}

د- تعهدات شرکت خارجی نسبت به دولت میزبان اغلب محدود به پرداخت اجاره سالانه و بهره مالکانه^{۱۶} می‌گردد. برای نمونه می‌توان به موافقتنامه اعطای امتیاز میان پادشاهی عربستان سعودی^{۱۷} و «استاندارد اوایل کالیفرنیا»^{۱۸} در سال ۱۹۳۳ اشاره کرد. مطابق این توافق شرکت نفتی استاندارد اوایل کالیفرنیا امتیاز اکتشاف نفت در سراسر خاک عربستان سعودی را به دست آورد و در مقابل مکلف گردید، تا وامی به مبلغ پنجاه هزار پوند (برابر با ۲۵۰۰۰۰ دلار همان زمان)، مبلغ پنج‌هزار پوند انگلیس بابت اجاره سالانه و بهره مالکانه چهار شیلینگ به ازای هر تن نفت خام استحصال شده به پادشاهی سعودی پرداخت کند.

علی‌الاصول برای جلوگیری از ریسک تغییر یا فسخ یک جانبه موافقتنامه از سوی دولت میزبان، شرط ثبات را در آن قید می‌کنند که بر اساس آن دولت میزبان حق تغییر یا لغو موافقتنامه را ندارد. برای نمونه در موافقتنامه

امتیازی دولت کویت و امین اوایل^{۱۰۹}، شرطی وجود داشت مبنی بر اینکه دولت کویت نمی‌تواند با صلاحدید خود اقدام به تغییر موافقتنامه کند. در سال ۱۹۷۷ دولت کویت با توجه به تاسیس سازمان کشورهای صادرکننده نفت (اوپک) و حاکم شدن استانداردهای جدید، در برابر پرداخت غرامت منصفانه، اقدام به ملی کردن امتیاز کرد و بدین ترتیب امتیاز امین اوایل غیرمعتبر شد. پس از اقدام دولت کویت، امین اوایل استدلال کرد که ملی کردن امتیاز، خلاف شرط ثبات مندرج در موافقتنامه است. طرفین مطابق موافقتنامه اختلاف خود را نزد داوری ارایه کردند. هیات داوران با این استدلال که ملی کردن امتیاز، ارتباطی به شرط ثبات مندرج در موافقتنامه ندارد با اکثریت آرا به نفع دولت کویت رای داد. به عبارت دیگر داوران با توجه به تغییر نگرش نسبت به ملی کردن اظهار کردند که شرط ثبات دیگر به معنی ممنوعیت ملی کردن نیست بلکه امروزه منظور از شرط ثبات در قراردادها این است که دولت میزبان نباید بدون پرداخت غرامت اقدام به سلب مالکیت اموال شرکت خارجی نماید و ملی کردن دولت کویت به درستی توأم با شرط پرداخت غرامت منصفانه بوده است.^{۱۱۰}

موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز ریسک‌های مالی بسیار کمی را به دولت میزبان تحمیل می‌کند زیرا شرکت نفتی خارجی موظف است تمام تجهیزات، هزینه‌ها و سرمایه‌های لازم را برای اکتشاف و توسعه نفت خام تامین نماید اما در مقابل این مزیت، موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز دارای ریسک‌هایی نیز برای دولت‌های میزبان هستند:

الف- چنین موافقتنامه‌هایی اغلب در مقابل اعطای حق انحصاری اکتشاف و توسعه میادین نفتی در سرتاسر سرزمین دولت میزبان به شرکت نفتی خارجی، مبلغ ناچیزی برای دولت‌های میزبان در نظر می‌گرفتند. اغلب در موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز، بهره مالکانه دولت میزبان بر مبنای حجم نفت خامی که استحصال می‌گردید به صورت ثابت محاسبه می‌شد

(مثلاً ۱ دلار به ازای هر تن نفت خام) این در حالی است که ارزش نفت خام ممکن بود در بازار بیش از بهره مالکانه باشد؛ بدین ترتیب سود شرکت نفتی خارجی و دولت میزبان با یکدیگر متجانس نبود و اغلب شرکت‌های نفتی سود سرشاری را از این راه به دست می‌آوردند. همچنین به دلیل عدم محاسبه ارزش نفت خام و تفاوت منافع طرفین این امکان وجود داشت که شرکت نفتی خارجی تمام نفت موجود در میدان را استحصال نکند.^{۱۱۱} درست است که دولت میزبان هزینه‌ای را بابت عملیات اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی پرداخت نمی‌کند اما از آنجایی که منافع دولت میزبان و شرکت نفتی خارجی در یک راستا قرار ندارد و دولت‌های میزبان، نظارت چندانی بر عملکرد این شرکت‌ها ندارند، می‌توان این طور گفت که ریسک امتیازهای سنتی برای دولت‌های میزبان نیز بالا است.

ب- موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز از لحاظ طول مدت و وسعت جغرافیایی عملیات، دامنه بسیار گسترده‌ای دارند. به عبارت دیگر یک شرکت نفتی خارجی می‌تواند امتیاز اکتشاف و توسعه به مدت ۴۰ تا ۷۵ سال را اخذ نماید؛ فی‌المثل امتیاز ۱۹۰۹ میلادی ایران به شرکت نفتی بریتانیا برای اکتشاف نفت در جنوب، به مدت شصت سال اعتبار داشت یا موافقتنامه سنتی اعطای امتیاز میان دولت کویت و شرکت نفتی امین اوایل در سال ۱۹۴۸ میلادی، امتیاز اکتشاف را به مدت شصت سال به شرکت نفتی امین اوایل اعطا می‌کرد.^{۱۱۲} همچنین، مطابق ماده ۱ «موافقتنامه سنتی اعطای امتیاز دولت کویت» در سال ۱۹۳۴ میلادی، شرکت نفتی خارجی امتیاز اکتشاف در سرتاسر سرزمین کویت را به دست آورده بود.

ج- پس از اعطای امتیاز، شرکت نفتی خارجی حق انحصاری اکتشاف را در سرزمین آن کشور به دست می‌آورد و دولت میزبان نمی‌تواند به شرکت‌های علاقه‌مند دیگر چنین امتیازی اعطا نماید. بنابراین حق حاکمیت دولت‌های میزبان به شدت محدود می‌شود و شرکت نفتی خارجی در

برابر دریافت چنین حق انحصاری اغلب دست به رفتارهای انحصارگرایانه می‌زند.

به دلیل وجود ریسک‌های مذکور و با گذر زمان، موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز دچار دگرگونی‌های بسیاری شدند به طوری که می‌توان گفت موافقتنامه‌های سنتی امتیازی به کلی منسوخ و موافقتنامه‌های امتیازی مدرن جایگزین آنها گشته‌اند. بنابر موافقتنامه‌های امتیازی مدرن:

الف- دولت‌های میزبان در مقابل اعطای امتیاز سنتی به شرکت‌های نفتی خارجی، بهره مالکانه و اجاره سالانه زمین را دریافت می‌کردند اما در موافقتنامه‌های مدرن امتیازی، صاحب امتیاز موظف به پرداخت پاداش انعقاد موافقتنامه، بهره مالکانه، مشارکت خاص و اجاره زمین یا هزینه محافظت از آن هست. مطابق قانون نفت برزیل، صاحب امتیاز موظف است یک درصد از درآمد ناخالص تولید نفت را در زمینه مشارکت خاص سرمایه‌گذاری کند. مشارکت خاص به مفهوم سرمایه‌گذاری صاحب امتیاز در زمینه تحقیق و توسعه در کشور میزبان است.^{۱۱۳}

ب- نسل جدید موافقتنامه‌های امتیازی بنابر صلاحدید دولت میزبان به یک شرکت خارجی اعطا نمی‌شود بلکه دولت میزبان شرایطی را مشخص می‌کند و از شرکت‌های متقاضی دریافت امتیاز دعوت به عمل می‌آورد تا در مناقصه واگذاری امتیاز استحصال نفت خام شرکت کنند؛ بدین ترتیب شرکت‌ها دارای فرصتی برابر هستند و انتخاب آنها بستگی به پتانسیل، مهارت و تجربه خود شرکت‌ها دارد. ماده ۲۳ قانون نفت برزیل مصوب ۱۹۹۷ میلادی برگزاری مناقصه برای اعطای امتیاز در زمینه اکتشاف، توسعه و تولید نفت خام را در نظر گرفته است به طوری که شرکت دولتی «پتروبراس» این کشور نیز ملزم به حضور در مناقصه شده است. برگزاری مناقصه یکی از رویکردهای مهم برای کاهش ریسک‌های عملیاتی است زیرا شرکت‌های پیمانکار بر مبنای

صلاحیت، قیمت پیشنهادی، تجربه و سایر عوامل تاثیرگذار انتخاب می‌شوند. بدین ترتیب با برگزاری مناقصه به میزان زیادی از ریسک‌های موجود در یک پروژه کاسته می‌شود.

ج- نسل جدید قراردادهای اعطای امتیاز، علاوه بر تامین مالی اهدافی چون رفاه اجتماعی و توسعه ملی را نیز دنبال می‌کند. فی‌المثل ماده ۱۵ «موافقتنامه امتیازی بین اندونزی و پی. تی. استانوک»^{۱۴} اظهار می‌دارد: «شرکت نفتی باید تمام عملیات مرتبط با این موافقتنامه را به نحوی طرح‌ریزی نماید که در نتیجه اجرای آنها، صنعت نفت کشور اندونزی نیز توسعه یابد. همچنین شرکت نفتی باید از یک سو، رفاه مردم جمهوری اندونزی را در نظر بگیرد و از سوی دیگر با دولت اندونزی جهت ارتقای رشد و توسعه ساختارهای اقتصادی- اجتماعی آن از راه تامین کمک‌های فنی و علمی همکاری نمایند...».

د- برخلاف موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز، موافقتنامه‌های امتیازی مدرن محدوده مشخصی را برای اکتشاف نفت خام در اختیار شرکت نفتی خارجی قرار می‌دهند. همچنین نظارت بر عملیات پروژه به صورت مشترک صورت می‌گیرد و در انحصار شرکت نفتی خارجی نیست. بنابراین ریسک‌های موجود در نسل اول موافقتنامه‌های امتیازی چون کنترل بیگانگان بر منابع نفتی دولت میزبان و تسلط بر مناطق زیادی از آن کشور تا حدود زیادی مرتفع گردید.

همان‌طور که در موافقتنامه‌های سنتی اعطای امتیاز مشاهده کردیم، این موافقتنامه‌ها اغلب برای مدت زمان طولانی منعقد می‌شدند. نسل جدید موافقتنامه‌های امتیازی این مدت را محدود کرده‌اند.

برای نمونه موافقتنامه‌های امتیازی برزیل علی‌الاصول برای مدت زمان ۳۶ سال تنظیم می‌شوند و این مدت زمان به دو فاز تقسیم می‌گردد: فاز نخست، فاز اکتشاف است که ۹ سال را برای آن در نظر گرفته‌اند و فاز دوم، فاز تولید

نفت خام است که پس از تجاری شدن میدان، به مدت ۲۷ سال اعتبار دارد.^{۱۱۵} ایران نیز از جمله کشورهایی بود که برای اکتشاف نفت خام از روش قراردادی امتیازی استفاده کرد. نخستین موافقتنامه امتیازی ایران در سال ۱۸۶۴ میلادی به یک انگلیسی اعطا گردید. مطابق این امتیاز، در مقابل احداث خط آهن، امتیاز استخراج معادن (از جمله نفت) در حریم چهل مایلی را به این شخص منتقل کرد. این موافقتنامه به دلایلی منتهی شد و در سال ۱۸۷۲ میلادی امتیاز مشابهی به بارون ژولیوس رویتر^{۱۱۶} اعطا گردید. تفاوت این دو امتیاز در آن بود که امتیاز رویتر کل سرزمین ایران را منطقه عملیات محسوب کرد. امتیاز رویتر با مخالفت شدید روسیه و برخی از سیاستمداران و علما ملغی شد. در سال ۱۹۰۱ میلادی ویلیام ناکس داری امتیاز اکتشاف نفت را به دست آورد. در سال ۱۹۰۸ میلادی نفت کشف و شرکت نفت ایران و انگلیس تاسیس شد و کلیه حقوق و تکالیف امتیاز داری به این شرکت انتقال یافت.^{۱۱۷}

این امتیاز تا سال ۱۹۵۱ میلادی با اصلاحاتی در اختیار شرکت نفت ایران و انگلیس بود اما در این سال مجلسین ایران (مجلس شورای ملی و سنا) طرح ملی شدن صنعت نفت را تصویب کردند و امتیاز مذکور لغو و دولت ایران اکتشاف و بهره‌برداری نفت خام را بر عهده گرفت.^{۱۱۸}

پس از تصویب طرح ملی شدن صنعت نفت ایران، مالکیت نفت به دولت ایران تعلق پیدا کرد و با نگاهی به قوانین نفت ایران متوجه می‌شویم که اعطای امتیاز چه در شکل سنتی و چه در شکل مدرن به کلی ممنوع گردید.^{۱۱۹} به عبارت دیگر مساله مالکیت منابع طبیعی از جمله نفت خام برای ایران از اهمیت زیادی برخوردار است به طوری که اصل ۴۵ قانون اساسی جمهوری اسلامی اظهار می‌دارد: «انفال و ثروت‌های عمومی از قبیل زمین‌های موات یا رها شده، معادن، ... در اختیار حکومت اسلامی است تا بر طبق مصالح عامه نسبت به آنها عمل نماید...». همچنین به دلیل نگاه

بدبینانه به شرکت‌های نفتی خارجی، علاقه دولت به مداخله در صنعت نفت و توانایی شرکت‌های نفتی ایرانی در انجام برخی از پروژه‌های نفتی، با تصویب هر یک از قوانین نفت، انتخاب شکل قراردادی از سوی شرکت ملی نفت ایران محدودتر می‌گردید که در ادامه به آنها اشاره خواهیم کرد. در پایان می‌توان این‌طور گفت که موافقتنامه/قرارداد سنتی امتیاز به دلیل عدم توازن در تقسیم سود حاصل از تجاری شدن میدان نفتی، وسعت زیاد منطقه عملیات، اختیارات گسترده شرکت نفتی خارجی، عدم نظارت دولت‌های میزبان بر مراحل مختلف عملیات، مدت زمان طولانی امتیاز و اختیار شرکت نفتی خارجی در انجام مراحل مختلف پروژه به میل خود با وجود آن که کلیه ریسک‌های مرتبط با سرمایه‌گذاری، اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی بر عهده شرکت نفتی صاحب امتیاز قرار داشت، به واکنش منفی دولت‌های میزبان منجر شد. در نتیجه شکل سنتی موافقتنامه‌های امتیازی به کلی منسوخ شد.

امروزه نسل جدید قراردادهای امتیازی مورد استفاده برخی از کشورها مانند برزیل قرار می‌گیرد که نسبت به نسل گذشته خود دچار دگرگونی‌های اساسی شده و اشکالات وارد بر موافقتنامه‌های امتیازی سنتی را تا حدود زیادی مرتفع کرده است. نسل جدید قراردادهای امتیازی سود دولت‌های میزبان ناشی از بهره‌برداری نفت خام را افزایش می‌دهد و حقوق شرکت‌های نفتی را محدودتر می‌سازد؛ ضمن آنکه مسوولیت شرکت نفتی در برابر ریسک‌های سرمایه‌گذاری، اکتشاف و بهره‌برداری و مالکیت شرکت بر نفت خام استحصالی همچنان وجود دارد.

همچنین دولت‌های میزبان با سپردن اعمال تصدی به شرکت‌های ملی نفت و با توجه به پتانسیل داخلی مثل توانایی سرمایه‌گذاری، انجام پروژه‌های توسعه میادین نفتی، بازاریابی و... اشکال دیگر قراردادهای نفتی را مورد استفاده قرار دادند. در ایران پس از ملی شدن صنعت نفت و

با تصویب قوانین نفت در سال‌های مختلف، استفاده از موافقتنامه/قرارداد امتیازی به کلی متروک شد.

موافقتنامه/قراردادهای مشارکت در تولید^{۱۲۰}

قرارداد مشارکت در تولید یک توافق قراردادی میان پیمانکار و دولت میزبان است که به وسیله آن شرکت نفتی خارجی به‌عنوان پیمانکار موظف می‌شود تمام هزینه‌های اکتشاف، توسعه یک میدان نفتی^{۱۲۱} و تولید نفت^{۱۲۲} را به همراه تمام ریسک‌های موجود در حین اجرای عملیات آن میدان متقبل شود و پس از تجاری شدن میدان نفتی، ابتدا کلیه هزینه‌های پیمانکار از طریق میزان مشخصی از نفت میدان پرداخت می‌گردد، سپس نفت باقیمانده در میدان با توجه به درصد توافق شده طرفین و قرارداد موجود، میان شرکت ملی نفت و پیمانکار تقسیم می‌شود. در صورتی که در منطقه عملیات نفت خام با حجم تجاری پیدا نشود قرارداد مشارکت در تولید خاتمه می‌یابد و کلیه هزینه‌های صورت گرفته از سوی شرکت نفتی خارجی بر عهده خودش است.^{۱۲۳} ماده ۶.۹ «نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق»^{۱۲۴} نیز به این مساله اشاره می‌کند.^{۱۲۵}

به عبارت دقیق‌تر قراردادهای مشارکت در تولید متمرکز بر برون داد عملیات نفتی است که بر اساس توافق طرفین میان آنها تقسیم می‌شود. این شکل قراردادی نخستین بار در اندونزی به سال ۱۹۶۶ میلادی مورد استفاده قرار گرفت و از نمونه قراردادی که کشاورزان و صاحبان زمین در آن زمان مورد استفاده قرار می‌دادند^{۱۲۶} الهام گرفته شده است.^{۱۲۷}

دولت نیجریه از جمله دلایل تغییر رویکرد قراردادی از قراردادهای عملیات مشترک به قرارداد مشارکت در تولید را کاهش مداخله دولت در بخش صنعت نفت و ریسک‌های موجود در قراردادهای عملیات مشترک چون التزام به تامین مالی به میزان سهم خود می‌داند چنان که دولت نیجریه

در سال ۲۰۰۵ میلادی بیش از چهار میلیارد و چهارصد میلیون دلار در این بخش سرمایه‌گذاری کرده است. همچنین عدم تخصص و توانایی شرکت ملی نفت این کشور (به طور سنتی نماینده دولت میزبان در انعقاد قرارداد مشارکت در تولید، شرکت ملی نفت است) در مدیریت پروژه‌های پیچیده نفتی و عدم توانایی آن در نظارت بر عملکرد شریک عامل از دیگر دلایل روی آوردن به قراردادهای مشارکت در تولید است.^{۱۲۸}

از جمله ایرادهای قراردادهای امتیازی سنتی محدود نبودن منطقه عملیات بود به عبارت دیگر شخص دارنده امتیاز اکتشاف و بهره‌برداری می‌توانست در تمام سرزمین یک کشور دست به عملیات بزند اما این مساله در قراردادهای مشارکت در تولید تا حدود زیادی مرتفع گردید.

پس از گسترش امواج ملی‌گرایی در کشورهای دارای منابع طبیعی این کشورها علاقه زیادی پیدا کردند تا بر حق حاکمیت خود بر منابع طبیعی از جمله نفت‌خام تاکید کنند بنابراین در قراردادهای مشارکت در تولید نیز تاکید می‌شود حاکمیت دولت بر منابع طبیعی همچنان پابرجا خواهد ماند. برای نمونه مطابق ماده ۳ قانون جدید نفت لیبیا^{۱۲۹} «تمام مواد هیدروکربوری متعلق و جز مایملک جمهوری لیبیا است که شرکت ملی نفت لیبیا^{۱۳۰} به نمایندگی از دولت به اعمال این حق می‌پردازد...». همچنین ماده ۲ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت‌خام در کردستان عراق اظهار می‌دارد: «...دولت محلی کردستان عراق به نمایندگی از مردم کردستان مالک منحصر^{۱۳۱} نفت‌خام استخراجی در منطقه قراردادی است.» همچنین بر خلاف قراردادهای امتیازی سنتی، در قراردادهای مشارکت در تولید، مالکیت اموال و تجهیزات بهره‌برداری از نفت‌خام پس از پایان مدت بهره‌برداری شرکت نفتی خارجی به دولت میزبان منتقل می‌شود.^{۱۳۲}

تقسیم نفت‌خام تولیدی پس از کسر هزینه‌های شرکت نفتی خارجی

مطابق قرارداد میان دولت میزبان و شرکت نفتی خارجی به نسبت سهم آنها تقسیم می‌شود. سهم نهایی کشور میزبان در اکثر قراردادهای مشارکت در تولید بین ۷۵ تا ۹۰ درصد درآمد نهایی پروژه است؛ برای نمونه میزان سهم دولت‌های میزبان در کشورهایایی نظیر مصر و لیبی بین ۸۱ تا ۹۰ درصد متغیر است و الباقی که بین ۱۰ تا ۱۹ درصد خواهد بود به شرکت نفتی خارجی تعلق می‌گیرد. لازم به یادآوری است که در قراردادهای مشارکت در تولید، سهم دولت میزبان تنها درصدی از نفت خام استحصالی مطابق قرارداد نیست بلکه دولت میزبان اغلب با طرح مالیات‌های متنوع، پاداش^{۱۳۳} و حق امتیاز درآمد خود از عملیات نفتی را افزایش می‌دهد.^{۱۳۴} فی‌المثل مطابق ماده ۲۹ «قرارداد عملیات مشترک و مشارکت در تولید میداین آذری، چیراگ و میدان گوناشی (واقع در آب‌های عمیق دریای مازندران) میان شرکت دولتی جمهوری آذربایجان و ده شرکت نفتی»^{۱۳۵} (۱۹۹۴) پاداشی که باید به SOCAR^{۱۳۶} تعلق بگیرد ۳۰۰ میلیون دلار است. از این میزان ۵۰ درصد آن پس از گذشت ۳۰ روز از امضای قرارداد باید پرداخت گردد. مطابق ماده ۱۱ «نمونه قرارداد مشارکت در تولید میان جمهوری گینه استوایی و شرکت نفتی» (۲۰۰۶)، پیمانکار باید به دولت برای امضای قرارداد پاداش بدهد. همچنین مطابق ماده ۱۱ پیش‌نویس جدید قانون نفت عراق (۲۰۰۷) «درآمدهای نفتی عبارت است از تمام درآمدهای ناشی از نفت خام و گاز، بهره‌های مالکانه، پاداش امضای قرارداد و پاداش‌های تولید نفت خام مطابق قرار داد».

ریسک‌های قرارداد مشارکت در تولید به ریسک‌های موافقتنامه‌های اعطای امتیاز شباهت دارد ولی مواردی مانند مالکیت مخزن، چگونگی وصول هزینه‌های صورت گرفته توسط شرکت نفتی پیمانکار و چگونگی تقسیم منافع حاصل از فروش نفت بین دولت میزبان و شرکت نفتی از جمله تفاوت‌های آنها است.

از آنجا که در مرحله اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی ریسک‌های متعدد و پرهزینه‌ای وجود دارد به نظر می‌رسد قرارداد مشارکت در تولید گزینه مطلوبی برای دولت میزبان باشد زیرا پیمانکار موظف به تامین مالی کلیه هزینه‌ها، انجام عملیات اکتشاف، بهره‌برداری و تولید در مقیاس تجاری است بنابراین ریسک تولید در مقیاس تجاری نیز به پیمانکار منتقل می‌شود.^{۱۳۷} استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید به دلیل بلندمدت بودن آن، انگیزه بکارگیری فن‌آوری‌ها و تجهیزات پیشرفته و مواد اولیه با کیفیت را دوچندان می‌کند. از سوی دیگر قرارداد مشارکت در تولید به دلیل تقسیم نفت‌خام موجود در میدان می‌تواند به ترغیب سرمایه‌گذاران و شرکت‌های نفتی خارجی برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری بینجامد.

قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و واگذاری (BOT)^{۱۳۸}

عبارت BOT، به فعالیت‌های اقتصادی اطلاق می‌شود که در آنها، شرکت‌های خصوصی وظیفه ساخت و بهره‌برداری پروژه‌ای را بر عهده می‌گیرند که در گذشته اغلب توسط دولت‌ها انجام می‌شد و پس از انقضای امتیاز بهره‌برداری از پروژه، مالکیت آن به دولت میزبان منتقل می‌گردد. برای اینکه بیشتر با قراردادهای BOT آشنا شویم و کارایی آن را در پروژه‌های نفتی ارزیابی نماییم بهتر است که نخست ساختار قرارداد BOT را مورد بررسی قرار دهیم. در قراردادهای BOT طرفین متعددی به شرح زیر حضور دارند:

دولت: دولت امتیاز ساخت و بهره‌برداری را به شرکت پروژه می‌دهد. بنابراین طبیعی است که نقش دولت اهمیت زیادی دارد. اگر تعهد دولت به پروژه و توانایی آن در تعامل با بخش خصوصی بالا باشد موفقیت پروژه با اطمینان بالایی افزایش می‌یابد^{۱۳۹} و ریسک‌های پروژه BOT نظیر سلب

مالکیت به حداقل ممکن می‌رسد.

دولت میزبان به دو صورت کوتاه مدت و بلند مدت از موفقیت یک پروژه BOT سود می‌برد:

در کوتاه مدت، دولت میزبان می‌تواند از پروژه برای مقاصد سیاسی استفاده و سایر شرکت‌ها و سرمایه‌گذاران را تشویق کند در کشور سرمایه‌گذاری کنند.

موفقیت پروژه در بلند مدت، به افزایش رفاه اقتصادی جامعه منجر می‌شود و ثبات سیاسی را از طریق توسعه زیرساخت‌ها بیشتر می‌کند. از سوی دیگر ایجاد اشتغال، افزایش درآمدهای مالیاتی دولت میزبان، ورود فن‌آوری‌های جدید و آموزش شهروندان نیز به وسیله ساخت و اتمام پروژه از دیگر منافع بلندمدت دولت میزبان است.^{۱۴۰}

بدین ترتیب دولت‌های میزبان، اغلب انگیزه زیادی برای حمایت از پروژه‌های مبتنی بر قراردادهای BOT دارند، که این مساله به خودی خود، ریسک‌های مرتبط با کنش‌های دولت میزبان را تا حدی کاهش می‌دهد. اما بهره‌برداری طولانی مدت صاحب امتیاز و عدم مالکیت دولت میزبان بر پروژه ممکن است ریسک سلب مالکیت را افزایش دهد.

متولیان پروژه: به طور کلی متولیان پروژه، پیمانکاران، توسعه‌دهندگان، تامین‌کنندگان، بهره‌برداران یا سایر سرمایه‌گذاران هستند. به عبارت دیگر متولیان پروژه ذینفعان پروژه هستند که با توجه به قرارداد BOT انجام بخشی از عملیات را بر عهده‌دارند.^{۱۴۱}

پیمانکار (ان): پیمانکار، مطابق قرارداد باید پروژه را در زمان معین با یک هزینه مقطوع یا قابل پیش‌بینی تحویل دهد. بنابراین پیمانکار با مسایلی چون مشکل پیش‌بینی رویدادهایی که ممکن است منجر به تاخیر در ساخت پروژه شود یا هزینه‌ها را افزایش دهد، روبه‌رو است.

برای اینکه پروژه‌های مبتنی بر قرارداد BOT با موفقیت بیشتری

همراه باشند لازم است پیمانکار، دارای تخصص کافی جهت تکمیل پروژه باشد. همچنین پیمانکار باید در زمینه عملیات پروژه، دارای تجربه باشد تا بتواند مشکلات حین اجرای عملیات پروژه را مرتفع نماید. بدین ترتیب ریسک‌های مرتبط با کیفیت کار، زمان اتمام پروژه و... به میزان زیادی کاهش پیدا می‌کند.

یکی از دلایل عمده شکست استفاده از قرارداد BOT در پروژه‌های بالادستی نفت می‌تواند عدم تخصص پیمانکاران و پیچیدگی بالای این پروژه‌ها باشد. زیرا پروژه‌های اکتشاف و توسعه اغلب به صورت بلندمدت و توأم با ریسک بالا است. بنابراین استفاده از BOT می‌تواند ریسک‌های آن را دو چندان کند.

در پروژه‌های BOT، دو فاز قابل تفکیک است: فاز نخست، فاز ساخت پروژه یا پیش از اتمام پروژه است و فاز دوم به مرحله اتمام پروژه و بهره‌برداری از آن باز می‌گردد. اغلب فاز نخست ریسک بسیار بیشتری از فاز دوم دارد. برای نمونه تاخیر در تکمیل یا ساخت پروژه بازپرداخت بدهی‌ها را به خطر می‌اندازد. معمولاً برای کاهش ریسک تاخیر در ساخت پروژه، در قراردادهای BOT (مانند قراردادهای مهندسی و طراحی، تامین کالا، ساخت و راه‌اندازی)، جرایم یا مشوق‌هایی در نظر گرفته می‌شود یا ضمانت نامه‌هایی از شرکت پروژه گرفته می‌شود که استرداد آنها منوط به اتمام پروژه در موعد مقرر است؛ همچنین طرفین می‌توانند قرارداد را به صورت کلید در دست تنظیم کنند.^{۱۴۲} اما باید اشاره کنیم که مرحله اکتشاف و بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری پیش‌بینی‌پذیری پایینی دارد و نمی‌توان با اعمال جرایم یا اخذ ضمانت نامه از موفقیت عملیات اطمینان حاصل کرد. بنابراین استفاده از قرارداد BOT در بخش بالادستی صنعت نفت توصیه نمی‌شود.

وام‌دهندگان: معمولاً، سهامداران شرکت پروژه بخش اندکی از تامین

مالی پروژه را بر عهده دارند و قسمت عمده تامین مالی پروژه به وسیله وام‌های دریافتی است.

خریداران: یکی از مسائل مهم در پروژه‌های BOT فروش محصول نهایی است. برای نمونه پس از اتمام ساخت یک نیروگاه^{۱۳} شرکت پروژه و وام‌دهندگان در انتظار فروش برق و ایجاد درآمد از آن هستند. بدین ترتیب بحث بازاریابی برای محصول نهایی پیش می‌آید. علی‌الاصول پیش از اتمام عملیات پروژه، شرکت پروژه اقدام به انعقاد قرارداد فروش^{۱۴} با خریداران آینده محصول می‌کند تا ریسک عدم فروش محصول، تاخیر در فروش و... کاهش پیدا نماید. البته ریسک فروش درباره نفت‌خام به نظر می‌رسد که چندان اهمیتی ندارد زیرا همیشه خریداران زیادی در بازار نفت‌خام وجود دارد.

بهره‌بردار: بهره‌بردار طی مدت اعتبار امتیاز، به بهره‌برداری و نگهداری از پروژه می‌پردازد.

بر خلاف قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید، استفاده از قراردادهای BOT در بخش بالادستی صنعت نفت می‌تواند ریسک‌های متعددی را به همراه داشته باشد که مهم‌ترین آنها عبارتند از:

الف- عدم اعتماد میان بخش خصوصی و دولتی: سایه سنگین بخش دولتی در اقتصاد کشورهای نفت‌خیز، عدم ثبات سیاسی، نگاه بدبینانه نسبت به سرمایه‌گذاران خارجی، نبود قوانین توسعه یافته، از جمله ریسک‌هایی است که منجر به اعتماد پایین طرفین قرارداد BOT می‌شود. از آنجا که طرف ثابت قرارداد BOT دولت میزبان است، سرمایه‌گذاران خارجی با ریسک‌هایی نظیر ریسک‌های سیاسی، سلب مالکیت، تصویب مقررات جدید و امثالهم مواجه می‌شوند که این ریسک‌ها به عدم اعتماد میان بخش خصوصی و دولت دامن می‌زند.

ب- عدم تجربه کافی بخش خصوصی و بخش دولتی: بسیاری از

پروژه‌های BOT دوران جنینی طولانی دارند زیرا بخش خصوصی و کشورهای در حال توسعه تخصص کافی و اطلاعات جامعی درباره مدیریت روابط خود ندارند. اغلب مذاکره‌های طرفین برای انعقاد قرارداد BOT مدت زیادی به طول می‌انجامد زیرا طرفین شناخت جامعی نسبت به منافع و رویکردهای یکدیگر ندارند.

همچنین میان مزیت تئوری BOT و عملیاتی کردن آن فاصله زیادی وجود دارد. ممکن است انجام پروژه از نظر تئوری قابل توجیه باشد اما در عمل با مشکلات بسیاری روبه‌رو شود به نظر می‌رسد یکی از دلایل، عدم تخصص بخش دولتی است.^{۱۴۵}

ج- هزینه‌های بالای اکتشاف و بهره‌برداری: اغلب پروژه‌های BOT به وسیله وام‌های پروژه محور تامین مالی می‌شود این در حالی است که ریسک‌های اکتشاف و بهره‌برداری از میداین نفتی بسیار بالاست و احتمال شکست پروژه دوچندان است بنابراین وام‌دهندگان پرداخت وام را مستلزم پرداخت نرخ‌های بهره بالاتر می‌دانند. در مقابل استفاده از BOT و روش تامین مالی پروژه محور با عملیات پایین دستی صنعت نفت (ساخت پالایشگاه) هماهنگی بیشتری دارد زیرا ریسک‌های این مرحله بسیار پایین است.

همچنین برخی از شرکت‌های نفتی خارجی از آژانس اعتبار صادراتی استفاده می‌کنند ولی از آنجا که این صندوق‌ها تحت نظر دولت‌ها هستند، تامین مالی پروژه‌هایی که در کشورهای متخاصم یا تحت تحریم (از جمله ایران) قرار دارد اغلب با مشکل مواجه خواهد شد.

د- پیچیدگی زیاد پروژه‌های بالادستی نفت: پیچیدگی بالای پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری، استفاده از قرارداد BOT را با ابهام مواجه می‌کند. همان‌طور که می‌دانیم زمانی که تامین مالی پروژه محور به‌عنوان روش متعارف تامین مالی پروژه‌های BOT استفاده می‌شود استفاده از تکنیک‌های

مدیریت ریسک مشکل می‌شود این در حالی است که اگر از BOT برای اکتشاف و بهره‌برداری استفاده نماییم این مشکل دوچندان خواهد شد.^{۱۴۶}

ه- وابستگی زیاد پروژه به دارنده امتیاز بهره‌برداری:^{۱۴۷} این مورد یکی از ریسک‌های مهم پروژه‌های BOT است. همان طور که گفتیم استخراج مواد هیدروکربوری در کشورهای دارای اقتصاد تک محصولی مانند ایران جنبه استراتژیک و حیاتی دارد. پس از اتمام پروژه، پیمانکار یا دارنده امتیاز برای جبران هزینه‌های خود و کسب سود باید در مدت زمان مشخصی بهره‌برداری و مالکیت پروژه را بر عهده بگیرد. این در حالی است که مالکیت مواد هیدروکربوری بر اساس اصل ۱۵۳ قانون اساسی جمهوری اسلامی^{۱۴۸} نمی‌تواند محقق گردد. به نظر می‌رسد که استفاده از قرارداد BOT در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز نمی‌تواند مورد استفاده قرار بگیرد.

قراردادهای خدماتی با ریسک^{۱۴۹}

در این نوع از قراردادهای خدماتی، پیمانکار تمام ریسک‌های مرتبط با سرمایه‌گذاری و تامین مالی اکتشاف و توسعه یک میدان نفتی را بر عهده می‌گیرد. اگر فرآیند اکتشاف و توسعه میدان نفتی با شکست روبه‌رو شود، هیچ یک از طرفین قرارداد تعهدی در برابر یکدیگر نخواهند داشت.^{۱۵۰}

مطابق ماده ۱ بخش نخست نمونه قرارداد خدماتی فیلیپین، «پیمانکار، مسوولیت تمام ریسک‌های موجود در طول فرآیند اکتشاف را بر عهده دارد و در صورتی که نفت خام در مقیاس تجاری کشف و تولید نگردید، پیمانکار حقی بر دریافت مخارج و هزینه‌های صورت گرفته در رابطه با این قرارداد نخواهد داشت».

قانون نفت ایران مصوب ۱۳۵۳ قرارداد خدماتی با ریسک را به‌عنوان یگانه شکل قراردادی حضور در بخش بالادستی نفت خام در نظر گرفت.

به موجب ماده ۱۶ قانون مذکور «در صورتی که در پایان مرحله اکتشاف، کشف میدان تجاری در هیچ نقطه‌ای از ناحیه قرارداد به تحقق نپیوسته باشد قرارداد پیمانکاری خاتمه خواهد یافت و طرف قرارداد حق مطالبه وجوهی را که صرف هزینه‌های اکتشافی کرده است نخواهد داشت...».

همچنین مطابق بند ۴ ماده ۲۴ «نمونه قرارداد خدمات فنی عراق»^{۱۵۱} برای تولید نفت: «پیمانکار تحت هر شرایطی در برابر خسارات ناشی از عدم النفع و عدم تولید نفت مسوول است».

در مقابل اگر عملیات اکتشاف و توسعه میدان نفتی با موفقیت همراه باشد و میدان نفتی، تجاری شود پیمانکار مستحق دریافت است که این دریافت می‌تواند به صورت نقدی یا بخشی از نفت خام موجود در میدان مطابق قرارداد طرفین، صورت پذیرد.

یکی از تفاوت‌های قراردادهای خدماتی با ریسک و مشارکت در تولید نحوه پرداخت‌ها است که در قراردادهای خدماتی با ریسک می‌تواند به صورت نقدی نیز باشد.^{۱۵۲} مطابق ماده ۱۰ نمونه قرارداد خدماتی فیلیپین، وظیفه بازاریابی و فروش نفت خام بر عهده پیمانکار است. سهم دولت فیلیپین ۶۰ درصد و سهم پیمانکار ۴۰ درصد از عایدات خالص ناشی از فروش نفت خام است. بند ۷ ماده ۱۰ قرارداد به طرفین این اختیار را داده است تا در رابطه با دریافت پیمانکار با یکدیگر توافق نمایند. بدین ترتیب و در صورت توافق طرفین، پیمانکار می‌تواند در عوض فروش نفت خام و دریافت سهم خود به صورت نقدی، به میزان سهم خود (۴۰ درصد) نفت خام برداشت کند.

این نوع پرداخت به خوبی در ماده ۱۲ قانون نفت ایران مصوب ۱۳۵۳ مشهود است. به موجب این ماده «... طرف قرارداد حق خواهد داشت که در برابر ریسک هزینه‌های اکتشافی که متحمل گردیده و نیز در برابر تعهد تامین هزینه‌های عملیات توسعه که بر عهده گرفته است (در صورتی که

تامین این هزینه‌ها بر عهده طرف قرارداد باشد) مقداری از نفت میدان مکشوفه را از تاریخ آغاز تولید تجاری تحت شرایط مقرر در قرارداد فروش و در طی مدتی که از پانزده سال تجاوز نخواهد کرد خریداری نماید...».

قراردادهای بیع متقابل^{۱۵۳}

مفهوم بیع متقابل نخستین بار در قانون بودجه ۱۳۷۲ مورد استفاده قرار گرفت. مطابق این قانون شرکت ملی نفت ایران در صورت رعایت شرایط زیر، مجوز انعقاد قراردادهای نفتی به ارزش حداکثر ۲/۶ میلیارد دلار پیدا کرد:

اقساط فقط از راه صادرات نفت خام ناشی از پروژه پرداخت شود؛ باید از حداکثر توان طراحی و فنی-مهندسی نیروهای ایرانی استفاده گردد؛

انتقال فن‌آوری به وسیله موافقتنامه‌های مشارکت در سرمایه‌گذاری میان شرکت‌های داخلی و بین‌المللی انجام شود؛

حداقل ۳۰ درصد از امکانات ساخت داخل مورد استفاده قرار گیرد.^{۱۵۴} در طول عملیات توسعه کلیه هزینه‌ها اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای بر عهده پیمانکار است. مراد از هزینه‌های سرمایه‌ای تمام هزینه‌هایی است که پیمانکار به صورت مستقیم برای توسعه میدان نفتی در حد استانداردهای پذیرفته شده در صنعت نفت دنیا صرف می‌کند.^{۱۵۵} منظور از هزینه‌های غیرسرمایه‌ای در قراردادهای بیع متقابل هزینه‌های مالیاتی، گمرکی، آموزش کارکنان و هزینه‌های تامین اجتماعی است.^{۱۵۶}

پس از اتمام موفقیت‌آمیز توسعه میدان و تولید نفت خام مطابق با قرارداد بیع متقابل، شرکت ملی نفت زمام امور مربوط به تولید نفت خام را در دست می‌گیرد و به مدیریت آن می‌پردازد. به عبارت دیگر وظیفه پیمانکار به پایان می‌رسد و شرکت ملی نفت در صورت لزوم باید هزینه‌های مورد نیاز میدان

را پرداخت کند.

در قراردادهای بیع متقابل ایران برای توسعه میادین نفتی این موارد به صراحت مشخص می شود:

الف- توزیع سرمایه اولیه در طول دوران توسعه میدان

ب- دستمزد: دستمزد پیمانکار عددی مقطوع است که مطابق قراردادهای بیع متقابل از محصول تولیدی تامین می شود و عبارت است از جبران خدمات پیمانکار برای انجام فعالیت های مهندسی، تجهیز، سفارش، خرید تجهیزات مورد نیاز و ساخت، تامین مالی پروژه و انتقال فن آوری. البته مسایل مختلفی چون ریسک مخزن، ریسک افزایش هزینه، ریسک عملکرد و ریسک تاخیر بر میزان دستمزد پیمانکار تاثیرگذار است و پیمانکار می تواند با توجه به این ریسک ها در زمان انعقاد قرارداد بیع متقابل دستمزد بیشتری را مطالبه کند.

ج- هزینه های بانکی: در روش بیع متقابل تامین مالی پروژه بر عهده پیمانکار است به همین منظور ممکن است پیمانکار از بانک وام بگیرد یا از سرمایه خود به منظور انجام عملیات پروژه استفاده کند. همان طور که می دانیم عملیات پروژه ممکن است بین ۴ تا ۵ سال تداوم داشته باشد که در این مدت پیمانکار باید بهره وام دریافتی را بپردازد از سوی دیگر اگر از سرمایه خود استفاده کرده باشد خواب سرمایه را باید در نظر بگیرد. مطابق مقررات بانک مرکزی نرخ بهره بیش از ۵/۵ قابل پرداخت از سوی شرکت ملی نفت ایران نیست بنابراین ممکن است پیمانکار با ریسک عدم پرداخت بهره وام دریافتی مواجه شود.^{۱۵۷}

د- جدول توزیع اصل سرمایه، هزینه های بانکی و پاداش

استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت ایران رایج است که با مرور زمان و استفاده از این قراردادها در میادین متعدد ریسک هایی که این قرارداد می تواند برای طرفین آن به ویژه شرکت نفتی

خارجی به وجود آورد عبارتند از:

۱- دوره زمانی قراردادهای بیع متقابل کوتاه است (۸ تا ۱۰ سال) بنابراین همگرایی منافع پیمانکار و شرکت ملی نفت دشوار است. این در حالی است که در قراردادهایی مثل مشارکت در تولید دوره زمانی بسیار بیشتر از قراردادهای بیع متقابل می باشد و معمولاً نزدیک به عمر میدان است.

۲- تحویل میدان نفتی به شرکت ملی نفت توام با ریسک آسیب به توسعه میدان در بلندمدت است. زیرا شرکت ملی نفت ایران توانایی مالی و فنی کافی برای توسعه بهینه میادین نفتی را ندارد.

۳- از آنجا که سود پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل ثابت است و پس از انجام عملیات باید میدان را در اختیار شرکت ملی نفت قرار دهد بنابراین اشتیاق چندانی به افزایش بازبافت پروژه نخواهد داشت. به عبارت دیگر از آنجا که شرکت نفتی خارجی از بهینه شدن میدان نفتی در طول عمر میدان بهره ای نمی برد به نظر می رسد که هیچ تضمینی برای بهینه سازی میدان وجود ندارد.

۴- انعطاف پذیری^{۱۵۸} قراردادهای بیع متقابل پایین است به همین دلیل ممکن است با وقوع حوادث و شرایط غیرمنتظره روابط قراردادی پیمانکار و شرکت ملی نفت دچار مشکل شود.

۵- محدودیت های مربوط به پرداخت ها

۶- سرمایه گذاری بیشتر از میزان پیش بینی شده: ممکن است در طول عملیات اکتشاف و بهره برداری از میادین نفتی، پیمانکار با مشکلاتی مواجه شود که نیازمند سرمایه گذاری بیشتری نسبت به هزینه های سرمایه ای مندرج در قرارداد باشد. در این صورت مطابق قرارداد بیع متقابل شرکت نفتی خارجی هیچ حقی نسبت به دریافت هزینه های مازاد ندارد.^{۱۵۹}

۷- ریسک قیمت به طوری که اگر قیمت های جهانی نفت پایین تر

از قیمت مندرج در قرارداد شود بازپرداخت هزینه‌ها، بهره بانک‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار به تاخیر می‌افتد.^{۱۶۰}

۸- شرکت نفتی خارجی تنها نقش یک سرمایه‌گذار منفعل را دارد و پس از اکتشاف و تولید نفت خام باید کلیه عملیات را به شرکت ملی نفت ایران تحویل دهد و مطابق قرارداد، خدمات تکنولوژیکی ارائه دهد.^{۱۶۱} بدین ترتیب از آنجا که حق‌الزحمه پیمانکار عدد ثابتی است افزایش قیمت نفت خام هیچ عوایدی برای پیمانکار نخواهد داشت و سود آن متعلق به شرکت ملی نفت ایران خواهد بود.^{۱۶۲}

۹- پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل تنها یک مجری است بنابراین پس از پایان وظایف و عملیات مندرج در قرارداد، احساس مسوولیتی نسبت به مشکلاتی که ممکن است در آینده و در دوران مدیریت شرکت ملی نفت به وجود آید و موضع حفظ توان تولید نفت خام در آینده نخواهد داشت.

۱۰- مساله‌ای که برای کشورهای در حال توسعه از جمله ایران اهمیت دارد انتقال فن‌آوری است به نظر می‌رسد که انتقال فن‌آوری از سوی پیمانکار در قراردادهای بیع متقابل زمانی به درستی صورت می‌گیرد که پیمانکار از امضای قراردادهای بیع متقابل در آینده مطمئن باشد.^{۱۶۳}

به نظر می‌رسد که ریسک‌های قرارداد بیع متقابل در مقایسه با قراردادهایی که تا بدین جا مورد بررسی قرار دادیم بیشتر است و این مساله می‌تواند به کاهش انگیزه شرکت‌های نفتی خارجی برای سرمایه‌گذاری در میدانی نفتی ایران منجر شود. به نظر می‌رسد که شرکت ملی نفت ایران باید تا جایی که امکان دارد این ریسک‌ها را مرتفع کند یا کاهش دهد. به دلیل ریسک‌های متعدد قرارداد بیع متقابل، این قرارداد اغلب برای میدانی به کار می‌رود که تجاری بودن آن، محرز شده باشد؛ به عبارت دیگر وام‌دهندگان و شرکت نفتی خارجی به سادگی به انعقاد قرارداد بیع متقابل تن نمی‌دهند و فقط

زمانی با انعقاد قرارداد موافقت می‌کنند که مقدار کافی نفت خام در میدان به منظور بازپرداخت بدهی‌ها وجود داشته باشد.^{۱۶۴}

قراردادهای خدمات فنی و تخصصی

قراردادهای خدمات فنی و تخصصی چندان در مرحله اکتشاف و بهره‌برداری کاربرد ندارد. از این شکل قراردادی اغلب برای افزایش تولید نفت یک میدان یا توسعه آن استفاده می‌شود. همچنین به وسیله این قراردادها، دولت میزبان ضمن تحمیل ریسک‌های موجود در پروژه به پیمانکار، مالکیت و نظارت بیشتر خود را بر نحوه انجام عملیات و میزان تولید نفت خام تضمین می‌کند.

در قراردادهای فنی و تخصصی اصل بر این است که شرکت نفتی هیچ حقی نسبت به نفت خام استحصالی ندارد، ضمن سرمایه‌گذاری در میدان و انجام تعهدات قراردادی مستحق دریافت حق الزحمه به صورت نقدی و هزینه‌های صورت گرفته جهت اتمام عملیات است. البته برخی از دولت‌ها با درج شروط قراردادی دیگر مبادرت به تلفیق قراردادهای فنی و تخصصی با قراردادهای خدماتی با ریسک کرده‌اند. برای نمونه مطابق بند ۵ ماده ۱۹ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹) هزینه‌های افزایش و بهینه‌سازی تولید نفت خام و ارایه خدمات^{۱۶۵} ممکن است در صورت توافق طرفین به وسیله غیرنقدی و با برداشت نفت خام پرداخت شود.^{۱۶۶} این در حالی است که پرداخت حق الزحمه^{۱۶۷} پیمانکار باید به صورت نقدی باشد.

از ویژگی‌های مثبت قراردادهای خدمات فنی و تخصصی که ریسک‌های یک پروژه را در مقایسه با قراردادهای بیع متقابل به نحو مطلوبی تقسیم می‌کند می‌توان به این موارد اشاره کرد:

الف- بر خلاف قراردادهای بیع متقابل ایران قراردادهای خدمات فنی و تخصصی اغلب برای دوره زمانی طولانی منعقد می‌شوند مطابق ماده ۳

نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹)، این قرارداد پس از امضا برای مدت زمان ۲۰ سال اعتبار دارد. همچنین مطابق ماده ۱۳ پیش نویس لایحه جدید قانون نفت عراق (۲۰۰۷) طرح توسعه میادین نفتی ممکن است بین ۱۵ تا ۲۰ سال متغیر باشد و در صورت بروز شرایط جدید و مسایل فنی و اقتصادی که افزایش این مدت را توجیه کند می توان با مذاکرات جدید تا ۵ سال به این مدت زمان افزود. به همین دلیل شرکت نفتی خارجی انگیزه بیشتری برای سرمایه گذاری، استفاده از فن آوری های پیشرفته و استفاده از روش های ازدیاد برداشت دارد.

از سوی دیگر مطابق قراردادی که در سال ۲۰۰۹ میان دولت عراق و کنسرسیوم شرکت های «بریتیش پترولیوم» و «CNPC» برای توسعه میدان نفتی «رمیله»^{۱۶۸} منعقد گردید مکانیزم پاداش حاکم است و به ازای تولید هر بشکه نفت خام مازاد از میدان، ۲ دلار پاداش آن پرداخت خواهد شد.

ب- تربیت و آموزش نیروهای کشور میزبان از جمله وظایف پیمانکار است برای نمونه مطابق قرارداد میدان رمیله شرکت های نفتی موجود در میدان موظف شده اند تا حداقل پنج میلیون دلار برای آموزش نیروهای عراقی صرف کنند.

ج- بازگشت سریع سرمایه و سقف بالای بازپرداخت ها از دیگر مزیت های قراردادهای خدمات فنی و تخصصی است. می توان این طور گفت که طرفین قرارداد (شرکت نفتی خارجی و دولت میزبان) وارد یک بازی برد- برد شده اند.^{۱۶۹}

د- به کمک قرارداد خدمات فنی و تخصصی، می توان ضمن حفظ مالکیت و کنترل منابع نفتی توسط شرکت ملی نفت از مزایای مدیریت زبده و فن آوری های مدرن شرکت های خارجی استفاده نمود.^{۱۷۰}

ماده ۲ قرارداد یاد شده اظهار می دارد: «پیمانکار موضوع قرارداد متعهد به انجام امور زیر است:

عملیات مرتبط با ترمیم و توسعه مجدد میدان برای ارتقای تولید نفت خام...

ارزیابی سالانه حداکثر ذخایر موجود در منطقه تحت قرارداد، فراهم نمودن تمام سرمایه لازم، تجهیزات، ماشین آلات، فن آوری، پرسنل و خدمات مورد نیاز برای عملیات نفتی؛

پرداخت تمام هزینه‌ها و مخارج مورد نیاز برای اجرای عملیات مرتبط با میدان نفتی بر اساس طرح‌های مصوب و برنامه‌های کاری به منظور افزایش تولید نفت خام مطابق قرارداد؛

تأمین مالی و انجام تعهدات مطابق مفاد قراردادی...».

علی‌الاصول در قراردادهای خدماتی قید می‌کنند که نمی‌توان بر اساس این قرارداد اقدام به تشکیل مشارکت، انجام عملیات به صورت مشترک یا جوینت ونچر نمود. بند ۱ ماده ۲۴ نمونه قرارداد خدماتی عراق اظهار می‌دارد: «به طور صریح موافقت شده است که هدف این قرارداد نمی‌تواند ایجاد مشارکت مدنی، جوینت ونچر یا هر نوع دیگری از مشارکت‌ها باشد و نباید طوری تفسیر شود که چنین مشارکت‌هایی را تجویز نماید».

قراردادهای توام با ریسک بیشتر برای کارفرما

قراردادهای خدماتی محض^{۱۷۱}

قرارداد خدماتی محض به قراردادهایی گفته می‌شود که بین یک پیمانکار و دولت میزبان منعقد می‌گردد و به واسطه آن، پیمانکار مکلف می‌شود تا خدمات فنی در زمینه پروژه‌های نفتی به دولت میزبان اعطا کند یا خدماتی را در زمان معینی به دولت میزبان ارائه دهد. سرمایه‌گذاری شرکت نفتی خارجی طرف قرارداد به مواردی چون تهیه تجهیزات، نیروی انسانی و... که برای انجام خدمات مورد نظر دولت میزبان نیاز است، محدود می‌شود.^{۱۷۲} همان طور که از نام قرارداد خدماتی محض نمایان است، تمام ریسک‌ها

بر عهده دولت میزبان می‌باشد و پیمانکار تنها خدمات تصریح شده در قرارداد را انجام می‌دهد و در مقابل بهای آن خدمات را مطابق قرارداد دریافت می‌نماید. به عبارت دیگر شرکت نفتی خارجی ارایه‌دهنده خدمات مسوولیتی در قبال شکست اکتشاف و توسعه میدان نفتی ندارد و تنها مطابق قرارداد فیما بین خدمات فنی - مهندسی را ارایه می‌دهد. برای نمونه پیمانکار حفاری چاه‌های نفتی را بر عهده می‌گیرد صرف نظر از اینکه نفت خام تولید شود یا ارزش آن چه میزان باشد پس از انجام خدمات مورد نظر، مطابق قرارداد خدماتی محض، دولت موظف می‌گردد تا هزینه‌های و دستمزد پیمانکار را پرداخت نماید.

بازپرداخت هزینه‌های شرکت ارایه‌دهنده خدمات در قرارداد مشخص می‌شود که ارتباط چندانی به اجرای پروژه یا عوامل بازار ندارد. دستمزد شرکت ارایه‌دهنده خدمات اغلب به وسیله نرخ‌های ساعتی و روزانه یا مقطوع محاسبه می‌گردد. پرداخت‌ها ممکن است پس از اتمام خدمات یا در مواعد معین صورت بگیرد.

پس از ملی شدن صنعت نفت (۱۹۷۵) یا به عبارت دیگر دولتی شدن صنعت نفت در ونزوئلا، مقنن قانونی را به تصویب رساند که بر اساس ماده ۱ آن، تمام فعالیت‌های مرتبط با نفت اعم از بالادستی و پایین دستی بر عهده دولت این کشور قرار گرفت و دولت از انعقاد قراردادهایی چون امتیازی، مشارکت در تولید و... منع گردید. ماده ۱ اظهار می‌دارد: «هر چیزی که با اکتشاف نفت، قیر و سایر هیدروکربن‌ها در سرزمین ونزوئلا ارتباط دارد یا به توسعه میادین موجود نفتی، تاسیس کارخانه یا پالایشگاه، حمل و نقل و نگهداری ترکیبات هیدروکربونی و کلیه اعمالی که به مدیریت منابع نفتی مرتبط است، از این پس توسط دولت ونزوئلا انجام می‌گیرد...». بدین منظور دولت ونزوئلا شرکت ملی نفت ونزوئلا را تاسیس نمود تا کلیه اعمال مرتبط با نفت خام و مواد هیدروکربوری را انجام دهد.

شرکت ملی نفت و نزوئلا مجاز گردید تا برای اکتشاف و توسعه نفت میادین نفتی قراردادهای خدماتی محض را با شرکت‌های نفتی خارجی یا داخلی منعقد کند. ماده ۵ قانون ملی کردن صنعت نفت ۱۹۷۵ اشعار می‌دارد: «دولت باید تمام فعالیت‌های مذکور در ماده ۱ این قانون را به صورت مستقیم توسط سازمان‌های دولتی یا بنگاه‌های اقتصادی دولتی انجام دهد با این شرط که برای ارتقای عملکرد می‌توانند موافقتنامه عملیات مشترک با سایر سازمان‌ها و بنگاه‌های اقتصادی دولتی امضا کنند. چنین موافقتنامه‌هایی تاثیری بر نقش دولت نخواهد داشت.

در موارد ویژه و در صورتی که منافع عمومی ایجاب می‌کند، سازمان‌ها یا بنگاه‌های دولتی می‌توانند با بخش خصوصی موافقتنامه‌هایی امضا نمایند و بخشی از فعالیت‌ها را برای مدت زمان مشخصی به آنها واگذار کنند البته حاکمیت و مدیریت دولت باید تضمین شود. اجرای چنین موافقتنامه‌هایی مستلزم تصویب کمیته ویژه کنگره و نزوئلا است...».

قراردادهای پیمانکاری عمومی^{۱۷۳}

به وسیله قرارداد پیمانکار عمومی، شرکت ملی نفت با توجه به رویکرد انتقال ریسک به اشخاص ثالث و توانایی پایین مدیریت، اقدام به استخدام یک پیمانکار عمومی می‌کند. مطابق قرارداد فیما بین پیمانکار عمومی (که از تخصص بالایی برخوردار است) امر اکتشاف و بهره‌برداری را بر عهده می‌گیرد با این قید که می‌تواند برای انجام برخی از کارهای پروژه، پیمانکاران دست دوم (برون سپاری^{۱۷۴}) استخدام کند.

در قراردادهای پیمانکاری عمومی، نظارت بر اعمال پیمانکاران دست دوم بر عهده پیمانکار عمومی است و در واقع ریسک‌های متعدد پروژه به پیمانکار عمومی منتقل می‌شود.

در مقایسه با قرارداد EPC، قرارداد پیمانکاری عمومی ریسک کمتری

را برای شرکت ملی نفت به همراه می آورد زیرا امر مدیریت پروژه بر عهده پیمانکار اصلی گذاشته می شود و شرکت ملی نفت تنها به عنوان یک کارفرما می تواند بر امور نظارت کند.

پرداخت هزینه ها و دستمزد پیمانکار بر عهده شرکت ملی نفت (کارفرما) است به عبارت دیگر کارفرما باید تامین مالی پروژه را بر عهده بگیرد. این در حالی است که مشکل اصلی ایران تامین مالی و کمبود سرمایه است. از سوی دیگر هرگز نباید همه تخم مرغ ها را در یک ظرف قرار داد به همین منظور ولو در صورت داشتن سرمایه کافی، شزکت ملی نفت نباید امر اکتشاف و بهره برداری را به یک پیمانکار عمومی بدهد.

جدای از هزینه های بالای عملیات اکتشاف و بهره برداری، مدیریت پروژه امر بسیار مهمی است که باید در اختیار پیمانکار خبره و با تجربه گذاشته شود. به همین منظور استفاده از سایر اشکال قراردادی که تامین مالی پروژه و مدیریت آن را بر عهده شرکت نفتی خارجی دارای صلاحیت قابل قبول می گذارد اولویت دارد.

همچنین انتخاب پیمانکاران دست دوم، تایید صلاحیت آنها، تامین کالاها و تجهیزات، هماهنگی میان امور پروژه و پیمانکاران دست دوم و انجام کارهای پروژه در کمترین زمان و با مناسب ترین هزینه از جمله وظایفی است که یک پیمانکار عمومی باید آن را بر عهده بگیرد. به نظر می رسد استفاده از قرارداد پیمانکاری عمومی ریسک های پروژه را به درستی تخصیص نمی دهد و مدیریت نمی کند بنابراین نمی تواند در پروژه های اکتشاف و بهره برداری مورد استفاده قرار بگیرد.

پیمانکار عمومی باید در امر اکتشاف و بهره برداری دارای تخصص باشد زیرا مطابق قرارداد، نمی تواند همه امور پروژه را برون سپاری نماید و به پیمانکاران دست دوم منتقل کند.

همچنین پیمانکار عمومی در برابر اعمال پیمانکاران دست دوم در

برابر کارفرما مسوولیت دارد بنابراین پیمانکار عمومی باید از نظر مالی نیز در سطح بالایی باشد. معمولا در طرح‌های بالادستی نفت از قراردادهای پیمانکاری عمومی کمتر استفاده می‌شود زیرا سرعت کار پایین می‌آید و هزینه اجرای پروژه بسیار افزایش می‌یابد.^{۱۷۵}

قراردادهای مهندسی و طراحی، تامین کالا، ساخت و راه‌اندازی^{۱۷۶}

قرارداد مهندسی طراحی تامین کالا و ساخت و راه‌اندازی قراردادی است که به وسیله آن سه مرحله عمده ساخت یک پروژه به وسیله یک قرارداد به پیمانکار محول می‌شود و پیمانکار باید در تاریخ و به هزینه مقطوع، پروژه را تحویل دهد.^{۱۷۷}

استفاده از این نوع قرارداد نسبت به قرارداد امانی هزینه بیشتری دارد اما در مقابل ریسک کمتری را برای کارفرما به همراه می‌آورد. همچنین تامین مالی پروژه محور قراردادهای EPC آسان‌تر از قراردادهای امانی است.

با توجه به این تعریف، قراردادهای EPC را باید نوعی از قراردادهای خدماتی دانست زیرا بر خلاف قراردادهای BOT و مشارکت در تولید پیمانکار حقی نسبت به نفت خام موجود در میدان ندارد و تنها در برابر دریافت حق‌الزحمه و بازپرداخت هزینه‌ها، عملیات را انجام می‌دهد. همچنین هیچ‌گونه حق مالکیتی نسبت به پروژه برای پیمانکار به وجود نخواهد آمد. این در حالی است که در قراردادهای BOT، سرمایه‌گذار برای دوره‌ای مالکیت پروژه را به عهده خواهد داشت. بدین ترتیب می‌توان قراردادهای EPC را در زمره قراردادهای خدماتی محسوب کرد.^{۱۷۸}

در کنار این مزیت‌ها باید به این پرسش پاسخ دهیم که آیا استفاده از قرارداد EPC در بخش بالادستی صنعت نفت ممکن است و در صورت استفاده کارآمد خواهد بود؟

اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی در مقایسه با پروژه‌های دیگر

چون ساخت نیروگاه یا پالایشگاه ریسک بیشتری دارد زیرا تاخیر در تولید نفت خام به مقیاس تجاری به دلایلی چون نامساعد بودن آب و هوا، موقعیت جغرافیایی صعب العبور، مشکلات فنی، ریسک‌های قانونی و سیاسی امری طبیعی است. حتی اگر در قرارداد EPC قیمت را به صورت مقطوع تعیین کنیم، تاریخ اتمام پروژه را مشخص نماییم و ضمانت نامه‌های متعددی از پیمانکار اخذ کنیم نمی‌توانیم چنین ریسک‌هایی را مرتفع کنیم.^{۱۷۹}

از آنجایی که تامین مالی پروژه‌های EPC اغلب بر عهده کارفرما است بنابراین برای استفاده از قرارداد EPC در فرآیند اکتشاف و بهره‌برداری نخست باید مطالعات امکان‌سنجی دقیقی صورت بگیرد و وجود منابع هیدروکربوری محرز شود. این در حالی است که ریسک مشخصه اول قراردادهای نفتی است که ناشی از ماهیت عملیات اکتشاف و بهره‌برداری است به طوری که می‌توان با این مشخصه قراردادهای نفتی را از سایر قراردادهای بلندمدت توسعه صنعتی تفکیک نمود.^{۱۸۰} در صورتی که مطالعات دقیقی نیز صورت‌پذیرد باز هم نمی‌توان با اطمینان بالایی تولید نفت در مقیاس تجاری را احراز نمود. مطابق ماده ۷۱ شرایط عمومی پیمان، «در صورتی که کارفرما در نقشه‌ها یا مدارک فنی مرتکب اشتباهی شود، خود مسوول ریسک ناشی از آن خواهد بود». پس از انجام این مرحله شرکت ملی نفت با توجه به توانایی‌های خود نخست طرح کلی پروژه را تهیه می‌کند و به وسیله آن اقدام به برگزاری مناقصه می‌نماید.

به کمک قرارداد EPC، شرکت ملی نفت به‌عنوان کارفرما، پیمانکاری را انتخاب می‌کند. پیمانکار یاد شده طرح خود را ارایه و طی مذاکراتی با شرکت ملی نفت قرارداد EPC را تنظیم و حقوق و تعهدات را در آن به دقت بیان می‌کنند. مطابق قرارداد EPC پیمانکار باید سه بخش پروژه که عبارت است از طراحی، تامین کالا و ساخت را بر عهده گرفته و در بازه زمانی مشخص آنها را انجام دهد.

از آنجا که سه تعهد مهندسی، تامین کالا و ساخت بر عهده یک پیمانکار است، وی می‌تواند همزمان با طراحی و مهندسی پروژه، قسمتی از عملیات ساخت را نیز آغاز نماید بدین ترتیب زمان مورد نظر برای اتمام پروژه کاهش خواهد یافت.

به وسیله قرارداد EPC، بسیاری از ریسک‌های پروژه به پیمانکار منتقل می‌شود و پیمانکار موظف است ریسک‌ها را مدیریت کند. کارفرما نیز برای مدیریت پروژه و نظارت بر عملکرد پیمانکار باید شخصی را به‌عنوان مشاور یا پیمانکار مدیریت پروژه انتخاب نماید زیرا راهبری پروژه نیازمند تعیین اهداف است تا پیمانکار متناسب با آنها اقدام کند.

بر خلاف قراردادهای BOT که پیمانکار برای مدتی مالک پروژه می‌شود و از این راه هزینه‌های آن را مستهلک می‌کند در قراردادهای EPC رابطه کارفرما و پیمانکار تنها تا مرحله راه‌اندازی است و مالکیت پروژه همچنان با کارفرما خواهد بود.^{۱۸۱}

استفاده از قراردادهای EPC در بخش بالادستی صنعت نفت می‌تواند ریسک‌های متعددی را به همراه داشته باشد که مهم‌ترین آنها به شرح زیر است:

الف- ناتوانی در تامین مالی پروژه و پرداخت به موقع مبالغ قراردادی به پیمانکار جهت انجام عملیات پروژه. در قراردادهای EPC دولت میزبان با تامین منابع مالی در صدد انعقاد قرارداد پیمانکاری برمی‌آید و تمام هزینه‌ها را متقبل می‌شود.^{۱۸۲} اما به نظر می‌رسد استفاده از این نوع قراردادها نمی‌تواند با اهداف دولت میزبان هماهنگ باشد. فی‌الواقع یکی از دلایل استفاده از پیمانکاران خارجی، تامین مالی و سرمایه‌گذاری خارجی در این پروژه‌ها است این در حالی است که در قراردادهای EPC تامین مالی به عهده کارفرما است.

ب- از آنجایی که مناقصه پیش از تکمیل قسمت مهندسی پروژه انجام

می‌شود کارفرما یا مالک دقیقاً نمی‌تواند برنامه کاری و نحوه مهندسی را پیش‌بینی کند.

ج- تنظیم مراحل مهندسی، طراحی، تامین کالا و ساخت و راه‌اندازی نیازمند مهارت‌های بالای مدیریتی است. همان‌طور که گفتیم کارفرما (شرکت ملی نفت) باید توانایی زیادی در مدیریت پروژه داشته باشد. کارفرما باید به کمک مشاوران خود، پیمانکار واجد صلاحیت را انتخاب کند و بر انجام کار وی نظارت دقیق داشته و ریسک‌های پروژه را مدیریت نماید. بر خلاف سایر قراردادهای بالادستی نفت، به وسیله قراردادهای EPC، کارفرما باید نقش فعال‌تری را بر عهده بگیرد و خود قادر به مدیریت ریسک، برنامه‌ریزی برای پروژه و تامین مالی باشد.

د- پیمانکار EPC مسوولیت عمده پروژه را بر عهده‌دارد بنابراین انتخاب پیمانکار باید به دقت و با توجه به صلاحیت‌ها و تجربه آن صورت گیرد.^{۱۸۳}

ه- قراردادهای EPC از انعطاف‌پذیری بالایی برخوردار نیستند به طوری که اغلب قیمت به صورت مقطوع^{۱۸۴} تعیین می‌شود و شرح کاری معینی تهیه می‌گردد و بر اساس آن پیمانکار تعهدات خود را انجام می‌دهد.^{۱۸۵} یکی از مشکلات قراردادهای EPC عدم توانایی در پیش‌بینی دقیق هزینه‌ها است بدین ترتیب ممکن است میان کارفرما و پیمانکار در رابطه با قیمت مقطوع در حین انعقاد قرارداد اختلاف به وجود آید.

البته باید یادآوری کنیم که روش‌هایی چون «واحد به واحد» و «بازپرداخت هزینه‌ها» نیز از روش‌های دیگر پرداخت حق‌الزحمه و هزینه‌های پیمانکار است. به وسیله روش واحد به واحد پروژه را به واحدهای مختلف تقسیم می‌کنند و بر اساس تعداد واحدها هزینه‌ها و حق‌الزحمه پیمانکار مشخص می‌گردد.^{۱۸۶} مطابق روش بازپرداخت هزینه‌ها، کارفرما متعهد می‌شود تا هزینه‌های اجرای طرح و حق‌الزحمه پیمانکار را پرداخت کند. این روش

ممکن است ریسک افزایش هزینه‌ها را بر کارفرما تحمیل نماید.^{۱۸۷}
و- در کنار این ریسک‌ها، قانون‌گذار ایران با هدف حمایت از شرکت‌های پیمانکاری داخلی، «قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات» را در سال ۱۳۷۵ به تصویب رساند.

مطابق قانون مذکور شرکت ملی نفت ایران موظف است تا پروژه‌های صنعت نفت را به پیمانکاران ایرانی ارجاع دهد و تنها زمانی می‌تواند از پیمانکاران خارجی استفاده کند که شرکت‌های پیمانکاری ایرانی توانایی انجام آن را نداشته باشند، شورای اقتصاد این موضوع را تصویب نماید و پیمانکاران ایرانی و خارجی با مشارکت یکدیگر پروژه را انجام دهند با این قید که سهم طرف ایرانی نباید کمتر از ۵۱ درصد باشد (ماده ۳ قانون یاد شده).^{۱۸۸}

این مقرر به خودی خود می‌تواند ساخت پروژه را با تاخیر مواجه کند زیرا ممکن است پیمانکاران ایرانی توانایی بالایی نداشته باشند و یا نتوانند به صورت مشترک فعالیت کنند بدین ترتیب پروژه با تاخیر مواجه می‌شود و ریسک‌های آن افزایش می‌یابد.

ز) همان طور که می‌دانیم تامین مالی پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری نیازمند سرمایه‌گذاری‌های بلندمدت و عظیم است. مطابق ماده ۱۳ شرایط عمومی پیمان^{۱۸۹}، پیمانکار موظف به ارائه ضمانت نامه انجام تعهدات است که در غالب موارد بیش از ۵ درصد مبلغ پروژه می‌باشد^{۱۹۰} این در حالی است که با توجه به حجم بالای سرمایه‌گذاری در عملیات اکتشاف و بهره‌برداری، ارائه چنین ضمانت نامه سنگینی از سوی پیمانکاران ایرانی با مشکلات زیادی توأم خواهد شد.

رویکرد دیگر شکست پروژه به بخش‌های مختلف و واگذاری هر یک از بخش‌ها به یک پیمانکار است؛ مثلاً قسمت مربوط به طراحی و مهندسی

را پیمانکار الف بر عهده بگیرد و قسمت مربوط به ساخت تاسیسات را پیمانکار دیگر. اما باید بدانیم که هر چه از مدیریت یکپارچه فاصله می‌گیریم ریسک‌ها نیز افزایش خواهند یافت زیرا پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری بسیار پیچیده و پرهزینه است و استفاده از قراردادهای متعدد و شکست پروژه می‌تواند ریسک‌های آن را افزایش دهد.

ح) بر خلاف قراردادهای بیع متقابل و خدماتی با ریسک، حق‌الزحمه و هزینه‌های پیمانکار EPC به وسیله عواید حاصل از فروش نفت خام پرداخت نمی‌شود بلکه کارفرما باید در طول ساخت پروژه و پس از اتمام پروژه، حق‌الزحمه پیمانکار را بپردازد بنابراین ریسک سرمایه‌گذاری بر عهده شرکت ملی نفت ایران خواهد بود.

قراردادهای ریسک مشترک

موافقتنامه عملیات مشترک (JOA)^{۱۹۱}

موافقتنامه عملیات مشترک یک موافقتنامه استاندارد تجاری است که روابط میان مشارکت‌کنندگان از جمله تصویب بودجه، تامین مالی پروژه و نظارت بر عملیات در یک پروژه نفتی را مدیریت می‌کند. یکی از دلایل عمده انعقاد موافقتنامه عملیات مشترک را می‌توان در ریسک اقتصادی و مالی پروژه‌های نفتی دانست. عملیات اکتشاف و توسعه اغلب نیازمند سرمایه‌گذاری عظیم در زمینه حفاری‌های عمیق است. بنابراین حتی شرکت‌های بزرگ نفتی نیز ترجیح می‌دهند برای کاهش ریسک به صورت مشترک سرمایه‌گذاری کنند و عملیات پروژه را انجام دهند. موافقتنامه عملیات مشترک بر اساس نیازهای طرفین آن علی‌الاصول باید پاسخگوی این پرسش‌ها باشد: کدام یک از طرفین باید به‌عنوان شریک عامل عمل کند؟ چه وسعتی از زمین مطابق موافقتنامه، منطقه عملیات محسوب می‌شود؟ توزیع منافع حاصل از استحصال نفت خام چگونه باید

صورت گیرد و چطور باید هزینه‌های اکتشاف و بهره‌برداری میان طرفین تقسیم گردد؟^{۱۹۲}

موافقتنامه عملیات مشترک، یکی از اشکال مشارکت در سرمایه‌گذاری است که در آن یکی از شرکا به‌عنوان «شریک عامل» یا «اپراتور» انتخاب می‌شود و تمام عملیات پروژه را بر عهده می‌گیرد؛ در مقابل سایر شرکا موظف می‌شوند تا هزینه‌های پروژه را بر اساس سهم خود تامین کنند و در سود حاصل از استحصال نفت خام شریک گردند.^{۱۹۳}

نکته کلیدی در تعریف موافقتنامه عملیات مشترک این است که مطابق این موافقتنامه، شرکتی مستقل از مشارکت‌کنندگان پروژه به‌وجود نمی‌آید و رابطه آنها از طریق قرارداد مثل موافقتنامه عملیات مشترک خواهد بود؛ این در حالی است که در قراردادهای جوینت ونچر،^{۱۹۴} شرکتی مستقل از طرفین قرارداد به‌وجود می‌آید و نماینده حقوق و تکالیف طرفین خواهد بود.

با انعقاد موافقتنامه عملیات مشترک کلیه اموال پروژه به مال مشاع تبدیل می‌شود. بدین ترتیب کلیه اموال پروژه متعلق به همه شرکا است و با اذن آنها شریک عامل به‌عنوان پیمانکار عملیات پروژه را انجام می‌دهد.

همچنین مشارکت‌کنندگان باید از میان خود یک شریک عامل انتخاب کنند. شریک عامل^{۱۹۵} می‌تواند در صورت جواز موافقتنامه برای انجام پروژه پیمانکار جز یا دست دوم استخدام کند. شریک عامل، یکی از شرکای موافقتنامه است که خبره است و تجربه کافی در صنعت نفت دارد. بنابراین موافقتنامه عملیات مشترک می‌تواند به شریک عامل حق تصمیم‌گیری در زمینه نحوه تولید نفت اعطا کند.^{۱۹۶} همچنین شریک عامل مشروعیت انعقاد قرارداد برای فراهم کردن خدمات مرتبط با پروژه را نیز دارد.

مشارکت هر یک از طرفین موافقتنامه در درآمدهای نفتی: ماده ۳-۳ «موافقتنامه عملیات مشترک میان شرکت‌های با مسوولیت محدود تولو و سابره با وزارت انرژی غنا ۲۰۰۶» اظهار می‌دارد: «تمام حقوق و منافع

موجود در موافقتنامه یا ناشی از آن جز اموال مشترک به حساب می‌آید و مالکیت هر میزان نفتی که مطابق این موافقتنامه به دست می‌آید بر اساس سهم هر یک از مشارکت‌کنندگان، تقسیم می‌گردد».

در کنار ویژگی‌های مثبت استفاده از موافقتنامه عملیات مشترک به منظور اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی، طرفین قرارداد باید در انتخاب شرکای خود نهایت دقت را داشته باشند زیرا احتمال وقوع چنین ریسک‌هایی محتمل است:

الف- مشارکت همه طرفین موافقتنامه در هزینه‌ها: عموماً شریک عامل مسوول انجام عملیات پروژه و تولید نفت است و شرکای غیرعامل در هزینه‌ها و منافع ناشی از تولید نفت سهیم می‌گردند. فی‌المثل ماده ۳.۳ «موافقتنامه عملیات مشترک میان شرکت‌های با مسوولیت محدود تولو و سابره با وزارت انرژی غنا» (۲۰۰۶) هر یک از طرفین موافقتنامه باید بر اساس آن، مخارج و هزینه‌های عملیات مشترک صورت گرفته توسط شریک عامل را به حساب مشترک پروژه واریز نماید. در صورتی که مبلغی مازاد بر هزینه پروژه در حساب باقی ماند مطابق سهم هر یک از طرفین موافقتنامه میان آنها تقسیم می‌شود.

این مساله در صورتی که یکی از مشارکت‌کنندگان توانایی مالی نداشته باشد یا از پرداخت سهم خود صرف نظر کند می‌تواند برای پروژه مشکل‌آفرین شود. برای نمونه در یکی از قراردادهای توسعه میدان نفتی پارس جنوبی سه شرکت پتروناس، توتال و گازپروم مشارکت داشتند که دو شرکت پتروناس و توتال سهم خود را تامین کردند اما شرکت گازپروم تلاشی در جهت پرداخت نمی‌کرد تا اینکه سهم این شرکت را نیز توتال پرداخت.^{۱۹۷} به همین منظور در انتخاب شریک باید نهایت دقت صورت گیرد.

ب- مساله تعهد و اطمینان: مطابق قرارداد جوینت ونچر، مشارکت‌کنندگان

معمولاً متعهد می‌شوند که تمام تلاش خود را برای ارتقا و توسعه فعالیت‌های شرکت پروژه انجام دهند. همچنین آنها متعهد می‌شوند که به‌عنوان موسسین شرکت پروژه، نباید تجارتي از نوع تجارت شرکت پروژه انجام دهند یا با شرکت پروژه رقابت کنند. اما در موافقتنامه‌های عملیات مشترک اغلب به این دو تعهد توجهی نمی‌شود و مشارکت‌کنندگان تعهدی مبنی بر عدم رقابت و عدم انجام پروژه‌های همزمان و مشابه نمی‌دهند.^{۱۹۸}

ج- از آنجا که مشارکت‌کنندگان متضامناً مسوول کلیه اعمال مرتبط با پروژه هستند بنابراین در صورتی که شریک عامل بدون اطلاع شرکای غیرعامل اقدام به انعقاد قراردادهای الزام‌آوری کند و دست به عملیاتی بزند که منطبق با موافقت شرکای غیرعامل نباشد، این مساله می‌تواند موجب مسوولیت شرکای غیرعامل شود. اگرچه پس از اثبات تقصیر شریک عامل می‌تواند خسارات پرداختی را از شریک عامل دریافت کند.^{۱۹۹}

ه- برکناری شریک عامل نیز باید در قرارداد عملیات مشترک تصریح شود تا ریسک‌های ناشی از تضييع حقوق شرکای غیرعامل، افزایش هزینه‌ها، عدم کفایت شریک عامل و... را کاهش دهد. مطابق ماده ۴. ۱۰ «موافقتنامه عملیات مشترک میان شرکت‌های با مسوولیت محدود تولو و ساپره و وزارت انرژی غنا» شرکای غیرعاملی که دارای حداقل ۶۷ درصد از سهم مشترک شرکای غیرعامل هستند می‌توانند در صورت احراز عدم صلاحیت شریک عامل رای به برکناری آن دهند.

باید تاکید شود که انتخاب شریک موافقتنامه‌های عملیات مشترک اهمیت بسزایی دارد.

د- در صورت ورشکستگی شریک عامل، شرکای غیرعامل باید شریک عامل جدیدی انتخاب کنند که این امر مستلزم صرف زمان و جلب اکثریت آرا است. مطابق ماده ۴. ۱۰ موافقتنامه عملیات مشترک میان شرکت‌های با مسوولیت محدود تولو و ساپره با وزارت انرژی غنا ۲۰۰۶ «شریک عامل در

صورتی که ورشکسته و تحت قواعد بازسازی قرار گیرد، منحل یا تصفیه شود از پروژه کنار خواهد رفت...».

در این صورت شرکای غیرعامل باید از میان خود شریک عامل را انتخاب کنند زیرا مطابق قرارداد متعهد به انجام پروژه منفردا و مشترکا شده‌اند. مطابق ماده ۴. ۱۱ موافقتنامه مذکور «کمیته عملیات باید در سریع‌ترین زمان ممکن اقدام به انتخاب جانشین شریک عامل نماید... هیچ یک از شرکای غیرعامل را نمی‌توان بدون رضایت به‌عنوان شریک عامل انتخاب کرد».

در صورتی که طرفین قرارداد نتوانند به تراضی برسند یا دارای صلاحیت کافی نباشند پروژه با تاخیر مواجه می‌شود و ممکن است به شکست بینجامد. ه- مدیریت دعاوی و اختلافات: شریک عامل می‌تواند متناسب با موقعیت، هر روشی را برای حل و فصل اختلافات برگزیند مشروط بر اینکه منافع شرکا حفظ گردد. بدین ترتیب انتخاب شریک عامل از سوی شرکای غیرعامل بسیار حیاتی است زیرا شریک عامل ابتکار عمل در مدیریت دعاوی و اختلافات را در دست دارد و در صورتی که دارای تجربه و صلاحیت بالا نباشد ممکن است منجر به شکست پروژه یا تضییع حقوق شرکای غیرعامل شود.

و- شریک عامل حق نمایندگی شرکای غیرعامل را در برابر دولت دارد بدین ترتیب آگاه کردن شرکا از نظرات دولت یا دعوت آنها به یک جلسه مشترک از وظایف شریک عامل است. بنابراین انتخاب شریک عاملی که توانایی مدیریت روابط مشارکت با دولت میزبان را ندارد ریسک وقوع سلب مالکیت، فسخ قرارداد و کارشکنی‌های مختلف را افزایش می‌دهد. با وجود این، اگر یکی از شرکا با دولت مساله‌ای داشته باشد که صرفاً مرتبط با منافع آن شریک می‌باشد باید بگوییم که شریک عامل نماینده منافع آن نیست.^{۲۰۰}

برای کاهش ریسک‌ها و اطلاع شرکای غیرعامل از میزان پیشرفت

پروژه، شریک عامل باید به نمایندگان طرفین موافقتنامه اجازه دهد تا در یک زمان مشخص و به هزینه خود به روند انجام عملیات مشترک دسترسی پیدا کنند، اموال مشترک را مورد بازرسی قرار دهند و در صورت لزوم اقدامات لازم را جهت حسابرسی مالی انجام دهند.^{۲۰۱}

یکی از مباحث مهم در موافقتنامه عملیات مشترک حق شرکای غیرعامل مبنی بر بازرسی و نظارت بر عملیات شریک عامل است. ماده ۴.۲ موافقتنامه عملیات مشترک میان شرکت‌های با مسوولیت محدود تولو و سابره و وزارت انرژی غنا به این مساله اشاره می‌کند و مقرر می‌دارد که «هر یک از شرکای غیرعامل می‌توانند به هزینه و ریسک خود در هر زمان معقولی که تمایل داشته باشند به نظارت بر عملیات پروژه، بازرسی از اموال مشترک و حسابرسی بپردازد». برای کاهش اختلافات و نظارت مستمر بر اعمال شریک عامل، لازم است تا ماده‌ای از قرارداد عملیات مشترک به دقت مساله نظارت و بازرسی را تصریح کند. این مساله ریسک‌های موجود در طول عملیات پروژه را کاهش خواهد داد.

قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری (جوینت ونچر)^{۲۰۲}

قرارداد جوینت ونچر قراردادی است که بر اساس آن دو یا چند بنگاه اقتصادی متعهد می‌شوند تا بنگاه اقتصادی مستقلی را تاسیس کنند و بنگاه اقتصادی تازه تاسیس به نمایندگی از موسسان اقدام می‌نماید.^{۲۰۳} همچنین می‌توان گفت که قرارداد جوینت ونچر منجر به تشکیل یک بنگاه اقتصادی می‌شود که شخصیت حقوقی مستقل از بنگاه‌های اقتصادی موسس خواهد داشت و هر یک از این بنگاه‌ها بخشی از سرمایه‌ها و منابع خود را در اختیار این بنگاه می‌گذارند و در تصمیم‌گیری‌های این بنگاه حق مشارکت دارند.^{۲۰۴} در دهه هفتاد میلادی مشارکت با دولت‌های میزبان در فرآیند اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری رواج پیدا کرد. این در حالی است که نخستین قرارداد

مشارکت در سرمایه‌گذاری در ایران به سال ۱۹۵۷ میلادی باز می‌گردد در این سال قراردادی با شرکت آجیپ مطابق قانون نفت ایران منعقد گردید. قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری به قراردادهایی اطلاق می‌شود که در آن دولت میزبان و شرکت نفتی خارجی در ریسک‌های ناشی از عملیات نفتی سهیم می‌شوند. برای نمونه در نیجریه شرکت ملی نفت نیجریه^{۲۰۵} (NNPC) نماینده دولت در قراردادهای جوینت ونچر است.^{۲۰۶}

در این نوع قراردادهای بر خلاف موافقتنامه عملیات مشترک، مشارکت‌کنندگان با سرمایه‌های خود اغلب اقدام به تاسیس یک شرکت با مسوولیت محدود می‌کنند. این شرکت تاسیس شده تمام فعالیت‌های مرتبط با اخذ مجوزهای لازم، اجرای عملیات پروژه و... را بر عهده می‌گیرد و مشارکت‌کنندگان به‌عنوان سهامداران آن با توافق یکدیگر اقدام به مدیریت شرکت و پروژه می‌نمایند. مزیت‌های قرارداد جوینت ونچر در امر اکتشاف و بهره‌برداری نفت خام عبارتند از:

الف- امکان مشارکت در پروژه‌های مختلف: مشارکت در یک جوینت ونچر طرفین را ملزم به انجام بخشی از تعهدات قرارداد می‌کند بنابراین طرفین می‌توانند توانایی‌های خود را برای مشارکت در پروژه‌های دیگر به کار گیرند؛ این در حالی است که اگر شرکتی تمام تعهدات پروژه را عهده‌دار شود به احتمال زیاد نمی‌تواند در پروژه‌های دیگر مشارکت کند.

ب- تقسیم ریسک: جوینت ونچر طرفین را مجاز می‌کند تا ریسک‌های متعدد موجود در فرآیند اکتشاف و بهره‌برداری را میان یکدیگر تقسیم کنند. بدین ترتیب حضور بنگاه‌های اقتصادی متعدد نسبت به وضعیتی که هر یک از آنها به تنهایی وارد پروژه شود با تحلیل هزینه-فایده همخوانی دارد و بنگاه‌های اقتصادی به اعتبار یکدیگر وارد پروژه‌های بزرگ و با ریسک بالا می‌شوند.

ج- ارتقای مهارت‌ها و کسب تجربه: جوینت ونچر متضمن سهیم

شدن طرفین قرارداد در مهارت‌های مالی، عملیاتی، سیاسی و... است. بنابراین طرفین قرارداد در معرض مهارت‌های جدید قرار می‌گیرند.

د- کاهش ریسک‌های سیاسی: جوینت ونچر می‌تواند به کاهش ریسک‌های سیاسی یا مداخله‌های دولتی کمک کند. تعدد سرمایه‌گذاران در یک پروژه نفتی به‌ویژه زمانی که یکی از سرمایه‌گذاران، بنگاه اقتصادی دولتی است می‌تواند تاثیر بازدارنده داشته باشد.^{۲۰۷} از سوی دیگر ممکن است هر یک از طرفین توانایی مالی، تجربه و مهارت‌های لازم برای انجام پروژه را داشته باشد اما تجربه یا ارتباطات سیاسی چندانی در کشور میزبان نداشته باشد بنابراین تشکیل جوینت ونچر می‌تواند به میزان زیادی از ریسک‌های موجود در طول انجام عملیات پروژه بکاهد.^{۲۰۸}

قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری در کنار شباهت‌هایی که با موافقتنامه‌های عملیات مشترک دارد دارای تفاوت‌هایی نیز می‌باشند؛ تفاوت‌های آنها را می‌توان در موارد زیر خلاصه کرد:

الف- مشارکت در تامین سرمایه: در موافقتنامه عملیات مشترک، هر یک از طرفین بر اساس تعهد خود و به نسبت سودی که از اجرای پروژه می‌برد باید هزینه‌های پروژه را متقبل شود و آن را خود تامین نماید اما مطابق قرارداد مشارکت در سرمایه‌گذاری، شرکت پروژه باید سرمایه لازم را به وسیله گردش سرمایه ناشی از راهبری فعالیت بازرگانی خود و مشارکت شرکا در تامین سرمایه به دست آورد. همچنین شرکت پروژه می‌تواند به اعتبار خود وام بگیرد یا اوراق قرضه منتشر کند این در حالی است که موسسان شرکت پروژه نیز می‌توانند بر اساس ترازنامه خود وام دریافت نمایند. در موافقتنامه عملیات مشترک شرکت مستقلی به‌وجود نمی‌آید بنابراین تامین‌کنندگان مالی تنها به مشارکت‌کنندگان محدود می‌شود.

ب- مالکیت اموال: در بسیاری از شرکت‌های پروژه، موسسان اموال متعددی را جهت فعالیت شرکت پروژه تخصیص می‌دهند؛ همان طور که

می‌دانیم شرکت پروژه شخصیت حقوقی دارد بنابراین مالکیت اموال اعم از منقول و غیرمنقول، نقدینگی شرکت، فن‌آوری و... با شرکت است. در پروژه‌های نفتی، شرکت پروژه اقدام به انعقاد قرارداد با دولت صاحب نفت‌خام می‌کند و امتیاز اکتشاف و توسعه را به دست می‌آورد اما در موافقتنامه عملیات مشترک، مشارکت‌کنندگان به صورت مشاع مالک اموال و به طور مشترک مسوول انعقاد قرارداد و اجرای آن هستند.

ج- تقسیم سود: مطابق موافقتنامه عملیات مشترک هر یک از مشارکت‌کنندگان در زمان استحصال نفت حق دارد تا سهم خود را مطالبه نماید و برابر قرارداد آن را دریافت کند اما در قراردادهای جوینت ونچر، نفت‌خام تولید شده متعلق به شرکت پروژه است و علی‌الاصول وظیفه فروش آن را نیز بر عهده‌دارد. پس از فروش نفت‌خام موسسین یا سهامداران شرکت پروژه می‌توانند بر مبنای اساسنامه شرکت و ترازنامه آن در صورت سوددهی شرکت خواهان تقسیم سود شوند.

د- اجازه انعقاد قرارداد: پس از انعقاد موافقتنامه عملیات مشترک، شریک عامل اجازه انعقاد قرارداد با اشخاص ثالث مانند پیمانکاران را پیدا می‌کند، بنابراین شریک عامل از نظر قراردادی مسوولیت دارد؛ اما پس از تشکیل شرکت پروژه در قراردادهای جوینت ونچر، این شرکت مسوول انعقاد قراردادها است و موسسین یا سهامداران شرکت هیچ‌گونه مسوولیت مستقیم قراردادی در مقابل اشخاص ثالث ندارند.^{۲۰۹}

ه) انعطاف‌پذیری کمتر: در مقایسه با موافقتنامه عملیات مشترک، مشارکت در سرمایه‌گذاری انعطاف‌پذیری کمتری دارد زیرا مشارکت در سرمایه‌گذاری به تشکیل شرکت تحت قانون شرکت‌ها می‌شود؛ اما موافقتنامه عملیات مشترک واجد شخصیت حقوقی مستقل نیست و می‌تواند انعطاف‌پذیری بیشتری را به ارمغان آورد.

قرارداد مشارکت در سرمایه‌گذاری می‌تواند تا حدود زیادی مشکل

تامین مالی و ریسک‌های مرحله اکتشاف و بهره‌برداری را کاهش دهد. همچنین ایجاد یک شرکت مستقل از طرفین قرارداد به مدیریت بهتر پروژه منجر می‌شود اما باید یادآوری کرد که استفاده از این قرارداد نیز می‌تواند ریسک‌های زیر را به وجود آورد:

الف- عدم آگاهی نسبت به وضعیت اجتماعی، فرهنگی، رویه دولت و حقوق کشور میزبان: ممکن است مشارکت‌کنندگان از جوامع مختلف باشند و در کشوری سرمایه‌گذاری کنند که دارای فرهنگ خاصی است بدین ترتیب این تضادهای فرهنگی (مثلا عدم روحیه کار جمعی) می‌تواند تصمیم‌گیری در جوینت ونچر را با مشکل روبه‌رو کند.

همچنین عدم اطلاع دقیق نسبت به رویه‌های دولت میزبان و حقوق آن کشور نیز می‌تواند برای جوینت ونچر دارای ریسک باشد. برای نمونه ممکن است حقوق کشور میزبان چندان مدرن نباشد و مشارکت با شرکت‌های تابعه این کشور شرکت نفتی خارجی را دچار مشکل کند.

ب- دشواری مدیریت مشارکت در سرمایه‌گذاری: از آنجا که سهامداران چنین مشارکتی از فرهنگ‌ها و جوامع مختلفی هستند به دشواری می‌توان تصمیمات را با توافق طرفین به دست آورد. این در حالی است که پروژه‌های بالادستی نفت مستلزم تصمیم‌گیری به موقع است. بنابراین برای مدیریت آن باید پیش از بر عهده گرفتن پروژه در کشور خارجی، به فهم کاملی از وضعیت جامعه و فرهنگ مشارکت‌کنندگان برسند.^{۲۱۰}

ج- مسائل مرتبط با حقوق رقابت: ممکن است قانون رقابت و مواد آن در رابطه با منع انحصار یا ادغام مانعی در راه تاسیس شرکت پروژه باشد بنابراین شورای رقابت جواز تاسیس شرکت پروژه را نمی‌دهد یا موسسان را با اخذ جریمه مجازات می‌کند. در مقابل موافقتنامه عملیات مشترک نیازمند تاسیس شرکت نیست و طرفین می‌توانند بدون مانع قانون رقابت به عملیات پروژه بپردازند.

د- یکی از مزیت‌های استفاده از جوینت ونچر، محدود بودن مسوولیت مشارکت‌کنندگان به سرمایه شرکت پروژه است.^{۲۱۱} این در حالی است که تشکیل جوینت ونچر در ایران مستلزم تضامنی بودن مسوولیت مشارکت‌کنندگان است. در برخی از کشورها می‌توان مشارکت در سرمایه‌گذاری را به صورت شرکت با مسوولیت محدود تاسیس کرد اما مطابق قانون تجارت فعلی، جوینت ونچر به رسمیت شناخته نشده است و فقط می‌توان به ماده ۲۲۰ قانون تجارت^{۲۱۲} استناد جست. مطابق این ماده نیز تشکیل مشارکت در سرمایه‌گذاری مبتنی بر شرکت تضامنی ممکن خواهد بود. بدین ترتیب مشارکت در سرمایه‌گذاری در ایران توأم با ریسک بسیار بالایی است.

همچنین مطابق ماده ۱۰۶ لایحه جدید قانون تجارت^{۲۱۳} «اعضای گروه اقتصادی متضامنا مسوول پرداخت دیون گروه اقتصادی از اموال شخصی خود می‌باشند مگر اینکه با اشخاص ثالث طرف قرارداد خلاف این امر توافق شده باشد...». به نظر می‌رسد که قانون‌گذار تا حدودی از سختگیری گذشته کاسته است و به طرفین اجازه می‌دهد در صورت توافق با اشخاص ثالث، مسوولیت تضامنی نداشته باشند.

ه- در برخی از کشورهای در حال توسعه و دارای اقتصاد مختلط سرمایه‌گذاران خارجی ملزم به مشارکت با شرکت‌های داخلی هستند و به تنهایی نمی‌توانند در بخش بالادستی نفت سرمایه‌گذاری کنند. در این صورت ممکن است دولت به وسیله شرکت‌های دولتی با سرمایه‌گذاران خارجی مشارکت ایجاد کند و بدین ترتیب سیاست‌های یکجانبه خود را بر آن تحمیل نماید.^{۲۱۴}

از آنجا که بهره‌برداری از مواد هیدروکربوری در ایران با حاکمیت دولت پیوند خورده و شریان حیاتی آن است به نظر نمی‌رسد که بتوان یک قرارداد مشارکت در سرمایه‌گذاری را بدون مشارکت شرکت ملی نفت ایران منعقد

نمود و اغلب سهم شرکت ملی نفت ایران باید حداقل ۵۱ درصد باشد.^{۲۱۵} در این صورت مدیریت پروژه بدون مداخله طرف ایرانی امکان‌پذیر نیست و زمانی که ترجیحات شرکت نفتی خارجی با طرف ایرانی تفاوت دارد مشکل بروز پیدا می‌کند زیرا حق رای طرف ایرانی متناسب با سهم شرکت ملی نفت، بالا است.^{۲۱۶}

این در حالی است که در برخی از قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری، شرکت‌های نفتی خارجی به منظور کاهش ریسک‌های مداخله دولت‌های میزبان و روشی موثر در مدیریت ریسک، سهم کوچکی را (مثلاً ۱۰ درصد) به دولت میزبان اختصاص می‌دهند. بدین ترتیب دولت میزبان نمی‌تواند با توجه به سهم اندک خود در تصمیم‌گیری‌ها مشارکت فعال داشته باشد و ممکن است درآمدهای دولت میزبان نیز با توجه به سهم خود، کاهش یابد.^{۲۱۷}

و- از سوی دیگر تامین مالی پروژه ریسک عمده دیگر مشارکت در سرمایه‌گذاری است. در صورتی که یکی از مشارکت‌کنندگان در مواعد مشخص سرمایه لازم جهت تامین مالی را نپردازد ممکن است پروژه با مشکل برخورد نماید. بدین ترتیب تکمیل پروژه و فرآیند تولید در مقیاس تجاری با تاخیر مواجه می‌شود. این مساله به‌ویژه در مواردی که یکی از شرکا شرکت ملی نفت یا دولت میزبان است می‌تواند ریسک زیادی داشته باشد. همچنین دولت میزبان ملزم می‌شود بسیاری از درآمدهای نفتی خود را صرف سرمایه‌گذاری در میادین نفتی برای حفظ تولید کند. این در حالی است که بسیاری از این درآمدها را می‌توان صرف بخش‌های دیگر اقتصاد کرد.

می‌توان گفت منظور از قراردادهای ریسک مشترک، قراردادهایی است که مطابق آنها، دولت میزبان و شرکت‌های نفتی خارجی در تامین سرمایه، تجهیزات، ریسک‌ها، مدیریت و... مشارکت می‌کنند. یکی از روش‌های

کاهش ریسک‌های پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری مشارکت شرکت‌های نفتی خارجی با یکدیگر یا با دولت میزبان است. مشارکت دولت میزبان می‌تواند به کاهش ریسک‌های قانونی و مداخله‌های دولت بینجامد و این مساله یک امتیاز برای شرکت‌های نفتی خارجی محسوب می‌شود.

مشارکت دولت میزبان بدان معنی است که دولت میزبان نیز باید در ریسک‌هایی نظیر تامین سرمایه مشارکت داشته باشد و در صورتی که پروژه با شکست مواجه شود دولت میزبان نیز متحمل ضرر خواهد شد. بنابراین استفاده از قراردادهای جوینت ونچر در پروژه‌های توسعه میادین نفتی که احتمال موفقیت آنها زیاد است می‌تواند کارآمد باشد.

در این فصل تلاش کردیم تا قراردادهای قابل استفاده در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و به طور ویژه مرحله اکتشاف و بهره‌برداری را از دیدگاه مدیریت ریسک طبقه‌بندی کنیم. به نظر می‌رسد برخی از قراردادهای مرحله اکتشاف و بهره‌برداری ریسک بیشتری را برای کارفرما (دولت میزبان) به همراه خواهد آورد و برخی دیگر از قراردادهای بالادستی صنعت نفت بسیاری از ریسک‌ها را به پیمانکار منتقل می‌کند.

با توجه به ماهیت ریسکی پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری بسیاری از شرکت‌های نفتی با وجود توانایی در انجام پروژه‌ها اقدام به تشکیل مشارکت‌هایی می‌کنند تا ریسک‌های پروژه تا حدودی کاهش و توانایی مدیریت آنها ارتقا یابد. باید خاطر نشان کرد استفاده از یک روش قراردادی در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت به هیچ وجه منطقی نیست و دولت میزبان باید به فراخور موقعیت و توانایی شرکت ملی نفت خود از قراردادها با ویژگی‌های منحصر به فرد و متنوع استفاده کند.

از آنجا که پروژه اکتشاف و بهره‌برداری نیازمند هزینه‌های سنگین و صرف زمان است و از طرفی مستلزم توانایی مدیریت بالا و استفاده از فن‌آوری پیشرفته است به نظر می‌رسد استفاده از قراردادهای مشارکت

در تولید، موافقتنامه عملیات مشترک و قرارداد مشارکت در سرمایه‌گذاری کارآمدی بیشتری دارد و می‌تواند ریسک‌ها را تا حد زیادی کاهش دهد و مدیریت آنها را نیز تسهیل کند.^{۲۱۸}

سوای اینکه کدام روش قراردادی از سوی طرفین انتخاب می‌شود، مساله حاکمیت شفافیت و انعطاف‌پذیری بر قرارداد از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. به همین منظور دولت میزبان باید نمونه‌های قراردادی و قوانین روشنی را تدوین کند تا شرکت‌های نفتی خارجی دچار ابهام یا سردرگمی نشوند. ابهام قراردادی یا نبود شفافیت قوانین دولت میزبان نه فقط می‌تواند منافع شرکت نفتی خارجی را دچار اختلال کند بلکه دولت میزبان نیز ممکن است با ضرر مواجه شود و شرکت نفتی خارجی با استفاده از ضعف قوانین و عدم تخصص دولت میزبان به سود بیشتری دست پیدا کند.

1 - Carl L. Pritchard, Risk Management: Concepts & Guidance, ESI International, USA, 2nd edition, 2001, p. 18

۲ - معنی این سخن، انکار تحقیقات و کوشش‌های متقدمان نیست. بلکه اشاره به این موضوع دارد که عمده مباحث رایج درباره مدیریت ریسک، معطوف به ریسک‌های مالی و فنی است. معدود آثاری نیز که در زمینه حقوق قراردادهای منتشر شده‌اند، حاوی مباحث حقوقی صرف هستند و موضوع اصلی‌شان اقتصادی و مدیریتی نیست. آثار زیر به‌ویژه کتاب «توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه» از معدود آثاری هستند که تصریحاً یا تلویحاً به تدابیر حقوقی به عنوان ابزار مدیریت ریسک در قراردادهای اعتنا کرده‌اند. طاهری فرد، علی، بررسی آثار اقتصادی ساختار قراردادهای بر اکتشاف، توسعه و تولید نفت با استفاده از تئوری «پرداخت اجاره بهینه» و کاربرد آن در صنعت نفت ایران، پایان‌نامه کارشناسی ارشد دانشکده معارف اسلامی و اقتصاد، دانشگاه امام صادق (ع)

کاشانی، صادق؛ توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه؛ مجلس شورای اسلامی، مرکز پژوهشها، تهران: ۱۳۸۸

گروه نویسندگان، کالبد شکافی سرمایه‌گذاری‌های صنعت نفت (قراردادهای بیع متقابل)، صحاب، چ اول، تهران، ۱۳۷۹

3 - Cost-Benefit Analysis

4 - Kristian Jaakola, A Way to Successful & Strategic Contract Management, EFECTE corp., 2007, p.4

5 - Ibid, p.6

6 - OGC, Contract Mangement Guidelines, HMSO, UK, 2002, p.10

7 - Marcel Bogers, Torbjorn Risdal & Morten Saue, Risk Allocation in Norwegian Off Shore Contracts, Term Paper, University of California Berkley, 2002, p.15

8 - Alexander Meibner, Carolin Schramm & Gerhard Weidenger, Contracting Strategies in The Oil & Gas Industry, 3R International, Special Edition, 2010, p.33.

9 - ANAO & Departmnet Of Finance & Administration, Developing & Managing Contracts (Better Practice Guide), 2007, p.18

10 - Office of Procurement & Assistance Management, Contract Management Planning, Chapter 42.5, DOE Acquisition Guide, 2006, p.2

11 - Planning

12 - State of Texas, Contract Management Guide, Version 1.6, 2011, p.16

13 - Exploration

14 - Exploitation

15 - Cost - Effective

16 - Contract Formation

۱۷ - مطابق ماده ۱۹۰ قانون مدنی ایران برای صحت هر معامله شرایط زیر اساسی است:

۱- قصد طرفین و رضای آنها ۲- اهلیت طرفین ۳- موضوع معین که مورد معامله باشد ۴- مشروعیت جهت معامله.

18 - Ibid, p.53

19 - Transparency

20 - Ibid, p.53

21 - Janik Radon, How to Negotiate the Right Petroleum Contract, UNDP Discussion Paper, No.6, 2010, p.52

22 - Contract Administration

23 - Ibid, p.58

- 24 - Office of Procurement & Assistance Management, op. cit., pp.4-6
- 25 - Paul Hopkin, op. cit., p.198
- 26 - IRM, A Risk Management Standard, AIRMIC, UK, 2002, pp.2-3
- 27 - Risk Management Planning
- 28 - Qualitative Risk Analysis
- 29 - Quantitative Risk Analysis
- 30 - State of Texas, op. cit., p.17
- 31 - Risk Monitoring & Control
- 32 - PMI, op. cit., pp.34-35
- 33 - Risk Response Planning
- 34 - Paul Hopkin, op. cit., p.5
- 35 - PMI, op. cit., pp.140-146
- 36 - Avoidance
- 37 - Carl Pritchard, op. cit., p.42
- 38 - Ibid, p.42
- 39 - Mitigation
- 40 - Ibid, p.42
- 41 - Transference
- 42 - Ibid, p.42
- 43 - Aberra Bekele, Alternative Dispute Resolution Methods in Construction Industry: an Assessment of Ethiopian Situation, School of Graduate Studies, Addis Ababa University, 2005, p.21
- 44 - Risk Insurance
 ۴۵ - موسی احمدی و فرشاد هیبیتی، مدیریت ریسک در مشارکت‌های عمومی خصوصی پروژه‌های زیر ساختی، مجموعه مقالات دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران، ۱۳۸۸، ص ۱۱۳
- 46 - Willie Ten, Principles of Project & Infrastructure Finance, Taylor & Francis, 2007, p.157
- 47 - Ibid, p.5
- 48 - Model Production Sharing Contract for Exploration & Production in Kurdistan
- 49 - Service Contract, The Republic of Phillipine
- 50 - Participant Interest
- 51 - Peter Roberts, Joint Operating Agreements A Practical Guide, Globe Business Publishing Ltd, United Kingdom, 2010, p.233
- 52 - Model Petroleum Joint Operating Agreement (Exposure Draft)
- 53 - Hidden Information
- 54 - Moral Hazards
- 55 - Willie Ten, op. cit., pp.157-158
- 56 - Export Credit Agency
- 57 - Multilateral Investment Guarantee Agency
- 58 - Stefano Gatti, Project Finance in Theory & Practice, Academic Press, 2008, p.171
- 59 - Acceptance
- 60 - Residual Risk
- 61 - Carl Pritchard, op. cit., p.43
- 62 - Passive Acceptance
- 63 - Active Acceptance

- 64 - Ibid, p.44
- 65 - Fallback Plans
- 66 - D Hilson, K Newland & P Simon, Project Risk Analysis and Management, APM, 2000, pp.4-5
- 67 - PMI, op. cit., p.141
- 68 - Brainstorming
- 69 - Carl Pritchard, op. cit., pp.115-120
- 70 - Delphi
- ۷۱ - علیرضا هاشمی، اهمیت شناسایی ریسک در پروژه‌های نفت و گاز، گستره انرژی، سال دوم، شماره ۲۴، ۱۳۸۸، ص ۳۹
- 72 - Monte Carlo
- 73 - Carl Pritchard, op. cit., p.215
- 74 - 12ص «نیشیپ» در فندمنجرا اضهر -
- ۷۵ - روش‌های دیگری چون تحلیل PIG، توپ کریستال، Risk Registers، Risk Mapping نیز برای مدیریت ریسک به کار می‌روند که به دلیل عدم ارتباط با موضوع کتاب از توضیح راجع به آنها خودداری می‌شود.
- ۷۶ - مهدی معارفیان، مدیریت ریسک مخازن در پروژه‌های بالادستی، ماهنامه نفت، گاز و انرژی، سال اول، شماره ۲، ۱۳۸۹، صص ۳۶-۳۵
- 77 - Uncertainty
- 78 - Carl L. Pritchard, op. cit., p.10
- 79 - Ibid, p.9
- 80 - PMI, A Guide to The Project Management Body of Knowledge, Project Management Institute Inc., USA, 2000, pp.128-129.

همچنین می‌توان ریسک‌ها را از لحاظ نتایج و تاثیرات آنها بر یک پروژه به دو دسته کلی تقسیم کرد:

الف- تهدید: در صورتی که چنین ریسکی به وقوع بپیوندد بر یک یا چند بخش از پروژه تاثیر منفی می‌گذارد. به همین دلیل به این نوع ریسک که تاثیر منفی دارد ریسک خطرناک نیز می‌گویند. بدین ترتیب تنها یک امکان بالقوه ورود ضرر و زیان را در پیش رو خواهیم داشت و این ریسک فرصتی برای بهبود وضعیت فراهم نمی‌آورد. این نوع ریسک‌ها را می‌توان به دو بخش تقسیم نمود:

۱- برخی از ریسک‌ها، برآیندهای مطلقا منفی دارند و وقوع آنها به منزله ورود خسارت یا انحراف در فعالیت‌های پروژه است. این نوع ریسک‌ها، ریسک‌های محض هستند. مطابق تعریف، مدیران پروژه هم از وقوع یک رویداد و هم از میزان تاثیرات منفی آن بر پروژه آگاهی دارند. (Paul Hopkin, Fundamentals of Risk Management, The Institute of Risk Management, USA, 2010, p.13). فی‌المثل سلب مالکیت یا ملی کردن اموال پروژه یا سرمایه‌گذاران ریسکی است که هرگز تاثیر مثبت بر پروژه نخواهد داشت بلکه منجر به تاثیرات منفی و اغلب قابل اندازه‌گیری می‌شود به همین منظور برای کاهش آن در قرارداد فی‌مابین روش‌هایی برای جبران خسارت پیش‌بینی می‌کنند.

۲- رویدادهایی هستند که تاثیرات آن، غیر قابل انتظار و غیر قابل پیش‌بینی است و ممکن است در پروژه‌های نفتی به وقوع بپیوندد. این رویدادها ریسک‌های غیر قطعی هستند و اندازه‌گیری میزان تاثیر آنها بر پروژه اغلب دشوار است. فی‌الواقع مدیران پروژه از وقوع یک رویداد با تاثیر منفی آگاه هستند اما نتایج منفی این رویداد قابل پیش‌بینی نیست و مهار آن اغلب دشوار است. بنابراین رویکرد مدیران پروژه باید تنها نتایج بالقوه این رویدادها را به حداقل ممکن کاهش دهد (Ibid, p.14).

ب- ریسک سوداگرانه: هر ریسکی که در صورت وقوع می‌تواند بر پروژه تاثیر مثبت بگذارد ریسک سوداگرانه خواهد بود. به همین دلیل است که برخی از پژوهشگران به آن، ریسک سوداگرانه می‌گویند زیرا به وسیله ریسک سوداگرانه می‌توان یک بهبود در وضعیت پروژه را شاهد بود (رضا ارجمندفرد، مدیریت ریسک پروژه، مجله نظام رایانه، شماره ۲، ۱۳۸۸، ص ۹). البته نباید این گونه تصور کرد که چنین ریسک‌هایی قطعا به یک فرصت مبدل خواهند شد و

تأثیرات مثبتی را بر روی پروژه خواهند گذاشت. به عبارت دیگر کمک به وقوع آنها با قصد افزایش برون دادهای مثبت است اما ضمانتی مبنی بر تأثیرات مثبت آنها وجود ندارد (Paul Hopkin, op. cit., p.13). به عبارت دیگر تنها پیش‌بینی می‌شود که چنین ریسک‌هایی تأثیرات مثبت بر پروژه خواهد گذاشت اما ممکن است وقوع آن با پیش‌بینی تطابق نداشته باشد.

۸۱- در مدیریت ریسک پروژه‌های بالادستی صنعت نفت تمام ریسک‌ها را به صورت منفی در نظر می‌گیریم و ریسک‌هایی که می‌تواند تأثیر مثبت بر پروژه داشته باشد را مورد توجه قرار نمی‌دهیم زیرا مدیریت ریسک نمی‌تواند دیدگاه خوشبینانه نسبت به ریسک‌ها داشته باشد و احتمال تأثیر مثبت آنها را در نظر بگیرد.

82 - PMI, op. cit., p.127

83 - Jan A. Jackson & Brett Schroeder, Why Traditional Risk Management Fails in The Oil & Gas Sector: Empirical Front-Line Evidence & Effective Solutions, AACE International Transactions, 2007, p.1

84 - Ibid, p.2

85 - Long-term

86 - Medium-term

87 - Short-term

88 - Paul Hopkin, op. cit., p.28

۸۹- منظور از اکتشاف، جستجو به منظور یافتن منابع نفتی جدید است. این در حالی است که بهره‌برداری به مرحله تولید و سرمایه‌گذاری به منظور تولید از میدان مکشوفه اشاره می‌کند (Talal Al-Emadi, Joint Venture Contracts (JVCs) among Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs (Development, Concept and Elements, Geo. J. Int'l Law: The Summit, vol. 1, 2010, p.645).

90 - Ibid, p.28

91 - Ibid, p.29

92 - IMCA Discussion Document, Identifying & Assessing Risk Management in Construction Contracts, www.imca-int.com, last visited 12/1/2011, p.5

93 - Ibid, p.5

94 - Ibid, p.6

95 - Yinka Omorogbe, The Oil & Gas Industry: Exploration & Production Contracts, Malthouse Press Ltd, 1997, p.31

96 - Ibid, p.32

97 - Ibid, pp.32-33

98 - Ruslan Sulaimanov, Balancing State & Investor Interests in International Petroleum Contracts: Comparison of Legislations in Kazakhstan & Other Central Asian Countries, Central European University, Hungary, 2011, p.42

99 - Timothy Martin, Model Contracts: a Survey of the Global Petroleum Industry, Journal of Energy & Natural Resources Law, vol. 22, 2004, pp.284-285

۱۰۰- صادق کاشانی، توسعه میدان نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۸۸، ص ۲۴۵

۱۰۱- Concession Agreement. مطابق تعریف «پروفسور فاتوروس»، موافقتنامه امتیازی، توافقی است میان دولت و یک شخص خصوصی که به وسیله آن، حقوقی معین یا قدرتی که به طور عادی در اختیار دولت است یا انتظار می‌رود، دولت آن را ایفا کند، به آن شخص اعطا می‌شود (A.A. Fatouros, Government Guaranties to (Foreign Investors, Columbia University Press, 1962, p.125).

102 - Ibid, p.58

103 - Ruslan Sulaimanov, op. cit., p.35

۱۰۴ - فرهاد ایران پور، انواع قراردادهای نفتی «تحويل قراردادهای نفتی از قراردادهای معاوضی به سوی قراردادهای مشارکتی»، فصلنامه حقوق، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دوره ۳۸، شماره ۲، ۱۳۸۷، ص ۲۷
۱۰۵ - همان، ص ۲۷

- 106 - Royalty
- 107 - Kingdom of Saudi Arabia
- 108 - Standard Oil of California
- 109 - American Independent Oil Company
- 110 - S Ripinsky & K Williams, Damages international Investment Law, BIICL, p.4, 2008
- 111 - Michael Likosky, Contracting and Regulatory Issues in The Oil & Gas & Metallic Minerals Industries, Transitional Corporations, vol. 18, No. 1, 2009, p.2
- 112 - S Ripinsky & K Williams, op. cit., p.2
- 113 - Sonia Maria Agel da Silva, Principal Terms of concession Agreement, ANP, www.anp.gov.br/brasil-rounds, last visited: 20/9/2010
- 114 - P.T. Stanvac Indonesia
- 115 - Ibid

۱۱۶ - امتیاز رویتر علاوه بر موادی که مربوط به ساختن راه آهن و تراموا بود، برای مدت هفتاد سال حق انحصاری استخراج کلیه معادن ایران را به استثنای طلا، نقره و سنگ‌های قیمتی و بهره‌برداری از جنگل‌های دولتی که کلیه اراضی بایر را هم در بر می‌گرفت را به صاحب امتیاز می‌داد.

۱۱۷ - اسماعیل رزم آسا، رویتر، اولین قرارداد نفتی، گزارش، شماره ۹۵ و ۹۶، ۱۳۸۶، صص ۶۷-۶۵
۱۱۸ - صادق کاشانی، توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، ۱۳۸۸، صص ۹۴-۹۳

۱۱۹ - اصل ۸۱ قانون اساسی جمهوری اسلامی: «دادن امتیاز تشکیل شرکت‌ها و موسسات در امور تجاری و صنعتی و کشاورزی و معادن و خدمات به خارجیان مطلقاً ممنوع است».

- 120 - Production Sharing Contract
- 121 - Development
- 122 - Production

۱۲۲ - رضا آریان کیا، شروط داوری در سیر تحولات حقوق قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز، مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، شماره ۴۱، ۱۳۸۸، ص ۲۰۴

124 - Model Production Sharing Contract for Exploration & Production in Kurdistan

۱۲۵ - «اگر در پایان دوره اکتشاف یا توسعه میدان نفتی، نفت خام به میزان تجاری تولید نشود، این قرارداد خاتمه می‌یابد».

۱۲۶ - مطابق این قرارداد صاحب زمین حق کشت و زرع را بر روی زمین خود به کشاورز می‌دهد و پس از به بار نشستن محصول، این محصول، مطابق سهم قراردادی میان صاحب زمین و کشاورز تقسیم می‌شود
(Madaki O. Ameh: The Shift from Joint Operating Agreements to Production Sharing Contracts in The Nigerian Oil Industry: any Benefits for The Players?, www.hollerafrica.com/showarticle, last visited 19/11/2010).

۱۲۷ - Madaki O. Ameh, op. cit. به باور برخی از پژوهشگران قرارداد مشارکت در تولید نخستین بار از سوی ایران برای بهره‌برداری از منابع نفت خام مورد استفاده قرار گرفت (Yinka Omorogbe:op. cit. p.60).

- 128 - Madaki O. Ameh, op. cit.
- 129 - The New Petroleum Law of the Republic of Liberia
- 130 - National Oil Company of Liberia
- 131 - Sole Owner
- 132 - Amir Hosein Mabadi, Legal Strategies in Upstream Oil & Gas Contracts to Attract

Foreign Investment: Iran's Case, LLM Desertation, Shahid Beheshti University, 2008, p.30
133 - Bonus

۱۳۴ - نجاد علی الماسی و بهنام حبیبی درگاه، تحلیل ساختار قراردادهای مشارکت در تولید در پروژه‌های نفتی با تاکید بر پیش‌نویس قانون نفت کشور عراق، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر، ۱۳۹۰، ص ۱۴۴
135 - Agreement on the joint development and production sharing for the Azeri and Chirag fields and the deep water portion of the Gunashli field in the Azerbaijan sector of the Caspian Sea among The State Oil Company of The Azerbaijan Republic & Amoco Caspian Sea petroleum limited, BP exploration (Caspian sea) limited, Delta Nimir Khazar limited, Den Norske Stats Oljeselskap a.s, Lukoil joint stock company, MC Dermott Azerbaijan, Inc., Pennzoil Caspian corporation, Ramco Khazar energy limited, Turkiye petrolleri A.O., Unocal Khazar, Ltd., Agreement Date: 20 September 1994, Verification Date: February 2003

136 - The State Company of The Azerbaijan Republic

137 - S. N. Ebrahimi & A. Shiroui, The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing & Service Contract, Society of Petroleum Engineers Inc., 2003, p.7

۱۳۸ - Building, Operating & Transferring. به منظور رعایت اختصار از این پس، از BOT به جای قراردادهای ساخت، بهره‌برداری و واگذاری استفاده می‌شود.

139 - Ahmad Kreydieh, Risk Management in BOT Project Financing, Massachusetts Institute of Technology, 1996, p.13

140 - Scott L. Hoffman, The Law and Business of International Project Finance, Kluwer Law International, 2nd edition, 2001, pp. 47-48

141 - Ahmad Kreydieh, op. cit., p.13

142 - Ibid, pp. 34-35

143 - Power Plant

144 - Offtake Contract

145 - Paul Handley, A Critical View of the Build-operate-Transfer Privatisation Process in Asia, Asian Journal of Public Administration, vol. 19, No 2, 1997, p.205-206

146 - Ibid, p.205

۱۴۷ - لازم به یادآوری است که قرارداد ساخت، انتقال و بهره‌برداری (BTO) نیز وجود دارد که مطابق آن، پس از اتمام پروژه، بخش خصوصی پروژه را به دولت می‌زبان انتقال می‌دهد و تحت مالکیت دولت می‌زبان می‌تواند به بهره‌برداری از پروژه بپردازد. با وجود این، بسیاری از سازندگان پروژه نمی‌پذیرند که پس از اتمام پروژه آن را به دولت می‌زبان انتقال دهند بنابراین استفاده از این نوع قرارداد بسیار نادر است (محسن صادقی، بررسی قراردادهای بین‌المللی ساخت، بهره‌برداری و واگذاری و جایگاه آن در نظام حقوقی ایران، فصلنامه پژوهش‌های بازرگانی، شماره ۳۸، ۱۳۸۵، ص ۱۳۱). Ahmad Kreydieh, op. cit., p.16.

۱۴۸ - اصل ۱۵۳ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران: «هرگونه قرارداد که موجب سلطه بیگانه بر منابع طبیعی و اقتصادی، فرهنگ، ارتش و دیگر شئون کشور گردد ممنوع است».

149 - Risk Service Contract

150 - Yinka Omorogbe, op. cit., p.63

151 - Model Producing Oil Field Technical Service Contract, (2009)

152 - Yinka Omorogbe, op. cit., p.63

۱۵۳ - Buy-back Contracts. بسیاری از پژوهشگران استفاده از عبارت بیع متقابل برای قراردادهای خدماتی مورد استفاده ایران را صحیح نمی‌دانند برای نمونه بنگرید: (ادوارد جانکوفسکی: ۱۳۷۹، ص ۶۱) و (محمدرضا صابر: ۱۳۸۹، ص ۴۹). به نظر می‌رسد که عبارت توافق با خرید محصول به جای بای بک ترجمه‌ای رساتر است (اشمیتوف: ۱۳۷۸، ص ۲۵۱). در این کتاب به دلیل رواج عبارت بیع متقابل به منظور اشاره به قراردادهای نفتی

خدماتی ایران ما نیز از همین عبارت استفاده می‌کنیم.

۱۵۴ - نصرالله ابراهیمی و عبدالحسین شیروی، اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل، ترجمه مجتبی اصغریان، مجله حقوقی بین‌المللی، سال بیست و ششم، شماره ۴۱، ۱۳۸۸، صص ۲۴۸-۲۴۷

۱۵۵ - صادق کاشانی، پیشین، ص ۱۷۰

۱۵۶ - ادوارد جانکوفسکی، ماهیت قراردادهای بیع متقابل ایران، مجله اقتصاد انرژی، شماره ۲۲، ۱۳۷۹، ص ۶۲

۱۵۷ - صادق کاشانی، پیشین، ص ۱۷۱

158 - Flexibility

۱۵۹ - نصرالله ابراهیمی و عبدالحسین شیروی، پیشین، ص ۲۶۱

۱۶۰ - محمد مزرعتی و محمدرضا مقدم، مدل سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارایه مدل بهینه سازی قرارداد در ایران، مجله تحقیقات اقتصادی، شماره ۷۶، ۱۳۸۵، ص ۱۷۰

161 - Willem J. H. van Groenendaal & Mohammad Mazraati, A Critical Review of Iran's Buyback Contracts, Energy Policy, 34, 2006, p.3709

۱۶۲ - نصرالله ابراهیمی و عبدالحسین شیروی، پیشین، ص ۲۵۹

۱۶۳ - ادوارد جانکوفسکی، پیشین، ص ۶۶

164 - S. N. Ebrahimi & A. Shiroui, op. cit., P.7

165 - Service Fees

۱۶۶ - ماده ۱۹ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹) به پرداخت حق الزحمه پیمانکار و بهای خدمات ارایه شده توسط پیمانکار اشاره کرده است بدین ترتیب که مطابق توافق طرفین می‌توان مقداری از نفت خام میدان را بر اساس قیمتی که بازتاب‌دهنده قیمت نفت خام بازار صادراتی عراق باشد (ماده ۱۸) در برابر مبلغ خدمات و دستمزد پیمانکار، اعطا نمود.

Remuneration Fee - ۱۶۷

۱۶۸ - میدان نفتی رمبله یکی از میدان‌های نفتی مهم عراق محسوب می‌شود که در استان بصره واقع است و نفت خام در جای آن حدود ۶۰ تا ۸۰ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود.

۱۶۹ - علی خواجوی، بررسی قرارداد توسعه میدان نفتی رمبله در عراق و مقایسه اجمالی آن با قراردادهای بیع متقابل در ایران، اکتشاف و تولید، شماره ۷۶، ۱۳۸۹، ص ۲۰.

170 - E.E., Smith et al, International Petroleum Transactions, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2nd edition, 2000, p.512

171 - Pure Service Contract

172 - George Kahale, The Venezuelan Operating Service Agreements: Trying to Fit a Square Peg in a Pound Hole, Middle East Petroleum and Economic Publications Ltd, www.mees.com, last visited 11/7/2011

173 - General Contractor Contracts

174 - Outsource

۱۷۵ - محسن صادقی و حبیب گودرزی، بررسی قراردادهای بین‌المللی طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت با نگاهی به جایگاه آن در نظام حقوقی ایران، فصلنامه حقوق، دوره ۳۸، شماره ۲، ۱۳۸۷، ص ۱۷۵

۱۷۶ - Engineering, Procurement & Construction. از این پس به منظور رعایت اختصار EPC را به جای قرارداد مهندسی و طراحی، تامین کالا، ساخت و راه‌اندازی استفاده می‌کنیم.

177 - Scott L. Hoffman, op. cit., p.259

۱۷۸ - محسن صادقی و حبیب گودرزی، پیشین، ص ۱۷۷

179 - E. R. Yescombe, Principles of Project Finance, Academic Press, 2002, p.154

۱۸۰ - فرهاد ایران پور، مبانی عمومی قراردادهای نفتی، فصلنامه حقوق، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه تهران، دوره ۳۷، شماره ۳، ۱۳۸۶، ص ۱۷

۱۸۱ - محسن صادقی، بررسی قراردادهای بین‌المللی ساخت، بهره‌برداری و واگذاری و جایگاه آن در نظام حقوقی ایران، فصلنامه پژوهش‌های بازرگانی، شماره ۳۸، ۱۳۸۵، ص ۱۲۶

۱۸۲ - فرهاد ایران‌پور، پیشین، ص ۲۰

183 - Kyle Costa & Cristian Pimentel, Contract Management for International EPC Projects, Worcester Polytechnic Institute, 2009, p.21

184 - Lump-Sum

۱۸۵ - نصرالله ابراهیمی و عبدالحسین شیروی، پیشین، ص ۲۴۵

۱۸۶ - محسن صادقی و حبیب‌گودرزی، پیشین، ص ۱۸۵

۱۸۷ - همان، ص ۱۸۴

۱۸۸ - ماده ۱۱ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت به منظور مدیریت ریسک و کاهش تأثیرات منفی قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات مصوب ۱۳۷۵/۱۲/۲۲ مقرر شد که به شرح زیر دارد: «واگذاری و اجرای طرح‌های مربوط به اکتشاف، توسعه، تولید، تعمیر و نگهداشت میادین مشترک نفت و گاز با تأیید وزیر نفت و فقط با رعایت آیین‌نامه معاملات شرکت ملی نفت ایران از شمول قانون برگزاری مناقصات مستثنی است.

تبصره ۱- در اجرای این ماده، تعیین حداقل سهم ارزش کار طرف ایرانی موضوع ماده (۳) قانون حداکثر استفاده از توان فنی مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات مصوب ۱۳۷۵/۱۲/۱۲ بر عهده وزیر نفت است.» بنابراین وزارت نفت به صلاحدید خود و بر اساس توانایی‌های طرف ایرانی می‌تواند حداقل مقرر در ماده ۳ (۵۱ درصد) را تغییر دهد. اگرچه همچنان ریسک نشأت‌گرفته از این قانون و مغایرت آن با قواعد سازمان تجارت جهانی وجود دارد اما تأثیر آن تا حدودی کاهش یافته است.

۱۸۹ - ماده ۱۳ شرایط عمومی پیمان: «پس از امضای پیمان، به منظور تضمین انجام تعهدات پیمانکار، درج شده در اسناد پیمان، پیمانکار ضمانت‌نامه‌ای به مبلغ تعیین شده در شرایط خصوصی، که در هر حال نباید کمتر از پنج درصد مبلغ پیمان باشد... از بانک‌ها یا موسسات بیمه مورد تأیید کارفرما تهیه و تسلیم کارفرما می‌کند...».

۱۹۰ - محسن صادقی و حبیب‌گودرزی، پیشین، ص ۱۸۶

۱۹۱ - Joint Operating Agreement. در این کتاب، موافقتنامه عملیات مشترک (JOA) مصدقی از مشارکت در سرمایه‌گذاری به صورت قراردادی است. همان طور که می‌دانیم مشارکت در سرمایه‌گذاری یا جونت ونچر به دو دسته قراردادی و شرکتی تقسیم می‌شود. در جونت ونچر قراردادی، طرفین بدون آن که شرکتی مستقل تاسیس کنند تا حقوق و تکالیف آنها در رابطه با اکتشاف و توسعه میادین نفتی را نمایندگی نماید، هر یک از طرفین با توجه به توانایی‌ها و مهارت‌های خود بخشی از عملیات را بر عهده می‌گیرد. اما در جونت ونچر شرکتی طرفین اقدام به تاسیس یک شرکت مستقل می‌کنند و اموال و سرمایه مورد نیاز را در اختیار آن قرار می‌دهند و این شرکت مسئول انجام عملیات خواهد بود.

192 - Ernest E. Smith, Kansas Oil and Gas Law: Defining The Duty between Participants in A Joint Operating Agreement, Washburn Law Journal, vol. 39, 1999, pp. 131-132

193 - Peter Roberts, op. cit., p.21

۱۹۴ - در این کتاب هر کجا از جونت ونچر سخن به میان آوریم مراد مشارکت در سرمایه‌گذاری از راه تشکیل یک شرکت مستقل است.

۱۹۵ - وظایف شریک عامل را می‌توان در این موارد خلاصه کرد:

(الف) انجام عملیات مشترک بر اساس مفاد موافقتنامه و دستورالعمل‌های کمیته عملیات که بر اساس موافقتنامه صادر می‌شود.

(ب) مدیریت منابع مالی و منافع طرفین موافقتنامه: شریک عامل نباید اعمالی را مرتکب شود که منافع طرفین موافقتنامه را به خطر اندازد.

(ج) به دولت، مطابق قانون حاکم بر عملیات پروژه، مالیات، بهره مالکانه و هر پرداخت مرتبط با عملیات مشترک را

بپردازد؛ مالیات مرتبط با درآمد هر یک از طرفین موافقتنامه بر عهده شریک عامل نیست.
 (و مدیریت روابط مشارکت کنندگان موافقتنامه با دولت صاحب ذخایر نفتی.
 ز) اخذ همه مجوزها و تاییدیه‌ها با سایر حقوقی که ممکن است به دلیل عملیات مشترک برای دیگران به وجود آید
 (Peter Roberts, op. cit., p.84).

196 - Ibid, p. 132

۱۹۷ - صادق کاشانی، پیشین، ص ۲۸۴

198 - Peter Roberts, op. cit., p. 22

199 - Talal Al-Emadi, op. cit., p.663

200 1- Ibid, pp. 23-24

201 1- Ibid, p.84

۲۰۲ - Joint Venture Agreements . عبارت دقیق و رایجی که معادل فارسی جوینت ونچر باشد همچنان در حالهای از ابهام به سر می‌برد. چنان که برخی از نویسندگان عبارت مشارکت انتفاعی را مورد استفاده قرار می‌دهند زیرا معتقدند جوینت ونچر همواره به صورت شرکتهای نیست بنابراین با توجه به ماهیت مشارکتی بودن آن و قصد انتفاع از جوینت ونچر عبارت مشارکت انتفاعی مناسب است (اشمیتوف: ۱۳۷۸، ص ۵۲۰). همچنین عبارت مشارکت مدنی و مشارکت حقوقی به ترتیب به عنوان جایگزین *unincorporated joint venture* و *incorporated joint venture* مورد استفاده قرار می‌گیرد. این در حالی است که اگر مراد از مشارکت مدنی شرکتهایی نظیر مغاوزه و... باشد اکثر فقها آن را باطل شمرده‌اند. از سوی دیگر در قوانین ایران معیاری برای تشخیص شرکت مدنی از شرکت تجاری وجود ندارد (کاتوزیان: ۱۳۸۳، ص ۳۰۵) و با توجه به لایحه جدید قانون تجارت تمامی جوینت ونچرها باید در دفتر ثبت تجارتی ثبت شوند (ماده ۱۰۳) و با نگاهی به مواد آن (به ویژه مواد ۱۰۲ و ۱۰۶) به نظر می‌رسد که این تفکیک به میزان زیادی کارآمدی خود را از دست داده است. در مقابل برخی از حقوقدانان از عبارت مشارکت انعطاف‌پذیر استفاده می‌کنند زیرا جوینت ونچر ساختار حقوقی انعطاف‌پذیر دارد و می‌تواند به صورت شرکتهای قرار دادی انجام شود (خرزاعی: ۱۳۶۹، صص ۵۶-۵۵). به نظر می‌رسد با توجه به مقررات مرتبط با تشکیل جوینت ونچر نمی‌توان با ضریب اطمینان بالایی گفت که جوینت ونچر ساختاری انعطاف‌پذیر دارد. از سوی دیگر شرکتهای غیر انعطاف‌پذیر دقیقاً مشخص نشده است. به همین منظور در این کتاب از عبارت مشارکت در سرمایه‌گذاری به جای جوینت ونچر استفاده می‌کنیم. این عبارت شفافیت بیشتری نسبت به سایر عبارات دارد.

203 - S. A. Johnson & M. B. Houston, A Reexamination of The Motives & Gains in Joint Ventures, Journal of Financial & Quantitative Analysis, vol. 35, 2000, p.71

204 - Shuangtian Zhang, Risk Sharing in Joint Ventures Projects, Doctoral Dissertation, Kyoto University, 2007, p.3

205 - Nigerian National Petroleum Corporation

98ص: پیشین، ناشاک قیاص - 206

207 - Peter Roberts, op. cit., pp.16-17

208 - Scott L. Hoffman, op. cit., p.141

209 - Peter Roberts, , op. cit., pp.22-25

210 - Ahmad Hassan Khan, Misbah Jamil & Nadeem Ahmad Mufti, Risk Identification for International Joint Venture Construction Projects, ICCIDC-1, Pakistan, 2008, p.293

211 - Talal Al-Emadi, op. cit., p.665

۲۱۲ - ماده ۲۲۰ قانون تجارت ایران: «هر شرکت ایرانی که فعلاً وجود داشته یا در آتیه تشکیل شود و با اشتغال به امور تجاری خود را به صورت یکی از شرکتهای مذکور در این قانون در نیاورده و مطابق مقررات مربوطه به آن شرکت عمل ننماید شرکت تضامنی محسوب شده و احکام راجع به شرکتهای تضامنی راجع به آن اجرا می‌گردد».
 ۲۱۳ - با وجود آنکه چندین سال از تهیه لایحه جدید قانون تجارت می‌گذرد تصویب آن در مجلس همچنان در حالهای از ابهام است.

214 - M Somarajah, the International Law on Foreign Investment, Cambridge University

۲۱۵ - محمدرضا صابر، بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز، نشر دادگستر، ۱۳۸۹، ص ۳۴۸
216 - George Foster, Managing Expropriation Risks in The Energy Sector, Journal of Energy & Natural Resources Law, vol. 23, No 1, 2005, p.48
217 - Lorenzo Cotula, Investment Contracts and Sustainable Development, International Institute for Environment & Development, UK, 2010, p.27

۲۱۸ - با توجه به مزیت‌های یادشده درباره قراردادهای مشارکتی، قانون‌گذار ایران در سال ۱۳۹۱ «قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت» را تصویب کرد. ماده ۱ قانون یادشده اظهار می‌دارد: «وزارت نفت به منظور تحقق سیاست‌های کلی نظام جمهوری اسلامی ایران در بخش نفت و گاز، سیاست‌گذاری، راهبری، برنامه‌ریزی و نظارت بر کلیه عملیات بالادستی و پایین‌دستی صنعت نفت، گاز، پتروشیمی و پالایشی تشکیل شده است و به نمایندگی از طرف حکومت اسلامی بر منابع و ذخایر نفت و گاز اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی می‌نماید.» بر اساس بند ۳ قسمت ت ماده ۱۳ قانون ساز و کارهای قراردادی دیگری به غیر از بیع متقابل تجویز شد. این بند یکی از وظایف وزارت نفت را تبیین می‌کند و اشعار می‌دارد: «جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میدان‌های هیدروکربوری با اولویت میدان‌های مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه‌گذاران و بیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده.» منظور از تولید صیانت‌شده بر اساس بند ۷ ماده ۱ قانون اصلاح قانون نفت ۱۳۶۶ مصوب ۱۳۹۰ عبارت است از: «تولید صیانت شده از منابع نفت: کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری از اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت براساس سیاست‌های مصوب می‌گردد.»

باید اشاره شود قانون‌گذار در قانون «برنامه پنجساله پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران» به روش‌های دیگر قراردادی اشاره کرد. بند ۱ ماده ۱۲۵ این قانون اظهار می‌دارد: «استفاده از انواع روش‌های اکتشاف، توسعه، تولید در دوره زمانی معین در میدان‌های نفت و گاز.»

تبصره - شرایط اساسی این روش‌ها با حفظ حق مالکیت و اعمال تصرفات مالکانه برای دولت در سال اول برنامه با پیشنهاد وزارت نفت تهیه و به تصویب شورای اقتصاد می‌رسد.»

اما تفاوت اصلی میان این دو مقرر عبارت «موجود در مخازن» قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت است. اگر این مقرر را ملاک قرار دهیم باید میان نفت خام موجود در مخزن و سرچاه تفاوت بگذاریم. بدین ترتیب قانون‌گذار میان مخزن و سرچاه تفاوت گذاشته است و مالکیت بر نفت خام میدان را از آن دولت می‌داند اما تقسیم نفت خام استخراجی و انتقال مالکیت سرچاه را تجویز کرده است. با این تفسیر مقرر ماده ۱۲۵ نادیده گرفته می‌شود. به نظر می‌رسد برای جمع میان دو ماده باید این‌گونه تفسیر شود از آنجا که در بند ۷ ماده ۱ صرفاً به توسعه میدان اشاره شده است و به مراحل دیگری (اکتشاف و بهره‌برداری) که در ماده ۱۲۵ آمده اشاره‌ای نکرده است، قانون‌گذار همه روش‌های مشارکتی (از جمله مشارکت در تولید) را صرفاً برای مرحله توسعه میدان در نظر گرفته و برای مرحله اکتشاف و بهره‌برداری ماده ۱۲۵ و منع قراردادهای مشارکت در تولید حاکم است. این تفسیر را بند ۳ ماده ۱۲۵ تقویت می‌کند. این ماده اشعار می‌دارد: «استفاده از روش بیع متقابل با رعایت اصول و شرایط موضوع بند ب ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه» که در بند ب ماده ۱۴ می‌خوانیم: «به‌منظور افزایش ظرفیت تولید نفت و حفظ و ارتقای سهمیه ایران در تولید اوپک، تشویق و حمایت از جذب سرمایه‌ها و منابع خارجی در فعالیتهای بالادستی نفت و گاز به‌ویژه در میدانی مشترک و طرح‌های اکتشافی کشور، اطمینان از حفظ و صیانت هرچه بیشتر با افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفت و گاز کشور، انتقال و به‌کارگیری فناوریهای جدید در توسعه و بهره‌برداری از میدانی نفتی و گازی و امکان استفاده از روشهای مختلف قراردادی بین‌المللی، به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده می‌شود تا سقف تولید اضافی مندرج در بند (ج) این ماده نسبت به انعقاد قراردادهای اکتشافی و توسعه میدان‌ها با تأمین منابع مالی با طرف‌های خارجی یا شرکتهای صاحب صلاحیت داخلی، متناسب با شرایط هر میدان با رعایت اصول و شرایط ذیل اقدام نماید:

۱ - حفظ حاکمیت و اعمال تصرفات مالکانه دولت بر منابع نفت و گاز کشور.

- ۲- عدم تضمین بازگشت تعهدات ایجاد شده توسط دولت، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران و بانکهای دولتی.
- ۳- منوط کردن بازپرداخت اصل سرمایه، حق الزحمه و یا سود، ریسک و هزینه‌های تأمین منابع مالی و سایر هزینه‌های جنبی ایجادشده جهت اجرای طرح از طریق تخصیص بخشی از محصولات میدان و یا عواید آن بر پایه قیمت روز فروش محصول.
- ۴- پذیرش خطرات و ریسک عدم دستیابی به اهداف موردنظر قراردادی، غیراقتصادی بودن میدان و یا ناکافی بودن محصول میدان برای استهلاک تعهدات مالی ایجادشده توسط طرف قرارداد.
- ۵- تعیین نرخ بازگشت سرمایه‌گذاری برای طرف قرارداد، متناسب با شرایط هر طرح و با رعایت ایجاد انگیزه برای بکارگیری روشهای بهینه در اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری.
- ۶- تضمین برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز در طول دوره قرارداد.
- ۷- حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور براساس قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات.
- ۸- رعایت مقررات و ملاحظات زیست محیطی.»
- به نظر می‌رسد به دلیل نقش منفعلانه دولت میزبان در قراردادهای مشارکت در تولید قانون‌گذار صرفاً استفاده از آن برای توسعه میادین را تجویز کرده است و برای اکتشاف باید از قراردادهای دیگر مانند بیع متقابل استفاده کرد. با توجه به این مقرر، قانون‌گذار به دلیل ناکارآمدی قراردادهای بیع متقابل در جذب سرمایه‌گذاری‌های خارجی و انجام یک دوره آزمون و خطا به این نتیجه رسید که باید از مدل‌های جدید قراردادی برای اکتشاف، بهره‌برداری و توسعه میادین نفتی استفاده شود. این امر گام بسیار مثبتی در جهت جذب سرمایه‌های خارجی و کاهش ریسک‌های قانونی و قراردادی است.

بخش دوم

روش‌های حقوقی مدیریت ریسک

فصل سوم: مدیریت ریسک‌های بنیادین در قراردادهای نفتی

همان طور که در بخش نخست مشاهده کردیم قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری توام با ریسک‌های متعددی هستند و حتی اگر این قراردادها به صورت همه‌جانبه و شفاف نوشته شوند باز هم ممکن است اختلافات و ریسک‌هایی به وجود آید. این مساله به ماهیت ریسکی پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری و طرفین قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری (دولت میزبان و شرکت‌های چند ملیتی) بازمی‌گردد. دولت‌های میزبان اغلب با وضع مقررات یا با سلسله مداخله‌هایی، اقدام به نقض قراردادهای نفتی می‌کنند و از این راه سودآوری پروژه برای شرکت‌های نفتی چند ملیتی را دچار مشکل می‌نمایند. در این فصل تلاش می‌کنیم تا مهم‌ترین ریسک‌های قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری را توضیح دهیم و روش‌های حقوقی- قراردادی مدیریت آنها را نیز تبیین کنیم.

جذب سرمایه

بدون تردید یکی از بزرگ‌ترین ریسک‌های پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی، مساله تامین مالی پروژه است. تامین مالی پروژه اشکال گوناگونی دارد و روش تامین مالی بسته به ریسک‌های پروژه و توانایی‌های پیمانکار انتخاب می‌شود.

ممکن است این پرسش به میان آید که چرا دولت‌های دارای منابع

هیدروکربوری خود اقدام به تامین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت نمی‌کنند؟ پاسخ این است که اکثر دولت‌ها توانایی سرمایه‌گذاری گسترده در این بخش را ندارند. همچنین در صورت توانایی مالی دولت‌ها، عاقلانه نیست که تمام تخم‌مرغ‌ها را در یک سبد قرار دهیم زیرا اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی زمان بر است و ریسک‌های متعددی دارد. به همین دلیل استفاده از روش‌های متنوع تامین مالی و وجود سرمایه‌گذاران مشتاق به حضور در بخش بالادستی صنعت نفت به نظر می‌رسد که دولت‌های میزبان باید شرایط را برای حضور سرمایه‌گذاران خارجی فراهم نمایند و ریسک تامین مالی را نیز بر عهده آنها قرار دهند.

در نگاه نخست تامین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ارتباط چندانی با مدیریت ریسک و به طور خاص روش‌های حقوقی مدیریت ریسک ندارد اما باید خاطر نشان کنیم که انتخاب هر یک از این روش‌ها می‌تواند تعهدات متفاوتی را برای شرکت نفتی خارجی یا متولیان پروژه به وجود آورد. برای نمونه در صورت انتخاب تامین مالی شرکتی و اخذ وام به پشتوانه ترازنامه شرکت، در صورتی که عملیات پروژه با شکست مواجه شود این مساله ریسک‌های متفاوتی را نسبت به اخذ وام به صورت پروژه محور برای طرفین قرارداد تامین مالی خواهد داشت. به همین منظور در ادامه روش‌های رایج تامین مالی و ریسک‌های آنها را توضیح می‌دهیم و گزینه مناسب تامین مالی را پیشنهاد خواهیم کرد.

تامین مالی پروژه محور^۱

تامین مالی پروژه محور یکی از مناسب‌ترین روش‌های تامین مالی بلندمدت برای صنایع سرمایه بر مثل پروژه‌های نفت و گاز است. تامین مالی پروژه محور نخستین بار در سال ۱۹۳۰ در ایالت تگزاس مورد استفاده قرار گرفت؛ زمانی که برای استخراج و بهره‌برداری نفت از چاه‌های ایالت

تگزاس، بهره‌برداران متوجه کمبود منابع مالی شدند. در مقابل این کمبود، بانک‌های شهر دالاس واقع در ایالت تگزاس این آمادگی را از خود نشان دادند که اعتبارات مالی مورد نیاز برای حفاری چاه‌های نفت را بر مبنای بازپرداخت از طریق نقدینگی حاصل از فروش نفت‌خام میدان مذکور پس از موفقیت عملیات حفاری تامین کنند.^۲

عبارت تامین مالی پروژه محور تنها به وام‌هایی که وام‌دهندگان حق مراجعه به اموال وام‌گیرنده را ندارند اطلاق نمی‌شود بلکه تامین مالی پروژه محور می‌تواند بدون حق مراجعه^۳ یا با حق رجوع محدود^۴ به اموال وام‌گیرنده باشد.^۵

شکل شناخته شده تامین مالی پروژه محور، تامین مالی بدون حق مراجعه به اموال و دارایی‌های متولیان است و تنها بر پتانسیل پروژه اتکا می‌شود. به عبارت دیگر در این نوع تامین مالی پروژه محور، وام‌دهندگان بر جریان نقدینگی پروژه و درآمدهای آن مستقل از اموال متولیان پروژه اتکا می‌کنند و متولیان از نظر حقوقی تعهدی به بازپرداخت قروض پروژه ندارند.^۶ در مقابل در تامین مالی با حق رجوع محدود، تعهدات و مسوولیت‌های محدودی برای متولیان پروژه وجود خواهد داشت.

ریسک‌های یک پروژه و اشتیاق بازارهای مالی برای اعطای وام مشخص می‌کند که چه میزان وثیقه برای تامین مالی یک پروژه نیاز است. برای نمونه اگر وام‌دهندگان بر این باور باشند که یک ریسک عمده در طول مرحله ساخت پروژه وجود خواهد داشت، این امکان وجود دارد که متولیان پروژه را ملزم کنند تا اموالی را برای دوران به وقوع پیوستن ریسک یا تا زمان اتمام مرحله ساخت به‌عنوان وثیقه معرفی کنند تا وام‌دهندگان اموال اضافی برای بازپرداخت وام داشته باشند. پس از مرتفع شدن ریسک یا اتمام مرحله ساخت، وثیقه آزاد می‌شود و دوباره تامین مالی پروژه محور بدون حق مراجعه به اموال متولیان پروژه اعمال خواهد شد.^۷

وام‌دهندگان اغلب برای تامین مالی پروژه‌هایی که با ریسک‌های زیاد همراه است و احتمال بازپرداخت وام پایین است، علاقه‌ای نشان نمی‌دهند. متولیان پروژه تنها زمانی حاضر به دریافت وام هستند که آنها نرخ بازگشت سرمایه و سود را بالا بدانند. در این مسیر منافع وام‌دهندگان با منافع متولیان بلندمدت منطبق است و بستگی به موفقیت پروژه دارد. این در حالی است که برخی از متولیان پروژه منافع بلندمدت ندارند و تنها به همین منظور متولیان پروژه اقدام به تشکیل یک شرکت پروژه‌ای می‌کنند و هر یک از آنها قسمتی از سرمایه شرکت را تامین می‌نمایند.

در پروژه‌هایی که نیازمند سرمایه زیادی است نظیر پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری، بانک‌های تجاری معمولاً به صورت گروهی اقدام به پرداخت وام می‌کنند؛ بدین ترتیب ریسک عدم بازپرداخت را میان خود تقسیم می‌کنند. اما نرخ بهره وام در رابطه با کشورهایی که ریسک بالایی دارند نسبت به سایر کشورها بیشتر است به همین دلیل تامین مالی پروژه محور برای پروژه‌های بالادستی نفت در این کشورها گران تمام می‌شود.

تامین مالی پروژه محور این مزیت را برای متولیان پروژه دارد که آنها مسوولیتی برای بازپرداخت وام ندارند و بازپرداخت از جریان نقدینگی پروژه صورت می‌گیرد. استفاده از روش تامین مالی پروژه محور نسبت به سایر روش‌های تامین مالی دارای مزیت‌هایی نظیر محو یا محدود کردن حق رجوع به اموال متولیان پروژه، عدم نیاز به ترازنامه قوی یا حساب‌های شرکتی، اجتناب از شرایط محدودکننده که ممکن است مانع از توسعه پروژه شود، جذابیت به دلیل اتکا بر درآمدهای آینده پروژه، تنوع بخشی سرمایه‌گذاری‌ها به منظور کاهش ریسک‌های سیاسی و کاهش ضرورت به وثیقه گذاشتن اموال هستند.^۸

در کنار مزایای تامین مالی پروژه محور باید اشاره کنیم که استفاده از این روش پیچیدگی‌ها و ریسک‌هایی نیز دارد برای نمونه در تامین مالی پروژه

محور هر قسمت از وام زمانی پرداخت می‌شود که تاییدیه‌های پیمانکاران، فاکتورهای خرید و... مبنی بر نیاز به منابع مالی ارایه شود. همچنین شرکت پروژه باید برنامه‌ریزی و زمانبندی دقیقی را برای ساخت و اتمام پروژه انجام دهد. از آنجایی که بازپرداخت وام به وسیله جریان نقدینگی پروژه صورت می‌گیرد به همین دلیل بررسی پروژه و احتمال سوددهی آن باید به دقت انجام شود و هماهنگی‌های زیاد باید میان طرفین پروژه صورت بگیرد. این مساله می‌تواند به طولانی شدن فرآیند پرداخت وام بینجامد.

همان طور که می‌دانیم پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری با وجود حفر چاه‌های اکتشافی و تایید برنامه توسعه، ممکن است اطلاعاتی به دست آید که پیش‌بینی‌ها را به هم بزند. به همین دلیل است که وام‌های پروژه‌ای در این بخش متداول نیستند. این در حالی است که هر چه از بخش بالادستی فاصله می‌گیریم و به بخش پایین دستی نزدیک می‌شویم تامین مالی پروژه محور محبوبیت بیشتری پیدا می‌کند.^۹

به منظور مدیریت ریسک عدم بازپرداخت وام، در تامین مالی پروژه محور، وام‌دهندگان معمولاً شرکت پروژه را متعهد می‌کنند تا بدون موافقت آنها اقدام به اصلاح، تجدید نظر یا فسخ قرارداد اصلی ننمایند.^{۱۰} همچنین وام‌دهندگان باید این حق را داشته باشند که پس از اکتشاف نفت خام و بدون آنکه پروژه به سوددهی برسد باید بازپرداخت وام آنها آغاز شود.^{۱۱} به عبارت دیگر شرکت پروژه پیش از آنکه سود سهامداران یا موسسان شرکت را به نسبت سهم آنها بپردازد نخست باید به تعهدات وام عمل کند.

به دلیل پیچیدگی تامین مالی پروژه محور، وام‌دهندگان باید برای تنظیم قراردادهای پروژه، از حقوقدانان کمک بگیرند. مشاوران حقوقی به وام‌دهندگان جهت پرداخت وام و تنظیم اسناد آن مشاوره می‌دهند. همچنین مهندس مشاور نیز برای مطالعه طرح و ارایه مشاوره‌های فنی باید استخدام شود. نکته مهم این است که پرداخت حق‌الزحمه افرادی که به وام‌دهندگان

مشاوره می‌دهند حتی در صورتی که وام‌دهندگان با پرداخت وام موافقت نکنند، بر عهده متولیان پروژه است.^{۱۲}

درج شرط ثبات قراردادی^{۱۳} در قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری به میزان زیادی از ریسک‌های مرتبط با تغییر قوانین و مداخله‌های دولت میزبان می‌کاهد و کمک زیادی به تضمین بازپرداخت تامین مالی پروژه محور می‌کند. به عبارت دیگر به وسیله شرط ثبات قراردادی می‌توان از وام‌های دریافتی حفاظت کرد. زمانی که بازپرداخت وام از منافع و درآمدهای پروژه صورت خواهد گرفت، درج شرط ثبات قراردادی به وام‌دهندگان این اطمینان را می‌دهد که دولت میزبان تمایلی به ایجاد اختلال در بازپرداخت وام‌ها ندارد. با کمک این شرط می‌توان با ضریب اطمینان بالایی گفت که جریان نقدینگی پروژه (مثلاً افزایش هزینه‌ها) تحت تاثیر مداخله‌های دولت قرار نمی‌گیرد. وام‌دهندگان نیز به کمک مشاوران حقوقی و فنی تلاش می‌کنند ثبات قرارداد را در زمان ارزیابی سرمایه‌گذاری مورد مطالعه قرار دهند.^{۱۴}

تامین مالی ساختار یافته^{۱۵}

همان طور که در تامین مالی پروژه محور توضیح دادیم، وام‌دهندگان بر اساس ارزیابی اعتباری که از درآمدهای آینده پروژه ایجاد خواهد شد، اقدام به اعطای وام می‌کنند. بنابراین هر رویدادی که منجر به افزایش مخارج پروژه یا شکست آن شود، می‌تواند به‌عنوان یک ریسک در برابر بازپرداخت وام تلقی گردد. به همین منظور، متولیان پروژه تلاش می‌کنند تا از عدم قطعیت اجتناب کنند و این کار با قراردادهای متعددی که برای انجام عملیات پروژه منعقد می‌شود، صورت می‌گیرد. برای وام‌دهندگان و شرکت مخصوص پروژه ریسک هزینه‌های ساخت که ممکن است بیش از وام‌های دریافتی شود از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است؛ زیرا افزایش هزینه‌های

ساخت می‌تواند به افزایش قروض شرکت مخصوص پروژه، عدم توانایی در بازپرداخت وام و ناتوانی در دریافت وام‌های دیگر بینجامد.^{۱۶} قرارداد ساخت که با پیمانکار منعقد می‌شود، پیمانکار را متعهد می‌کند تا بر اساس مبلغ توافق شده در زمان مشخص، عملیات را به اتمام رساند. به منظور اجتناب از ریسک‌هایی نظیر تاخیر در ساخت پروژه، افزایش هزینه‌های انجام عملیات و موفقیت‌آمیز بودن عملیات، شرکت مخصوص پروژه با پیمانکار قرارداد کلید در دست منعقد می‌کند. البته پذیرش این ریسک‌ها به وسیله پیمانکار متضمن این است که شرکت مخصوص پروژه دستمزد قراردادی قابل توجهی را به پیمانکار اختصاص دهد. همچنین پیمانکار در صورت تاخیر در ساخت پروژه مطابق قرارداد کلید در دست باید به شرکت مخصوص پروژه خسارت دهد؛ در مقابل اگر پیمانکار پروژه را زودتر از موعد تحویل دهد پاداش‌هایی را مطابق قرارداد دریافت خواهد نمود.^{۱۷}

در مواردی که شرکت مخصوص پروژه تاخیر در ساخت یا رویدادهایی که منجر به افزایش هزینه‌ها را پیش‌بینی می‌کند و اموال یا استقراض‌های اضافی را در نظر می‌گیرد لزومی ندارد تا به پیمانکار مبلغ بیشتری را پرداخت کند. در این صورت وام‌دهندگان، متولیان پروژه را ملزم می‌کنند تا ضمن قرارداد، اموال اضافی برای پوشش ریسک‌های موجود در حین انجام عملیات ساخت را به تملیک شرکت مخصوص پروژه در آورند. بدین ترتیب تامین مالی ساختاریافته به تامین مالی پروژه محور با رجوع محدود شباهت پیدا می‌کند.^{۱۸}

مهم‌ترین دلیل ایجاد روش تامین مالی ساختاریافته این است که اغلب سرمایه‌گذاری‌هایی که بر اساس این روش انجام شده‌اند قابلیت اجرایی به وسیله روش‌های رایج را نداشتند. به عبارت دیگر روش تامین مالی ساختاریافته یک روش سفارشی برای اعطای وام است.^{۱۹} فی الواقع تامین

مالی ساختاریافته گامی است در جهت کمک به متولیان و سرمایه‌گذاران پروژه تا اطمینان حاصل کنند که ریسک‌های پروژه به اشخاصی که در پروژه مشارکت دارند و توانایی مدیریت ریسک را دارند تخصیص یابد. این مساله می‌تواند به کاهش هزینه وام بینجامد از این حیث که وام‌دهندگان حمایت اعتباری از متولیان پروژه کسب می‌کنند. همچنین تامین مالی ساختاریافته به متنوع شدن منابع دریافت وام کمک می‌کند.

تصور کنید که هیچ هزینه معاملاتی وجود ندارد، مالیاتی از سوی دولت‌ها وضع نمی‌شود، کمبود سرمایه وجود نخواهد داشت و اطلاعات کامل که در اختیار همگان است. این موارد ویژگی‌های یک بازار کامل سرمایه است. با وجود چنین بازاری، استفاده از تامین مالی ساختاریافته به دلیل داشتن هزینه‌های بالا جذاب نیست. اما در دنیای واقعی، چنین بازار کاملی وجود ندارد بنابراین استفاده از روش تامین مالی ساختاریافته می‌تواند توجیه اقتصادی داشته باشد.^{۲۰}

دریافت وام‌ها از طریق شرکت مخصوص پروژه که به وسیله متولیان پروژه ایجاد می‌شود، صورت می‌گیرد. از آنجا که اخذ وام به وسیله یک شخصیت حقوقی مجزا انجام می‌شود تمام نتایج ناشی از اخذ وام بر عهده شرکت مخصوص پروژه خواهد بود. بنابراین وام‌دهندگان، تامین مالی شرکت پروژه را انجام داده‌اند و توجه چندانی به موسسان شرکت و متولیان پروژه ندارند. از آنجا که شرکت مخصوص پروژه دریافت‌کننده وام است و با توجه به این مساله که این شرکت ارزش ویژه و اموال خود را برای مدیریت پروژه دارد که از اموال متولیان و موسسان شرکت پروژه تفکیک شده است بنابراین تا زمان ایجاد جریان نقدینگی، اموال شرکت مخصوص پروژه به‌عنوان وثیقه‌ای برای وام‌دهندگان خواهد بود. با توجه به این ویژگی‌ها می‌توان این طور گفت که تامین مالی ساختاریافته تامین مالی خارج از ترازنامه است.^{۲۱}

تامین مالی شرکتی^{۲۲}

در تامین مالی شرکتی، متولیان پروژه تمام اموال و جریان نقدینگی بنگاه اقتصادی خود را جهت تضمین بازپرداخت وام به وثیقه می‌گذارند. در صورت شکست پروژه، تمام اموال باقی مانده و جریان‌های نقدینگی به‌عنوان منبعی برای بازپرداخت وام به خدمت گرفته می‌شود. به عبارت دیگر تامین مالی شرکتی از دیگر روش‌های تامین مالی است که در آن وام‌دهندگان در صورت شکست پروژه حق رجوع به اموال شرکت را دارند. بر خلاف تامین مالی پروژه محور یا با حق رجوع محدود که وام‌دهندگان بر اساس دارایی‌ها و جریان نقدینگی پروژه اقدام به پرداخت وام می‌کنند.^{۲۳} از آنجایی که در تامین مالی شرکتی، وام بر اساس اعتبار شرکت مادر و به پشتوانه درآمدهای شرکت پرداخت می‌شود، نرخ بازپرداخت تسهیلات اعطایی و میزان وثایق دریافتی نسبت به تامین مالی پروژه محور کمتر است زیرا ریسک‌های کمتری در مورد بازپرداخت وام وجود دارد.^{۲۴}

با توجه به تعاریف و ویژگی‌هایی که برای هر یک از این دو روش تامین مالی بر شمردیم می‌توان تفاوت‌های آنها را در این موارد مشاهده نمود:

الف- وثیقه‌های لازم برای تامین مالی پروژه‌ای، اموال پروژه است این در حالی است که در تامین مالی شرکتی، اموال وام‌گیرنده به‌عنوان وثیقه قرار می‌گیرد.

ب- تامین مالی پروژه محور از توان مالی شرکت‌ها نمی‌کاهد اما تامین مالی شرکتی، توان مالی و انعطاف‌پذیری آنها را کاهش می‌دهد. به عبارت دیگر بدهی ناشی از دریافت وام در ترازنامه شرکت ثبت می‌شود بدین ترتیب قدرت دریافت وام مجدد محدود می‌گردد ولی در تامین مالی پروژه محور این چنین نیست.^{۲۵}

ج- متغیرهایی که هنگام تامین مالی شرکتی مورد توجه قرار می‌گیرد توان مالی شرکت وام‌گیرنده، سوددهی آن و میزان اقبال مشتریان به این

شرکت است اما در تامین مالی پروژه محور، جریان نقدینگی آینده‌ای که از پروژه ناشی خواهد شد در نظر گرفته می‌شود.

د- اهرم اساسی برای وام‌دهندگان در تامین مالی پروژه محور، جریان نقدینگی پروژه است اما در تامین مالی شرکتی ترازنامه^{۳۶} شرکت وام‌گیرنده حرف اصلی را می‌زند.^{۳۷}

ه- تامین مالی شرکتی برای شرکت‌های نفتی دارای رتبه اعتباری بالا بسیار مطلوب است زیرا ترازنامه قوی این شرکت‌ها می‌تواند روند دریافت وام را تسهیل کند. همچنین از آنجایی که سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف و بهره‌برداری نفت خام از ریسک بالایی برخوردار است به نظر می‌رسد که استفاده از منابع داخلی شرکت یا استفاده از وام‌های شرکتی کم‌هزینه‌تر از تامین مالی پروژه محور است.

اوراق قرضه^{۳۸}

بر مبنای این روش تامین مالی، صادرکننده اوراق قرضه متعهد می‌شود تا به خریدار اوراق قرضه در زمان‌های مشخصی سود ثابتی را تا زمان سر رسید آن بپردازد. خریداران اوراق قرضه در واقع سرمایه‌گذاران یک پروژه نفتی خواهند بود که برای ترغیب آنها، صادرکننده اوراق قرضه باید سود ثابتی را برای مدت زمان معینی به سرمایه‌گذاران بپردازد بدون آن که سرمایه‌گذاران در ریسک‌های پروژه مشارکت کنند.

«یوگن فون بوم-باورک» یکی از اقتصاددانان مطرح مکتب اقتصادی اتریش است که لزوم پرداخت بهره و سود را مد نظر قرار داد. بوم - باورک در جلد دوم کتاب «سرمایه و بهره»، نظریه سرمایه بر پایه زمان را ارایه کرد. وی در تلاش بود تا نشان دهد نرخ بهره مثبت اجتناب ناپذیر است. بوم-باورک برای اثبات نظریه خود استدلال کرد که درآمدها معمولاً در طول زمان افزایش می‌یابند با وجود این، مردم ترجیح می‌دهند که از افزایش

یک دلاری آینده چشم پوشی کنند و در مقابل اکنون یک دلار دریافت نمایند. همچنین مردم ترجیح می‌دهند تا کالاها را اکنون مصرف کنند زیرا آینده غیرقطعی است؛ بنابراین برای انصراف مردم از مصرف کنونی باید به آنها پاداشی داده شود که همانا بهره است. بوم-باورک در نهایت استدلال نمود از آنجا که فرآیندهای تولید غیرمستقیم دارای بهره‌وری بالایی است، وام‌گیرنده نه تنها استطاعت پرداخت نرخ‌های بهره مثبت را دارد بلکه باید آن را بپردازد.^{۲۹}

تفاوت کلیدی میان اوراق قرضه و وام‌ها در این است که اوراق قرضه یک سند قابل معامله است و حداقل در نظر قابلیت نقدشوندگی بالایی دارد. اوراق قرضه اغلب به وسیله سرمایه‌گذارانی نظیر صندوق‌های بازنشستگی و شرکت‌های بیمه خریداری می‌شود که به دنبال یک سود بلند مدت و ثابت هستند. اوراق قرضه ممکن است به صورت عمومی به فروش برسد یا تنها به تعداد محدودی از سرمایه‌گذاران عمده فروخته شود.^{۳۰}

با توجه به اینکه صدور اوراق قرضه نسبت به روش‌های تامین مالی پروژه محور و شرکتی دارای ریسک‌های کمتری است بنابراین نرخ‌های سود پایین‌تری به آنها تعلق می‌گیرد. بدین ترتیب شرکت‌های نفتی می‌توانند با هزینه کمتری اقدام به تامین مالی پروژه‌های خود نمایند. همچنین سررسید اوراق قرضه معمولاً بیش از ده سال است و از این لحاظ نسبت به وام‌ها مزیت بیشتری دارند.^{۳۱}

در مقابل صدور اوراق قرضه مستلزم سنجش اعتبار از سوی موسسات اعتبارسنجی است. همچنین هزینه زیاد معاملاتی را به شرکت نفتی تحمیل می‌کند زیرا دسترسی به بازارهای اوراق قرضه نیازمند صرف وقت و هزینه است.^{۳۲}

در ایران پس از تصویب «قانون عملیات بانکی بدون ربا» (۱۳۶۲) صدور اوراق قرضه که بخشی از عملیات متعارف بازارهای مالی است با

توجیه ربوی بودن ممنوع اعلام شد. اما در سال ۱۳۷۶ با تصویب «قانون نحوه انتشار اوراق مشارکت» (۱۳۷۶) انتشار اوراق مشارکت جایگزین اوراق قرضه گردید و شرکت‌های سهامی و تعاونی مجاز شدند تا برای انجام پروژه‌های خود اوراق مشارکت منتشر کنند.

دارندگان اوراق مشارکت به نسبت قیمت اسمی و مدت زمان مشارکت، در سود حاصل از اجرای طرح مربوط شریک خواهند بود (ماده ۲ قانون نحوه انتشار اوراق مشارکت). سود اوراق مشارکت به صورت علی الحساب محاسبه می‌شود و در سر رسید اوراق، سود واقعی محاسبه و مابقی آن به دارنده اوراق مشارکت پرداخت می‌شود. تنها تفاوت اوراق قرضه و مشارکت در پرداخت بهره است و در سایر موارد با یکدیگر مشابهت دارند. عموماً استفاده از اوراق قرضه یا مشارکت برای تامین مالی پروژه‌های نفتی نیازمند بازارهای مالی توسعه یافته و پروژه‌های استاندارد است. اما انعطاف‌پذیری و تنوع استقراض از بانک‌ها و موسسات مالی، آنها را برای مراحل عملیات و ساخت پروژه‌های پیچیده، بسیار مناسب می‌کند.^{۳۳}

در کشورهای مسلمان عمدتاً از انتشار اوراق صکوک به‌عنوان یکی از انواع ابزارهای تامین مالی استفاده می‌کنند. استفاده از اوراق صکوک نخستین بار به سال ۱۹۸۳ میلادی باز می‌گردد. در این سال بانک مرکزی مالزی از اوراق بهادار بدون بهره به اسم گواهی سرمایه‌گذاری دولتی استفاده نمود. بهره این اوراق از پیش مشخص نشده بود و دولت آن را به تشخیص خود و با توجه به ملاحظات کیفی طرح محاسبه می‌کرد. بدین ترتیب دولت با توجه به شرایط اقتصاد کلان، نرخ تورم و نرخ بازدهی سایر اوراق بهادار اقدام به تعیین نرخ بازدهی این اوراق می‌کرد و به زعم خود مساله پرداخت ربا را مرتفع می‌نمود.^{۳۴}

صکوک^{۳۵} شرکتی به اوراقی گفته می‌شود که شرکت‌ها برای جبران کمبود نقدینگی خود اقدام به صدور آن می‌کنند و بخشی از نقدینگی موجود

در بازارهای مالی را برای انجام پروژه‌های خود جذب می‌نمایند. طرفداران انتشار صکوک بر این باورند که سرمایه‌گذاری در اوراق قرضه بر مبنای نرخ بهره ثابت است که منتشرکننده اوراق قرضه باید در مواعد مشخص آنها را پرداخت کند این در حالی است که بهره در صکوک نقش تعیین‌کننده ندارد. همچنین سرمایه‌گذاری در صکوک به معنی سرمایه‌گذاری در دارایی‌های مشهود است و با بخش حقیقی ارتباط دارد. به عبارت دیگر صکوک مانع از رونق کاذب و معاملات کاغذی می‌شود.

از آنجا که بهره در اوراق صکوک به مانند اوراق قرضه نقش کلیدی را بازی نمی‌کند میزان موفقیت آن و خریداری اوراق صکوک مستلزم ارایه مشوق‌هایی است. همچنین استفاده از اوراق قرضه یا صکوک به منظور تامین مالی پروژه‌ها مستلزم افشای طرح اکتشاف و بهره‌برداری، مفاد قراردادها، دستمزدها، هزینه‌های طرح و... است. این در حالی است که تامین مالی از طریق بانک‌ها (پروژه محور یا شرکتی) نیازمند در معرض عموم قرار دادن این مسایل نیست و فقط وام‌دهندگان باید از این مسایل آگاه شوند.

از سوی دیگر، انعطاف‌پذیری اوراق قرضه یا صکوک در مقایسه با دریافت وام پایین است. زمانی که پروژه به مشکلاتی برمی‌خورد مذاکره با وام‌دهندگان اغلب آسان‌تر از مذاکره با تعداد زیادی از دارندگان اوراق قرضه است. وام‌دهندگان بر خلاف دارندگان اوراق قرضه نقش فعال‌تری دارند و به دقت پروژه را مورد بررسی قرار می‌دهند. همچنین مذاکره با وام‌دهندگان به صورت محرمانه برگزار می‌شود این در حالی است که مذاکره با دارندگان اوراق قرضه باید به صورت عمومی باشد.^{۳۶}

با توجه به مطالبی که گفتیم سوای انتخاب هر یک از این روش‌های تامین مالی، دولت میزبان باید تامین مالی پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری را به شرکت‌های نفتی خارجی منتقل کند تا از این راه ضمن انتقال ریسک‌های تامین مالی، ملزم نباشد که بخش عمده‌ای از بودجه‌های

سالانه خود را به سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نفتی اختصاص دهد. یکی از نویسندگان به درستی بیان می‌کند: «هدف اصلی دولت در به خدمت گرفتن شرکت‌های نفتی چند ملیتی اطمینان از انتقال ریسک تامین مالی پروژه‌های نفتی است. دولت میزبان با کاهش ریسک‌های قانونی و ایجاد تسهیلات برای ورود این شرکت‌ها به مهارت‌های مدیریتی و فن‌آوری‌های آنها نیز دست پیدا می‌کند... بدین ترتیب پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری با سرعت بیشتری به پایان می‌رسد و در صورتی که نفت‌خام در مقیاس تجاری استخراج شد دولت میزبان مطمئن است که شرکت‌های نفتی چند ملیتی سرمایه‌گذاری‌های لازم را برای استخراج حداکثر نفت‌خام، انجام خواهند داد زیرا منافع این شرکت‌ها و بازپرداخت هزینه‌های آنها نیز به استخراج نفت گره خورده است».^{۳۷}

به نظر می‌رسد که تامین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت (اکتشاف و بهره‌برداری) در صورت امکان بهتر است که به وسیله دارایی‌های شرکت نفتی خارجی یا دریافت وام به اعتبار ترازنامه شرکت، تامین مالی شود و در صورتی که پیمانکار توانایی دریافت وام به اعتبار ترازنامه را ندارد از روش تامین مالی پروژه محور استفاده نماید. به منظور تسهیل دریافت وام به صورت پروژه محور، متولیان پروژه باید اطلاعات جامعی را در اختیار وام‌دهندگان بگذارند، همچنین دولت میزبان باید تا جایی که امکان دارد ریسک‌های قانونی و اقتصادی را کاهش دهد و متعهد شود که بازپرداخت وام از نفت‌خام میدان صورت گیرد.

حال که با روش‌های عمده تامین مالی پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری آشنا شدیم، لازم می‌دانیم تا در ادامه، ریسک‌های اقتصادی که ممکن است به سودآوری پروژه لطمه وارد آورد سخن به میان آوریم و نحوه مدیریت آنها را نیز به اختصار توضیح دهیم.

مدیریت ریسک‌های اقتصادی

تورم

با توجه به زمان عملیات پروژه، نرخ تورم می‌تواند یک ریسک یا یک منفعت به شمار آید. در طول زمان ساخت اگر تورم موجب زیادت‌تر شدن هزینه‌های پروژه گردد، شاهد نتیجه‌ای جز کسری بودجه و افزایش هزینه‌های پروژه نخواهیم بود.

در نظر بگیرید که شرکت نفتی برای انجام پروژه اقدام به دریافت وام با نرخ بهره شناور می‌کند. در این صورت با افزایش تورم نرخ بهره شناور نیز تغییر خواهد کرد، بدین ترتیب بازپرداخت وام با مشکل مواجه می‌شود. به عبارت ساده‌تر زمانی که هزینه‌های پروژه سریع‌تر از درآمدهای آن افزایش می‌یابد شاهد بروز مشکلاتی در زمینه بازپرداخت خواهیم بود.

به منظور مدیریت ریسک تورم، شرکت‌های وام‌گیرنده می‌توانند با یک بانک پوشش‌دهنده ریسک قرارداد سوآپ منعقد کنند. از آنجا که در قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری افزایش تورم به افزایش هزینه‌ها منجر می‌شود شرکت وام‌گیرنده می‌تواند در قرارداد سوآپ قید کند که در صورت افزایش تورم، بانک مذکور به این شرکت مبلغی را پرداخت کند و در صورتی که تورم کاهش می‌یابد، شرکت وام‌گیرنده اقدام به پرداخت مبلغی به بانک نماید.

قرارداد سوآپ این ویژگی را دارد که می‌توان آن را به اشکال مختلف تنظیم کرد برای نمونه اگر افزایش تورم به نفع درآمدهای پروژه و کاهش آن به ضرر پروژه باشد، شرکت پروژه می‌تواند با انعقاد قرارداد «سوآپ شاخص قیمت مصرف‌کننده» تاثیر افزایش یا کاهش تورم بر جریان نقدینگی پروژه تا حدود زیادی تحت کنترل درمی‌آید. بدین ترتیب پس از توافق بر نرخ تورم پایه در صورتی که تورم از این میزان کمتر شود ارزش اسمی جریان نقدینگی پروژه کاهش می‌یابد بنابراین برای متعادل شدن آن از سوی بانک پوشش‌دهنده ریسک مبلغی به شرکت نفتی پرداخت می‌شود.

در مقابل زمانی که تورم از تورم پایه مندرج در قرارداد سوآپ بالاتر رود بدین معنا است که ارزش اسمی جریان نقدینگی بیشتر شده است و برای بازگرداندن تعادل به آن شرکت نفتی باید مبلغی را به بانک پوشش دهنده ریسک پرداخت کند.^{۳۸}

تورم یکی از شاخص‌های اقتصاد کلان است و به باور پول‌گرایان^{۳۹}، چاپ پول بدون پشتوانه و عدم رعایت انضباط مالی دولت می‌تواند منجر به افزایش تورم شود. دولت میزبان معمولاً باید با اتخاذ سیاست پولی مناسب، جواز ورود و خروج آزادانه ارز و اعمال نرخ بهره متناسب با نرخ تورم اقدام به کنترل تورم نماید.

از آنجا که قرارداد سوآپ به منظور مدیریت ریسک تورم چندان متعارف نیست شرکت‌های نفتی خارجی اغلب برای مدیریت ریسک افزایش نرخ تورم، با تراضی دولت میزبان اقدام به درج شرط مذاکره مجدد در قرارداد می‌نمایند و بدین ترتیب قرارداد را انعطاف‌پذیر می‌کنند. قراردادهای بالادستی صنعت نفت اغلب به صورت بلندمدت تنظیم می‌شوند این در حالی است که اوضاع و شرایط کشورها می‌تواند در طول زمان دچار تغییر و تحول شود. شرط مذاکره مجدد طرفین قرارداد را ملزم می‌کند تا تمام قرارداد یا بخشی از آن را مورد مذاکره مجدد قرار دهند. در صورتی که در قرارداد، شرط مذاکره مجدد به صورت صریح قید شود، عدم قطعیت و ریسک‌هایی که در آینده ممکن است به وجود آید به میزان زیادی کاهش می‌یابد.^{۴۰}

شرط مذاکره مجدد عمدتاً به دو دلیل در قراردادهای بالادستی صنعت نفت قید می‌شود: احتمال تغییر وضعیت اقتصادی و بلندمدت بودن قراردادها. بر این اساس طرفین باید این حق را برای خود در نظر بگیرند که در صورت تغییر بنیادین عناصر مربوط به تعادل قراردادی به میز مذاکره بازگردند و در رابطه با کلیت یا بخشی از قرارداد خود اقدام به مذاکره مجدد نمایند. شرط مذاکره مجدد امکان توافق بر مسائلی را فراهم می‌کند که

طرفین در زمان انعقاد قرارداد نسبت به آنها قطعیت نداشتند و به مرور زمان و با دستیابی به اطلاعات دقیق‌تر، طرفین اقدام به مذاکره مجدد می‌کنند.^{۴۱} در گذشته شرط ثبات قراردادی به معنای انجماد قانون‌گذاری بود و دولت میزبان به هیچ‌وجه نمی‌توانست قوانین خود را اصلاح کند شرط انجماد^{۴۲} قانون‌گذاری در بسیاری از رسیدگی‌ها غیرقابل اجرا تلقی می‌گردید زیرا دولت میزبان نمی‌تواند با انعقاد قرارداد از حق قانون‌گذاری مجالس خود استنکاف کند. رفته رفته شرط ثبات قراردادی به منظور عدم برهم خوردن ثبات قراردادی یا تعادل اقتصادی^{۴۳} در نظر گرفته شد و میان منافع دولت میزبان و شرکت‌های نفتی خارجی تعادل برقرار گردید. بدین ترتیب دولت میزبان می‌تواند قوانین خود را تغییر دهد مشروط بر اینکه تعادل قراردادی را برهم نزند و در صورت برهم خوردن آن، دولت میزبان باید خسارات را جبران کند. باید خاطر نشان کرد که شرط تعادل اقتصادی باید ناظر به تاثیرات منفی و بسیار مهم بر پروژه باشد و تاثیرات نه چندان عمده باید مستثنی گردد.^{۴۴}

ممکن است شرط ثبات قراردادی و مذاکره مجدد متناقض به نظر برسند زیرا شرط ثبات قراردادی با هدف عدم تغییر درج می‌شود اما باید خاطر نشان کنیم که این دو شرط تناقضی ندارند بلکه مکمل یکدیگر هستند. برخی از رویدادها مانند افزایش تورم یا دشواری در اجرای قرارداد وضعیت‌هایی غیرقابل اجتناب هستند بنابراین با درج شرط مذاکره مجدد می‌توانیم این ریسک‌ها را مدیریت کنیم اما شرط ثبات قراردادی به منظور مدیریت ریسک‌های غیرتجاری و اقتصادی است. به عبارت دیگر شرط ثبات قراردادی برای جلوگیری از تغییر قوانین و قواعد حاکم بر قرارداد به صورت یکجانبه و تبعیض‌آمیز یا به منظور اجتناب از اعمال یکجانبه دولت میزبان است.^{۴۵}

نرخ بهره

اگر پروژه‌ای با نرخ بهره ثابت تامین مالی شود یا وام‌های دریافتی با نرخ بهره غیرقابل تغییری باشد می‌توان گفت که ریسک نرخ بهره به وجود نخواهد آمد.

در بسیاری از پروژه‌ها، وام‌دهندگان، وام‌های پرداختی به صورت بلندمدت را با نرخ‌های بهره ثابت اعطا نمی‌کنند زیرا وام‌های بلندمدت با نرخ بهره ثابت کاملاً غیراقتصادی و نامقدور است. نرخ بهره در تامین مالی پروژه‌ها اغلب به فواصل معینی تغییر پیدا می‌کند. به عبارت دیگر نرخ‌های بهره شناور مورد استفاده قرار می‌گیرد. در بازارهای مالی جهان مهم‌ترین نرخ بهره شناور، «نرخ بهره بین بانکی لندن» (LIBOR)^{۴۶} است که مطابق آن، بانک‌ها نرخ‌های بهره برای وام دادن یا قرض گرفتن توسط تمام ارزهای عمده دنیا اعلام می‌کنند.^{۴۷}

بهره وام دریافتی تا زمان اتمام عملیات پروژه به صورت نقدی پرداخت نمی‌گردد. در دوران ساخت بهره معوقه معمولاً به میزان وام دریافت شده اضافه می‌شود. بنابراین بهره در دوران ساخت بخشی از بودجه سرمایه‌ای پروژه می‌گردد و اگر نرخ بهره به صورت شناور مقرر گردد می‌توان گفت که بهره معوقه بخشی از افزایش هزینه ساخت پروژه است. وام‌دهندگان عموماً اجازه نمی‌دهند تا هزینه عمومی ساخت برای پوشش این ریسک مورد استفاده قرار گیرد.^{۴۸}

روش‌هایی را که اغلب برای مدیریت ریسک ناشی از افزایش نرخ بهره در نظر می‌گیرند عبارت است از:

قراردادهای سلف:^{۴۹} قرارداد سلف واجد معامله‌ای با یک توافق موخر است. اشخاص شرایط قراردادی از جمله قیمت و روز توافق را تنظیم می‌کنند و به محض امضای قرارداد، این قرارداد الزام آور می‌شود. قراردادهای سلف یکی از شایع‌ترین روش‌های کاهش ریسک نرخ‌های

بهره شناور است. به وسیله آن، خریدار ملزم می‌شود تا در زمان‌های معین، نرخ‌های بهره توافق شده را بپردازد. از دیگر سو فروشنده متعهد می‌شود تا نرخ بهره ثابتی را بر اساس نرخ بهره آینده بپردازد. به عبارت دیگر پس از انعقاد قرارداد، خریدار ملزم به پرداخت نرخ‌های بهره آینده است مشروط بر اینکه این نرخ‌ها کمتر از نرخ توافق شده قرارداد سلف باشد. در مقابل اگر نرخ‌های بهره آینده بیش از نرخ بهره توافق شده باشد، فروشنده موظف به پرداخت تفاوت نرخ‌ها است. بدین ترتیب ریسک نرخ بهره تا حدود زیادی کاهش می‌یابد.^{۵۰}

قراردادهای سلف بر خلاف قراردادهای آتی قابلیت انتقال به شخص ثالث را ندارند. قرارداد سلف عقدی لازم است و هیچ یک از طرفین قرارداد نمی‌تواند به صورت یک‌جانبه آن را فسخ کند و تنها می‌توان قراردادهای سلف را با توافق طرفین اقاله نمود. به همین دلیل قراردادهای سلف نسبت به قراردادهای آتی جذابیت کمتری دارند.^{۵۱}

قراردادهای آتی:^{۵۲} قراردادی است که در آن تمام مواد قراردادی به صورت استاندارد تهیه شده‌اند برای نمونه تاریخ سررسید و تاریخ تحویل اسناد مورد نظر معین شده است. استاندارد کردن عمدتاً به این دلیل صورت می‌گیرد تا تجارت این اسناد را تسهیل کنند و به آن سرعت بخشند. در بازارهای آتی، یک اتاق پایاپای^{۵۳} اقدام به تضمین تعهدات منتج از دادوستدهای آتی می‌نماید. این سازمان تجار را ملزم می‌نماید تا مبلغی را به‌عنوان وثیقه تا زمان انعقاد قرارداد نزد اتاق بگذارند. بنابراین قراردادهای آتی به دلایل کاهش ریسک برای شرکا و نقدشوندگی بالاتر، از قراردادهای سلف تفکیک می‌گردند.^{۵۴}

پوشش ریسک نرخ بهره شناور تنها زمانی به وسیله قراردادهای آتی قابل کنترل است که در بازار قرارداد مشابهی با نرخ بهره پرداخت شده بر اساس وام دریافتی وجود داشته باشد. در صورتی که چنین قرارداد مشابهی

وجود نداشته باشد وام گیرنده با ریسک تفاوت میان قرارداد وام اصلی و قرارداد آتی مواجه می‌شود.^{۵۵}

قراردادهای سوآپ: ممکن است هر شرکتی برای انجام پروژه‌های خود توانایی اندکی برای دریافت وام با بهره کم (اعم از ثابت و متغیر) داشته باشد. برای نمونه شرکت «الف» قادر به دریافت وام با بهره ثابت و پایین است و شرکت «ب» می‌تواند وام با بهره شناور دریافت نماید. این در حالی است که دو شرکت مذکور ترجیحات مختلفی نسبت به نحوه پرداخت بهره وام‌ها دارند. در نظر بگیرید که شرکت الف علاقه‌مند به پرداخت بهره‌های شناور است و در مقابل شرکت ب تمایل به پرداخت بهره‌های ثابت دارد. با کمک قرارداد سوآپ نرخ بهره این دو شرکت می‌تواند با انعقاد قراردادی، تعهد به پرداخت نرخ‌های بهره را با یکدیگر معاوضه کنند.

به نمونه بالا بازمی‌گردیم؛ در نظر بگیرید که شرکت الف و ب پس از دریافت وام (مبلغ وام‌ها باید برابر باشد)، قرارداد سوآپ منعقد می‌کند و مطابق آن شرکت ب متعهد می‌شود که به شرکت الف نرخ بهره ثابت ۵ درصد به صورت سالانه را پرداخت کند؛ در مقابل شرکت الف متعهد به پرداخت بهره وام به نرخ شناور (معمولاً LIBOR) شرکت ب می‌شود. نخستین پرداخت مطابق قرارداد سوآپ سه ماه پس از انعقاد آن است. شرکت ب باید مبلغ X را با توجه به نرخ بهره ثابت وام به شرکت الف بپردازد. شرکت الف نیز باید در سررسید مبلغ Y را با توجه به نرخ بهره شناور به شرکت ب پرداخت کند. باید توجه کنیم که هیچ مبلغی میان طرفین رد و بدل نمی‌شود بلکه شرکتی که مبلغ بیشتری را نسبت به طرف مقابل باید پرداخت کند، به میزان تفاوت میان پرداخت‌ها به شرکت دیگر می‌پردازد.^{۵۶}

بدین ترتیب مطابق روش سوآپ نرخ بهره، قراردادی میان طرفین منعقد می‌شود مبنی بر اینکه یکی از شرکا باید نرخ بهره ثابت که به صورت

قراردادی مقرر شده است را بپردازد و شریک دیگر در صورتی که نرخ بهره واقعی بیش از نرخ بهره ثابت قراردادی شد مازاد آن را پرداخت می‌کند. در تامین مالی پروژه محور، شرکت پروژه متعهد به پرداخت نرخ بهره شناور مطابق قرارداد وام است اما شرکت پروژه به وسیله انعقاد قراردادی با یک شرکت دیگر این تعهد را به آن منتقل می‌نماید و در مقابل شرکت پروژه متعهد به پرداخت نرخ بهره ثابت وام شرکت می‌شود. اگر نرخ بهره شناور در بازار کمتر از نرخ بهره ثابت در قرارداد سوآپ باشد شرکت پروژه مازاد تفاضل نرخ بهره ثابت و شناور را می‌پردازد و در صورتی که نرخ بهره شناور بیش از نرخ بهره ثابت باشد شرکت طرف قرارداد سوآپ ملزم به پرداخت تفاوت آن به شرکت پروژه است.^{۵۷}

قراردادهای سوآپ اغلب به منظور اصلاح شرایط دریافت وام مورد استفاده قرار می‌گیرد. به طوری که هر شرکت با توجه به مزیت‌های خود اقدام به دریافت وام با نحوه بازپرداخت مشخص می‌کند و با انعقاد قرارداد سوآپ ریسک بازپرداخت را به یکدیگر منتقل می‌نمایند. قراردادهای سوآپ جنبه رسمی ندارند و طرفین با توجه به شرایط خود اقدام به انعقاد آن می‌کنند.^{۵۸}

نرخ‌های بهره اختیاری^{۵۹} (سقف، کف و مختلط): قراردادهایی هستند که به خریدار اجازه می‌دهند (وی را متعهد نمی‌کنند) تا مالی را در آینده به قیمت ثابت مثلاً قیمت امروز بخرد. برخلاف قراردادهای مذکور قراردادهای اختیاری به خریدار این حق را می‌دهد تا قرارداد را در موعد مقرر بپذیرد یا آن را رد کند. هزینه این انتخاب مبلغی است که از سوی خریدار به فروشنده پرداخت می‌گردد.^{۶۰} از این نوع قراردادها برای کاهش نوسانات نرخ بهره نیز استفاده می‌شود بدین ترتیب سه نوع نرخ بهره توافقی به وجود می‌آید که طرفین قرارداد به فراخور شرایط یکی از آنها را گزینش می‌کنند:

الف- به وسیله نرخ بهره سقف^{۶۱} خریدار با پرداخت مبلغی فروشنده

را ملزم می‌کند تا در صورت افزایش نرخ‌های بهره آینده از نرخ بهره سقف (توافق شده) آن را بپردازد. برای نمونه اگر خریدار نرخ بهره سقف برای مدت زمان پنج سال خریداری نماید فروشنده موظف به پرداخت نرخ‌های بهره آینده است در صورتی که این نرخ‌ها از نرخ بهره توافق شده بالاتر رود و در زمانی که نرخ‌های بهره آینده از نرخ توافق شده پایین‌تر باشد خریدار موظف به پرداخت آن است.^{۶۳}

ب- در نرخ بهره کف^{۶۳} خریدار با پرداخت مبلغی حق دریافت تفاوت میان نرخ‌های بهره متغیر و توافق شده را در صورتی که کمتر از نرخ بهره کف باشد، دریافت می‌کند و اگر تفاوت میان این دو نرخ بیشتر از نرخ بهره کف باشد خریدار چیزی دریافت نمی‌کند. نرخ بهره کف معمولاً زمانی مورد استفاده قرار می‌گیرد که پیش‌بینی‌ها حکایت از روند نزولی نرخ‌های بهره دارد.^{۶۴}

ج- نرخ بهره مختلط از ادغام نرخ بهره سقف و کف ایجاد می‌شود. اگر نرخ بهره آینده از نرخ بهره سقف مندرج در قرارداد فیما بین فراتر رود، فروشنده باید نرخ بهره را بپردازد و در مقابل اگر نرخ‌های بهره آینده از نرخ بهره کف کمتر شود خریدار باید تفاوت این دو را به فروشنده بدهد. در صورتی که نرخ‌های بهره آینده میان نرخ بهره سقف و کف نوسان داشته باشد خریدار موظف به پرداخت نرخ‌های بهره است. نرخ بهره مختلط، سازوکاری برای تقسیم ریسک‌ها به وجود می‌آورد.^{۶۵}

با توجه به مطالب یاد شده به نظر می‌رسد که استفاده از قراردادهای سوآپ نرخ بهره می‌تواند به شکل مناسبی ریسک نرخ‌های بهره شناور را مدیریت کند. همچنین با توجه به اینکه قرارداد سوآپ در مقایسه با قرارداد سلف از انعطاف‌پذیری بیشتری برخوردار است می‌تواند با توجه به شرایط تنظیم شود. در صورتی که شرکت پروژه قادر به پیش‌بینی نرخ‌های آینده بهره است می‌تواند با انعقاد قرارداد «اختیاری» ریسک تغییر نرخ‌های بهره را

به بانک یا شرکت دیگر منتقل کند.

تبدیل ارز

ریسک تبدیل ارز علی‌الاصول زمانی به منصفه ظهور می‌رسد که در مراحل دریافت وام‌ها، صرف هزینه برای پروژه، تامین مخارج آن و درآمدهای ناشی از اتمام پروژه با بیش از یک ارز سر و کار داریم؛ در این صورت پروژه موضوع نوسانات نرخ ارز قرار می‌گیرد و ممکن است که از این نوسانات ضررهایی حادث شود.^{۶۶}

به نظر می‌رسد که برای جلوگیری از نوسانات نرخ ارز باید گردش سرمایه پروژه به دقت مورد تجزیه و تحلیل قرار گیرد تا ارزی برای تامین مالی انتخاب شود که چنین ریسکی را به حداقل برساند.

اغلب روش‌هایی چون پوشش ریسک (هدج کردن)، استفاده از سواپ^{۶۷} یا دریافت وام با ارزهای متنوع^{۶۸} می‌تواند ریسک تبدیل نرخ ارز و نوسانات ناشی از آن را کاهش دهد.

پس از آزادسازی نرخ ارز در بسیاری از کشورها شاهد نوسانات روزانه ارزها در برابر یکدیگر هستیم که این مساله برای شرکت‌های چند ملیتی دارای جنبه‌های تهدید و فرصت است. تهدیدهایی چون عدم ثبات، ترس از سرمایه‌گذاری و معاملات بورسی با ریسک بالا را برای شرکت‌های چندملیتی به وجود می‌آورد و از سوی دیگر مزایایی چون کاهش تعرفه‌ها و موانع، تقویت گردش پول (زیرا نیاز به وجود ذخایر نیست)^{۶۹} و رونق قراردادهای سواپ را به همراه دارد.

بر اساس این نظام، عرضه و تقاضای ارز متأثر از رشد اقتصادی و تغییر سطح قیمت‌ها می‌باشد. به عبارت دیگر هرگاه این پارامترهای اقتصادی تغییر یابد (مثلا سیاست‌های جدید دولت اعلام شود) افراد نیازهای حال حاضر یا آینده خود را تنظیم می‌کنند که این امر منجر به نوسان نرخ مبادله

ارزها می‌گردد.

در حال حاضر در ایران، شاهد تعیین دستوری قیمت ارزهای خارجی هستیم که این مساله کاملاً به ضرر صادرکنندگان است و بازار ایران را برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی نامطمئن و کم‌بازده می‌کند. این در حالی است که قانون‌گذار با علم به این موضوع، فرمولی را برای تعیین نرخ ارزهای خارجی مشخص کرد. مطابق بند ج ماده ۸۱ قانون برنامه پنجم توسعه ایران «نظام ارزی کشور، «شناور مدیریت شده»^{۷۰} است. نرخ ارز با توجه به حفظ دامنه رقابت‌پذیری در تجارت خارجی و با ملاحظه تورم داخلی و جهانی و همچنین شرایط اقتصاد کلان از جمله تعیین حد مطلوبی از ذخایر خارجی تعیین خواهد شد».

همچنین بر اساس سند چشم‌انداز ۱۴۰۴، نظام ارزی ایران، شناور است و دولت نباید قیمت ارز را به صورت یک جانبه و بدون توجه به عرضه و تقاضا تعیین نماید. این در حالی است که دولت در حال حاضر با مداخله در بازار ارز به بهانه کنترل تورم به هیچ وجه رویکرد شناور کردن نرخ ارز را ندارد. به نظر می‌رسد برای جذب سرمایه‌گذاری خارجی باید نرخ ارزها را شناور نماییم، در این راه می‌توانیم از تجربه کشورهای متعددی چون لهستان، مجارستان و کره جنوبی کمک بگیریم.^{۷۱}

انتقال ارز

به نظر نمی‌رسد که بتوان جواز سرمایه‌گذاری خارجی را اعطا نمود و در مقابل از خروج ارز از کشور جلوگیری به عمل آورد. همان طور که می‌دانیم بسیاری از پیمانکاران پروژه‌های نفتی وام‌هایی را از بانک‌ها یا موسسات خارجی دریافت می‌کنند و موظف هستند تا در مواعد مشخص اقدام به بازپرداخت آن از سود حاصله از عملیات خود کنند.

این ریسک زمانی به‌وجود می‌آید که جریان آزاد انتقال ارز به خارج

از کشور میزبان امکان‌پذیر نمی‌شود. دولت‌های میزبان معمولاً برای کنترل ورود و خروج ارز اقدام به اعمال محدودیت‌هایی بر انتقال ارز می‌کنند. هدف دولت این است که با عدم جواز خروج ارز، این ارزها در کشور میزبان مصرف شود و مقدار اضافی آن با رعایت مقررات خارج گردد.^{۷۲} به منظور مدیریت ریسک انتقال ارز به خارج از کشور دولت‌های میزبان اغلب به وسیله قرارداد یا با تصویب قوانین نقل و انتقال ارز را تضمین می‌کنند. برای نمونه ماده ۲۹. ۴ نمونه قرارداد مشارکت در تولید جهت اکتشاف و تولید نفت در کردستان عراق اظهار می‌دارد: «پیمانکار در هر زمانی محق است تا به صورت آزادانه مبالغی را که به واسطه عملیات نفتی دریافت نموده است به خارج از کشور انتقال دهد...».

ماده ۱۳ قانون جذب و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی مصوب ۱۳۸۰ ایران اظهار می‌دارد: «اصل سرمایه خارجی و منافع آن یا آنچه که از اصل سرمایه در کشور باقی مانده باشد با دادن پیش‌آگهی سه ماهه و بعد از انجام کلیه تعهدات و پرداخت کسورات قانونی و تصویب هیات و تایید وزیر امور اقتصادی و دارایی قابل انتقال به خارج خواهد بود».

ماده ۱۴ همین قانون اشعار می‌دارد: «سود سرمایه‌گذاری خارجی پس از کسر مالیات و عوارض و اندوخته‌های قانونی با تصویب هیأت و تایید وزیر امور اقتصادی و دارایی قابل انتقال به خارج است».

با توجه به مطالب یاد شده، دولت میزبان باید انتقال ارز را تضمین کند بدین ترتیب شرکت‌های نفتی خارجی ضمن بازپرداخت وام‌های دریافتی قادر می‌شوند تا در پروژه‌های دیگر نیز سرمایه‌گذاری کنند. این امتیاز می‌تواند به رونق سرمایه‌گذاری خارجی کمک کند زیرا شرکت‌های نفتی خارجی از انتقال ارز مطمئن هستند.

مدیریت ریسک‌های حقوقی-قراردادی

ریسک‌های قانونی

مداخله دولت عبارت است از اعمالی که از سوی دولت میزبان صورت می‌گیرد تا رفتار شرکت‌های نفتی خارجی را تغییر دهد و آنها را با اهداف دولت میزبان همگام نماید.^{۷۳} بخشی از مداخله‌های دولت میزبان به عدم آگاهی از حقوق و تعهدات خود بازمی‌گردد. کشوری که اطلاع دقیقی از هزینه‌ها و درآمدهای پروژه ندارد ممکن است مطابق قرارداد، سهم خود را بسیار از کمتر در نظر بگیرد و از آنجایی که قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری اغلب بلندمدت هستند با پیمانکار در رابطه با تقسیم عواید دچار اختلاف شود. برای نمونه قزاقستان در سال ۱۹۹۰ میلادی با شرایط مالی قراردادی موافقت کرد که به صورت جامع آن قرارداد را مورد بررسی قرار نداده بود به همین دلیل دولت قزاقستان چند سال بعد اقدام به افزایش نرخ مالیات‌ها نمود که بر خلاف شرایط قراردادی بود.^{۷۴}

این نوع مداخله‌های دولت میزبان می‌تواند جنبه‌های گوناگون داشته باشد مثلاً تغییر قوانین مالیاتی یا مصوبات جدید که منجر به سلب مالکیت از شرکت نفتی خارجی می‌شود. در این قسمت به مهم‌ترین مداخله‌های دولت میزبان اشاره می‌کنیم و راهکارهای مدیریت آن را نیز بیان خواهیم کرد.

۱۳۴ | فصل ۳

مالیات‌ها و عوارض

دولت‌ها برای تامین مخارج خود اقدام به دریافت مالیات‌های گوناگون از اشخاص حقیقی و حقوقی می‌کنند. کشورهای نفت‌خیز با تحمیل مالیات‌های مختلف بر شرکت‌های نفتی خارجی سعی می‌کنند تا از بهره‌برداری میادین نفتی سود بیشتری کسب کنند.

دولت‌ها اغلب به منظور جذب سرمایه‌گذاری‌های خارجی تلاش

می‌کنند تا رژیم مالیاتی خود را انعطاف‌پذیر کنند زیرا مالیات‌های سنگین می‌تواند شرکت‌های نفتی خارجی را از کشور میزبان خارج کند. دریافت مالیات از شرکت نفتی خارجی ارتباط زیادی با قرارداد آنها دارد. به طوری که دولت میزبان می‌تواند پیمانکار را از پرداخت مالیات معاف کند یا بازپرداخت آنها را پس از تولید در مقیاس تجاری تضمین نماید. همان طور که می‌دانیم دریافت مالیات ممکن است برای شرکت نفتی خارجی مخرب باشد زیرا دولت میزبان می‌تواند با اعمال نرخ‌های مالیاتی بالا درآمد‌های شرکت نفتی خارجی و بازپرداخت هزینه‌ها را متاثر کند. در ایران رژیم مالیاتی مختص قراردادهای نفتی وجود ندارد و مالیات پرداختی توسط پیمانکاران خارجی مطابق قانون مالیات است. مطابق ماده تبصره ۲ ماده ۱۰۵ قانون مالیات‌های مستقیم: «اشخاص حقوقی خارجی و موسسات مقیم خارج از ایران... از ماخذ کل درآمد مشمول مالیاتی که از بهره‌برداری سرمایه در ایران یا از فعالیت‌هایی که مستقیماً یا به وسیله نمایندگی از قبیل شعبه، نماینده، کارگزار و امثال آن در ایران انجام می‌دهند یا از واگذاری امتیازات و سایر حقوق خود، انتقال دانش فنی، دادن تعلیمات، کمک‌های فنی یا واگذاری فیلم‌های سینمایی از ایران تحصیل می‌کنند به نرخ مذکور در این ماده مشمول مالیات خواهند بود (مطابق صدر ماده مذکور ۲۵ درصد)».

لازم به یادآوری است که مطابق قراردادهای بیع متقابل ایران، شرکت نفتی خارجی موظف به پرداخت مالیات به دولت ایران است با این قید که پس از تولید پروژه، کارفرما اقدام به بازپرداخت هزینه‌های شرکت نفتی خارجی می‌کند که از این طریق مالیات‌های پرداختی شرکت نفتی خارجی نیز بازپرداخت خواهد شد.^{۷۵}

مطابق ماده ۸۲ قانون مالیات‌های مستقیم^{۷۶} کارمندان شرکت نفتی خارجی شاغل در ایران مشمول مالیات بر درآمد هستند و باید با توجه به

آن، مالیات پردازند.

مطابق ماده ۹ «نمونه قرارداد مشارکت در تولید جمهوری قبرس»^{۷۷} (۲۰۰۷) پیمانکار و تمام پیمانکاران دست دوم باید بر اساس قانون حاکم بر نحوه اخذ مالیات جمهوری قبرس مالیات پردازند. همچنین موافقتنامه‌های مربوط به اجتناب از دریافت مالیات مضاعف^{۷۸}... که جمهوری قبرس آن را امضا کرده است و کنوانسیون‌های مرتبط با مالیات که جمهوری قبرس به آن پیوسته است نیز لازم الاجرا خواهد بود».

ممکن است دولت میزبان در دوران حیات قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری اقدام به اصلاح قوانین مالیاتی خود نماید و بدین ترتیب منافع شرکت نفتی خارجی را تحت تاثیر قرار دهد. به منظور مدیریت ریسک تغییر رژیم مالیاتی کشور میزبان، طرفین با توافق یکدیگر در قرارداد فیما بین تصریح می‌کنند که این قرارداد از شمول قانون مالیاتی جدید مستثنی است. بدین ترتیب با درج شرط ثبات قراردادی مانع از هر خورد تعادل اقتصادی طرفین می‌شوند. فی‌المثل در ماده ۳۱.۹ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق می‌خوانیم: «دولت محلی کردستان توافق می‌کند و متعهد می‌شود که پیمانکار در طول اجرای این قرارداد، شرایط مالی این قرارداد را حفظ کند. در صورتی که پس از انعقاد این قرارداد تغییری در قوانین کردستان حاصل شود یا قانون جدیدی در رابطه با مسایل مالی به تصویب برسد که تاثیر منفی بر وضعیت اقتصادی پیمانکار داشته باشد، بر این قرارداد و حقوق پیمانکار تاثیری نخواهد داشت».

در ماده ۱۲.۱ قرارداد عملیات مشترک و مشارکت در تولید میادین آذری، چیراگ و میدان گوناشی (واقع در آب‌های عمیق دریای مازندران) میان شرکت دولتی جمهوری آذربایجان و ده شرکت نفتی (۱۹۹۴) نیز تاکید می‌شود که پیمانکار به استثنای مالیات بر سود^{۷۹} که نحوه دریافت آن در این قرارداد مشخص شده است، موضوع دریافت مالیات‌های دیگر نخواهد بود.

تا پیش از سال ۱۳۸۲ واردات کالا به ایران صرف نظر از حقوق گمرکی، مشمول انواع مالیات‌ها و عوارض گوناگون می‌شد اما پس از تصویب و اجرای قانون تجمیع عوارض، کلیه عوارض و مالیات‌های متفرقه حذف گردید و حداقل ورودی ۴ درصد تعیین شد. حداقل ورودی بر اساس ارزش کالا و در موارد نادر از روش ترکیبی استفاده می‌شود.^{۸۰}

ماده ۳۰.۱ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت‌خام در کردستان عراق اظهار می‌دارد: «تمام مواد اولیه، تجهیزات، کالاهای مصرفی و تولیداتی که در عملیات نفتی استفاده می‌شود از هر نوع عوارض، تعرفه واردات و... معاف خواهد بود. پیمانکار اصلی و پیمانکاران دست دوم این حق را دارند تا تجهیزات، مواد اولیه، کالاهای مصرفی و تولیدات را که در عملیات پروژه استفاده نمی‌شود بدون پرداخت هیچ‌گونه عوارض یا تعرفه‌ای به خارج از کشور صادر کنند».

ایران گام موثری در زمینه کاهش عوارض برداشته است و با حذف عوارض و مالیات‌های گوناگون تنها یک حق ورودی دریافت می‌کند. برای اجتناب از دریافت عوارض، باید در قرارداد فی‌مابین، طرفین تصریح کنند که واردات هر نوع کالا جهت بهره‌برداری از میادین نفتی مشمول عوارض نمی‌شود.

گمرک

در دوران ساخت پروژه و پیش از آغاز مرحله تولید تجاری میادین نفتی، دولت میزبان ممکن است با افزایش تعرفه واردات، پروژه را با مشکل مواجه کند و شرکت نفتی خارجی مجبور شود تا هزینه‌های بیشتری متحمل گردد.^{۸۱} ممکن است افزایش تعرفه‌های واردات به منظور حمایت از تولیدات داخلی باشد اما این احتمال وجود دارد که تولیدات جایگزین داخلی کیفیت لازم برای استفاده در پروژه‌های نفتی را نداشته باشد. همچنین ممکن است

توانایی بنگاه‌های اقتصادی داخلی برای تامین قطعات مورد نیاز اندک باشد و نتواند مقادیر کافی برای پروژه را تامین کند، بدین ترتیب ساخت پروژه را با تاخیر مواجه خواهد کرد.

با توجه به مزیت نسبی^{۸۲} ایران در تولید برخی از کالاها و تجهیزات به نظر می‌رسد که بتوان در قراردادهای منعقد شده در زمینه اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی شرط کرد که اگر کالاها و تجهیزات تولیدی در ایران در مقایسه با مشابه خارجی از نظر قیمت، کیفیت، تحویل فوری، استاندارد و... توانایی رقابت را داشته باشد، شرکت نفتی خارجی باید اولویت را به خرید کالاها و تجهیزات از تولیدکنندگان ایرانی بدهد. برای نمونه مطابق ماده ۱۴ نمونه قرارداد مشارکت در تولید جمهوری قبرس (۲۰۰۷)، «پیمانکار به نام خود یا به نام پیمانکاران دست دوم حق واردات کلیه کالاها، نهاده‌ها، تجهیزات، ماشین‌آلات، لوازم یدکی و مواد مصرفی مورد نیاز برای عملیات بهره‌برداری از مواد هیدروکربوری را به داخل جمهوری قبرس خواهد داشت.

پیمانکار و پیمانکاران دست دوم توافق می‌کنند که تنها زمانی اقدام به واردات کالاهای مذکور نمایند که چنین کالاها و تجهیزاتی تحت شرایط یکسان از نظر قیمت، کیفیت و کمیت، شرایط پرداخت ثمن و نحوه تحویل آن در جمهوری قبرس وجود نداشته باشد...»

البته در این زمینه نباید فشار زیادی به شرکت‌های نفتی خارجی وارد آورد زیرا برخی از شرکت‌ها برای تامین مالی پروژه اقدام به دریافت وام از آژانس اعتبار صادراتی می‌کنند که ممکن است پرداخت وام را منوط به خرید کالاها و خدمات کشور خود کرده باشند.

بدون تردید زمانی که تولیدکنندگان ایرانی از فن‌آوری‌های مدرن استفاده کنند، مداخله دولت در فرآیند رقابت به حداقل کاهش یابد و سرمایه‌گذاری خارجی گسترش یابد به خودی خود قیمت محصولات روند نزولی به خود

خواهد گرفت و در مقابل کیفیت کالاها افزایش می‌یابد. بنابراین شرکت‌های نفتی خارجی برای کاهش هزینه‌های عملیات ترغیب می‌شوند تا از کالاها و خدمات ایرانی استفاده کنند.

باید خاطر نشان کرد که هزینه‌های گمرکی که در گمرک‌های اکثر کشورها امری متعارف است باید متناسب با خدمات ارایه شده توسط گمرک دریافت شود. این هزینه‌ها عبارت است از: هزینه‌های باربری، خدمات فوق العاده، انبارداری، بدرقه کالا، هزینه بیمه برای کالاهای فاقد بیمه و ...^{۸۳}

نیروی کار

کشورهای در حال توسعه اغلب با معضل بیکاری روبه‌رو هستند و دولت‌ها تلاش می‌کنند با اتخاذ سیاست‌های تشویقی و بهبود فضای کسب و کار، میزان اشتغال را افزایش دهند. بدین منظور دولت میزبان علاقمند است که در برابر در اختیار گذاشتن میادین خود جهت اکتشاف و بهره‌برداری، شرکت‌های نفتی خارجی را ملزم نماید تا از نیروی کار بومی استفاده کنند. فی‌الواقع رونق اشتغال را می‌توان یکی از منافع غیرمالی سرمایه‌گذاری شرکت‌های نفتی خارجی دانست. دولت میزبان اغلب در قوانین خود یا در قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری، پیمانکار خارجی را ملزم می‌کند تا طبق شرایطی از نیروی کار داخلی استفاده کند؛ به‌عنوان نمونه بند ۳ قسمت ۳ ماده ۳۱ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق مقرر می‌دارد: «شرکت نفتی خارجی باید در استخدام نیروی کار جهت انجام پروژه‌های نفتی اولویت رابه شهروندان کردستان و سایر شهروندان عراقی دهد».

مساله استفاده از نیروی کار بومی مستلزم توانایی و مهارت آنها است و در صورتی که نیروی کار فاقد مهارت باشد به نظر می‌رسد که نباید الزامی در استفاده از آنها وجود داشته باشد.^{۸۴} به‌عنوان نمونه ماده ۲۳ موافقتنامه

اعطای امتیاز اکتشاف و بهره‌برداری نفت خام میان عربستان و شرکت استاندارد اوپل کالیفرنیا^{۸۵} (۱۹۳۳)، به مساله استخدام کارگران عربستانی می‌پردازد. بدین صورت که شرکت نفتی کارگران شایسته سعودی را به استخدام شرکت در خواهد آورد و در صورتی که کارگر شایسته در میان مردم عربستان پیدا نشد، شرکت نفتی می‌تواند کارگرانی از ملل دیگر را به استخدام درآورد.

در ایران ماده ۲۰ قانون نفت مصوب ۱۳۵۳ ایران اشعار می‌دارد: «استخدام کارمند خارجی فقط در مورد مشاغلی مجاز خواهد بود که کارمند ایرانی واجد تخصص و تجربه لازم برای تصدی آنها در اختیار نباشد. رعایت این مقررات در مورد پیمانکارانی که برای پیمانکار کل کار می‌کنند نیز مجاز خواهد بود».

در ایران استخدام نیروی کار مطابق قانون کار صورت می‌پذیرد. پیمانکار خارجی می‌تواند مطابق ماده ۷ قانون کار با کارگران به صورت موقت یا دائمی قرارداد منعقد کند.

در صورتی که قرارداد قطعی شود، با پایان یافتن عملیات پیمانکار و جانشین شدن شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی نفت ایران نمی‌تواند در رابطه قراردادی کارگرانی که قرارداد آنها قطعیت یافته است، تغییری ایجاد کند (ماده ۱۲ قانون کار ایران).

همچنین مطابق قانون کار ایران، حداقل دستمزد کارگران به وسیله شورای عالی کار (ماده ۴۱ قانون کار) مشخص می‌شود که برای پیمانکاران خارجی نیز لازم‌الاتباع است.

تا پیش از تصویب قانون رفع برخی از موانع تولید و سرمایه‌گذاری صنعتی (۱۳۸۷) از جمله ریسک‌هایی که برای پیمانکاران وجود داشت نحوه و شرایط اخراج کارگران بود. همان‌طور که می‌دانیم مطابق مواد ۲۱ و ۲۷ قانون کار ایران، اخراج کارگران به شدت محدود شده بود. قانون‌گذار

برای حمایت از حقوق کارگران تا بدان جا پیش رفته بود که اگر کارگر در انجام وظایف محوله قصور می‌ورزید و یا آیین نامه‌های انضباطی کارگاه را پس از تذکرات کتبی نقض می‌کرد کارفرما تنها زمانی می‌توانست کارگر را اخراج کند که نظر مثبت شورای اسلامی کار را جلب نماید و مطالبات و حقوق معوقه به کارگر را بپردازد (ماده ۲۷ قانون کار ایران).

همان طور که می‌دانیم افزایش سرمایه‌گذاری خارجی در ایران مستلزم فراهم کردن شرایط مناسب برای حضور آنها است زمانی که مدیر یک بنگاه اقتصادی نمی‌تواند به سادگی کارگر خود را ولو در صورت قصور اخراج کند و درگیر بوروکراسی می‌شود، به نظر می‌رسد که نمی‌توان شاهد حضور پر رنگ سرمایه‌گذاران خارجی بود. نخست باید جذابیت‌های بازار ایران را ارتقا داد و شفافیت را بر فضای قانون‌گذاری حاکم نمود.

همچنین در صورتی که پیمانکار برای انجام کار معینی اقدام به استخدام کارگران نماید هیچ یک از طرفین به تنهایی حق فسخ آنها را ندارد. بنابراین پیمانکار، تنها به این دلیل که قرارداد برای کار معین یا برای مدت موقت منعقد شده است نمی‌تواند کارگر را اخراج کند و تنها باید به انتظار انقضای مدت در قراردادهای کار با مدت موقت و پایان کار در قراردادهای مربوط به کار معین بنشیند یا در صورت توافق طرفین قرارداد را به پایان برساند (ماده ۲۵ قانون کار ایران).

به دلیل ریسک‌های مذکور و کاهش انگیزه کارآفرینان^{۸۶}، دولت ایران، قانون رفع برخی از موانع تولید و سرمایه‌گذاری صنعتی (۱۳۸۷) را تصویب کرد. همان طور که از نام این قانون پیداست دولت در صدد برآمد تا بخشی از ریسک‌های استخدام کارگران را کاهش دهد. بدین منظور مطابق بند ج تبصره ۴ ماده ۸، بند «ز»^{۸۷} به متن ماده ۲۱ قانون کار اضافه می‌شود. بر اساس بند ز در صورتی که در قرارداد کار شرط فسخ به سود کارفرما درج شده باشد کارفرما می‌تواند هر زمان، قرارداد کار را منتفی کند. این قانون کمک

بزرگی به افزایش انگیزه سرمایه‌گذاران خارجی در بخش بالادستی صنعت نفت می‌کند و می‌تواند به رونق این صنعت کمک کند.

با توجه به الحاق بند ز به ماده ۲۱ قانون کار، این پرسش به وجود می‌آید که مساله قصور و شرایطی که برای اخراج کارگر در ماده ۲۷ قانون کار در نظر گرفته شده است، چه می‌شود؟

به نظر می‌رسد قانون‌گذار با توجه به شرایط کنونی این اختیار را به طرفین داده است تا در قرارداد خود شرط فسخ را درج کنند در این صورت شرایط فسخ را نیز می‌توانند در قرارداد تصریح نمایند. بدین ترتیب در صورتی که قصور کارگر در قرارداد به عنوان یکی از موارد فسخ قرارداد کار ذکر شود می‌توان بدون نیاز به تشریفات ماده ۲۷ قانون کار قرارداد را فسخ نمود. در مقابل در صورتی که در قراردادی قصور کارگر به عنوان یکی از موارد فسخ قرارداد ذکر نشود، کارفرما باید با رعایت ماده ۲۷ قانون کار، کارگر خود را اخراج کند.

لازم به یادآوری است که در موافقتنامه‌های عملیات مشترک، شریک عامل حق استخدام کارمندان یا کارگران برای انجام امور اداری یا فنی را دارد.^{۸۸}

حال که دولت میزبان نیازمند ایجاد مشاغل است به نظر می‌رسد که در قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری باید چنین مسایلی را در رابطه با فرصت‌های شغلی درج کرد:

الف- استخدام کارگران بومی باید به صورت درصدی از کل کارگران مورد نیاز تعیین شود. همچنین کارگران باید بر اساس نوع قرارداد کار و توانایی آنها نیز تقسیم شوند.

ب- آموزش ضمن کار کارگران باید در قرارداد ذکر شود بدین ترتیب که شرکت نفتی خارجی مکلف شود تا در طول قرارداد سرمایه انسانی و تخصص‌های کارگران را ارتقا دهد.

ج- به منظور افزایش توانایی کارگران باید استخدام کارگران بومی به صورت درصدی در هر سال افزایش یابد مثلاً در سال اول عملیات پروژه ۵ درصد از کارگران باید بومی باشند و رفته رفته این درصد افزایش یابد. همان طور که می‌دانیم پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری پروژه‌هایی حساس و پیچیده هستند و ممکن است نیروی کار کشور میزبان توانایی و مهارت لازم را نداشته باشد. به همین منظور شرکت نفتی خارجی پس از تربیت نیروی کار ماهر اقدام به استخدام آنها در سال‌های آتی می‌کند.

د- کلیه استخدام‌ها باید بر اساس قانون کار کشور میزبان انجام شود.^{۸۹}

ماده ۲. ۵. ۹ قانون جدید نفت لیبیا برخی از این موارد را رعایت کرده است. در این ماده می‌خوانیم: «پیمانکار و پیمانکاران دست دوم باید در رابطه با تامین نیروی کار اولویت را به نیروی کار لیبیایی دهند. از زمان شروع عملیات نفتی پیمانکار موظف است تا برنامه‌ای را با هزینه خود برای تربیت نیروی کار لیبیا تدارک ببیند. استخدام کارگران مطابق قانون کار لیبیا انجام خواهد شد.»

مسائل مربوط به حفاظت از محیط‌زیست

اکتشاف، بهره‌برداری و توسعه میدین نفتی اغلب تأثیرات منفی زیادی را بر محیط‌زیست می‌گذارد. تولید نفت خام در برخی موارد با توجه به میزان نفت خام میدان و پیچیدگی پروژه، حساسیت محیط عملیات و تکنیک‌های کنترل، کاهش یا جلوگیری از آلودگی، می‌تواند موجب آلودگی‌های شدید آب و هوا شود.^{۹۰} البته آلودگی‌های نفتی تنها به حیوانات بومی منطقه خلاصه نمی‌شود بلکه انسان‌ها نیز تحت تأثیر این آلودگی‌ها قرار خواهند گرفت. برای نمونه نشست نفت خام در خلیج مکزیک از یک سو موجب آلودگی شدید دریا و مرگ بسیاری از جانداران دریایی شد و از سوی دیگر تأثیرات منفی زیادی را بر شهروندان ساکن آن منطقه چون ماهیگیران گذاشت.

همچنین اثرات اقتصادی- اجتماعی تولید نفت خام را نیز نباید نادیده گرفت؛ فی‌المثل تغییر در الگوهای استفاده از زمین به دلیل اکتشاف نفت خام، تغییر در جمعیت بومی منطقه به دلیل مهاجرت افراد جویای کار به منطقه نفت‌خیز، شکل‌گیری نظام‌های جدید اقتصادی- اجتماعی از طریق ایجاد فرصت‌های شغلی جدید، افزایش تورم و درآمد سرانه را می‌توان تأثیرات عمده اقتصادی- اجتماعی اکتشاف و بهره‌برداری از نفت خام دانست.^{۹۱}

جلوگیری از آلودگی محیط‌زیست در صدد کاهش یا محو آلاینده‌های هوا، آب یا خاک است و شامل توسعه تولیدات سازگار با محیط‌زیست، تغییرات در فرآیندهای تولیدی و... می‌شود.^{۹۲}

در کنار تلاش دولت‌ها برای بهبود بهره‌برداری از منابع نفتی و الزام شرکت‌های نفتی و پیمانکاران به رعایت اصول و قوانین داخلی مرتبط با محیط‌زیست، اقدام‌های بین‌المللی زیادی نیز صورت گرفته است که برآیند آنها را می‌توان تصویب کنوانسیون‌های متعددی چون کنوانسیون بازل، کنوانسیون نوع زیستی، کنوانسیون‌های منطقه ای (بارسلونا، کویت و OSPAR)^{۹۳} و... دانست.^{۹۴} برای نمونه ماده ۱۹ معاهده منشور انرژی اظهار می‌دارد: «... هر یک از طرفین قرارداد باید تلاش خود را در جهت کاهش اثرات مضر زیست‌محیطی ناشی از عملیات مرتبط با چرخه انرژی به کار بندد و تمام ضوابط ایمنی را رعایت کند... هر یک از طرفین قرارداد در رابطه با فعالیت‌ها و سیاست‌های خود باید اقدامات احتیاطی جهت جلوگیری یا کاهش مخاطرات زیست‌محیطی را در نظر بگیرد...».

به نظر می‌رسد برای کاهش اثرات منفی بهره‌برداری از میادین نفتی باید شرکت‌های نفتی به وسیله قانون، متعهد به حفاظت از محیط‌زیست شوند و دولت‌های میزبان نیز باید به فهم دقیقی از عملیات اکتشاف و توسعه و تأثیرات زیست‌محیطی آنها دست پیدا کنند. البته مساله محیط‌زیست به دلیل تعدد روابط در پروژه‌های نفتی مانند روابط مشارکت‌کنندگان، پیمانکاران،

دولت و بخش عمومی تا حدودی پیچیده است.^{۹۵} به همین منظور دولت‌ها در حوزه ملی نیز اقدام‌هایی را برای بهبود بهره‌برداری از منابع نفتی و حفظ محیط‌زیست انجام داده‌اند که می‌توان این اقدام‌ها را در برخی قوانین داخلی مثل قانون نفت و در قراردادهای اکتشاف، تولید، توسعه و بهره‌برداری از منابع نفتی مشاهده کرد. به منظور روشن شدن اقدام‌های دولت‌ها به چند نمونه از این شروط قراردادی و مواد قانونی اشاره می‌کنیم:

ماده ۲۶ قانون نفت مصوب ۱۳۵۳ ایران اظهار می‌دارد: «شرکت ملی نفت ایران مکلف خواهد بود که در جریان عملیات مربوط هر قرارداد دقت و مراقبت کامل را جهت حفظ منابع ثروت طبیعی همچنین جلوگیری از آلودگی محیط (هوا، آب و زمین) به عمل آورد. طرف قرارداد ملزم خواهد بود که در عملیات خود مقرراتی را که در این باب توسط دولت و یا شرکت ملی نفت ایران اعلام و ابلاغ می‌گردد رعایت نماید...».

پس از انقلاب، اصل پنجاهم قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران به مقوله محیط‌زیست به صورت کلی پرداخته است: «در جمهوری اسلامی حفاظت محیط‌زیست که نسل امروز و نسل‌های بعد باید در آن حیات اجتماعی رو به رشدی داشته باشند، وظیفه عمومی تلقی می‌گردد. از این رو فعالیت‌های اقتصادی و غیرآن که با آلودگی محیط‌زیست یا تخریب غیرقابل جبران آن ملازمه پیدا کند، ممنوع است.».

همچنین مطابق ماده ۷ قانون نفت مصوب ۱۳۶۶: «وزارت نفت مکلف است در جریان عملیات نفتی ضمن برنامه‌ریزی‌های صحیح نظارت و مراقبت کامل جهت صیانت ذخایر نفتی و حفاظت منابع و ثروت‌های طبیعی و تاسیسات و جلوگیری از آلودگی محیط‌زیست (هوا، آب و خاک) با هماهنگی سازمان‌های ذیربط عمل کند.».

به نظر می‌رسد که ماده ۲۶ قانون نفت ۱۳۵۳ در مقایسه با ماده ۷ قانون نفت ۱۳۶۳ کامل‌تر است و نگاه جامع‌تری دارد. قانون‌گذار ۱۳۵۳ اهمیت

بیشتری برای محیط‌زیست و اثرات خارجی منفی اکتشاف و بهره‌برداری از نفت قایل می‌شد که یک ماده قانونی مجزا به آن تخصیص داد اما قانون نفت ۱۳۶۶ بسیار شتابزده به مقوله حفاظت از محیط‌زیست پرداخته است. همان طور که گفتیم شرکت‌های نفتی باید از طریق قوانین متعهد به حفاظت از محیط‌زیست شوند اما با نگاهی به قانون نفت مصوب ۱۳۶۶ و اصلاحات آن در سال ۱۳۹۰ متوجه می‌شویم که اولویت دولت حفظ حاکمیت خود بر منابع نفتی و تاکید مجدد بر مالکیت منابع هیدروکربوری است (ماده ۲ قانون نفت ۱۳۶۶ و ماده ۲ قانون اصلاح قانون نفت).^{۹۶}

ماده ۴۱ «قانون مواد هیدروکربوری افغانستان»: «با توجه به مواد این قانون، فعالیت‌های صنعت نفت باید تحت این شرایط صورت گیرد:

الف) پرهیز از آسیب به گیاهان، جانوران و سایر آلودگی‌های زیست‌محیطی؛

ب) باید از عملیات نفتی و گازی اطمینان حاصل شود تا سلامتی، رفاه و آرامش کارکنان و مردم لطمه نیندند».

مطابق ماده ۹ «پیش‌نویس جدید قانون نفت عراق»^{۹۸} (۲۰۰۷) «اعطای حق فعالیت‌های نفتی نظیر اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری همیشه باید منافع ملی عراق را مورد نظر قرار دهد برای نمونه بهداشت، ایمنی و سطح بالای حفاظت از محیط‌زیست باید رعایت گردد». و ماده ۳۱ این قانون تاکید می‌کند که کلیه عملیات نفتی باید از آلوده کردن منطقه (مثل ساختمان‌ها)، آب و هوا جلوگیری نماید».

بخش ۳ ماده ۳۱ «قانون نفت کردستان عراق»^{۹۹}: «درخواست اکتشاف، توسعه یا بهره‌داری از میادین نفتی در منطقه کردستان باید سلامتی، ایمنی و رفاه افراد درگیر در عملیات یا متاثر از عملیات را نیز تامین کند؛ همچنین حفاظت از محیط‌زیست، کاهش آلودگی و جبران خسارات ناشی از آن و سایر آسیب‌های زیست‌محیطی که ممکن است از عملیات نفتی ناشی شود».

ماده ۲۹ «نمونه قرارداد امتیازی پاکستان جهت اکتشاف در دریا»^{۱۰۰} (۲۰۰۹) مقرر می‌دارد: «طرفین قرارداد تصدیق می‌کنند که عملیات نفتی تاثیراتی را بر محیط‌زیست منطقه می‌گذارد... بنابراین صاحب امتیاز باید: الف- تکنیک‌ها و روش‌های عملیات پیشرفته را به کار بندد تا از ورود خسارت به محیط‌زیست در طول عملیات نفتی ممانعت به عمل آورد؛ ب- گام‌های مناسبی برای جلوگیری از آلودگی زیست‌محیطی بردارد و در موقعیت‌هایی که آلودگی زیست‌محیطی اجتناب‌ناپذیر است جهت کاهش خسارات و تاثیرات آلودگی بر انسان‌ها، اموال و... تلاش کند. در صورت ورود خسارت زیست‌محیطی به اموال، انسان‌ها و... صاحب امتیاز موظف به جبران خسارات ناشی از نقض تعهد و اثرات منفی عملیات بر محیط‌زیست است».

باید خاطر نشان کرد که بهره‌برداری از منابع نفتی به دلیل اقدام‌های بین‌المللی و داخلی نسبت به گذشته بهبود زیادی پیدا کرده است و در مقایسه با آلاینده‌های دیگر آب دریا نظیر «نیترات»، «فسفات» و «فلزات سنگین» (مثل جیوه و کادمیوم) در رتبه‌های بعدی قرار می‌گیرد.^{۱۰۱} می‌توان این‌طور گفت که حفاظت از محیط‌زیست بخش غیرقابل تفکیک پروژه‌های بالادستی صنعت نفت است و باید در قراردادهای نفتیه این مساله به صورت روشن اشاره شود. کارفرما (شرکت ملی نفت) باید پیمانکار را ملزم کند تا از روش‌هایی استفاده نماید که کمترین آسیب را به محیط‌زیست و انسان‌ها وارد می‌آورد. درست است که تولید نفت خام منافع اقتصادی-اجتماعی بسیاری را برای دولت میزبان به ارمغان می‌آورد اما اثرات خارجی منفی تولید نفت خام نیز باید تحت کنترل طرفین باشد. به همین منظور دولت میزبان باید به کمک متخصصان HSE^{۱۰۲} با تدوین قوانین و دستورالعمل‌هایی آسیب‌های زیست‌محیطی را به حداقل برساند و ضمانت اجراهایی را برای تخلف از این مقررات وضع کند. شرکت‌های

نفتی خارجی نیز باید از فن‌آوری‌هایی استفاده کنند که کمترین آسیب را به محیط‌زیست وارد می‌کند. به منظور مدیریت آلودگی‌های زیست‌محیطی باید در قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری، پیمانکار را ملزم به عدم آسیب به محیط‌زیست نمود و ضمانت اجراهای آن را نیز در قرارداد تصریح کرد.

سلب مالکیت

چارچوب وضع قانون در کشور میزبان و احتمال عدم ثبات قوانین در آن کشور می‌تواند بر جذب سرمایه‌گذاری خارجی در پروژه‌های نفتی اثر بگذارد. به عبارت دیگر به هر میزان شفافیت در وضع قوانین مرتبط با صنعت نفت افزایش یابد به همان میزان سرمایه‌گذاری خارجی در پروژه‌های نفتی افزایش خواهد یافت. همان‌طور که می‌دانیم مشارکت در پروژه‌های نفتی اغلب بیش از شش سال زمان می‌برد. بنابراین زمانی سرمایه‌گذار یا شرکت نفتی خارجی حاضر به سرمایه‌گذاری می‌شود که ریسک‌های مرتبط با تغییر قوانین کم یا چشم‌انداز تغییر یا اصلاح قوانین مرتبط شفاف باشد.^{۱۳} از سوی دیگر سرمایه‌گذاری در صنعت نفت به رشد و شکوفایی این صنعت کمک قابل توجهی می‌کند و به نظر می‌رسد برای کاهش ریسک‌های اقتصادی و مالی دولت میزبان، استفاده از سرمایه‌های خارجی امری عقلانی خواهد بود. به همین منظور قوانین باید مبتنی بر کارایی، ارتقای سطح امنیت و مطابق با معاهدات بین‌المللی در زمینه سرمایه‌گذاری خارجی باشد و تغییر آن نیز در بستری کاملاً شفاف صورت گیرد. به طوری که سرمایه‌گذاران خارجی را دچار سردرگمی نکند.

ریسک سلب مالکیت به طور خاص یکی از ریسک‌های عمده در صنعت نفت است زیرا بیشتر منابع نفتی در خارج از سرزمین شرکت‌های نفتی خارجی صاحب فن‌آوری و سرمایه وجود دارد از سوی دیگر اغلب کشورهای دارنده ذخایر عظیم نفتی مبتنی بر اقتصاد دولتی هستند و دولت

در بسیاری از امور اقتصادی مداخله می‌کند بنابراین ریسک سلب مالکیت برای شرکت‌های نفتی خارجی بسیار بالاست.

امروزه دولت‌ها به دلایلی مانند ممانعت از به‌وجود آمدن تنش‌های سیاسی، کاهش سرمایه‌گذاری، پرداخت غرامت‌های کلان به دلیل سلب مالکیت از انجام سلب مالکیت به روش‌هایی که در سال‌های ۱۹۵۰ به بعد در کشورهای آفریقایی و خاورمیانه صورت گرفت، پرهیز می‌کنند. در مقابل دولت‌ها به صورت غیرمستقیم یا خزنده^{۱۴} مثل مجازات‌های مالیاتی سود شرکت‌های نفتی خارجی ناشی از سرمایه‌گذاری را تحت تاثیر قرار می‌دهند.^{۱۵}

از جمله کارهایی که دولت‌های سرمایه‌پذیر برای کاهش ریسک سلب مالکیت و ایجاد اطمینان برای شرکت‌های نفتی خارجی باید انجام دهند انعقاد موافقتنامه‌های چندجانبه یا دوجانبه حمایت از سرمایه‌گذاری خارجی است زیرا این موافقتنامه‌ها دارای مقرره‌ای در رابطه با سلب مالکیت است. برای نمونه ایران معاهده منشور انرژی^{۱۶} را امضا کرده است. ماده ۱۳ منشور انرژی اظهار می‌دارد: «سرمایه‌گذاری‌های سرمایه‌گذاران طرف این معاهده در کشورهای طرف این معاهده نباید مورد ملی شدن، سلب مالکیت یا هر عمل دیگری که تاثیری برابر با ملی کردن یا سلب مالکیت دارد، قرار گیرد مگر این که:

الف) به منظور نفع عمومی باشد؛

ب) غیر تبعیض‌آمیز باشد؛

ج) مطابق فرآیند قانونی انجام شود؛

د) توأم با پرداخت غرامت فوری،^{۱۷} مناسب^{۱۸} و موثر صورت گیرد...».

ماده ۹ قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری ایران مصوب ۱۳۸۰ اشعار می‌دارد: «سرمایه‌گذاری خارجی مورد سلب مالکیت و ملی شدن قرار نخواهد گرفت مگر برای منافع عمومی، به‌موجب فرآیند قانونی، به روش

غیر تبعیض آمیز و در مقابل پرداخت مناسب غرامت به مأخذ ارزش واقعی^{۱۰۹} آن سرمایه گذاری بلافاصله قبل از سلب مالکیت».

در صورتی که طرفین در رابطه با شرایط سلب مالکیت دچار اختلاف شوند برای نمونه سرمایه گذار خارجی بر این نظر باشد که سلب مالکیت به صورت تبعیض آمیز انجام شده است باید مطابق تبصره ۲ این ماده و با توجه به ماده ۱۹ قانون یاد شده رسیدگی شود.

به نظر می رسد که ماده ۱۹ این قانون برای سرمایه گذار خارجی توام با ریسک باشد. زیرا مطابق این ماده در صورتی که اختلافات از طریق مذاکره حل و فصل نشود باید توسط دادگاه های داخلی مورد رسیدگی قرار بگیرد. بنابراین سرمایه گذاری که مورد سلب مالکیت قرار می گیرد تنها در صورتی می تواند به یک مرجع بی طرف مراجعه کند که «در قانون موافقتنامه دو جانبه سرمایه گذاری با دولت متبوع سرمایه گذار خارجی، در مورد شیوه دیگری از حل و فصل اختلافات توافق شده باشد».

بدین ترتیب در صورتی که چنین موافقتنامه دوجانبه ای وجود نداشته باشد پیمانکار باید در قرارداد اکتشاف و بهره برداری خود با دولت ایران شرط داوری را درج کند که این امر نیز با مانع اصل ۱۳۹ قانون اساسی ایران برخورد می کند. این مسایل را در ادامه بررسی خواهیم کرد.

سلب مالکیت یا ملی کردن پیش از ۱۹۸۰ میلادی متضمن پرداخت غرامت کامل از سوی دولت میزبان بود که خسارت ناشی از عدم النفع را نیز در بر می گرفت اما امروزه سلب مالکیت و ملی کردن با حصول شرایطی مورد پذیرش قرار گرفته است (سلب مالکیت مشروع) و دولت میزبان موظف است تا غرامت مناسب بپردازد.^{۱۱۰} در مقابل با انجام سلب مالکیت به صورت غیر مشروع و بدون توجه به شرایط آن می تواند منجر به پرداخت غرامت کامل (از جمله عدم النفع) از باب مسوولیت دولت میزبان شود.^{۱۱۱} البته شرایط سلب مالکیت و پرداخت غرامت کامل یا مناسب بیشتر

مرتبط با قانون حاکم بر قرارداد میان دولت میزبان و پیمانکار است. همان طور که از رویه داوری در رابطه با پرداخت غرامت پیداست و تنظیم قرارداد میان دولت‌های میزبان و پیمانکاران نفتی بیان می‌کند به نظر می‌رسد که قانون داخلی بر روابط حقوقی طرفین حاکم است با این قید که داوران می‌توانند کاستی‌های قانون داخلی و عدم وجود قانون مناسب را با رجوع به حقوق بین‌الملل (مرحله ثانوی) مرتفع نمایند.^{۱۱۲} به‌عنوان نمونه ماده ۳۳ قانون مواد هیدروکربوری افغانستان اشعار می‌دارد: «۱- به منظور منافع عمومی وزارت صنایع و معادن می‌تواند دارایی‌ها، سهم، سرمایه و مزایای پیمانکار را بر اساس قانون آیین سلب مالکیت افغانستان از تملک پیمانکار خارج کند.

در صورت وقوع سلب مالکیت دولت باید به پیمانکار بر طبق حقوق بین‌الملل و ارزش منصفانه بازاری اموال غرامت بپردازد. چنین غرامتی باید شامل بهره اموال موضوع سلب مالکیت مطابق نرخ LIBOR در دوران وقوع سلب مالکیت تا زمان پرداخت کامل غرامت نیز شود».

در صورت اختلاف میان دولت افغانستان و پیمانکار خارجی و رجوع به محکمه داوری، داوران می‌توانند جهت احراز مشروعیت عمل دولت افغانستان فقط به شرط منافع عمومی اکتفا نکنند و سایر شروط چون عدم تبعیض را نیز در نظر بگیرند.

به نظر می‌رسد قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی باید دارای شرط ثبات نیز باشند. شرط ثبات سنتی بدین معنی است که دولت میزبان از تغییر شروط قراردادی به وسیله قانون‌گذاری یا سایر طرق بدون توافق با پیمانکار منع می‌شود.^{۱۱۳} اما امروزه تفسیر دیگر از شروط ثبات می‌شود که اختیار قانون‌گذاری دولت را محدود نمی‌کند بلکه در این روش بین قواعد و مقررات حاکمیتی کشور میزبان و منافع شرکت‌های نفتی و سرمایه‌گذار تعادل ایجاد می‌شود. این روش به این معنی نیست

که کشورهای میزبان حق قانون‌گذاری ندارند بلکه ملزم هستند که منافع سرمایه‌گذار را به گونه‌ای دیگر تضمین کنند. یعنی اینکه در تمام مدت قرارداد تعادل قراردادی حفظ شود و این تعادل قراردادی با یک فرمول از پیش تعیین شده حفظ می‌شود برای نمونه اگر قرار باشد که شرکت سرمایه‌گذار مالیات بیشتری بپردازد سهم سودی که وی از پروژه می‌برد افزایش یابد. یا فرمولی باشد که در آن روش مذاکره پیش‌بینی شده باشد که از طریق مذاکره طرفین تعادل مورد نظر ایجاد شود.

فورس ماژور (قوه قاهره)

فورس ماژور عبارتی است که عموماً برای رویدادهای خارجی استفاده می‌شود. رویدادهایی که وقوع آن خارج از کنترل طرف مدعی وقوع آن است و وی نمی‌تواند با تلاش‌های معقولانه فورس ماژور را مرتفع کند مانند بلایای طبیعی، سیل، زلزله، جنگ و شورش.^{۱۱۴} برای نمونه در قرارداد توسعه مشترک و مشارکت در تولید میادین آذری، چیراگ و میدان گوناشی (واقع در آب‌های عمیق دریای مازندران) میان شرکت دولتی جمهوری آذربایجان و ده شرکت نفتی قید شده است که «هر یک از طرفین قرارداد باید تلاش‌های قانونی معقولانه‌ای را برای متوقف نمودن رویدادهای منتهی به فورس ماژور به عمل آورد. پس از وقوع فورس ماژور، طرف متأثر از آن به سرعت به طرفین دیگر قرارداد اطلاع می‌دهد و شواهد گویای وقوع فورس ماژور را جمع‌آوری می‌کند. پس از آن باید تلاش‌های معقولانه‌ای را برای رفع یا کاهش تاثیر فورس ماژور انجام دهد...»

برای مدیریت ریسک نشات گرفته از وقوع فورس ماژور در اکثر قراردادهای اکتشاف، بهره‌برداری یا توسعه میادین نفتی، ماده یا موادی را به فورس ماژور، مصادیق آن، مسوولیت طرفین و اقداماتی که باید پس از وقوع فورس ماژور صورت بگیرد اختصاص می‌دهند. بدین ترتیب طرفین

با پیش‌بینی وقوع فورس ماژور تلاش می‌کنند تا به کمک بندهای قراردادی مسوولیت طرفین و خسارات حاصل از فورس ماژور را مدیریت کنند. بنابراین اختلافات طرفین در مورد مصادیق فورس ماژور، مسوولیت مدعی وقوع فورس ماژور، تاخیر پروژه و... تا حدود زیادی مرتفع می‌شود. ماده ۳۱ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق: «متعهد زمانی از مسوولیت عدم انجام یا تاخیر در اجرای تعهدات مرتبط با این قرارداد معاف می‌شود که چنین تاخیر یا عدم ایفای تعهدات ناشی از فورس ماژور باشد ...

فورس ماژور در این قرارداد به معنی هر سبب یا رویدادی است که غیرقابل پیش‌بینی یا خارج از کنترل مدعی وقوع فورس ماژور باشد که شامل (بدون آن که محدود به این مصادیق شود) بلایای طبیعی، جنگ، شورش، آتش‌سوزی، قانون‌گذاری یا دستور دولت خواهد بود مشروط بر آن که مدعی وقوع فورس ماژور نقشی در به‌وجود آمدن آن نداشته باشد...».

باید میان فورس ماژور و دشواری^{۱۱۵} تفاوت قائل شویم. دشواری به جهت حل رویدادهای غیرقابل پیش‌بینی است که عملکرد قراردادی یکی از طرفین را ناگوارتر از پیش‌بینی‌های زمان انعقاد قرارداد می‌کند. «اشمیتوف» وضعیت‌هایی را که در آن مفهوم دشواری وجود دارد را با سه مؤلفه مشخص می‌کند: رویداد باید خارج از کنترل طرفین باشد، رویداد باید کاملاً پیش‌بینی نشده باشد و رویداد باید به صورت بنیانی تعادل قراردادی را برهم‌زند.^{۱۱۶}

وجه اشتراک فورس ماژور و دشواری را می‌توان در وقوع رویداد غیرقابل پیش‌بینی که معمولاً اجتناب‌ناپذیر نیز هست، دانست. تفاوت فورس ماژور و دشواری در این است که وقوع فورس ماژور، انجام تعهدات قراردادی را غیرممکن یا بسیار طاقت فرسا می‌کند و شرط قراردادی اغلب مقرر می‌دارد که قرارداد پس از وقوع فورس ماژور خاتمه می‌پذیرد یا به حالت تعلیق در می‌آید. این در حالی است که وقوع دشواری معمولاً طرفین قرارداد را به بازبینی در قرارداد و مذاکرات مجدد ترغیب می‌کند به باور «پیتر» شروط

دشواری یکی از انواع شروط مذاکره مجدد هستند.^{۱۱۷} لازم به یادآوری است که به ندرت از شروط مربوط به دشواری در قراردادهای نفتی استفاده می‌شود. در مقابل شروط مربوط به فورس ماژور به صورت گسترده مورد استفاده قرار می‌گیرد. به این دلیل که طرفین قراردادهای نفتی بر این باورند که شرط فورس ماژور می‌تواند طرفین قرارداد را به میز مذاکره بازگرداند تا از این راه موجبات تعادل قراردادی فراهم گردد و تنها موجب انفساخ و خاتمه قرارداد نشود.^{۱۱۸} به عبارت دیگر شرط فورس ماژور در قراردادهای نفتی دارای چنین ویژگی‌هایی است که آن را از شروط فورس ماژور سنتی مجزا می‌کند: شرط فورس ماژور برای کاهش خساراتی که ممکن است در اثر وقوع فورس ماژور به یکی از طرفین وارد آید؛

شروط فورس ماژور جدید تنها به تعلیق یا خاتمه قرارداد اشاره نمی‌کند بلکه شامل تعهداتی است مبنی بر اینکه طرف متاثر از رویداد فورس ماژور باید به صورت معقولانه‌ای تلاش کند تا این واقعه مرتفع شود؛ به عبارت دیگر شروط فورس ماژور در قراردادهای نفتی به شروط دشواری نزدیک‌تر شده‌اند و تنها به دنبال تعلیق یا خاتمه قرارداد نیستند.^{۱۱۹} برای نمونه بند ۱ ماده ۲۷ «نمونه قرارداد مشارکت در تولید بنگلادش»^{۱۲۰} (۲۰۰۸) مقرر می‌کند: «زمانی که هر یک از رویدادهای واجد فورس ماژور به وقوع بپیوندد، طرف متاثر از آن باید تمام کارهای معقولانه را برای غلبه بر هر سببی که باعث توقف یا تاخیر در عملکرد تعهدات می‌شود را انجام دهد و نتایج فورس ماژور را به حداقل ممکن کاهش دهد و تا جایی که امکان دارد تعهدات خود را مطابق مواد بعدی انجام دهد».

عموما در قراردادهای مربوط به صنعت نفت، نخست طرفین قرارداد، فورس ماژور را تعریف می‌کنند و بعد از آن، به ذکر مصادیق فورس ماژور می‌پردازند. این مساله می‌تواند به کاهش اختلافات طرفین در مورد مصادیق

فورس ماژور و در نهایت کاهش ریسک قرارداد بینجامد. برای نمونه در بند ۲۱.۱ قرارداد توسعه مشترک و مشارکت در تولید آذربایجان، فورس ماژور را این گونه تعریف کرده‌اند: «هر رویدادی که مانع از عملیات مربوط به نفت شود و این رویداد خارج از توانایی طرف متأثر از فورس ماژور برای کنترل رویداد یا نتایج آن به وسیله تلاش‌های معقولانه باشد فورس ماژور است. که شامل این موارد است: بلایای طبیعی^{۱۳۱} مثل زلزله و وقایع غیرمترقبه^{۱۳۲} نظیر جنگ یا سایر فعالیت‌های نظامی، شورش، اعتصاب کارگران، تروریسم و هر گونه تصویب معاهده، قانون، آیین نامه و فعل یا ترک فعل مقامات دولتی (داخل یا خارج از آذربایجان) که عملیات تولید نفت را متوقف نماید یا حقوق پیمانکار را مطابق این قرارداد تهدید کند».

برخی از کشورها در قوانین نفت خود نیز اقدام به تعریف فورس ماژور کرده‌اند به‌عنوان ماده ۲. ۴. ۲۱ قانون نفت لیبیا اظهار می‌دارد: «فورس ماژور عبارت است از هر رویدادی که خارج از کنترل معقولانه طرفین قرارداد باشد مثل جنگ، شورش، جنگ داخلی، اعتصاب، توفان، سیل، شیوع بیماری‌های واگیردار، آتش‌سوزی، زلزله یا هر بلایای طبیعی، یا عمل مشروع دولت یا قانون یا امر ملی». البته منظور از عمل مشروع دولت یا قانون بدین معنا نیست که دولت نباید غرامت بپردازد بلکه منظور این است که شرکت نفتی خارجی می‌تواند در برابر اشخاص ثالث به عمل دولت به‌عنوان یک فورس ماژور استناد کند.

فورس ماژور، طرفین قرارداد را از اجرای تعهدات خود که شامل پرداخت خسارات نیز می‌شود، معاف می‌کند. اغلب در قراردادهای مرتبط با صنعت نفت شرایطی را برای مرتفع کردن وضعیت فورس ماژور و از سر گرفتن فعالیت‌ها در نظر می‌گیرند، بدین ترتیب اجرای قرارداد می‌تواند تداوم یابد.^{۱۳۳} در بند ۲۱.۲ قرارداد توسعه مشترک و مشارکت در تولید آذربایجان، افزایش مدت زمان اجرای پروژه در نظر گرفته شده است بدین ترتیب اگر

فورس ماژور باعث تاخیر یا توقف در اجرای عملیات پروژه شود، زمان برابر تاخیر به وجود آمده برای اجرای تعهدات متاثر از فورس ماژور مطابق این قرارداد به همراه تمام حقوق و تعهدات مندرج در آن به طرف قرارداد اعطا می‌شود. همچنین زمان لازم برای مرتفع کردن فورس ماژور و بازیابی عملیات نیز اعطا خواهد شد.

در قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری نظیر عملیات مشترک (JOA)، باید صراحتاً مشخص کنند که کدام یک از شرکا می‌توانند به فورس ماژور استناد کنند در صورت عدم تصریح به احتمال زیاد تنها شریک عامل است که می‌تواند به فورس ماژور استناد و تقاضای مبرا شدن از مسوولیت کند.^{۱۲۴} ماده ۲۱ پیش‌نویس نمونه قرارداد عملیات مشترک نفتی استرالیا (۲۰۰۹) اشعار می‌دارد: «اگر به واسطه وقوع یک رویداد فورس ماژور شرکا یا شریک عامل از انجام بخش یا همه تعهد خود ناتوان شود باید اعمال زیر را انجام دهد:

الف- طرف متاثر از فورس ماژور باید به سایر شرکا و شریک عامل، وقوع فورس ماژور را با جزئیات کامل اطلاع دهد و مشخص کند که با وقوع فورس ماژور قادر به انجام تعهدات نیست یا در انجام تعهدات تاخیر خواهد داشت؛

ب- طرف متاثر از فورس ماژور باید تمام تلاش معقولانه خود را برای مرتفع کردن فورس ماژور یا کاستن از تاثیرات آن در سریع‌ترین زمان انجام دهد؛

ج- در صورتی که نتوان بر فورس ماژور در مدت زمان شش ماه (قابل تمدید در صورت توافق طرفین) از زمان اعلام وقوع، غلبه نمود یا تاثیر آن را کاهش داد، مشارکت‌کنندگان باید این موضوع را در دستور کار قرار دهند که آیا این قرارداد باید اصلاح شود یا خاتمه‌پذیرد...».

زمانی که شرکت‌های نفتی در کشوری مشغول فعالیت هستند و دولت

میزبان به دلایلی اقدام به سلب مالکیت می کند نباید آن را فورس ماژور دانست زیرا سلب مالکیت عملی است که تحت کنترل دولت میزبان است بنابراین بهتر است که آن را مصدافی از نقض تعهدات دولت نسبت به شرکت های نفتی دانست. در مقابل شرکت نفتی که با سلب مالکیت دولت روبه رو شده است می تواند در برابر دیگران (مثلا خریداران نفت) سلب مالکیت دولت میزبان را مصدافی از فورس ماژور بداند زیرا خارج از کنترل آنها می باشد.^{۱۲۵}

آینده نامعلوم و غیرقطعی است از دیگر سو پروژه های اکتشاف، تولید، توسعه و... در صنعت نفت دارای ریسک بالایی است بنابراین طرفین قرارداد باید در طول مذاکرات و انعقاد قرارداد ضمن تعریف فورس ماژور باید مصداف فورس ماژور را بدون آنکه جنبه حصری داشته باشد، ذکر کنند و برای دوران وقوع فورس ماژور و توقف عملیات برنامه ریزی کنند. این مساله به خودی خود موجب کاهش اختلافات احتمالی طرفین در آینده می شود.

حال که با نحوه مدیریت ریسک های عمده پروژه های بالادستی صنعت نفت آشنا شدیم، لازم است در ادامه به مساله بروز اختلاف و مدیریت ریسک پروژه های اکتشاف و بهره برداری بپردازیم. همچنین روش هایی را مورد بررسی قرار می دهیم که می تواند بروز اختلافات را به حداقل ممکن کاهش دهد.

فصل چهارم

پیشگیری از بروز اختلافات و روش‌های حل و فصل آن

به منظور پیشگیری از بروز اختلافات طرفین پروژه (کارفرما و پیمانکار) می‌توانند با همکاری یکدیگر، در قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری، ایجاد کمیته‌هایی را پیش‌بینی کنند. این کمیته‌ها بسیاری از مسائل موجود در طول عملیات پروژه را مدیریت می‌کند و به هر یک از طرفین نقش فعالی جهت مدیریت و نظارت بر عملیات پروژه را می‌دهد. این کمیته‌ها را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: کمیته مدیریت مشترک و کمیته‌های تخصصی.

با وجود این، بروز اختلاف امری اجتناب‌ناپذیر است و باید در قرارداد فیما بین نحوه حل و فصل اختلافات متناسب با شرایط طرفین درج گردد. هر یک از این روش‌ها دارای ریسک‌ها و مزایای گوناگونی است برای نمونه برخی از این روش‌ها الزام آور و قاطع است اما برخی دیگر صرفاً جنبه توصیه‌ای دارد و به صورت دوستانه و با حسن نیت طرفین اختلاف انجام می‌شود.

پیشگیری از بروز اختلافات

کمیته مدیریت مشترک (JMC)^{۱۲۶}

شرکت‌های نفتی خارجی معمولاً چندین پروژه را در کشورهای مختلف بر عهده می‌گیرند. برای نمونه ممکن است شرکت توتال با شرکت ملی

نفت ایران قرارداد بیع متقابل و با عراق قرارداد مشارکت در تولید جهت اکتشاف و بهره‌برداری منعقد کند. همان طور که گفتیم قراردادهای بیع متقابل به دلایل ریسک‌های زیاد و حق‌الزحمه‌اندک چندان مقبول نیستند بنابراین در صورت افزایش هزینه‌های توسعه میدان نفتی تحت قرارداد بیع متقابل ممکن است توتال تصمیم به کاهش فعالیت‌های خود بگیرد و در مقابل بر میزان فعالیت خود در پروژه تحت مشارکت در تولید بیفزاید. در این صورت برای نظارت بر میزان پیشرفت عملیات، چه راهکاری باید ارایه داد؟

بدین منظور باید برنامه کاری^{۱۳۷} شفاف و دقیقی را تهیه نمود تا مطابق آن پیمانکار به فعالیت پردازد^{۱۳۸} و در صورت تخطی از آنها دولت میزبان باید مطابق قرارداد الزام پیمانکار را بخواهد و در صورت لزوم اقدام به فسخ قرارداد کند. برنامه‌های کاری کلیه فازهای پروژه را مورد توجه قرار می‌دهند و نحوه بهره‌برداری و توسعه میادین نفتی را مشخص می‌کنند. برای روشن شدن برنامه کاری به یک نمونه از آن اشاره می‌کنیم: مطابق ماده ۱۱ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق «پس از گذشت ۴۵ روز از انعقاد این قرارداد، پیمانکار موظف است تا به کمیته مدیریت، برنامه کاری و بودجه مورد نیاز برای انجام آن را ارایه دهد... هر برنامه کاری باید شامل موارد زیر باشد:

کارها و تعهداتی که باید توسط پیمانکار در بازه زمانی مشخص صورت گیرد؛

مواد اولیه، کالا و ابزارآلاتی که باید تهیه شود؛

تخمین هزینه‌های خدماتی که توسط پیمانکار یا اشخاص ثالث فراهم می‌شود؛

مخارجی که به وسیله مرکز هزینه یابی و بر اساس رویه حسابرسی تخمین زده می‌شود».

از آنجا که دولت‌های مبتنی بر اقتصاد تک محصولی (از جمله ایران) به درآمدهای ناشی از فروش نفت خام نیاز دارند برای مدیریت ریسک‌های مربوط به انحراف از برنامه‌های کاری دولت میزبان و شرکت‌های نفتی خارجی یک کمیته مشترک ایجاد می‌کنند. این کمیته به دقت بر فعالیت‌های پیمانکار نظارت دارد و برنامه‌های کاری آن را تصویب می‌کند. همچنین برای اجرای برنامه‌های کاری، دولت‌های میزبان اغلب ضمانت نامه‌هایی از پیمانکاران مطالبه می‌کنند. برای نمونه مطابق ماده ۹ نمونه قرارداد مشارکت در تولید کردستان عراق (۲۰۰۸) «تعهد به انجام حداقل اکتشاف باید به وسیله دریافت ضمانت نامه‌های مالی از پیمانکار حفظ شود».

کمیته مدیریت مشترک متشکل از نمایندگان شرکت ملی نفت (کارفرما) و شرکت‌های نفتی خارجی (پیمانکار) است که طرح جامع یا برنامه‌های کاری پروژه را تهیه و بودجه سالانه آن را تصویب می‌کند. ماده ۱۲. ۱ «نمونه قرارداد مشارکت در تولید بنگلادش» (۲۰۰۸) اشعار می‌دارد: «یک کمیته مدیریت مشترک متشکل از ۸ عضو (سه نماینده پتروبنگلا^{۱۲۹}، ۱ نماینده دولت، ۴ نماینده پیمانکار) تاسیس می‌شود...».

فی‌الواقع کمیته مدیریت مشترک یکی از روش‌های کارآمد جهت مدیریت ریسک اختلافات احتمالی و نظارت بر عملیات پروژه است. به وسیله کمیته مدیریت مشترک طرفین قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری بر نحوه هزینه بودجه، حسابرسی از پروژه، تصویب بودجه سالانه، میزان انحراف پیمانکار از طرح مصوب، نحوه گزینش پیمانکاران دست دوم و مانند این‌ها نظارت می‌کنند.

ماده ۱۲-۳ این نمونه قراردادی اشعار می‌دارد: «... کمیته مدیریت مشترک در رابطه با مسایل زیر اقدام به تصمیم‌گیری و ارائه پیشنهادهایی می‌کند:
الف- تمام برنامه‌های کاری، بودجه‌ها و سایر گزارش‌ها و پیشنهادهایی که باید به پتروبنگلا ارائه گردد؛

- ب- نظارت بر پیشرفت تعهدات پیمانکار؛
- ج- شرایط قراردادهای منعقد با پیمانکاران دست دوم و عملکرد پیمانکاران دست دوم؛
- د- هر مشکلی که در راه عملیات نفتی به وجود آید؛
- ه- تعیین حسابرسان؛
- و- موافقتنامه‌های دریافت وام برای طرح توسعه؛
- ز- سایر موضوعاتی که به نظر طرفین نیازمند رسیدگی است».
- مطابق ماده ۸ نمونه قرارداد مشارکت در تولید کردستان عراق (۲۰۰۸) «یک کمیته مدیریت باید به منظور نظارت بر تمام موضوعات مرتبط با عملیات نفتی و برنامه کاری تشکیل شود. این کمیته متشکل از ۳ نفر منتخب از سوی دولت و سه نفر منتخب از سوی پیمانکار است. همچنین ریاست این کمیته با یکی از اعضای منتخب دولت خواهد بود».
- در ماده ۸. ۲ این قرارداد می‌خوانیم: «وظایف کمیته مدیریت عبارت است از تصمیم‌گیری، مشاوره، پیشنهاد و توصیه به طرفین قرارداد در موضوعات زیر:
- الف- برنامه‌های کاری و بودجه؛
- ب- گزارش‌های فعالیت پیمانکار؛
- ج- حسابرسی هزینه‌های عملیات؛
- د- طرح توسعه و بودجه برای هر میدان نفتی؛
- ه- هر مساله‌ای که عملیات نفتی را تحت تاثیر قرار می‌دهد؛
- و- هر موضوعی که طرفین تمایل داشته باشند که مطرح شود».
- مطابق ماده ۵- ۱ «قرارداد عملیات مشترک و مشارکت در تولید میادین آذری، چیراگ و میدان گوناوشی (واقع در آب‌های عمیق دریای مازندران) میان شرکت دولتی جمهوری آذربایجان و ده شرکت نفتی» (۱۹۹۴): «کمیته نظارت^{۱۳۰} جهت مدیریت پروژه باید پیش از اتمام یک ماه از انعقاد این

قرارداد تاسیس شود. کارکردهای کمیته نظارت عبارت است از:

الف- نظارت بر عملیات نفتی

ب- بررسی، بازبینی و تصویب برنامه‌ها و بودجه‌های سالانه پیمانکار

ج- نظارت بر محاسبه هزینه‌ها و مخارج بر اساس رویه حسابرسی

د- تاسیس کمیته‌های فرعی تخصصی در صورت لزوم و نظارت بر

عملکرد این کمیته‌ها

ه- بررسی، بازبینی و تصویب برنامه‌های آموزشی...».

در قراردادهای بیع متقابل ایران نیز، تشکیل کمیته مدیریت مشترک در نظر گرفته شده است. این کمیته متشکل از ۵ نماینده از سوی هر یک از طرفین قرارداد تشکیل می‌شود (در مجموع ۱۰ نفر). نکته مهم در کمیته مدیریت مشترک قرارداد بیع متقابل این است که تصمیم‌گیری‌های این کمیته باید به اتفاق آرا صورت گیرد.^{۱۳۱}

به نظر می‌رسد کلیه تصمیمات کمیته مدیریت مشترک نباید لزوماً با اتفاق آرا باشد زیرا این مساله می‌تواند روند فعالیت پروژه را با اختلال مواجه کند. به همین دلیل در ادامه ماده ۳-۱۷ «قرارداد نفتی درود» می‌خوانیم «... در صورتی که کمیته مدیریت مشترک با وجود به کارگیری کلیه طرق بحث و بررسی نتواند در خصوص موضوعی که در رابطه با عملیات توسعه مورد نظر این قرارداد از اهمیت اساسی برخوردار است به اتفاق نظر دست یابد، طرفین بدین وسیله موافقت می‌نمایند که به منظور رسیدن به توافق روی هرگونه عملیات توسعه پیشنهاد شده، راهنمایی و مشاوره مدیران ارشد خود را جویا شوند».

به طور مشابه ماده ۱۳.۳ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹) اشعار می‌دارد: «تصمیمات کمیته مدیریت مشترک باید به اتفاق آرا گرفته شود. در مواردی که کمیته مدیریت مشترک نمی‌تواند به اتفاق آرا دست پیدا کند، مساله مورد نظر باید به اطلاع مدیران ارشد برسد تا آنها در رابطه

با این مساله تصمیم بگیرند...».

در مواردی که شرکت ملی نفت ایران خود اقدام به شکست پروژه و انتخاب پیمانکاران قراردادهای مهندسی و طراحی، تامین کالا، ساخت و راه اندازی می کند باید نظارت دقیق بر نحوه هزینه های آنها داشته باشد زیرا در برخی از قراردادهای مهندسی و طراحی، تامین کالا، ساخت و راه اندازی طرفین شرط انعطاف پذیری درج می کنند مبنی بر اینکه قیمت مقطوع قراردادی قابل تغییر و مذاکره مجدد است.

در قراردادهای مشارکت در سرمایه گذاری و عملیات مشترک نیز کمیته مدیریت مشترک نقش مهمی بازی می کند. همان طور که گفتیم در این نوع از قراردادهای بالادستی گروهی از شرکت های نفتی خارجی با موافقت یکدیگر اقدام به انعقاد قرارداد یا تاسیس یک شرکت پروژه می کنند بنابراین نحوه توزیع سرمایه، مدیریت اموال مشترک، مدیریت اختلافات، تعیین شریک عامل (در قراردادهای عملیات مشترک)، نیازمند تصمیم گیری جمعی طرفین قرارداد است.

به نظر می رسد که تشکیل کمیته مدیریت مشترک به امری متعارف بدل شده است و طرفین قرارداد باید به تشکیل آنها تصریح کنند. به کمک کمیته مدیریت مشترک طرفین به صورت فعال در تصمیم گیری ها مشارکت می کنند و مسایل مهمی چون نحوه هزینه ها و مخارج، استخدام پیمانکاران فرعی (برون سپاری)، افزایش مدت زمان اکتشاف و بهره برداری، حساسی از پروژه، نظارت بر عملیات نفتی و... به صورت کارآمدی تحت کنترل در می آید.

کمیته های تخصصی

با توجه به شرایط حاکم بر پروژه ممکن است طرفین قرارداد به این نتیجه برسند که برای مدیریت و نظارت بر بخشی از عملیات پروژه باید

کمیته ویژه‌ای را متشکل از افراد کارشناس و متخصص ایجاد کنند. معمولاً ایجاد کمیته‌های تخصصی مستلزم تصویب کمیته مدیریت مشترک است. کمیته مدیریت مشترک پس از تصویب ایجاد کمیته تخصصی، وظایف، نحوه انتخاب کارشناسان، شیوه ارایه گزارش و... را مشخص می‌کند. نمونه ماده ۸. ۹ نمونه قرارداد مشارکت در تولید کردستان عراق (۲۰۰۸) اشعار می‌دارد: «کمیته مدیریت در صورت لزوم می‌تواند درخواست ایجاد یک کمیته فرعی فنی یا هر کمیته فرعی دیگری را بدهد. هر کمیته فرعی باید تعداد مساوی از کارشناسان دولت و پیمانکار را داشته باشد. پس از هر جلسه کمیته فرعی باید گزارش کتبی به کمیته مدیریت ارایه دهد».

ممکن است نمایندگان طرفین در کمیته مدیریت مشترک تخصص کافی در زمینه‌های فنی و مالی پروژه نداشته باشند یا اصول حسابرسی را ندانند، به منظور نظارت بر بخش فنی پروژه یا حسابرسی از عملیات پروژه طرفین با ایجاد کمیته‌های فرعی موافقت می‌کنند. این کمیته نیز بر اساس دستورالعمل‌های کمیته مدیریت مشترک فعالیت می‌کند و گزارش‌های خود را به کمیته مدیریت مشترک ارایه می‌دهد. مطابق ماده ۵. ۴ «موافقتنامه عملیات مشترک میان شرکت‌های با مسوولیت محدود تولو و ساپره با وزارت انرژی غنا» (۲۰۰۶) «ممکن است کمیته عملیات مشترک اقدام به تاسیس کمیته‌های فرعی دیگر چون کمیته‌های فرعی فنی نماید این کمیته تحت نظر و مطابق دستورالعمل‌های کمیته اصلی اقدام می‌کند و به بازرسی و نظارت عملیات پروژه می‌پردازد».

به نظر می‌رسد که برای کاهش احتمال بروز اختلافات و مدیریت ریسک‌های پروژه در قرارداد فیما بین باید لزوم ایجاد کمیته‌های فنی را تصریح نمایند و ایجاد این کمیته‌ها را بر عهده کمیته مدیریت مشترک قرار دهند. بدین ترتیب هرگاه کمیته مدیریت مشترک لزوم ایجاد چنین کمیته‌های فرعی را احساس کند اقدام به تشکیل آنها می‌نماید.

روش‌های حل و فصل اختلافات

انتخاب روش‌های حل و فصل اختلافات در صنعت نفت به معیارهای گوناگونی ارتباط دارد. بدین ترتیب وقتی طرفین قرارداد اقدام به اتخاذ یکی از روش‌های حل و فصل اختلافات می‌نمایند فی الواقع بعد از ارزیابی این معیارها و شرایط حاکم بر منافع آنها می‌باشد. معیارهایی چون سرعت، هزینه، حفظ اعتبار، محرمانه بودن، تخصصی بودن رسیدگی و حفظ رابطه بلندمدت را می‌توان از جمله مهم‌ترین معیارهای گزینش شیوه حل و فصل اختلافات دانست. همچنین این مساله که آیا تکنیک حل و فصل اختلاف متتهی به صدور حکم و تصمیم‌گیری برای طرفین اختلاف می‌شود یا تکنیک موردنظر تنها به دنبال تسهیل حل و فصل اختلاف است، روش‌های حل و فصل اختلافات قابل تقسیم هستند. برای نمونه داوری را می‌توان یک تکنیک متتهی به صدور رای یا تصمیم دانست و میانجیگری را می‌توان تنها روشی جهت تسهیل حل و فصل اختلافات دانست.^{۱۳۲}

۱۶۶ | فصل پنجم

اکنون ضمن توضیح روش‌های متفاوت حل و فصل اختلافات از طرق قضایی، داوری و روش‌های حل و فصل غیرقضایی به تبیین این معیارها در هر یک از این روش‌ها می‌پردازیم تا مزیت‌ها و ریسک‌های هر یک از این روش‌ها مشخص گردد.

روش‌های حل و فصل غیرقضایی (ADR)

استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی، در طول دو دهه گذشته رشد چشمگیری داشته است. این روش‌ها در اختلافات مرتبط با قراردادهای صنعتی (به‌ویژه در صنعت نفت) از جایگاه مهمی برخوردار است زیرا در صنعت نفت رابطه بلندمدت، هزینه حل و فصل دعاوی و سرعت در رسیدگی تعیین‌کننده می‌باشد که در رجوع به دادگاه و تا حدودی داوری این موارد در نظر گرفته نمی‌شود.^{۱۳۳}

روش‌های حل و فصل غیرقضایی به هر نوع فرآیند یا آیین رسیدگی گفته می‌شود که جدا از رسیدگی‌های قضایی و به طور خاص «دادگاه» است. از آنجایی که رجوع به دادگاه، شکل عمده حل و فصل دعاوی شناخته می‌شود به همین دلیل به روش‌های حل و فصل غیرقضایی شیوه‌هایی جایگزین می‌گویند. با وجود این به نظر می‌رسد که به دلیل کارآمدی ADR نباید آنها را تنها روش‌هایی غیرقضایی دانست بلکه باید گفت که روش‌هایی مناسب^{۱۳۴} برای حل و فصل اختلافات نیز هستند.

هدف اصلی روش‌های حل و فصل غیرقضایی به ارایه روش‌هایی جدید برای حل و فصل دعاوی محدود نمی‌شود بلکه در پی اصلاح نظام حل و فصل دعاوی است تا آن را برای طرفین قراردادهای صنعتی مناسب نماید. بنابراین روش‌های حل و فصل غیرقضایی، مکمل آیین رسیدگی قضایی است و طرفین می‌توانند میان این دو فرآیند دست به گزینش بزنند.

آیین رسیدگی قضایی، برای استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی بسیار حیاتی است زیرا یکی از محرک‌های قدرتمند جهت استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی احتمال رجوع یکی از طرفین به دادگاه است. بنابراین طرفین برای اجتناب از اثرات خارجی منفی رجوع به دادگاه، روش‌های حل و فصل غیرقضایی را انتخاب می‌کنند.

مزایای استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی را می‌توان در این موارد خلاصه کرد:

الف- بی طرفی: همان طور که می‌دانیم در اغلب پروژه‌های نفتی، شرکت‌های مختلف چندملیتی و بین‌المللی وجود دارند بنابراین در صورت بروز اختلاف در رابطه با عملیات پروژه یا مفاد قرارداد آنها چندان تمایلی ندارند تا به دادگاه‌های کشور طرف قرارداد مراجعه نمایند زیرا در اغلب کشورهای دارای منابع نفت قوه قضاییه استقلال چندان ندارد و می‌تواند تحت تاثیر گروه‌های ذینفع یا مداخله‌های دولت قرار گیرد و از موازین

عدالت خارج شود. بدین ترتیب شرکت‌های نفتی خارجی خواهان استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی یا داوری برای مرتفع نمودن اختلافات هستند.

ب- محرمانه بودن: رجوع به محکمه و فرآیند صدور حکم اغلب منتهی به آگاهی افکار عمومی می‌شود بنابراین طرفین اختلاف ترجیح می‌دهند تا فرآیند رسیدگی به صورت محرمانه باشد به همین دلیل از داوری یا روش‌های حل و فصل غیرقضایی استفاده می‌نمایند. بسیاری از آیین‌های داوری نهادی و حتی صدور حکم به صورت محرمانه است. تنها استثنا زمانی است که اجرای حکم داوری مستلزم رجوع به دادگاه و صدور اجراییه می‌باشد.^{۱۳۵} این در حالی است که روش‌های حل و فصل غیرقضایی ملاحظه بیشتری نسبت به محرمانه ماندن مسایل مطروحه دارند. به همین دلیل طرفین اختلاف با اطمینان از محرمانه ماندن اطلاعات بیشتری را در اختیار میانجیگر یا کارشناس و... می‌گذارند که به میانجیگر یا کارشناس این امتیاز را می‌دهد تا طرح کارآمدی برای حل و فصل اختلاف ارایه کند. برای نمونه مطابق ماده ۷ مقررات اتاق بازرگانی بین‌المللی، «هیچ یک از طرفین اختلاف نمی‌توانند اسناد، مدارک و مکاتبات استنادی در طول فرآیند حل و فصل اختلاف را به‌عنوان دلیل در مرجع داوری یا دادگاه به‌عنوان دلیل ارایه کنند. همچنین فرد بی‌طرف که به‌عنوان کارشناس، سازش‌گر و... انتخاب می‌شود نمی‌تواند در دادگاه یا داوری در رابطه با موضوع اختلاف گواهی دهد».^{۱۳۶}

ج- ریسک و عدم قطعیت: علی‌الاصول رجوع به داوری و دادگاه برای حل و فصل اختلافات ریسک بالایی دارد و چشم انداز شکست یا پیروزی کاملاً مشخص نیست زیرا ممکن است در طول رسیدگی اسناد یا اطلاعات جدیدی افشا گردد که تصمیم‌گیری داوران یا دادگاه را کاملاً دگرگون کند؛ همچنین اظهار نظر کارشناسان یا گواهان نزد دادگاه یا داوران کاملاً

مشخص نیست و در نهایت رای صادره از جانب دادگاه یا داور را نمی‌توان به درستی پیش‌بینی کرد.^{۱۳۷}

د- هزینه: در بسیاری از نظام‌های حقوقی، داوری و رجوع به دادگاه اغلب مستلزم صرف هزینه‌های زیادی است. اگر هزینه‌های بالای رجوع به دادگاه طرفین را تشویق می‌کند اختلاف خود را از طریق داوری حل و فصل نمایند، پایین بودن هزینه‌های روش‌های حل و فصل غیرقضایی آنها را دو چندان تشویق می‌کند این روش‌ها را پیش از رجوع به داوری یا دادگاه در دستور کار قرار دهند. برای نمونه رجوع به دادگاه، مستلزم پرداخت هزینه‌های دادرسی است از طرفی چون دعاوی مربوط به صنعت نفت دارای پیچیدگی می‌باشد، طرفین باید وکیل انتخاب کنند و در مواردی نیاز به استخدام چند کارشناس برای ارزیابی مسایل است. بنابراین می‌توان گفت که روش‌های حل و فصل غیرقضایی به مدیریت منابع طرفین منجر می‌شود. روش‌های حل فصل غیرقضایی، ویژگی مهمی چون سرعت دارند بنابراین از تاخیرهایی که ممکن است به دلیل بروز اختلاف در عملیات اکتشاف و توسعه به وجود آید را کاهش می‌دهد و از فرسودگی اقتصادی پروژه جلوگیری می‌کند. همچنین روش‌های حل و فصل غیرقضایی، می‌تواند از طولانی شدن روند رسیدگی قضایی که مستلزم تخصیص منابع مالی زیادی است، جلوگیری به عمل آورد.^{۱۳۸}

ه- رجوع به متخصصین و اهل فن: وقتی طرفین اختلاف در یک پروژه نفتی به دادگاه مراجعه می‌کنند آنها با ریسک بزرگی مبنی بر عدم تخصص و اطلاعات کافی قضات روبه‌رو می‌شوند. زیرا پروژه‌ها و قراردادهای اکتشاف و توسعه میادین نفتی پیچیده است و برای رفع اختلاف باید نگاهی همه‌جانبه داشت. این مساله به‌ویژه در ایران از اهمیت زیادی برخوردار است زیرا به دلیل حجم بالای پرونده‌های مطروحه در دادگاه‌های ایران، قضات وقت کافی برای مطالعه عمیق پرونده و استفاده از نظر کارشناسان

ندارند. بنابراین نقطه مطلوب برای طرفین اختلاف می‌تواند رجوع به داوری یا استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی چون میانجیگری یا ارزیابی باشد. طرفین داور یا داورانی انتخاب می‌کنند که دارای تجربه و تخصص کافی در زمینه مسایل فنی، مالی و حقوقی پروژه‌های نفتی باشند. همچنین استفاده از چند ارزیاب متخصص و بی‌طرف برای حل و فصل اختلاف می‌تواند بسیار کارآمد باشد.^{۱۳۹}

و- انعطاف‌پذیری: از دیگر مزیت‌های استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی انعطاف‌پذیری است که در فرآیند استفاده از آنها وجود دارد. فی‌الواقع در این روش‌ها، تشریفات رسیدگی به حداقل ممکن کاهش می‌یابد و کنترل طرفین اختلاف بر روند رسیدگی زیاد است. بنابراین آیین رسیدگی که در فرآیند ADR استفاده می‌شود می‌تواند با نیازمندی‌های طرفین منطبق شود. به عبارت دیگر، فرآیندهای رسیدگی غیرقضایی باید برای افزایش ارتباط کارآمد طرفین طراحی گردد.^{۱۴۰}

استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی به احتمال زیاد و بر خلاف رجوع به نظام قضایی، منجر به یک بازی برد-برد می‌شود.

ز- حفظ ارتباط: زمانی که دادگاه به اختلاف رسیدگی می‌کند بدون تردید یکی از طرفین برنده و طرف دیگر بازنده دعوی خواهد شد. این مساله به روابط تجاری طرفین آسیب می‌زند. اما روش‌های حل و فصل غیرقضایی، به فعالیت‌های آینده طرفین آسیبی وارد نمی‌کند و طرفین را متعهد می‌نماید تا موافقتنامه‌های میان خود را رعایت کنند. همچنین روش‌های حل و فصل غیرقضایی، دعاوی آینده طرفین را کاهش می‌دهد و به آرامی به طرفین، اعتماد و تفاهم بلندمدت را القا می‌کند.^{۱۴۱}

ح- مانع اصل ۱۳۹ قانون اساسی: در ایران مطابق اصل ۱۳۹ قانون اساسی در صورتی که طرف دعوی یا اختلاف خارجی باشد ارجاع آن به داوری مستلزم تصویب مجلس است بنابراین در صورت درج شرط

ارجاع به داوری، سرمایه‌گذاران و شرکت‌های نفتی خارجی با ریسک زیادی مواجه خواهند شد زیرا ممکن است مجلس با ارجاع دعوی به داوری مخالفت کند اما با توجه به ماده ۱۹ «قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی» «اختلافات بین دولت و سرمایه‌گذاران خارجی در خصوص سرمایه‌گذاری‌های موضوع این قانون چنانچه از طریق مذاکره حل و فصل نگردد در دادگاه‌های داخلی مورد رسیدگی قرار می‌گیرد، مگر آن که در قانون موافقتنامه دو جانبه سرمایه‌گذاری با دولت متبوع سرمایه‌گذار خارجی، در مورد شیوه دیگری از حل و فصل اختلافات توافق شده باشد». می‌توان این طور گفت که استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی نیازی به تصویب مجلس ندارد.^{۱۴۲}

از آنجا که در صنعت نفت بحث حفظ روابط طرفین قرارداد نفتی از اهمیت برخوردار است، رجوع به دادگاه در صورت وقوع اختلافات می‌تواند به این روابط بلند مدت آسیب وارد کند بنابراین استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی به تداوم روابط بلند مدت و استراتژیک کمک می‌نماید.

تمام روش‌های حل و فصل غیرقضایی، دارای این ویژگی‌ها هستند با این قید که برخی از این روش‌ها همچنان که در ادامه خواهد آمد، دارای مزیت بیشتری نسبت به روش‌های دیگر حل و فصل غیرقضایی می‌باشند. بدین ترتیب برای حل و فصل اختلافات در پروژه‌های صنعتی بهتر است که از روش‌های حل و فصل غیرقضایی و به طور اخص از این روش‌ها استفاده گردد.

روش‌های حل و فصل غیرقضایی را می‌توان در این موارد خلاصه نمود:

مذاکره^{۱۴۳}

مذاکره یکی از روش‌های معمول حل و فصل اختلافات به صورت غیرقضایی است که در آن، طرفین یا نمایندگان آنها تلاش می‌نمایند تا

اختلافات را به صورت دوستانه و بدون دخالت اشخاص ثالث بی طرف حل و فصل کنند. مذاکره فرآیندی اختیاری است که ساختار خاصی ندارد و با توافق طرفین اختلاف به صورت محرمانه و با اعتماد متقابل انجام می شود. پرهیز از پافشاری بر یک موضع و همکاری در جهت منافع و نیازهای طرفین اختلاف می تواند در موفقیت مذاکرات نقش عمده ای داشته باشد. به هر صورت، موفقیت مذاکرات مستقیم به مهارت های ارتباطی طرفین در طول فرآیند مذاکره بستگی دارد.^{۱۴۴}

مذاکره را می توان نخستین لنگرگاه طرفین اختلاف برای حل و فصل اختلافات دانست. زیرا فرآیند مذاکره در میان سایر روش های حل و فصل غیرقضایی دارای مزایای بیشتری است و استفاده از آن به عنوان نخستین گام برای حل و فصل اختلافات در صنعت نفت توصیه می شود.

به باور «رونالد کوز» اگر هزینه های معاملاتی را صفر فرض کنیم دیگر نیازی به مداخله شخص ثالث یا دادگاه نیست بلکه طرفین اختلاف با مذاکرات دوجانبه و چانه زنی می توانند اختلافات را حل و فصل کنند و بدین ترتیب وضعیت بهینه ای رقم خواهد خورد.^{۱۴۵} اما باید خاطر نشان کرد که در عالم واقع، هزینه های معاملاتی وجود دارد و نمی توان آنها را نادیده گرفت بدین ترتیب ممکن است مذاکرات طرفین اختلاف در صنعت نفت به یک نتیجه کارآمد منتهی نشود.

البته نباید با وجود هزینه های معاملاتی، مذاکره را از میان گزینه های حل و فصل اختلافات حذف نمود بلکه باید گفت که با وجود هزینه های معاملاتی مذاکرات طرفین می تواند به یک نتیجه بهینه منتهی گردد. دیدگاه ما این است، تا جایی که امکان دارد باید از مداخله فرآیند قضایی در اختلافات ناشی از پروژه های نفتی جلوگیری شود و تلاش نمود تا به وسیله مذاکره یا سایر روش های حل و فصل غیرقضایی به یک نتیجه کارآمد دست یافت. ماده ۲۲ نمونه قرارداد مشارکت در تولید قبرس ۲۰۰۷ اظهار می دارد:

«در صورت بروز هر اختلافی میان دولت و پیمانکار در رابطه با تفسیر یا اجرای مفاد قرارداد، طرفین باید تلاش نمایند تا اختلاف فیما بین از طریق مذاکره حل و فصل شود».

همچنین ماده ۳۹ پیش‌نویس لایحه جدید قانون نفت عراق (۲۰۰۷) مقرر می‌کند: «هر اختلافی که از تفسیر و اجرای این قانون، مقررات مربوط به عملیات نفتی و شروط قراردادی ناشی شود در مرحله نخست باید با حسن نیت از راه مذاکره میان طرفین اختلاف حل و فصل گردد...».

مذاکرات موفق برای حل و فصل اختلافات باید دارای چهار ویژگی باشد: انصاف، کارایی، عقلانیت و پایداری.

مزایای استفاده از مذاکره برای حل و فصل اختلافات عبارت است از:

الف- صرفه‌جویی در هزینه‌ها: روش‌های حل و فصل غیرقضایی نسبت به داوری و رجوع به دادگاه هزینه کمتری دارد. در این میان، روش مذاکره نسبت به سایر روش‌های حل و فصل غیرقضایی کم هزینه‌تر است.

ب- محرمانه بودن: مذاکره یک فرآیند کاملاً خصوصی است. هیچ عنصر خارجی (اعم از دادگاه یا شخص ثالث) در آن مداخله نمی‌کند. اگرچه طرفین اختلاف ممکن است از وکلای خود برای پیشبرد مذاکرات استفاده نمایند، با وجود این، جزییات اختلافات محرمانه باقی می‌ماند.

ج- انعطاف‌پذیری: یکی از ویژگی‌های عمده روش‌های حل و فصل غیرقضایی انعطاف‌پذیری آنها نسبت به گزینه‌های داوری و رجوع به محاکم است. مذاکره هم در طول فرآیند آن بدین ترتیب که می‌تواند بنابر صلاح‌دید طرفین به صورت غیررسمی یا رسمی برگزار شود و هم در نتایج حاصله بسیار انعطاف‌پذیر می‌باشد زیرا این طرفین هستند که به حل و فصل اختلاف می‌پردازند و می‌توانند بر نتایج و راه حل‌هایی توافق کنند که امکان دارد به وسیله داوری یا دادگاه به آن دست نیابند.^{۱۴۶}

د- سرعت: مذاکرات به صورت بالقوه این امکان را با خود دارند که

موضوعات و اختلافات را به سرعت و به نحو کارآمدی حل و فصل کنند. طرفین یک پروژه نفتی نیازی ندارند تا در انتظار قاضی، داور یا میانجیگر باشند تا به اظهارات آنها گوش دهند و پس از مطالعه پرونده اقدام به تصمیم‌گیری نمایند.

ه- اختیار طرفین: مذاکره این ویژگی را با خود دارد که به طور کامل از ابتدا تا انتها در اختیار طرفین اختلاف است. طرفین اختلاف تعیین می‌کنند که چطور مذاکرات به وقوع بپیوندد و چه نتایجی حاصل گردد. همه چیز بستگی به توافق طرفین مذاکره دارد و نمی‌توان راهکاری را به صورت یکجانبه به یکی از طرفین تحمیل کرد.^{۱۴۷}

و- تداوم رابطه طرفین: از آنجا که در صنعت نفت اصل بر رابطه بلند مدت طرفین است و قراردادهایی که در زمینه اکتشاف و بهره‌برداری یک میدان نفتی منعقد می‌شود معمولاً بیش از بیست و پنج سال زمان می‌برد بهتر است که اختلافات میان طرفین از طریق روش‌هایی حل و فصل گردد تا به رابطه طولانی مدت آنها لطمه وارد نیاورد. در میان روش‌های حل و فصل غیرقضایی، با اطمینان بالایی می‌توان گفت مذاکره عملکرد بهتری درباره ارتباط بلندمدت طرفین دارد. از طریق مذاکره شرکت‌های موجود در پروژه، علاوه بر تداوم فعالیت خود تلاش می‌کنند به یک راهکار برای حل اختلافات دست یابند.

از آنجا که مذاکره فرآیندی اجماعی است بدین ترتیب نیازمند رضایت طرفین برای حل و فصل اختلافات است بنابراین اگر رابطه میان طرفین آسیب ببیند، مذاکره ممکن نخواهد شد بنابراین فقدان رضایت طرفین و حسن نیت آنها می‌تواند از جمله ریسک‌های مذاکره باشد.

به نظر می‌رسد در صورت بروز اختلاف میان شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های نفتی خارجی در صورت تمایل، طرفین می‌توانند از این فرآیند استفاده کنند. همچنان که ماده ۱۹ قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری

خارجی مصوب ۱۳۸۱ اظهار می‌دارد: «اختلافات بین دولت و سرمایه‌گذاران خارجی در خصوص سرمایه‌گذاری‌های موضوع این قانون چنانچه از طریق مذاکره حل و فصل نگردد...».

میانجیگری^{۱۴۸}

زمانی که مذاکرات طرفین هیچ‌گونه پیشرفتی در حل اختلافات به وجود نیاورد می‌توان از میانجیگری استفاده نمود. میانجیگری یکی از مشهورترین روش‌های حل و فصل غیرقضایی است. میانجیگری شبیه مذاکره طرفین قرارداد نفتی است با این تفاوت که شخص ثالث بی‌طرفی که در زمینه میانجیگری خبره است به آنها برای حل اختلافات کمک می‌کند. میانجیگری به صورت خصوصی و غیررسمی است که در آن شخص ثالث بی‌طرف تلاش می‌کند طرفین به یک توافق دست پیدا کنند.^{۱۴۹} ماده ۴۱ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق میان مذاکره، میانجیگری و داوری رابطه طولی ایجاد کرده است و به طرفین اختلاف اجازه می‌دهد اختلاف را نخست به وسیله مذاکره حل و فصل نمایند؛ بند ۱ ماده ۴۱ اظهار می‌دارد: «... در صورت بروز هرگونه اختلاف میان طرفین در رابطه با این قرارداد اعم از وجود، صحت یا خاتمه آن، طرفین نخست باید از راه مذاکره اقدام کنند». بدین ترتیب در صورت شکست مذاکرات از طریق میانجیگری یا داوری می‌توانند اختلاف را حل و فصل کنند؛ بند ۲ ماده ۴۱ نمونه قرارداد مذکور مقرر می‌کند: «اگر اختلاف از طریق مذاکره قابل حل و فصل نباشد، طرفین قرارداد باید میانجیگری را مطابق آیین میانجیگری "محکمه داوری بین‌المللی لندن"^{۱۵۰} به‌عنوان یک روش حل و فصل اختلاف در نظر بگیرند».

همچنین بند ۳ همین ماده اشعار می‌دارد: «اگر اختلاف پس از سی روز از آغاز آیین میانجیگری یا مدت زمان بیشتری (در صورت توافق طرفین)

حل و فصل نگردید، اختلاف باید از طریق رجوع به داوری مطابق قواعد محکمه داوری بین‌المللی لندن مرتفع شود».

میانجیگر باید بی‌طرف و مورد اعتماد طرفین باشد. همچنین میانجیگر قدرت تحمیل نظر خود را به طرفین اختلاف ندارد. یک میانجیگر حرفه‌ای معمولاً با یک استراتژی مشخص به حل دعوی می‌پردازد که شامل روش تحلیل، تنوع در استفاده از ابزارهای میانجیگری برای از میان برداشتن وضعیت بغرنج و در نهایت حل اختلافات است.^{۱۵۱}

انتخاب میانجیگری از سوی طرفین اختلاف اغلب به دلایل زیر است:
الف- طرفین و نه صرفاً وکلای آنها می‌توانند اختلاف را تحت کنترل خود درآورند و مستقیماً در فرآیند میانجیگری حضور داشته باشند.

ب- میانجیگر همانند یک شخص ثالث بی‌طرف می‌تواند به صورت واقع‌بینانه‌ای اختلاف و مسایل پیرامون آن را مورد بررسی قرار دهد و از این طریق راه‌حلی را ارائه کند که از سوی طرفین اختلاف مد نظر قرار نمی‌گیرد.^{۱۵۲}

ج- میانجیگری نیز به مانند سایر روش‌های حل و فصل غیرقضایی اختلافات، کم‌هزینه است و منجر به صرفه‌جویی در زمان می‌شود.

د- از آنجا که در صنعت نفت، پیچیدگی‌های خاصی وجود دارد که نیازمند تخصص‌های مختلف است طرفین اختلاف می‌توانند میانجیگری را انتخاب کنند که دارای دانش و تجربه در حوزه نفت باشد.

ه- میانجیگری بر خلاف داوری و رسیدگی دادگاه، خلاق است یعنی به گذشته نگاه نمی‌کند و به دنبال یافتن طرف مقصر نیست بلکه به آینده نظر می‌افکند و سعی می‌کند مشکلات را بدون پافشاری بر یافتن مقصر حل و فصل نماید.

و- همچنین اطلاعاتی که در دسترس میانجیگر قرار می‌گیرد یا به واسطه فرآیند میانجیگری افشا می‌شود هرگز به‌عنوان مدرک در داوری یا دادگاه

مورد استفاده قرار نمی‌گیرد.^{۱۵۳}

در کنار مزایای مراجعه به میانجیگری نباید از ریسک‌های آن غافل شد. ریسک‌های رجوع به میانجیگری عبارتند از:

الف- برتری مذاکره نسبت به میانجیگری در این است که در مذاکره، طرفین به وسیله نمایندگان یا حقوقدانان خود اقدام به مذاکره می‌نمایند ولی در میانجیگری، حضور شخص ثالث لازم است به نظر می‌رسد از آنجا که حفظ اسرار و اطلاعات طرفین در قراردادهای نفتی از جایگاه مهمی برخوردار است باید تا جایی که امکان دارد اختلافات را به وسیله مذاکرات دوجانبه حل و فصل نمود.

ب- همچنین میانجیگری معمولاً یک فرآیند رسمی است که در مدت زمان کوتاهی باید مطابق طرح میانجیگر به نتیجه برسد ولی مذاکره طرفین می‌تواند در صورت عدم آمادگی یکی از طرفین متوقف شود. از طرفی نیازی به حضور طرفین در جلسات رسمی نیست بلکه می‌توانند به وسیله تلفن، فاکس و... با یکدیگر در ارتباط باشند.^{۱۵۴}

ج- باید اشاره کرد که رجوع به میانجیگری مستلزم رضایت طرفین اختلاف است به طوری که اگر طرفین اختلاف تمایلی به میانجیگری نداشته باشند (همانند مذاکره) هرگونه حل و فصل از طریق میانجیگری با شکست مواجه می‌شود.

د- از سوی دیگر رجوع به میانجیگری باید توأم با حسن نیت طرفین اختلاف باشد.

ه- حتی در مواردی که طرفین با حسن نیت از میانجیگری استفاده می‌کنند این ریسک وجود دارد که تلاش‌های طرفین اختلاف با بن بست مواجه شود. در این موارد این امکان وجود دارد که طرفین اختلاف ناچار شوند هزینه‌ها و زمان بیشتری برای فرآیند حل و فصل اختلاف خود صرف کنند. البته باید اذعان کرد حتی میانجیگری ناموفق نیز می‌تواند سودمند

باشد بدین ترتیب که ماهیت درست اختلافات طرفین را بهتر تعریف تبیین می‌کند.^{۱۵۵}

میانجیگری-داوری^{۱۵۶}

در سال‌های اخیر شکل سنتی داوری به وسیله ترکیب با روش‌های حل و فصل غیرقضایی به پیشرفت‌های بیشتری دست پیدا کرده است. میانجیگری-داوری از ترکیب میانجیگری و داوری به وجود می‌آید. این فرآیند کاملاً با آیین‌های رسیدگی داوری سنتی تفاوت دارد. فی الواقع این روش منافع میانجیگری را با قطعیت داوری ادغام نموده است بدین ترتیب قواعد ثابتی برای استفاده از این روش وجود ندارد.

ممکن است طرفین اختلاف توافق کنند نخست میانجیگری را مورد استفاده قرار دهند و در صورت عدم حصول نتیجه به داوری مراجعه کنند. در این صورت شخص ثالث بی‌طرف نخست تلاش می‌کند اختلاف را به وسیله میانجیگری حل و فصل کند و در صورت عدم موفقیت، شخص میانجیگر به یک داور تبدیل می‌شود و پس از استماع اظهارات و ادله طرفین اقدام به صدور رای می‌کند.^{۱۵۷} همچنین طرفین می‌توانند طی فرآیند داوری از میانجیگری نیز استفاده یا پس از پایان جلسات رسیدگی داوری و پیش از صدور رای، طرفین از میانجیگری استفاده کنند. از سوی دیگر طرفین می‌توانند مسایل جداگانه را به داوری ارجاع دهند و سپس اختلاف باقیمانده و اصلی را به وسیله میانجیگری حل و فصل کنند.^{۱۵۸}

به نظر می‌رسد استفاده از میانجیگری-داوری نسبت به میانجیگری ریسک‌های کمتری دارد زیرا طرفین اختلاف مجاب می‌شوند تا جایی که امکان دارد اختلاف خود را به وسیله میانجیگری حل و فصل کنند و در صورت عدم امکان یا عدم رضایت به آن، داور وارد عمل شده و رای لازم الاجرا صادر می‌کند.

سازش، فرآیندی است که به واسطه آن یک یا چند شخص مستقل و بی طرف توسط طرفین قرارداد صنعتی در زمان انعقاد قرارداد یا بعد از بروز اختلاف انتخاب می شوند. این اشخاص تلاش می کنند با اجماع طرفین به یک راه حل مطلوب دست پیدا کنند. در گذشته واژه های سازش و میانجیگری اغلب با یکدیگر اشتباه گرفته می شدند. امروزه نیز این دو واژه به جای یکدیگر به کار می روند. سازش، بیشتر در اسناد بین المللی به کار می رود. برای نمونه قانون نمونه آنسیترال در رابطه با سازش، از واژه سازش برای ارجاع به تمام انواع آیین های حل و فصل دعاوی استفاده کرده است که یک شخص بی طرف تلاش می کند تا به توافق دوستانه در مورد اختلاف دست یابد. این تعریف، میانجیگری را نیز در بر می گیرد.

در مقابل، واژه میانجیگری در نظام حقوقی آمریکا بیشتر کاربرد دارد. به طوری که می توان گفت واژه سازش متروک گردیده است.^{۱۶۰} برخی از نویسندگان بر این باور هستند سازش بیشتر در کشورهای آسیایی استفاده می شود.^{۱۶۱} فرآیند سازش می تواند از سوی هر دو طرف اختلاف آغاز شود. زمانی که یکی از طرفین اختلاف، طرف دیگر را برای حل و فصل اختلاف طی فرآیند سازش دعوت می کند، نخستین قدم برای آغاز فرآیند سازش برداشته می شود و در صورت پذیرش طرف دیگر این فرآیند آغاز می گردد.^{۱۶۲}

محدودیتی درباره تعداد افراد سازش دهنده وجود ندارد. در فرآیند سازش به کمک سه سازش دهنده، طرفین اختلاف هر کدام یک فرد را انتخاب می کنند و شخص سوم به وسیله توافق طرفین گزینش می شود. بند ۱ ماده پنج قانون نمونه نیز اشاره می کند که در صورت توافق طرفین می توان هر تعداد سازش دهنده معین کرد. همچنین الزامی به فرد بودن تعداد آنها وجود ندارد.^{۱۶۳}

افراد سازش دهنده به وسیله اصولی چون واقع بینی، انصاف و عدالت و توجه به رویه‌های سابق طرفین اختلاف عمل می‌نمایند. افراد سازش دهنده هیچ‌گونه حکم یا قراری صادر نمی‌کنند. آنها تلاش می‌کنند یک موافقتنامه قابل‌پذیرش در رابطه با حل و فصل اختلاف تهیه و تدوین کنند. چنین موافقتنامه‌ای به وسیله طرفین اختلاف امضا می‌شود و فرد سازش دهنده آن را تصدیق می‌کند.

نمونه شرط سازش: اگر هرگونه اختلافی که مرتبط با قرارداد منعقد شده میان طرفین است، بروز یابد، طرفین موافقت می‌کنند که برای حل آن به فرد سازش دهنده رجوع نمایند. فرد سازش دهنده توسط موافقت طرفین اختلاف انتخاب خواهد شد. اگر طرفین اختلاف نتوانستند فردی را به‌عنوان سازش دهنده انتخاب کنند، این انتخاب توسط... صورت خواهد گرفت.^{۱۶۴} فرآیند سازش مطابق قواعد سازش... (هر نهادی با توجه به توافق طرفین) خواهد بود. البته امروزه نیاز به وضع قانون در زمینه سازش مورد توجه اکثر کشورها قرار گرفته است^{۱۶۵} زیرا روش قراردادی نمی‌تواند به صورت کامل به توسعه و تشویق سازش بینجامد.

ارزیابی اختیاری توسط کارشناس^{۱۶۶}

فرآیندی است که طی آن یک ارزیاب یا کارشناس خبره به بررسی مسائل مورد مناقشه می‌پردازد و در نهایت اقدام به اظهار نظر غیرالزام آور می‌کند. هیچ آیین خاصی برای ارزیابی اختیاری وجود ندارد. با وجود این، کاملاً بدهی است که در نخستین گام طرفین اختلاف باید یک کارشناس یا ارزیاب آشنا با حقوق و مساله مورد مناقشه را استخدام کنند. پس از ارایه اطلاعات مورد نیاز کارشناس و مطالعه آنها، وی اقدام به تشکیل یک جلسه ارزیابی بی‌طرفانه می‌کند. در این جلسه هر یک از طرفین اختلاف به‌طور مختصر به بیان ادله خود می‌پردازد. کارشناس ممکن است در طول جلسه

از طرفین سوالاتی را بپرسد و توجه آنها را به مسائل اصلی موجد اختلاف جلب کند تا دستیابی به یک توافق تسهیل شود.

کارشناس ممکن است به طرفین کمک کند گزینه‌های منتهی به توافق را بیابد. در غیراین صورت و عدم حصول توافق، کارشناس نظر خود را در مورد اختلاف بیان می‌کند که در بر گیرنده میزان خسارات و مسوولیت‌های هر یک از طرفین خواهد بود. به واسطه ارزیابی کارشناس، طرفین دوباره برای دستیابی به یک توافق با یا بدون حضور کارشناس تشویق می‌شوند. همچنین طرفین اختلاف ممکن است راه‌های دیگری را برای رفع اختلاف بیابند یا در صورت عدم دستیابی به توافق، خود را برای رجوع به داوری یا دادگاه آماده کنند.^{۱۶۷}

ارزیابی توسط کارشناس^{۱۶۸}

با توجه به افزایش هزینه‌های رجوع به دادگاه و داوری، فرآیند ارزیابی توسط کارشناس بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرد. استفاده از کارشناسی در حل و فصل اختلافاتی نظیر فنی، حسابداری، مالکیت فکری و بازرینی در اجاره‌بها بسیار شایع است. فی‌المثل ماده ۳۷ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹) اشعار می‌دارد: «اگر هرگونه اختلافی بین طرفین در رابطه با مسایل فنی بروز یابد در صورت عدم حصول توافق، چنین اختلافی به وسیله انتخاب کارشناس مستقل حل و فصل خواهد شد...». این فرآیند معمولاً ارزان و سریع است. کارشناس تحقیقات خود را در رابطه با وقایع انجام می‌دهد و ضرورتی وجود ندارد تا طرفین اختلاف این وقایع را به همراه شواهد نزد کارشناس ارایه کنند. تصمیم کارشناس اغلب نهایی و برای طرفین اختلاف الزام آور است و حق تجدیدنظر خواهی نیز وجود ندارد. اعتراض به تصمیم کارشناس تنها در شرایط خاص مجاز است. معمولاً در قراردادهای نفتی علاوه بر اینکه موارد رجوع به کارشناس

را ذکر می‌کنند ویژگی‌های کارشناس را نیز بیان می‌نمایند؛ برای نمونه ماده ۳۷ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹) در رابطه با خصوصیات کارشناس مقرر می‌کند: «... کارشناس باید مستقل باشد، نباید شهروند کشورهای طرفین اختلاف باشد، منافی مرتبط با هر یک از طرفین یا بنگاه‌های اقتصادی که با طرفین اختلاف کار می‌کنند نداشته باشد، باید تحصیلات و تجربه لازم در زمینه اختلاف را داشته باشد...».

موافقتنامه رجوع به کارشناس اغلب شامل شرطی است مبنی بر اینکه کارشناس نباید به مثابه یک داور عمل کند بلکه باید یک کارشناس باقی بماند. ماده ۳۷ نمونه قرارداد فنی عراق (۲۰۰۹) اظهار می‌دارد: «... کارشناس باید به مثابه یک کارشناس عمل کند، نه یک داور». بنابراین اظهار نظر کارشناس نه شباهتی به حکم دادگاه دارد و نه به صورت حکم داور خواهد بود. بدین ترتیب نمی‌توان برای اجرای نظر کارشناس در کشور خارجی به کنوانسیون نیویورک (۱۹۵۹) یا کنوانسیون بروکسل در رابطه با اجرای احکام دادگاه‌های تجاری و مدنی (۱۹۶۸) استناد کرد.

اعتراض به نظر کارشناس می‌تواند در زمینه‌های محدودی صورت پذیرد. یکی از طرفین اختلاف می‌تواند مدعی شود که نظر کارشناس به دلیل پرداخت رشوه، تقلب یا تدلیس صادر شده است. همچنین طرفین می‌توانند به صلاحیت کارشناس اعتراض کنند.

تفکیک میان داوری و کارشناسی اهمیت زیادی دارد. زیرا قواعد متفاوتی در رابطه با اجرای احکام داوری و اجرای نظرات کارشناسان حاکم است؛ همچنین قواعد متفاوتی ناظر به اعتراض به نظر کارشناس و حکم داور وجود دارد. از سوی دیگر داوران عموماً از طرح دعوی به دلیل سونیت مصون هستند ولی کارشناس می‌تواند در صورت عدم درج شرط معافیت به دلیل بی‌مبالاتی از سوی طرفین اختلاف مورد پیگرد قرار گیرد.

«اتاق بازرگانی بین‌المللی»^{۱۶۹} قواعدی را در رابطه با کارشناسی تنظیم

کرده است که در ژانویه ۲۰۰۳ رسمیت پیدا کرد. قواعد کارشناسی به وسیله مرکز خدماتی وابسته به ICC به نام «مرکز بین‌المللی کارشناسی»^{۱۷۰} اعمال می‌شود. این قواعد موافقتنامه جامعی را فراهم می‌کنند که تحت آن، کارشناس انتخاب می‌شود و در صدد حل و فصل اختلاف طرفین برمی‌آید. برای انتخاب کارشناس، رایزنی با طرفین اختلاف نیاز است. پس از انتخاب کارشناس ماموریت وی آغاز می‌گردد. کلیه فرآیند کارشناسی باید به صورت مکتوب باشد. پس از اتمام فرآیند و آماده شدن نظر کارشناس، وی باید طرفین اختلاف را برای استماع نظر فرا بخواند و در صورت عدم امکان باید تمکین آنها از نظر کارشناسی را به صورت کتبی کسب کند. در غیراین صورت گزارش کارشناسی تعهدآور نخواهد بود.

با نگاهی به قواعد اتاق بازرگانی بین‌المللی در رابطه با کارشناسی متوجه می‌شویم که این قواعد ترکیبی از برخی جنبه‌های کارشناسی اختیاری و کارشناسی الزام آور است.

طرفین باید برای ارجاع به کارشناس حسن نیت داشته باشند و به همین ترتیب نظر کارشناسی وی را اجرا کنند. در غیراین صورت تنها دستاویز می‌تواند الزام طرف محکوم به انجام تعهد قراردادی باشد.

رسیدگی اختصاری^{۱۷۱}

«رسیدگی اختصاری» فرآیند داوطلبانه‌ای است که به وسیله آن طرفین اختلاف یک فرد بی‌طرف را به‌عنوان قاضی انتخاب می‌کنند یک محکمه اختیاری را به کار می‌گیرند. محکمه مورد نظر به واسطه توافق طرفین اختلاف به‌وجود می‌آید و طرفین اختلاف حدود و صلاحیت‌های آن را تعیین می‌کنند. وکلای طرفین اختلاف مدارک و اسناد خود را به محکمه ارایه و درصورت وجود گواهان آنها را نیز احضار می‌نمایند.^{۱۷۲}

فرآیند رسیدگی اختصاری نخستین بار در سال ۱۹۷۰ در ایالات متحده

آمریکا مورد استفاده قرار گرفت. رسیدگی اختصاری می‌تواند تصمیمات مشترک برای حل و فصل مسایل در طول فرآیند رسیدگی بگیرد، از آنجا که اغلب قضات رسیدگی اختصاری دارای تخصص هستند قادرند تا به سوالات فنی و حقوقی طرفین اختلاف پاسخ دهند و برای روشن شدن ادعاهای طرفین اسناد را مورد بررسی قرار داده و از گواهان سوال کنند.^{۱۷۳} عبارت رسیدگی اختصاری حداقل دو مفهوم را به ذهن متبادر می‌سازد: الف- رسیدگی اختصاری محرمانه:^{۱۷۴} این تکنیک حل و فصل اختلافات بدون مداخله دادگاه واقع می‌شود و به‌عنوان بخشی از جنبش شیوه‌های جایگزین حل و فصل اختلافات شناخته می‌شود. این شیوه جایگزین نخستین در سال ۱۹۷۷ به کار گرفته شد ولی به دلیل کارایی آن، در تجارت بین‌الملل (حتی در اختلافاتی که یکی از طرفین آن، دولت است) به صورت گسترده به کار گرفته می‌شود.^{۱۷۵}

رسیدگی اختصاری محرمانه، به‌عنوان یک تکنیک حل و فصل اختلافات شناخته می‌شود که هدف آن افزایش کارایی و تسهیل رسیدگی به دعاوی است. عموماً این شیوه مجموعه‌ای از مسایل حقوقی و وقایع را در بر می‌گیرد. در دنیای تجارت هدف رسیدگی اختصاری محرمانه، مدیریت هزینه‌ها، روابط فیما بین و زمان است.^{۱۷۶}

ب- رسیدگی اختصاری قضایی:^{۱۷۷} در این روش، رسیدگی اختصاری به‌عنوان عامل تسریع‌کننده حل و فصل اختلافات در نظام قضایی است. «رسیدگی اختصاری قضایی» در بسیاری از ویژگی‌ها با رسیدگی اختصاری محرمانه مشترک است مثلاً انعطاف‌پذیر و با رضایت طرفین اختلاف است. اما تفاوت‌هایی نیز با آن دارد برای نمونه در رسیدگی اختصاری قضایی، قاضی به صورت فعال در فرآیند رسیدگی شرکت می‌کند و به اظهار نظر می‌پردازد، حال آنکه در رسیدگی اختصاری محرمانه، طرفین اختلاف، فرآیند رسیدگی را تحت کنترل دارند و مشاور منصوب از طرف

آنها تنها مجری چیزی است که طرفین تقاضا می‌کنند. همچنین در رسیدگی اختصاری محرمانه، وکلا پرونده را نزد طرفین اختلاف ارایه می‌کنند ولی در رسیدگی اختصاری قضایی، این وکلا هستند که با حضور طرفین اختلاف، پرونده را نزد قاضی ارایه می‌نمایند.^{۱۷۸}

استفاده از رسیدگی اختصاری در حل و فصل اختلافات نفتی چندان متعارف نیست و طرفین اختلاف تلاش می‌کنند تا از راه‌های دیگر غیرقضایی، اختلاف را مرتفع کنند.

استفاده از رسیدگی اختصاری در صورتی که قانون حاکم بر قرارداد از اجرای رای آن حمایت کند می‌تواند روشی مناسب باشد.

داوری

شرط رجوع به داوری در صورت بروز اختلاف یکی از شروط رایج و حیاتی است که در قراردادهای نفتی از آن استفاده می‌شود. اعتبار این شرط ارتباط زیادی به قانون دولت میزبان دارد.

وجود موافقتنامه رجوع به داوری میان طرفین اختلاف یکی از الزامات اولیه برای استفاده از روش داوری است. توافق داوری ممکن است شکل شرط ضمن عقد یا یک موافقتنامه مجزا را به خود بگیرد. برای نمونه شرط ضمن عقد پیشنهادی اتاق بازرگانی بین‌المللی بدین صورت است: «تمام اختلافات ناشی از این قرارداد باید تحت قواعد داوری اتاق بازرگانی بین‌المللی به وسیله یک یا چند داور که مطابق قواعد مذکور انتخاب می‌شوند، حل و فصل گردد».^{۱۷۹}

در رابطه با اینکه آیا داوری مصداقی از روش‌های حل و فصل غیرقضایی است یا خیر میان حقوقدانان اختلاف است اما به نظر می‌رسد که داوری را باید روشی شبه قضایی دانست و میان داوری و روش‌های حل و فصل غیرقضایی دیگر تفاوت گذاشت. چنان که در رویه «اتاق بازرگانی بین‌المللی»^{۱۸۰} نیز

روش داوری، مقررات و قواعد جداگانه‌ای نسبت به شیوه‌های حل و فصل غیرقضایی دارد. پیش از سال ۲۰۰۱ میلادی اتاق بازرگانی بین‌المللی بر اساس مقررات سازش و داوری خود که مربوط به سازش و داوری بود اقدام به حل و فصل اختلافات می‌کرد. پس از سال ۲۰۰۱ اتاق بازرگانی بین‌المللی قواعد مربوط به شیوه‌های حل و فصل غیرقضایی را به اجرا گذاشت و آن را از قواعد داوری تفکیک نمود.^{۱۸۱}

داوری را می‌توان به دو نوع تقسیم کرد:

داوری نهادی: در این نوع از داوری، یک سازمان حلقه ارتباط‌دهنده طرفین قرارداد با داور (ان) است. نقش این سازمان، آرایش آیین داوری است. این سازمان خدماتی را فراهم می‌آورد که اغلب مورد نظر طرفین قرارداد است و بدین ترتیب داوری را تسهیل و تلاش می‌کند از بروز مشکلات جلوگیری شود. این سازمان‌ها معمولاً قواعدی را برای رسیدگی و آیین داوری مانند تعیین داوران، نحوه گزینش داوران، صلاحیت آنها، جدول پرداخت حق‌الزحمه داوران و خدمات دفتری تهیه کرده‌اند.^{۱۸۲}

نباید تصور کرد انتخاب نهاد خاص به‌عنوان مرجع داوری اختلافات به سادگی به مدیریت اختلافات منجر می‌شود. به نظر می‌رسد نخست باید به درستی ماهیت حقوق و تعهدات طرفین به روشنی مشخص شود و مطابق آنها اقدام به انتخاب مناسب‌ترین نهاد رسیدگی نمود.

برای انتخاب یک نهاد به‌عنوان مرجع داوری باید به عناصر مختلفی مانند داوران حاضر در آن نهاد، مجموعه قواعد آن، میزان صلاحیت و تجربه نهاد، آیین رسیدگی و شیوه انتخاب داوران توجه نمود.^{۱۸۳}

داوری موردی^{۱۸۴} در داوری موردی، طرفین قرارداد در غیاب یک داوری نهادی^{۱۸۵} داوران را انتخاب یا سازوکار انتخاب آنها را مشخص می‌کنند. همچنین باید مکان و زبان داوری، قواعد حاکم بر آیین داوری و حق‌الزحمه داوران را نیز تعیین کنند.^{۱۸۶} رجوع به داوری موردی انعطاف‌پذیری بیشتری

نسبت به روش قضایی و داوری نهادی خواهد داشت. از آنجا که در زمینه داوری موردی قواعد مشخصی وجود ندارد آنسترا اقدام به تهیه قواعد و قانون نمونه داوری نموده است. بدین ترتیب کشورها با تصویب این قانون می‌توانند هنگام ارجاع به داوری موردی، در صورت توافق طرفین، آیین رسیدگی را به این قانون احاله دهند.^{۱۸۷}

یکی از دلایل رجوع به داوری موردی رسیدگی سریع و هزینه پایین آن نسبت به داوری نهادی است. همان طور که می‌دانیم ممکن است برخی از اختلافات چندان مهم نباشد بنابراین طرفین ترجیح می‌دهند تا از داوری موردی استفاده نمایند.

نیاز به همکاری داوطلبانه طرفین اختلاف و احتمال کند شدن سرعت رسیدگی داوری موردی از جمله ریسک‌های رجوع به داوری موردی است. ممکن است یکی از طرفین ایرادات شکلی به روند داوری داشته باشد در این صورت به دلیل عدم وجود یک موسسه پشتیبان احتمال تاخیر وجود دارد.^{۱۸۸} به نظر می‌رسد انتخاب شیوه داوری موردی زمانی کارآمد است که یک اختلاف به وجود آید زیرا گزینش داوری موردی جهت رسیدگی به اختلافات آینده ممکن است به دلیل عدم همکاری یکی از طرفین با بن بست مواجه شود.

مسایلی که در موافقتنامه داوری باید به صورت دقیق مشخص شود عبارتند از:

قانون حاکم بر آیین داوری: طرفین می‌توانند قانون حاکم بر آیین داوری را در قرارداد مشخص کنند.^{۱۸۹} انتخاب قانون به وسیله طرفین قرارداد می‌تواند ریسک اعمال قانون مقر داوری را به میزان زیادی کاهش دهد.

قانون نفت ایران مصوب ۱۳۵۳ قانون حاکم بر آیین داوری را مشخص می‌کند. در این ماده می‌خوانیم: «اختلافاتی که بین شرکت ملی نفت ایران و طرف‌های قرارداد پیش آید، هرگاه از طریق مذاکره دوستانه به نحوی که

در هر قرارداد پیش‌بینی خواهد شد رفع نشود از طریق داوری حل خواهد شد. مقررات مربوط به ارجاع اختلافات به داوری در هر قرارداد به نحو مقتضی پیش‌بینی می‌گردد. آیین رسیدگی در مورد داوری مطابق قوانین ایران و محل داوری تهران خواهد بود مگر آن که بعد از بروز اختلاف طرفین قرارداد نسبت به محل دیگری توافق نمایند. اعتبار و تفسیر اجرای قراردادها تابع قوانین ایران خواهد بود.»

در حال حاضر طرفین مطابق قانون داوری تجاری بین‌المللی مجاز به انتخاب قانون حاکم بر آیین داوری هستند. ماده ۱۹ قانون داوری تجاری بین‌المللی ایران اظهار می‌دارد:

«طرفین می‌توانند به شرط رعایت مقررات آمره این قانون در مورد آیین رسیدگی توافق نمایند.

در صورت نبودن چنین توافقی داور با رعایت مقررات این قانون، داوری را به نحو مقتضی اداره و تصدی می‌نماید. تشخیص ارتباط، موضوعیت و ارزش هرگونه دلیل بر عهده داور است.»

برخی از کشورها نیز در قوانین خود، قانون حاکم بر آیین داوری را قواعد شکلی یک نهاد داوری بین‌المللی قرار می‌دهند؛ برای نمونه مطابق ماده ۳۹ پیش‌نویس لایحه جدید قانون نفت عراق (۲۰۰۷)، «داوری میان دولت عراق و سرمایه‌گذاران خارجی باید به وسیله قواعد شکلی داوری پاریس، ژنو یا قاهره و بر اساس قانون عراق صورت گیرد».

تعداد داوران: مطابق ماده ۱۰ قانون داوری تجاری بین‌المللی ایران مصوب ۱۳۷۶ اظهار می‌دارد: «تعیین تعداد داوران بر عهده طرفین اختلاف است. در صورت عدم تعیین، هیات داوری مرکب از سه عضو خواهد بود». قانون حاکم بر ماهیت اختلاف و دعوی: معمولاً طرفین قرارداد داوری قانون حاکم بر ماهیت دعوی را نیز مشخص می‌کنند بدین ترتیب می‌توانند قانونی را انتخاب کنند که آشنایی بیشتری نسبت به آن دارند و قانونی مدرن

به حساب می‌آید. ماده ۲۷ قانون داوری تجاری بین‌المللی ایران اشعار می‌دارد: «داور بر حسب قواعد حقوقی که طرفین در مورد ماهیت اختلاف برگزیده‌اند، اتخاذ تصمیم خواهد کرد...».

برخی کشورها در قانون نفت خود قانون ماهوی حاکم بر اختلاف را به صراحت قانون دولت میزبان می‌دانند و بدین ترتیب آزادی قراردادی طرفین را محدود می‌کنند برای نمونه بر اساس ماده ۳۹ پیش‌نویس لایحه جدید قانون نفت عراق (۲۰۰۷)، قانون حاکم بر ماهیت اختلاف، به صراحت قانون عراق انتخاب شده است.

به وسیله قانون ماهوی، ماهیت اختلافات طرفین قرارداد سنجیده می‌شود و داوران با توجه به این قانون تصمیم ماهوی اتخاذ می‌کنند.^{۱۹۰}

در قراردادهای بیع متقابل ایران قانون حاکم بر ماهیت داوری را قانون ایران می‌دانند.^{۱۹۱} انتخاب قانون حاکم بر ماهیت داوری باید به صراحت مشخص شود برای نمونه در ماده ۲۹ قرارداد کنسرسیوم سال ۱۹۷۳ ایران می‌خوانیم: «این قرارداد بر وفق قانون ایران تفسیر خواهد شد. حقوق و تعهدات طرفین مطابق مقررات این قرارداد و تابع آن خواهد بود. هرگونه تغییر این قرارداد یا خاتمه دادن به آن پیش از انقضا منوط به توافق طرفین است.».

در این ماده، قانون ماهوی به صراحت مشخص نشده است و همین مساله به ظاهر کم اهمیت منجر به اختلاف میان طرفین شد. خواهان امریکایی استدلال می‌کرد که فقط تفسیر قرارداد بر اساس قانون ایران است و این قید منصرف از انتخاب قانون ایران به عنوان قانون ماهوی است بنابراین اصول کلی حقوقی و حقوق بین‌الملل به عنوان قواعد حاکم بر ماهیت اختلاف باید اعمال شود. در نهایت دیوان داوری با توجه به استدلال طرفین و پیچیدگی حقوق و تعهدات طرفین قانون ایران را مناسب ندانست و اختلاف را تابع اصول کلی حقوقی قرار داد.^{۱۹۲}

انتخاب قوانین یک کشور به عنوان قانون حاکم بر ماهیت دعوی توام با تکالیفی برای قانون گذار آن کشور است. زمانی که قانون دولت میزبان مانند ایران انتخاب می شود این قانون باید دارای ابهام های اندک، جامع، کارآمد و مدرن باشد. به عبارت دیگر صرف حاکم کردن قانون ایران بر ماهیت دعوی نباید یک پیروزی تلقی شود زیرا ممکن است این قانون دچار ابهام ها و مشکلاتی باشد که به ضرر کشور تمام شود.

از سوی دیگر برخی شرکت های نفتی خارجی به دلیل ریسک مداخله های دولت میزبان و تغییر شرایط اقدام به درج شروط مبهم و دارای ریسک بالا می کنند. در برخی از قراردادهای نفتی به صورت موازی قانون دولت میزبان و حقوق بین الملل را به عنوان قانون حاکم بر قرارداد تعیین می کنند.^{۱۹۳}

در برخی قراردادهای نیز شرط مبهمی چون قواعد مشترک میان حقوق دو کشور میزبان و X را به عنوان قانون حاکم بر قرارداد تعیین می کنند. برای نمونه ماده ۲۳. ۱ قرارداد عملیات مشترک و مشارکت در تولید میادین آذری، چیراگ و میدان گوناشی (واقع در آب های عمیق دریای مازندران) میان شرکت دولتی جمهوری آذربایجان و ده شرکت نفتی (۱۹۹۴) اظهار می دارد: «قانون حاکم بر این قرارداد، اصول مشترک حقوقی دو کشور آذربایجان و انگلستان است و بر اساس این اصول، تفسیر می شود. در صورتی که هیچ اصول مشترک حقوقی میان دو کشور وجود نداشته باشد، قانون حاکم بر این قرارداد اصول کامن لو، استان آلبرتا کشور کانادا خواهد بود. این موافقتنامه تحت اصل حقوقی «وفای به عهد»^{۱۹۴} است...».

این در حالی است که انتخاب دو نظام حقوقی کاملاً متفاوت نه تنها منجر به کاهش ریسک نمی انجامد بلکه احتمال عدم حل و فصل اختلاف و طولانی شدن آن را افزایش می دهد. در این قرارداد دو نظام حقوقی نوشته و کامن لو انتخاب شده اند که هر یک تفاوت های بنیانی با یکدیگر دارند و

نمی‌توان اصول مشترک حقوقی میان آن دو را مشخص کرد. همچنین نظام حقوقی انگلستان، نظامی مدرن تلقی می‌شود و نظام حقوقی آذربایجان در نظام‌های حقوقی نه چندان توسعه یافته قرار می‌گیرد. انتخاب اصل وفای به عهد نیز جای سوال دارد. این اصل جز بدیهیات هر نظام حقوقی است و نیازی به یادآوری آن نبود.

این مسائل نشان می‌دهند که شرکت نفتی خارجی به دلیل بیم از مداخله‌های دولت میزبان و عدم توسعه قوانین این کشور اقدام به درج چنین شرطی نموده است و در صورت بروز اختلاف، این ماده را به نفع خود تفسیر خواهد کرد و ممکن است محکمه داوری نیز چنین تفسیری را بپذیرد. به نظر می‌رسد که باید قانون حاکم بر ماهیت اختلاف به صورت صریح در قرارداد حقوق یک کشور خاص مثلاً کشر میزبان تعیین شود و به صورت طولی حقوق بین‌الملل و اصول کلی حقوق بین‌الملل به منظور مکمل این قانون مورد استفاده محکمه داوری قرار گیرد.

زبان و مقرر داوری: مطابق ماده ۲۱ قانون داوری تجاری بین‌الملل ایران «طرفین می‌توانند در مورد زبان یا زبان‌های مورد استفاده در رسیدگی داوری توافق نمایند. در غیراین صورت داور زبان یا زبان‌های مورد استفاده در داوری را تعیین می‌کند...».

معمولاً طرفین در انتخاب زبان داوری، زبانی را بر می‌گزینند که قرارداد تجاری میان آنها به آن زبان نوشته شده است.^{۱۹۰} این مسائل کم اهمیت مثل زبان داوری نیز باید مورد توجه طرفین قرارداد قرار بگیرد تا دچار مشکل نشوند و اختلافی بروز نکند.

در صورتی که طرفین داوری نهادی را انتخاب کنند مقرر داوری همان مقرر نهاد است اما در صورت انتخاب داوری موردی طرفین باید در قرارداد خود مقرر داوری را نیز انتخاب نمایند. در صورتی که طرفین در این رابطه سکوت کنند ماده ۲۰ قانون داوری تجاری بین‌المللی ایران اظهار می‌دارد:

«... در صورت عدم توافق محل داوری با توجه به اوضاع و احوال دعوی و سهولت دسترسی طرفین توسط داور تعیین می‌شود...».

شرط استاندارد حل و فصل اختلافات در قراردادهای مشارکت در تولید اندونزی بدین ترتیب است: «کلیه اختلافات میان PERTAMINA و پیمانکار که مرتبط با این قرارداد یا تفسیر و نحوه اجرای بندهای آن باشد در صورتی که به صورت دوستانه حل و فصل نشود باید به داوری ارجاع شود. PERTAMINA و پیمانکار هر کدام یک داور انتخاب می‌کنند و دو داور مذکور داور سوم را گزینش می‌کند. تصمیم اکثریت داوران نهایی و برای طرفین اختلاف الزام آور است. داوری به زبان انگلیسی برگزار می‌شود. مکان داوری با توافق طرفین انتخاب خواهد شد و داوران بر اساس قواعد اتاق بازرگانی بین‌المللی اقدام به صدور رای می‌کنند.».

برای کاهش ریسک تاخیر در حل و فصل اختلافات، طرفین باید حین انعقاد قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری، شرط رجوع به داوری را نیز ذکر و مفاد آن را به دقت مشخص کنند. نحوه نگارش شرط رجوع به داوری اهمیت زیادی دارد مثلاً طرفین برای رجوع به داوری باید از واژه‌هایی مانند «باید» به جای «شاید» یا «ممکن است» استفاده کنند.

همچنین شرط رجوع به داوری باید کامل، بدون نقص و شفاف باشد. شرطی که از آن تفاسیر متعدد می‌شود، مبهم و غیرکامل است و بهتر است در قرارداد ذکر نشود زیرا ریسک بسیار بالایی خواهد داشت و طرفین نمی‌توانند به کمک آن اختلافات خود را حل و فصل کنند. به منظور روشن شدن شرط کامل و بدون نقص به چند نمونه از شروطی که در قراردادها مورد استفاده قرار گرفته است اشاره می‌کنیم:

ماده ۲۹ و ۳۰ نمونه قرارداد مشارکت در تولید بنگلادش (۲۰۰۸) اظهار می‌دارد: «قانون حاکم بر صحت، تفسیر و اجرای این قرارداد، قانون جمهوری مردمی بنگلادش است: «... هر یک از طرفین قرارداد یک داور

انتخاب می‌کند و داوران منتخب اقدام به گزینش داور سوم می‌نمایند. در صورتی که هر یک از طرفین پس از گذشت شصت روز از انتخاب داور توسط طرف مقابل، اقدام به انتخاب داور نکند یا داوران منتخب نتوانند ظرف مدت شصت روز داور سوم را گزینش کنند، قواعد آنسیترال در رابطه با انتخاب داور حاکم خواهد بود. قانون حاکم بر آیین داوری، قانون داوری بنگلادش مصوب ۲۰۰۱ است. کلیه رسیدگی‌ها، جلسه‌های استماع، لوایح طرفین، رای داوری و دلایل مورد استفاده باید به زبان انگلیسی باشد. محل داوری داکا خواهد بود مگر اینکه طرفین اختلاف نسبت به محل دیگری توافق کنند. عدم حضور هر یک از طرفین اختلاف، فرآیند داوری را به تاخیر نمی‌اندازد یا آن را متوقف نمی‌کند. هر رای که از محکمه داوری صادر شود نهایی و الزام آور است».

این شرط داوری را می‌توان یکی از شروط کامل در رابطه با رجوع به داوری دانست زیرا تمام جوانب رعایت شده است. موارد مهمی مانند قانون حاکم بر ماهیت اختلاف، آیین داوری، تعداد داوران، زبان داوری و محل داوری به خوبی مشخص شده است.

ماده ۴۱ نمونه قرارداد مشارکت در تولید برای اکتشاف و تولید نفت خام در کردستان عراق اشعار می‌دارد: «دولت و پیمانکار هر کدام یک داور انتخاب می‌کنند و این دو داور، داور سوم را انتخاب خواهد نمود. داور سوم ریاست محکمه داوری را بر عهده‌دارد. در صورت عدم حصول توافق جهت انتخاب داور سوم، قواعد دادگاه داوری بین‌المللی لندن اعمال خواهد شد. داوری در لندن برگزار می‌شود و قانون حاکم بر قرارداد قوانین ماهوی کردستان عراق و انگلستان خواهد بود. داوری به زبان انگلیسی برگزار می‌شود. در صورت سکوت قوانین کردستان عراق و انگلستان در رابطه با یک موضوع خاص، داوران باید به اصول کلی حقوقی، رویه‌های بین‌المللی پذیرفته شده و رویه‌های قابل اعمال در رابطه با این موضوع،

مراجعه کنند...».

در این شرط رجوع به داوری مسایل مهمی مانند ضمانت اجرا برای تعیین داور، نحوه تعیین داور، زبان و مکان داوری اشاره شده است اما به نظر می‌رسد که انتخاب قوانین انگلستان و کردستان عراق به‌عنوان قانون حاکم بر ماهیت دعوی توأم با ریسک و اطاله رسیدگی باشد: «هر مساله‌ای که بین شرکت و سازمان ایرانی نسبت به تفسیر این قرارداد، یا نسبت به حقوق و تکالیف یا مسوولیت‌های هر یک از طرفین در این قرارداد، یا نسبت به هر عمل یا موضوع یا چیزهای ناشی از قرارداد پیش آید... در صورتی که هر یک از اختلافات مذکور دوستانه حل نشود، موضوع اختلاف فوراً به داور مستقل مورد قبول طرفین ارجاع می‌شود و تصمیم اتخاذی ایشان که بر طبق عدالت طبیعی می‌باشد نسبت به شرکت و سازمان ایرانی قاطع خواهد بود».^{۱۹۶}

این نمونه یکی از شروط ناکارآمد داوری است. در این شرط نه قانون حاکم بر آیین و ماهیت داوری مشخص شده است، نه محل و زبان داوری را تعیین کرده‌اند. این در حالی است که اگر اختلافی بروز کند این موارد را باید پس از اختلاف تعیین نمایند که دارای ریسک بالایی است زیرا برای تعیین آنها باید وقت زیادی صرف شود. نکته عجیب این شرط داوری انتخاب یک داور برای رسیدگی است. این مساله نیز برای طرفین واجد ریسک خواهد بود زیرا توافق آنها بر یک داور به‌ویژه پس از وقوع اختلاف بسیار زمان بر است.

در کنار آزادی طرفین در انتخاب قانون حاکم بر آیین داوری، ماهیت دعوی، تعیین محل داوری و... باید اشاره شود داوری نسبت به روش‌های قضایی و رجوع به دادگاه چنین مزیت‌هایی دارد:

الف- رجوع به داوری متضمن فرصت‌گزینش داوران با توجه به تجربه آنها است این در حالی است که گزینش داوران به وسیله دادگاه‌ها از طریق

قرعه صورت می‌گیرد.

ب- داوری انعطاف‌پذیری بیشتری در آیین دادرسی نسبت به روش‌های قضایی دارد.

ج- داوری متشکل از اشخاص بی‌طرف است که به دعاوی و اختلافات رسیدگی می‌کنند بدین ترتیب هیچ یک از طرفین نمی‌تواند در معرض رفتار فرصت طلبانه^{۱۹۷} قرار گیرد؛ حال آن که رجوع به دادگاه‌ها به این دلیل که تحت نفوذ دولت‌ها هستند چندان نمی‌تواند بی‌طرفی را تضمین نماید.^{۱۹۸} برای درج شرط رجوع به داوری و استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی در قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی باید موارد زیر را مورد نظر قرار داد:

الف- ابهام: در قرارداد باید به صراحت شرط رجوع به داوری یا استفاده از روش‌های حل و فصل اختلافات را ذکر کنند. در غیراین صورت ممکن است طرفین اختلاف تفاسیر مختلفی از آن داشته باشند و بدین ترتیب نتوانند اختلاف را در مدت زمان مناسبی حل و فصل کنند.

ب- عدم توجه: عدم توجه کافی به شرایط طرفین و نیازهای آنها می‌تواند منجر به استفاده از یک شرط حل و فصل اختلاف نامناسب شود. همچنین شکل قراردادی منتخب طرفین نیز باید مورد توجه قرار بگیرد. زیرا نمی‌توان در تمام قراردادهای تجاری بین‌المللی یا قراردادهای اکتشاف و توسعه میادین نفتی از یک شرط استفاده کرد بلکه باید مناسب‌ترین شرط حل و فصل اختلاف را در قرارداد گنجانند.

ج- غفلت: طرفین باید در قرارداد، تمام عناصر مفید و تعیین‌کننده را ذکر کنند. درباره شرط رجوع به داوری یا روش‌های حل و فصل غیرقضایی، طرفین باید مسایل مختلفی چون اختلافاتی که باید به داوری ارجاع شود، اختلافاتی که باید به وسیله روش‌های حل و فصل غیرقضایی رسیدگی شود و... درج کنند.

د- درج جزییات به صورت کامل و غیر ضروری می تواند ریسک حل و فصل اختلاف را از کنترل خارج کند و به ابهام‌ها دامن زند. برای نمونه «هیات داوری متشکل از سه داور خواهد بود. هر یک از داوران باید زبان مجارستانی را به خوبی بدانند و بیش از بیست سال سابقه در... داشته باشند. یکی از داوران باید به عنوان سر داور عمل کند. سر داور باید کارشناس مسایل حقوقی... باشد». این در حالی است که می توان در برخی از موارد با ایجاز مفهوم را به خوبی رساند.

ه- فلسفه رجوع به داوری یا استفاده از روش‌های حل و فصل غیر قضایی بدین خاطر است که طرفین از قید و بندها و ریسک‌های رجوع به محاکم قضایی اجتناب کنند و بتوانند در یک بازه زمانی مناسب اختلافات را مرتفع نمایند به طوری که به پروژه کمترین آسیب وارد شود. استفاده از قواعد و آیین رسیدگی محاکم قضایی در داوری و ADR به هیچ وجه عاقلانه نیست.^{۱۹۹}

شیوه قضایی

در قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی به ندرت از شیوه قضایی برای حل و فصل اختلافات استفاده می‌شود زیرا رجوع به محاکم قضایی ریسک‌های متعددی دارد و نمی‌تواند به نحو کارآمدی اختلافات را حل و فصل کند.

با نگاهی به تاریخ متوجه می‌شویم که کشورهای آمریکای لاتین تمایل کمتری به پذیرش شروط ارجاع به داوری داشتند. دکترین «کالوو» نمونه بارز چنین تمایلی است. کارلوس کالوو، دیپلمات و حقوقدان آرژانتینی بود که در اواخر قرن نوزدهم به دلیل مداخله‌های نظامی کشورهای خارجی در آمریکای لاتین دکترینی را تاسیس کرد که بعدها به دکترین کالوو مشهور شد. مطابق این دکترین، اشخاص خارجی نمی‌توانند از حقوق و مزایای

حمایت‌های دیپلماتیک استفاده کنند و در صورت هرگونه مظالم یا ادعایی باید به دادگاه‌های محلی رجوع و مطابق آیین دادرسی دولت میزبان اقامه دعوی کنند.^{۲۰۰}

با آشکار شدن شکست سیاست‌های خودکفایی و ناتوانی در تامین مالی پروژه‌ها، این کشورها اقدام به واگذاری بیشتر امور اقتصادی به بخش خصوصی و تشویق سرمایه‌گذاری خارجی نمودند که این مساله لزوم بازنگری در این دکترین را ضروری می‌کرد. از این رو اکثر کشورهای آمریکای لاتین به منظور جذب سرمایه‌گذاری خارجی اقدام به پذیرش کنوانسیون ایکسید، کنوانسیون نیویورک و انعقاد موافقتنامه‌های دوجانبه سرمایه‌گذاری با کشورهای سرمایه فرست نمودند. همچنین بر اساس قانون نمونه آنسیترال به تصویب قانون داوری تجاری بین‌المللی همت گماردند.^{۲۰۱} البته برخی از کشورها همچنان از رجوع به محاکم قضایی به‌عنوان یگانه راه حل و فصل اختلافات استفاده می‌کنند. برای نمونه ماده ۲۳ «نمونه قرارداد امتیازی مصر در زمینه اکتشاف و بهره‌برداری»^{۲۰۲} (۲۰۰۸) اظهار می‌دارد: «هر اختلاف یا ادعایی میان دولت و طرفین دیگر که ناشی از این قرارداد، نقض آن، فسخ یا بطلان آن باشد باید به وسیله دادگاه صالح در مصر و مطابق قوانین این کشور رسیدگی شود». درج چنین روش حل و فصل اختلافی امری بسیار نادر است زیرا شرکت‌های نفتی خارجی به ندرت می‌پذیرند که دعاوی و اختلافات خود را با دولت میزبان به محاکم قضایی آن کشور بسپارند.

به نظر می‌رسد از آنجا که محاکم قضایی دارای رویه‌های قضایی غنی و آیین دادرسی مشخص هستند رجوع به آنها می‌تواند توجیه‌پذیر باشد. همچنین مطابق ماده ۱۹۹ قانون آیین دادرسی مدنی ایران «در کلیه امور حقوقی، دادگاه علاوه بر رسیدگی به دلایل مورد استناد طرفین دعوی، هرگونه تحقیق یا اقدامی که برای کشف حقیقت لازم باشد، انجام خواهد

داد». بدین ترتیب قاضی در مقایسه با میانجیگر و داور باید مطابق قوانین، حکمی صادر کند که به عدالت نزدیک باشد و صرفاً به اظهارات طرفین توجه نکند. این در حالی است که داور یا میانجیگر باید چشم خود را به روی برخی از واقعیت‌ها ببندد و با توجه به شرایط طرفین، اختلافات را حل و فصل کند.

نکته حیاتی در رابطه با بروز اختلافات، حل و فصل آنها به شکل برد-برد است. به عبارت دیگر طرفین باید تلاش کنند تا حل و فصل اختلافات کمترین آسیب را به پروژه وارد آورد و بیشترین مطلوبیت را در طرفین اختلاف ایجاد کند. همان طور که می‌دانیم کشورهای نفت‌خیز در زمینه جذب سرمایه‌های خارجی و فن‌آوری در رقابت با یکدیگر هستند بنابراین به حداقل رساندن مداخله دولت نقش عمده‌ای در جذب سرمایه‌گذاری خارجی دارد.

در ماده ۱۹ قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری مصوب ۱۳۸۰ ایران می‌خوانیم: «اختلافات بین دولت و سرمایه‌گذاران خارجی در خصوص سرمایه‌گذاری‌های موضوع این قانون چنانچه از طریق مذاکره حل و فصل نگردد در دادگاه‌های داخلی مورد رسیدگی قرار می‌گیرد، مگر آن که در قانون موافقتنامه دو جانبه سرمایه‌گذاری با دولت متبوع سرمایه‌گذار خارجی، در مورد شیوه دیگری از حل و فصل اختلافات توافق شده باشد». این ماده برگرفته از اصل ۱۳۹ قانون اساسی ایران است در این اصل می‌خوانیم: «صلح دعاوی راجع به اموال عمومی و دولتی یا ارجاع آن به داوری در هر مورد موکول به تصویب هیات وزیران است و باید به اطلاع مجلس برسد. در مواردی که طرف دعوی خارجی باشد و در موارد مهم داخلی باید به تصویب مجلس نیز برسد. موارد مهم را قانون تعیین می‌کند». بنابراین رجوع به داوری که یک روش معمول و متعارف در حل و فصل اختلافات ناشی از سرمایه‌گذاری است مستلزم تصویب مجلس ایران است. ماده ۱۹ قانون

تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی ایران نیز برای رعایت اصل ۱۳۹ پس از شکست مذاکرات، اولویت را به دادگاه‌های داخلی داده است. این مساله ریسک زیادی را برای سرمایه‌گذاران خارجی به همراه دارد.

برخی از نویسندگان معتقد هستند که اصل ۱۳۹ قانون اساسی ناظر به اهلیت دولت در رجوع به داوری است و در صورتی که مجلس با رجوع به داوری مخالفت کند شرط داوری باطل خواهد بود.^{۲۰۳} در مقابل برخی از پژوهشگران بر این باورند که درج شرط داوری در قراردادهای بیع متقابل ایران مخالفتی با اصل ۱۳۹ قانون اساسی ندارد. در واقع شرکت ملی نفت ایران مکلف است بر اساس قانون داخلی مجوزها را از مجلس تحصیل کند و درج شرط داوری باطل نخواهد بود.^{۲۰۴} این تفسیر با مدیریت ریسک سازگاری بیشتری دارد.

از سوی دیگر محاکم داوری نیز بر این باورند که شرط داوری باید به‌عنوان اصل استقلال داوری از حاکمیت مرجع دولتی محسوب شود. بر مبنای این اصل، داوران باید در طول مرحله رسیدگی تا صدور رای داوری، اقدام به احراز صلاحیت نمایند. بدین ترتیب داوران در مقام احراز وجود شرط داوری بر می‌آیند و بر اساس اراده صریح یا ضمنی طرفین قائل به احراز موافقتنامه داوری می‌شوند.^{۲۰۵}

شرط رجوع به داوری مطابق اصل ۱۳۹ قانون اساسی به اختیار یا عدم اختیار دولت باز می‌گردد. در صورت موافقت مجلس، دولت اختیار دارد اختلاف را به داوری ارجاع دهد و در صورت عدم موافقت این اختیار از دولت سلب می‌شود. در صورتی که دولت بدون موافقت مجلس، اقدام به درج شرط داوری نماید نمی‌تواند این تعهد را با توجه به اصل ۱۳۹ قانون اساسی نادیده بگیرد زیرا این مساله با شخصیت سیاسی و اعتبار بین‌المللی دولت در تناقض قرار خواهد گرفت. به عبارت دیگر دولت حق ندارد تعهداتی را که در روابط حقوقی با سرمایه‌گذاران خارجی پذیرفته است با

استناد به قانون ملی خود بی اعتبار کند.^{۲۰۶}

با توجه به مطالب یاد شده و این مساله که دولت، با توجه به متعارف بودن رجوع به داوری، شرط داوری را در قراردادهای بیع متقابل درج می کند و عملاً به این اصل بی اعتنا است به نظر می رسد که باید اصل ۱۳۹ قانون اساسی را اصلاح نمود یا با توجه به نظر برخی از پژوهشگران، مجلس به دولت یک اجازه کلی دهد تا دیگر احتیاجی به تصویب موردی نباشد.^{۲۰۷} در غیراین صورت این ریسک برای سرمایه گذاران خارجی وجود خواهد داشت که پس از صدور رای داوری دولت ایران از پذیرش و اجرای آن در کشور به دلیل مانع اصل ۱۳۹ قانون اساسی استنکاف نماید.

مهم ترین ریسک های رجوع به محاکم قضایی عبارت است از:

الف- امکان نقض بی طرفی: همان طور که می دانیم در اکثر کشورهای در حال توسعه و نفت خیز، هنوز یک قوه قضاییه مستقل شکل نگرفته است و دولت ها می توانند با مداخله در فرآیند حل اختلاف، روند رسیدگی را با موانعی مواجه کنند. مساله نقض بی طرفی در پروژه های نفتی که با حاکمیت کشور گره خورده است نیز می تواند به خودی خود دادگاه را متاثر سازد. به همین منظور شرکت های نفتی خارجی علاقه چندانی به رجوع به محاکم قضایی جهت حل و فصل اختلافات ندارند و ترجیح می دهند رسیدگی به اختلافات را به یک مرجع بی طرف بسپارند.

ب- طولانی بودن فرآیند رسیدگی: یکی از ریسک های عمده مراجعه به محاکم قضایی، حجم بالای پرونده ها و طولانی بودن فرآیند رسیدگی است. این در حالی است که تاخیر در پروژه های نفتی می تواند منجر به خسارات جبران ناپذیری برای طرفین شود. برای نمونه ممکن است دادگاه در صورت لزوم دستور موقت یا قرار تامین خواسته صادر کند که این دستور به خودی خود باعث معطل ماندن پروژه و خسارت خواهد شد. همچنین پس از صدور رای دادگاه بدوی، یکی از طرفین می تواند با درخواست

تجدید نظر فرآیند رسیدگی را بسیار طولانی کند. اما در صورت رجوع به داوری یا استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی، طرفین می‌توانند تعهدات و وظایف خود را انجام دهند و پروژه را متوقف نکنند. برای نمونه ماده ۳۷.۷ نمونه قرارداد خدمات فنی عراق (۲۰۰۹) تاکید می‌کند عملیات و فعالیت‌های پروژه نباید متوقف شود یا تا زمان صدور رای محکمه داوری به تاخیر افتد مگر آنکه طرفین قرارداد نسبت به توقف یا تاخیر عملیات توافق کنند.

ج- هزینه بالا: رسیدگی در محاکم قضایی مستلزم پرداختن هزینه‌های دادرسی است. ممکن است در مرحله‌ای نیاز به نظر کارشناس باشد در این صورت خواهان یا خوانده باید هزینه آن را بپردازد. از سوی دیگر طرفین برای مدیریت دعوی باید وکیل خیره و با تجربه‌ای را به خدمت بگیرند که حق الوکاله و کلا نیز رقم قابل توجهی خواهد بود.

د- از بین رفتن روابط بلند مدت طرفین: یکی از مهم‌ترین ریسک‌های رجوع به محاکم قضایی، نابودی روابط بلند مدت طرفین است. زیرا پس از صدور رای یکی از طرفین محکوم و دیگری پیروز می‌شود در این صورت روابط طرفین لطمه خواهد خورد.

پروژه‌های نفتی مستلزم روابط بلند مدت میان شرکت ملی نفت و پیمانکاران یا شرکت‌های نفتی خارجی است. زیرا شرکت ملی نفت برای مدیریت پروژه نیازمند به فن‌آوری‌های جدید و تخصص این شرکت‌هاست. این در حالی است که مراجعه به محاکم قضایی منجر به نابودی این روابط خواهد شد.

ه- عدم انعطاف‌پذیری: رسیدگی در محاکم قضایی با توجه به قانون آیین دادرسی صورت می‌پذیرد و طرفین اختلاف باید مطابق قانون در تاریخ مقرر به دادگاه مراجعه و اقدام به تبادل لوایح کنند. طرفین اختلاف نمی‌توانند هیچ‌گونه مداخله‌ای در روند دادرسی داشته باشند و پیشنهادهایی

مبنی بر تغییر روند دادرسی یا تغییر مکان آن ارایه کنند زیرا رسیدگی کاملاً رسمی و مطابق با قوانین است و طرفین اختلاف نقش چندان فعالی نخواهند داشت.

و- عدم امکان انتخاب قانون ماهوی حاکم بر اختلاف: طرفین اختلاف نمی‌توانند قانون ماهوی حاکم بر اختلاف را انتخاب کنند و این وظیفه دادگاه است تا با توجه به قوانین موضوعه کشور میزبان به اختلاف رسیدگی و رای صادر کند. طرفین پس از مراجعه به دادگاه صرفاً به‌عنوان خواهان و خوانده شناخته می‌شوند و دادگاه نیز بر اساس قوانین آیین دادرسی رسیدگی را آغاز می‌کند.

ز) عدم تخصص در زمینه پروژه‌های پیچیده نفتی: محاکم قضایی به‌ویژه در ایران تخصص بالایی در زمینه پروژه‌های نفتی ندارند. در ایران دادگاه‌های تخصصی وجود ندارد و دادگاه‌ها به دو بخش عمومی و اختصاصی تقسیم می‌شوند. بنابراین رسیدگی به دعاوی نفتی مستلزم رجوع به دادگاه‌های عمومی است که فاقد هر گونه تخصص در زمینه پروژه‌ها و روابط پیچیده نفتی هستند.

ح) استفاده از کارشناس و حسابرس: برخی از اختلافات طرفین قرارداد اکتشاف و بهره‌برداری مرتبط با مسایل مالی و هزینه‌ها است. از آنجا که دادگاه‌ها توانایی حسابرسی ندارند ناچارند کارشناس یا حسابرسی را مسوول این کار کنند. این در حالی است که حسابرس و کارشناس منتخب دادگاه ممکن است از پیچیدگی پروژه‌های نفتی اطلاعی نداشته باشد و در مرحله رسیدگی به حساب‌های مالی دچار اشتباه شود.

در پایان می‌توان گفت که با توجه به روش‌های مختلف حل و فصل اختلافات، در قراردادهای اکتشاف و بهره‌برداری از میدین نفتی نباید صرفاً یک روش را به‌عنوان یگانه راه حل و فصل اختلافات در نظر گرفت. به عبارت دیگر باید روش‌های مختلف را به صورت لایه‌ای در قرارداد درج

کرد. برای نمونه در صورت بروز اختلاف، طرفین اختلاف نخست باید از روشی که نیازی به حضور شخص ثالث ندارد (مذاکره دوستانه) استفاده کنند. در صورتی که مذاکره راه به جایی نبرد در رابطه با مسایل فنی به کارشناسی رجوع و در موارد دیگر از روش‌هایی نظیر میانجیگری و سازش استفاده نمایند. همان طور که می‌دانیم «یکی از ایرادهایی که به قرارداد بیع متقابل ایران وارد می‌شود حل و فصل اختلافات مرتبط با مسایل اساسی قرارداد مانند سقف هزینه‌های سرمایه‌ای و بازگشت سرمایه به وسیله یک مرجع متخصص بین‌المللی است زیرا سپردن تصمیم در رابطه با مسایل اساسی به شخص ثالث می‌تواند ریسک‌هایی را برای پیمانکار به همراه آورد».

رجوع به داوری نیز باید به‌عنوان یکی از آخرین راهکارهای حل و فصل اختلافات در قرارداد درج شود و طرفین از آن به‌عنوان یک اهرم فشار برای ترغیب طرف دیگر به مذاکره یا میانجیگری استفاده کنند.

در صورت وجود موافقتنامه داوری میان طرفین یا درج شرط رجوع به داوری، یکی از طرفین نمی‌تواند به دادگاه مراجعه کند و محاکم قضایی اغلب از پذیرش دعوی و رسیدگی به اختلاف خودداری می‌کنند. ۲۰۸ بنابراین باید داوری را به‌عنوان ایستگاه آخر حل و فصل اختلافات دانست. تجربه کشورهای آمریکای لاتین نیز به خوبی ناکارآمدی رجوع به محاکم قضایی را نشان می‌دهد زیرا رجوع به محاکم قضایی دولت میزبان انگیزه سرمایه‌گذاری خارجی را به شدت کاهش می‌دهد و استفاده از آن نمی‌تواند به یک بازی برد-برد منجر شود.

نتیجه

مدیریت ریسک فرآیندی نظام‌مند و جامع است که با کمک آن، ریسک‌های یک پروژه را شناسایی و اقدام به تهیه طرح پاسخگویی به ریسک‌ها می‌کنیم. همان‌طور که می‌دانیم پروژه‌های بالادستی صنعت نفت پیچیدگی زیادی دارد و باید در حین انعقاد قرارداد حقوق و تکالیف طرفین را به صورت شفاف مشخص کنیم. به منظور افزایش ضریب موفقیت پروژه اکتشاف و بهره‌برداری از میادین نفتی، باید در کنار مدیریت قرارداد، مدیریت ریسک را نیز به جریان انداخت. بدین ترتیب می‌توان ریسک‌ها را پیش از تاثیر منفی بر پروژه، شناسایی و طرح پاسخگویی به آنها را تهیه کرد. همچنین مدیریت قراردادی بخش مهمی از فرآیند انعقاد و اجرای قراردادهای صنعتی است که کمک شایانی به شفافیت و کاهش ریسک‌های پروژه‌های بالادستی نفت می‌کند. به منظور پیاده کردن طرح جامعی برای مدیریت ریسک‌های پروژه پیشنهاد می‌شود شرکت ملی نفت اقدام به اعمال مدیریت قرارداد (متشکل از پنج عنصر) نماید.

همان‌طور که می‌دانیم، ریسک‌های یک پروژه اکتشاف و بهره‌برداری، جدای از سوبیه‌های فنی، اقتصادی و مالی می‌تواند به واسطه روش‌های حقوقی و قراردادی به نحو کارآمدی مدیریت شود. روش‌های حقوقی متشکل از طیف گسترده‌ای از شیوه‌های حقوقی و قراردادی است به طوری که می‌تواند از لحظه آغاز مذاکره‌های طرفین (بیمانکار و شرکت ملی نفت

یا دولت میزبان) تا زمان انعقاد قرارداد و دوران حیات پروژه مورد استفاده قرار بگیرد. انعقاد قرارداد به ایجاد یک رابطه قراردادی میان دولت میزبان و شرکت نفتی خارجی منجر می‌شود. این در حالی است که قرارداد مذکور باید شفاف، دارای ضمانت اجرا و کارآمد باشد؛ بنابراین با توجه به اهمیت روش‌های قراردادی در کاهش ریسک‌ها پیشنهاد می‌شود که وزارت نفت ایران نمونه‌های قراردادی تهیه کند. در نمونه‌های قراردادی اغلب شرایط عمومی و خصوصی را به روشنی تبیین می‌کنند تا سرمایه‌گذاران خارجی از اهداف، حقوق و تعهدات مورد نظر دولت میزبان آگاهی یابند و با توجه به این نمونه‌های قراردادی وارد مذاکره شوند. با کمک نمونه‌های قراردادی می‌توان ضمن تسهیل انعقاد قرارداد به فرآیند مذاکره نیز سرعت بخشید و با انتشار آنها می‌توان به وسیله ارزیابی کارشناسان به نقاط قوت و ریسک‌های این نمونه‌های قراردادی پی برد.

با توجه به ریسک‌های متعدد پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری، احتمال شکست این پروژه‌ها و ایجاد انگیزه برای شرکت‌های نفتی خارجی و وام‌دهندگان، استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید نسبت به سایر قراردادهای از کارآیی بیشتری برخوردار است. به همین منظور پیشنهاد می‌شود تفسیر اصول ۸۱ و ۱۵۳ قانون اساسی ایران به صورتی باشد که بتوان از قراردادهایی چون مشارکت در تولید نیز استفاده نمود. استفاده از یک روش قراردادی غیرمنصفانه (بیع متقابل) نمی‌تواند منافع طرفین آن را به درستی حفظ کند. البته این سخن به معنای عدم استفاده از سایر شکل‌های قراردادی نظیر قرارداد بیع متقابل یا خدماتی با ریسک نیست به عبارت دیگر در مواردی که شرکت ملی نفت توانایی مالی و فنی به منظور سرمایه‌گذاری و صیانت از میادین نفتی را داشته باشد می‌توان با استفاده از قرارداد خدماتی با ریسک نظیر بیع متقابل اقدام به توسعه میادین نفتی نمود. همچنین در رابطه با پروژه‌های کوچک و نه چندان پیچیده، شرکت

ملی نفت می‌تواند با انعقاد قراردادهای EPC آنها را به پیمانکاران واجد شرایط بسپارد. بدین ترتیب پیمانکاران نسبت به نفت خام استحصالی حقی نخواهند داشت و تنها در برابر دریافت حق الزحمه اقدام به انجام عملیات می‌کنند. قراردادهای BOT نیز قابلیت استفاده در بخش بالادستی صنعت نفت را ندارند و می‌توان از این قرارداد برای بخش پایین دستی نظیر تاسیس پالایشگاه استفاده نمود.

به منظور مدیریت ریسک‌های اکتشاف و بهره‌برداری، ایران باید مقررات شفاف و جامعی را برای تشکیل مشارکت در سرمایه‌گذاری وضع کند. همان طور که گفتیم قرارداد جوینت ونچر می‌تواند به میزان زیادی ریسک‌های پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری را کاهش دهد. در این راستا، اصلاح قانون «حداکثر استفاده قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی تولیدی و صنعتی اجرایی کشور در اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات» می‌تواند راهگشا باشد، زیرا از یک سو قانونی ناکارآمد در راه جذب سرمایه‌گذاری‌های خارجی است که از هدف قانون‌گذار نیز انحراف پیدا کرده است و از دیگر سو در مغایرت با عضویت ایران در سازمان تجارت جهانی است. همچنین مجلس ایران باید هر چه سریع‌تر تکلیف لایحه جدید قانون تجارت که فصلی به‌عنوان گروه اقتصادی با منافع مشترک دارد (فصل پنجم) را مشخص کند تا تشکیل جوینت ونچر مبتنی بر قانون و به صورت شفاف صورت گیرد.

همان طور که گفتیم بخش عمده ریسک‌های یک پروژه اکتشاف و بهره‌برداری می‌تواند به قوانین و مقررات دولت میزبان و نحوه مداخله آن در طول حیات پروژه بازگردد به منظور مدیریت ریسک‌های قانونی و افزایش انگیزه شرکت‌های نفتی خارجی پیشنهاد می‌شود که قانون نفت مدرن، شفاف و جامع تهیه و به تصویب مجلس برسد زیرا قانون نفت فعلی ایران (مصوب ۱۳۶۶ و اصلاحات سال ۱۳۹۰) در مقایسه با قوانین سایر

کشورها بسیار ناکارآمد و ناقص است. با توجه به قدمت صنعت نفت در ایران، قوانین مربوط به این حوزه و نمونه‌های قراردادی این کشور باید الگویی برای سایر کشورهای نفت‌خیز باشد. این در حالی است که قانون نفت فعلی ایران دور از واقعیت‌ها، مبهم و غیرشفاف است.

در مقابل، تصویب «قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی» را می‌توان گام موثری در مدیریت ریسک‌ها تلقی کرد اما همچنان قواعد روشنی بر مسایل مهمی مانند نحوه حل و فصل اختلافات و محیط‌زیست حاکم نیست. قوانین فعلی ایران به مساله حفاظت از محیط‌زیست و جلوگیری از آلودگی‌های نفتی توجه چندانی مبذول نداشته‌اند بنابراین پیشنهاد می‌شود دولت لایحه‌ای درباره بهره‌برداری از میادین نفتی و پیش‌بینی ضمانت اجرایی برای تخطی از استانداردها تهیه و آن را به تصویب مجلس برساند تا ضمیمه قانون نفت فعلی ایران شود.

تا بدین لحظه، ایران فاقد قانون خاصی درباره نحوه دریافت مالیات از شرکت‌های نفتی خارجی تحت قرارداد بیع متقابل است و شرکت نفتی خارجی مکلف به پرداخت مالیات بر درآمد مطابق عموماًت قانون مالیات حاکم بر بخش‌های اقتصادی دیگر کشور است. به نظر می‌رسد که حداقل در صورت استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید، قانون‌گذار رژیم مالیاتی مشخص و شفافی را تهیه و تدوین کند تا علاوه بر دریافت سهم خود از میدان نفتی به اخذ مالیات و پاداش نیز بپردازد.

باید پذیرفت که صنعت نفت صنعتی است که به صورت ذاتی ریسک‌های متعددی دارد و به هر میزان قرارداد شفاف باشد و حقوق و تکالیف طرفین به درستی تبیین شود باز هم امکان بروز اختلاف و ریسک‌های خارجی وجود دارد به همین منظور باید قوانین ایران به صورت شفاف نحوه مدیریت اختلافات و روش‌های حل و فصل آن را تبیین کند تا شرکت‌های نفتی خارجی نسبت به عدم مداخله دستگاه قضایی کشور در فرآیند رسیدگی به

اختلافات اطمینان حاصل کنند؛ بنابراین پیشنهاد می‌شود اصل ۱۳۹ قانون اساسی ایران با توجه به ابهام‌هایی که دارد در صورت امکان اصلاح شود و در غیراین صورت به نظر می‌رسد برای کاهش ریسک مداخله دستگاه قضایی ایران، مجلس باید مصوبه‌ای کلی در اختیار دولت قرار دهد و دولت نیز در قراردادهای نفتی، شرط ارجاع اختلاف به داوری را بگنجانند. همچنین ماده ۱۹ «قانون تشویق و حمایت سرمایه‌گذاری خارجی» نیازمند اصلاح است و در تقابل با «معاهده منشور انرژی» است که ارجاع به داوری را تجویز می‌کند.

درباره استفاده از روش‌های حل و فصل غیرقضایی به نظر می‌رسد که قوانین ایران مغایرتی با آنها ندارند و می‌توان از این روش‌ها به‌ویژه مذاکره و سازش استفاده نمود. به نظر می‌رسد برای کاهش ریسک مداخله اشخاص ثالث در فرآیند حل و فصل اختلافات، طرفین در قرارداد تصریح کنند که اختلافات باید به صورت دوستانه و با مذاکره حل و فصل شود و در غیر این صورت از روش‌های دیگر ADR یا رجوع به داوری استفاده نمایند. می‌توان این طور گفت که در صورت بروز اختلاف نخست باید از راه مذاکره یا سازش اقدام به حل و فصل اختلافات نمود. در صورتی که اختلافات جنبه مالی (مانند بازیافت سرمایه) یا فنی دارد و طرفین از طریق مذاکره یا سازش به توافق نمی‌رسند می‌توان با کمک روش‌های حل و فصل غیرقضایی نظیر رجوع به کارشناس، آنها را مرتفع نمود. باید تا جایی که ممکن است از رجوع به داوری جلوگیری شود و طرفین با مذاکره یا سازش اقدام به حل و فصل اختلافات کنند. در صورت عدم دستیابی به توافق، استفاده از روش حل و فصل قضایی به هیچ وجه توصیه نمی‌شود. در مقابل رجوع به داوری برای حل و فصل چنین اختلافاتی کارآیی بیشتری خواهد داشت.

در رابطه با ریسک‌های مداخله دولت میزبان و برهم خوردن تعادل

اقتصادی قرارداد نیز باید شروط ثبات قراردادی و مذاکره مجدد ذکر شوند. درج شرط ثبات قراردادی به کاهش ریسک مداخله دولت میزبان می انجامد و تصویب قوانین مغایر با قرارداد یا دستورالعمل‌های دولت میزبان می تواند به پرداخت غرامت منجر شود. همچنین درج شرط مذاکره مجدد به منظور مدیریت ریسک تغییر بنیادین اوضاع و احوال یا بر هم خوردن تعادل اقتصادی نظیر افزایش بی سابقه نرخ تورم می تواند تا حدود زیادی ریسک‌هایی که در آینده، پروژه را تهدید می کند، مدیریت نماید.

از دلایل عمده لزوم انعطاف‌پذیری و جذاب کردن قراردادها نیاز دولت میزبان به سرمایه‌گذاری خارجی است؛ بنابراین دولت میزبان باید شرایط قانونی حضور سرمایه‌گذاران خارجی را فراهم کند و تامین سرمایه لازم برای عملیات اکتشاف و بهره‌برداری را در حوزه تعهدات شرکت نفتی خارجی قرار دهد. شرکت نفتی خارجی نیز می تواند با توجه به دسترسی به بازارهای مالی توسعه یافته اقدام به تامین مالی پروژه نماید. در این راستا شرکت نفتی خارجی قادر به استفاده از روش‌های متنوع تامین مالی است. به نظر می‌رسد استفاده از روش تامین مالی پروژه محور بدون حق رجوع مطلوبیت بیشتری نسبت به سایر روش‌های تامین مالی دارد اما با توجه به پرهزینه بودن و احتمال شکست زیاد پروژه‌های اکتشاف و بهره‌برداری، استفاده از تامین مالی پروژه محور، گران و پیچیده خواهد بود. این در حالی است که دولت میزبان نیز باید متعهد شود تا پیش از دریافت سهم خود، بازپرداخت وام از طریق نفت خام میدان آغاز شود. در مقابل، پیشنهاد می‌شود در صورت امکان، شرکت نفتی خارجی از روش تامین مالی شرکتی استفاده کند.

در پایان باید یادآوری کنیم که ایران برای جذب سرمایه‌های خارجی در حال رقابت با کشورهای نفت خیز حوزه خلیج فارس است بنابراین باید توجه نمود که نگاه بدبینانه نسبت به شرکت‌های نفتی خارجی و نظر منفی

نسبت به سرمایه‌گذاری‌های خارجی در صنعت نفت نمی‌تواند سیاست کارآمدی باشد. این مساله که منابع طبیعی کشور به وسیله قراردادهای دیگر مانند مشارکت در تولید غارت خواهد شد، مردود است زیرا نفت تنها یک ماده خام طبیعی است و مردم ایران نفت را به‌عنوان یک محصول و با ترکیب نهاده‌های تولید، ایجاد نکرده‌اند. ۲۰۹ این در حالی است که در برابر فروش نفت خام، کالاهای سرمایه‌ای و واسطه‌ای فراوانی وارد کشور شده است که نقش عمده‌ای در توسعه کشور داشته است.

پاورقی‌های بخش دوم

- 1 - Project Finance
- 2 - E. R. Yescombe, op. cit., p.6
- 3 - Nonrecourse
- 4 - Limited Recourse
- 5 - Scott L. Hoffman, op. cit., p.6
- 6 - Ibid, pp.6-7
- 7 - Ibid, p.8
- 8 - Ibid, p.13

۹ - صادق کاشانی، پیشین، ص ۶۸

۱۰ - جواد حدادی، محمود حدادی، امیر فکری و یاسر کشتیبان، تامین مالی پروژه محور از نگاه بانک‌های ایرانی فرصت یا تهدید، مجموعه مقالات دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران، ۱۳۸۸، صص ۴۰۳-۴۰۲

11 - Arina Shulga, Foreign Investment in Russia's Oil & Gas: Legal Framework & Lessons for The Future, The Journal of Int Economic Law, vol.22, 2001, p.1102

12- E. R. Yescombe, op. cit., p.63

13- Stabilisation Clause

14- Lorenzo Cotula, op. cit., p.67

15- Structured Finance

16- Scott L. Hoffman, op. cit., pp.8-11

17- Stefano Gatti, op. cit., pp.45-48

18- Scott L. Hoffman, op. cit., p.11

۱۹ - حسین اشکوه، سعید زرآبادی پور، حمید زرگرپور و محمدحسین صبحیه، بررسی چالش‌های تامین مالی پروژه‌های نیروگاهی در مشارکت دولتی-خصوصی، مجموعه مقالات دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران، مرکز مطالعات تکنولوژی دانشگاه شریف، ۱۳۸۸، ص ۶

20- Fusaro, Peter C. & Kramer, Andrea S., Energy & Environmental Project Finance Law & Taxation: New Investment Techniques, Oxford University Press, USA, 2010, p.528

21 - Stefano Caselli & Stefano Gatti, Structured Finance, Springer, 2005, pp.1-3

22 - Corporate Finance

23 - Ibid, p.3

۲۴ - جواد حدادی، محمود حدادی، امیر فکری و یاسر کشتیبان، پیشین، ص ۳۹۸

۲۵ - همان، ص ۳۹۸

26 - Balance Sheet

27 - Stefano Caselli & Stefano Gatti, op. cit., p.40

28 - Bonds

29 - Steven, Pressman, Fifty Major Economists, Routledge, USA, 2nd edition, 2006, p.124

30 - E. R. Yescombe, op. cit., p.59

۳۱ - محمود باقری و بهنام خاتمی، ساز و کارهای تامین مالی پروژه‌های نفت و گاز از طریق بازارهای مالی و سرمایه، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر، ۱۳۹۰، ص ۲۳۳

۳۲ - همان، ص ۲۳۵-۲۳۶

33- E. R. Yescombe, op. cit., p.63

۳۴ - امیر حدادی، جواد حدادی و امیر فکری، ارزیابی انتشار صکوک پروژه محور در بخش بالادستی نفت ایران، مجموعه مقالات سومین کنفرانس توسعه نظام تامین مالی در ایران، ۱۳۸۹، ص ۹۷

- ۳۵ - صکوک انواع گوناگونی نظیر صکوک استصناء، اجاره، مشارکت و... دارد که بررسی موردی آنها مورد نظر ما نیست. برای مطالعه بیشتر بنگرید به ارزیابی انتشار صکوک پروژه محور در بخش بالادستی نفت ایران (امیر حدادی، جواد حدادی و امیر فکری، مجموعه مقالات سومین کنفرانس توسعه نظام تامین مالی در ایران، ۱۳۸۹)
- 36 - E. R. Yescombe, op. cit., p.64
- 37 - Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development: Changing Relations between Transnationals and Governments, Nichols Publishing Company, USA, 1979, p.43
- 38 - Stefano Gatti, op. cit., pp.41-42
- 39 - Monetarist
- 40 - Lorenzo Cotlula, op. cit., p.67
- 41 - Ruslan Sulaimanov, op. cit., p.31
- 42 - Freezing
- 43 - Economic Balancing
- 44 - Lorenzo Cotlula, op. cit., pp.72-73
- 45 - Ruslan Sulaimanov, op. cit., p.67
- 46 - London Inter-Bank Offered Rate
- 47 - E. R. Yescombe, op. cit., p.185
- 48 - Ibid, p.185
- 49 - Forwards
- 50 - Stefano Gatti, op. cit., p.38
- 51 - Willie Ten, op. cit., p.191
- 52 - Futures
- 53 - Clearing House
- 54 - Stefano Gatti, op. cit., p.39
- 55 - Ibid, p.39
- ۵۶ - جان‌هال، مبانی مهندسی مالی و مدیریت ریسک، مترجمان: سجاد سیاح و علی صالح‌آبادی، گروه رایانه تدبیرپرداز، ۱۳۸۴، صص ۲۶۰-۲۶۵
- 57 - E. R. Yescombe, op. cit., pp.186-187
- 58 - Stefano Gatti, op. cit., p.38
- 59 - Option
- ۶۰ - جیمز فالچر، سرمایه داری، مترجم: مصطفی امیری، انتشارات ماهی، ۱۳۸۹، ص ۲۰
- 61 - Interest Rate Cap
- 62 - Willie Ten, op. cit., pp.194
- 63 - Interest Rate Floor
- 64 - Ibid, p.195
- 65 - Andrew Fight, Introduction to Project Finance, Butterworth-Heinemann, USA, 2006, p.110
- 66 - Ahmad Kreydieh, op. cit., p.22
- 67- Swaps
- 68- Multi-Currency Loans
- ۶۹ - پرویز انصاری معین، حقوق تجارت بین‌الملل، میزان، ۱۳۸۷، ص ۱۸۸
- 70 - Managed Floating
- ۷۱ - متین پدرام، رویکردهای گوناگون مدیریت نوسانات نرخ ارز، روزنامه دنیای اقتصاد، شماره ۲۴۹۵، ۱۳۹۰/۸/۹
- 72 - Scott L. Hoffman, op. cit., pp.58-59
- 73 - Mona Verma Makhija, Government Intervention in the Venezuelan Petroleum

Industry: an Empirical Investigation of Political Risk, Journal of International Business Studies, vol. 24, No. 3, 1993, p.533

74 - Peter D Cameron, Stabilization in Investment Contracts & Changes of Rules in Host Countries: Tools for Oil & Gas Investors, Association of International Petroleum Negotiations, UK, 2006, p.22

۷۵ - محمدرضا صابر، پیشین، ص ۲۲۰

۷۶ - ماده ۸۲ قانون مالیات‌های مستقیم ایران: «درآمدی که شخص حقیقی در خدمت شخص دیگر (اعم از حقیقی یا حقوقی) در قبال تسلیم نیروی کار خود بابت اشتغال در ایران بر حسب مدت یا کار انجام یافته به طور نقد یا غیرنقد تحصیل می‌کند مشمول مالیات بر درآمد حقوق است».

77 - Cyprus

78 - Double Taxation

79 - Profit Tax

۸۰ - دفتر نمایندگی تام‌الاختیار تجاری، گزارش رژیم تجارت خارجی جمهوری اسلامی ایران، ویرایش دهم، ۱۳۸۷، ص ۶۳

81 - Scott L. Hoffman, op. cit., p.70

82 - Comparative Advantage

۸۳ - دفتر نمایندگی تام‌الاختیار تجاری، پیشین، ص ۶۶

۸۴ - ماده ۱۰ قانون نفت ایران مصوب ۱۳۶۶ اظهار می‌دارد: «وزارت نفت مکلف است نسبت به تربیت و تجهیز نیروی انسانی مورد نیاز و راهیابی به تکنولوژی پیشرفته و رشد و توسعه در رشته‌های مختلف صنعت نفت به طرق مقتضی و با هماهنگی و تبعیت از سیاست‌های وزارت فرهنگ و آموزش عالی و با طرح برنامه‌های آموزشی و تشکیل مراکز تعلیماتی و تأسیس مجتمع‌های تحقیقاتی و آزمایشگاهی به طور مستمر بکوشد و با اتخاذ تدابیر مؤثر در راه بالا بردن سطح دانش و اطلاعات علمی و عملی کارکنان و کارشناسان و ایجاد محیط مناسب برای جذب و تشویق عناصر کار آمد متعهد و متخصص اقدام نماید».

85 - Concession Agreement between Saudi Arabia & SOCAL

86 - entrepreneurs

۸۷ - «فسخ قرارداد به نحوی که در متن قرارداد پیش‌بینی گردیده است».

88 - Peter Roberts, op. cit., p.22

89 - Lorenzo Cotula, op. cit., p.48

90 - Ian Borthwick et al, Environmental Mangement in Oil & Gas Exploration & Production, Words & Publications, UK, 1997, p.11

91 - Ibid, pp.11-12

92 - Ibid, p.50

۹۳ - کنوانسیون بارسلونا برای حفاظت از دریای مدیترانه در برابر آلودگی در سال ۱۹۷۶ به تصویب رسید. کنوانسیون کویت در سال ۱۹۷۸ به منظور همکاری‌های مشترک در زمینه حفاظت از خلیج فارس در برابر آلودگی‌های نفتی به تصویب رسید. کنوانسیون OSPAR جهت حفاظت از محیط‌زیست دریای آتلانتیک شمالی است که در سال ۱۹۹۲ به تصویب رسید؛ (Elli Louka, International Environmental Law, Cambridge University Press, USA, 2006, p.489)

۹۴ - لازم به یادآوری است که سازمان بین‌المللی استاندارد (ISO) نیز در زمینه محیط‌زیست فعال است و به تعریف استانداردهایی چون ISO 14000 و ISO 14001 پرداخته است. شامل استانداردهایی است که مدیریت بازرگانی را به همراه ساختاری برای مدیریت تأثیرات زیست محیطی فراهم می‌آورد؛ (Ian Borthwick et al, op. cit., p.27)

95 - Ibid, p.27

۹۶ - لازم به یادآوری است که مطابق ماده ۱۶ قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰: «از تاریخ تصویب این قانون، قانون نفت مصوب ۱۳۵۳ لغو می‌گردد».

- 97 - The Hydrocarbons Law of Afghanistan
- 98 - Draft Iraq Oil & Gas Law, 2007
- 99 - Petroleum Act of The Kurdistan Region of Iraq
- 100 - Model Petroleum Concession Agreement for Onshore Area (2009)
- 101 - Elli Louka, op. cit., p.143
- 102 - Health Safety Environment
- 103 - Arina Shulga, op. cit., p.1073
- 104 - Creeping
- 105 - George Foster, op. cit., p.38
- 106 - Energy Charter Treaty
- 107 - Prompt
- 108 - Adequate
- ۱۰۹ - ارزش خالص فعلی سرمایه‌گذاری مدنظر است که سود مورد انتظار را نیز در بر می‌گیرد.
- ۱۱۰ - محسن محبی، رویه داوری بین‌المللی درباره غرامت (دعاوی نفتی)، مجله حقوقی نشریه مرکز امور حقوق بین‌المللی معاونت حقوقی و امور مجلس ریاست جمهوری، شماره ۳۵، ۱۳۸۵، صص ۶۸-۶۹
- ۱۱۱ - برای توضیح بیشتر رجوع کنید: محسن محبی، رویه داوری بین‌المللی درباره غرامت (دعاوی نفتی)، مجله حقوقی نشریه مرکز امور حقوق بین‌المللی معاونت حقوقی و امور مجلس ریاست جمهوری، شماره ۳۵، ۱۳۸۵
- ۱۱۲ - طارق ریاض و احمد القشیری، قانون حاکم بر نسل جدید قراردادهای نفتی: چرخش در روند داوری، شرح و ترجمه: محسن محبی، مجله حقوقی، نشریه دفتر خدمات حقوقی بین‌المللی ج ا ایران، شماره ۲۹، ۱۳۸۲، ص ۱۰۹
- 113 - George Foster, op. cit., p.44
- 114 - Scott L. Hoffman, op. cit., p.99
- 115 - Hardship
- 116 - CM Schmitthoff, Hardship Clauses, The Journal of Business Law, vol. 82, 1980, p.85
- 117 - W Peter, Arbitration & Renegotiation in International Investment Agreements, 2nd edition, Kluwer Hague, 1995, p.237
- 118 - Talal Abdulla A. Q. Al-Emadi, The Hardship & Force Majeure Clauses in International Petroleum Joint Venture Agreements, Oxford Student Legal Research Paper Series, Paper Number 02/2011, 2011, p.8
- 119 - Ibid, pp.14-15
- 120 - Model Production Sharing Contract (Bangladesh), (2008)
- 121 - natural disasters
- 122 - extraordinary events
- 123 - Talal Abdulla A. Q. Al-Emadi, op. cit., p.99
- 124 - Peter Roberts, op. cit., p.229
- 125 - Scott L. Hoffman, op. cit., p.99
- 126 - Joint Management Committee
- 127 - Work Programme
- 128 - Janik Radon, op. cit., p.51
- 129 - Petrobangla
- 130 - Steering Committee
- ۱۳۱ - محمدرضا صابر، پیشین، صص ۲۴۲-۲۴۳
- 132- Loretta W. Moore & David E. Pierce, A Structural Model for Arbitrating Disputes Under the Oil & Gas Lease, Natural Resources Journal, vol.37, 1997, p.409
- 133- Sai-On Cheung, Critical Factors Affecting The Use of Alternative Dispute Resolution

Processes in Construction, International Journal of Project Management, vol. 17, No. 3, Great Britain, 1999, p.190

134 - Appropriate

135 - Peter Roberts, op. cit., p.210

۱۳۶ - منوچهر توسلی جهرمی، پیشین، ص ۳۶۹

137 - Thomas Walde, Mediation/Alternative Dispute Resolution in Oil, Gas & Energy Transactions: Superior to Arbitration/Litigation from a Commercial & Management Perspective, OGEL, vol. 2, 2003, p.2

138 - Report of The Energy ADR Forum, Using ADR Resolve Energy Industry Disputes: The Better Way, 2006, p.7

139 - Peter Roberts, op. cit., p.210

140 - Ibid, p.191

141 - Report of The Energy ADR Forum, op. cit., pp.6-7

۱۴۲ - محسن صادقی و بهنام غفاری فارسانی، پیشین، ص ۱۸۵

143 - Negotiation

144 - Aberra Bekele, op. cit., pp.33-36

145 - Thomas J. Miceli, The Economic Approach to Law, Stanford University Press, 2004, pp. 7-10

146 - Steven M. Austermiller, Alternative Dispute Resolution: Cambodia, American Bar Association, 2010, p.15

147 - Ibid, p.16

148 - Mediation

149 - Donald S. Clark, Alternative Dispute Resolution for Consumer Transactions in the Borderless Online Market Place, Federal Trade Commission, 2000, p.5

150 - London Court of International Arbitration

151 - Major Karen White, Contract Litigation Course, 4th edition, USAF, 2002, p. 12-8

152 - John Barkai, Using Alternative Dispute Resolution Techniques in Construction Disputes, Papers from the 3rd International Symposium on Infrastructure Management and Financing, Kyoto University, Kyoto Japan, 2003, p.10

153 - Ibid, p.11

154 - Steven M. Austermiller, op. cit., p.88

155 - Loretta W. Moore & David E. Pierce, op. cit., pp.415-416

156 - Med-Arb

157 - Katherine V.W. Stone, Alternative Dispute Resolution, University of California, Public Law & Legal Theory Research Series, 2004, p.2

158 - Peter d'Ambrumenil. Mediation & Arbitration, Cavendish Publishing Limited, 1997, pp.60-66

159 - Conciliation

160 - Steven M. Austermiller, op. cit., p.82

161 - John Barkai, op. cit., p.8

162 - Vinod Agarwal, op. cit., p.10

۱۶۳ - عبدالحسین شیروی، بررسی قانون نمونه آنسیترال در خصوص سازش تجاری بین‌المللی، اندیشه‌های حقوقی، سال چهارم، شماره دهم، ۱۳۸۵، ص ۵۳

164 - Vinod Agarwal, op. cit., pp. 10-11

165 - 48ص، نیشیپ، یوریش نیسکلادبء -

- 166 - Non-Binding Expert Appraisal
- 167 - Anthony Connerty, Dispute Resolution in the Oil & Gas Industries, Journal of Energy & Natural Resources Law, vol.20, No 2, 2002, pp.156-157
- 168 - Expert Determination
- 169 - International Chamber of Commerce
- 170 - International Centre of Expertise
- 171 - Mini-Trial
- 172 - Katherine V.W. Stone, op. cit., p.2
- 173 - Martin A. Frey, Alternative methods of Dispute Resolution, Delmar Learning, 2003, pp.76-77
- 174 - Private Mini-Trial
- 175 - Peter Lown, Civil Litigation: The Judicial Mini-Trial, Alberta Law Reform Institute, 1993, p.2
- 176 - Ibid, p.5
- 177 - Judicial Mini-Trial
- 178 - Ibid, p6
- 179 - Vinod Agarwal, Alternative Dispute Resolution Methods, UNITAR, published in Geneva, 2001, p.7
- 180 - International Chamber of Commerce
- ۱۸۱ - منوچهر توسلی جهرمی، نگاهی به شیوه‌های جایگزین حل اختلاف (ADR) در مقررات جدید اتاق بازرگانی بین‌المللی، مجله حقوق، نشریه دفتر خدمات حقوقی بین‌المللی جمهوری اسلامی ایران، شماره ۲۶ و ۲۷، ۸۱-۱۳۸، صص ۳۶۶-۳۶۷
- 182 - UNCTAD, Dispute Settlement (International Commercial Arbitration), UN, 2005, p.42
- 183 - Ibid, p.43
- 184 - Ad hoc Arbitration
- 185 - Institutional arbitration
- 186 - Ibid, p.42
- ۱۸۷ - احمد امیرمعزی، پیشین، ص ۱۳۰
- ۱۸۸ - همان، ص ۱۳۱
- ۱۸۹ - پرویز انصاری معین، پیشین، ص ۲۴۸
- ۱۹۰ - احمد امیرمعزی، پیشین، ص ۳۹۲
- ۱۹۱ - محمدرضا صابر، پیشین، ص ۲۴۸
- ۱۹۲ - طاروق ریاض و احمد القشیری، پیشین، صص ۶۴-۶۶
- ۱۹۳ - محمودرضا فیروزمند، در جستجوی ثبات قراردادی: درس‌هایی از شصت سال کشمکش میان سرمایه‌گذاران خارجی و دولت‌های صاحب منابع نفتی، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر، ۱۳۹۰، ص ۱۰۶
- 194 - Pacta Sunt Servanda (agreements must be observed)
- 195 - ص 348، نامہ
- ۱۹۶ - احمد امیرمعزی، داوری بین‌المللی در دعاوی بازرگانی، نشر دادگستر، چاپ دوم، تهران، ۱۳۸۸، ص ۱۴۸
- 197 - Opportunistic behavior
- 198 - George Foster, op. cit., p.42
- 199 - John M. Townsend, Drafting Arbitration Clauses: Avoiding the Seven Deadly Sins, Dispute Resolution Journal, Vol. 58 No.1, 2003, pp.1-3
- ۲۰۰ - محمدرضا ضیایی بیگدلی، حقوق بین‌الملل عمومی، انتشارات گنج دانش، چاپ سی ام، ۱۳۸۶، ص ۴۹۲

201 - Alexia Brunet & Juan Agustin Lentini, Arbitration of International Oil, Gas & Energy Dispute in Latin America, *Northwestern Journal of International Law & Business*, 2007, pp.12-16

202 - Concession Agreement for Gas & Crude Oil Exploration & Exploitation (The Arab Republic of Egypt)

۲۰۳ - ربیعا اسکینی، اختیار دولت‌ها و سازمان‌های دولتی در مراجعه به داوری تجاری بین‌المللی، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران، شماره ۲۵، ۱۳۶۹، ص ۶۴

۲۰۴ - محمدرضا صابر، پیشین، ص ۲۴۶

۲۰۵ - فرهاد ایران پور، نظام حقوقی حاکم بر قراردادهای تجاری بین‌المللی تحول از «نظام‌های حقوق ملی» به سوی «نظام حقوق فراملی»، شهر دانش، ۱۳۹۰، ص ۱۷۸

۲۰۶ - احمد امیرمعزی، پیشین، ص ۶۶

۲۰۷ - محسن صادقی و بهنام غفاری فارسانی، حل اختلافات سرمایه‌گذاری در معاهده منشور انرژی (ECT) و آثار حقوقی الحاق ایران به آن، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر، ۱۳۹۰، ص ۱۹۰

۲۰۸ - احمد امیرمعزی، پیشین، ص ۶۷

۲۰۹ - موسی غنی‌نژاد، تجددطلبی و توسعه در ایران معاصر، نشر مرکز، چاپ چهارم، ۱۳۸۹، ص ۱۰۹

فهرست منابع

منابع فارسی

کتاب‌ها

- اشمیتوف، کلاووم، (۱۳۷۸)، حقوق تجارت بین‌الملل، در دو جلد، جلد اول، ترجمه بهروز اخلاقی وسایرین، انتشارات سمت، تهران.
- امیرمعزی، احمد، (۱۳۸۸)، داوری بین‌المللی در دعاوی بازرگانی، نشر دادگستر، چاپ دوم، تهران.
- انصاری معین، پرویز، (۱۳۸۷)، حقوق تجارت بین‌الملل، میزان، تهران.
- ایران پور، فرهاد، (۱۳۹۰)، نظام حقوقی حاکم بر قراردادهای تجاری بین‌المللی تحول از «نظام‌های حقوق ملی» به سوی «نظام حقوق فراملی»، شهر دانش، تهران.
- صابر، محمدرضا، (۱۳۸۹)، بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز، نشر دادگستر، تهران.
- ضیایی بیگدلی، محمدرضا، (۱۳۸۶)، حقوق بین‌الملل عمومی، انتشارات گنج دانش، چاپ سی‌ام، تهران.
- غنی نژاد، موسی، (۱۳۸۹)، تجددطلبی و توسعه در ایران معاصر، نشر مرکز، چاپ چهارم، تهران.
- فالچر، جیمز، (۱۳۸۹)، سرمایه داری، مترجم: مصطفی امیری، انتشارات ماهی، تهران.
- کانوزیان، ناصر، (۱۳۸۳)، دوره مقدماتی حقوق مدنی (درس‌هایی از عقود معین)، جلد اول، چاپ ششم، گنج دانش، تهران.
- کاشانی، صادق، (۱۳۸۸)، توسعه میادین نفت و گاز: ساختارها و رویکردهای اجرای پروژه، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، تهران.
- هال، جان، (۱۳۸۴)، مبانی مهندسی مالی و مدیریت ریسک، مترجمان: سجاد سیاح و علی صالح آبادی، گروه رایانه تدبیرپرداز، تهران.

مقاله‌ها

- آریان کیا، رضا، (۱۳۸۸)، «شروط داوری در سیر تحولات حقوق قراردادهای بین‌المللی نفت و گاز»، مجله حقوقی بین‌المللی، نشریه مرکز امور حقوقی بین‌المللی ریاست جمهوری، شماره ۴۱.
- ابراهیمی، نصرالله و شیروی، عبدالحسین، (۱۳۸۸)، «کشف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل»، ترجمه مجتبی اصغریان، مجله حقوقی بین‌المللی، سال بیست و ششم، شماره ۴۱.
- احمدی، موسی و هبیتی، فرشاد، (۱۳۸۸)، «مدیریت ریسک در مشارکت‌های عمومی خصوصی پروژه‌های زیر ساختی»، مجموعه مقالات دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران، مرکز مطالعات تکنولوژی دانشگاه شریف.
- ارجمندفرد، رضا، (۱۳۸۸)، «مدیریت ریسک پروژه»، مجله نظام رایانه، شماره ۲.
- اسکینی، ربیعا، (۱۳۶۹)، «اختیار دولت‌ها و سازمان‌های دولتی در مراجعه به داوری تجاری بین‌المللی»، مجله

دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران، شماره ۲۵.

اشکوه، حسین، زرآبادی پور، سعید، زرگری پور، حمید و صبحیه، محمدحسین، (۱۳۸۸)، «بررسی چالش‌های تامین مالی پروژه‌های نیروگاهی در مشارکت دولتی-خصوصی»، مجموعه مقالات دومین کنفرانس بین‌المللی توسعه نظام تامین مالی در ایران، مرکز مطالعات تکنولوژی دانشگاه شریف.

الماسی، نجاد علی و حبیبی درگاه، بهنام، (۱۳۹۰)، «تحلیل ساختار قراردادهای مشارکت در تولید در پروژه‌های نفتی با تأکید بر پیش‌نویس قانون نفت کشور عراق»، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر.

ایران پور، فرهاد، (۱۳۸۶)، «مبانی عمومی قراردادهای نفتی»، فصلنامه حقوق، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی، دانشگاه تهران، دوره ۳۷، شماره ۳.

ایران پور، فرهاد، (۱۳۸۷)، «انواع قراردادهای نفتی: تحول قراردادهای نفتی از قراردادهای معاوضی به سوی قراردادهای مشارکتی»، فصلنامه حقوق، مجله دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران، دوره ۳۸، شماره ۲.

باقری، محمود و خاتمی، بهنام، (۱۳۹۰)، «ساز و کارهای تامین مالی پروژه‌های نفت و گاز از طریق بازارهای مالی و سرمایه»، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر.

توسلی جهرمی، منوچهر، (۸۱-۱۳۸۰)، «نگاهی به شیوه‌های جایگزین حل اختلاف (ADR) در مقررات جدید اتاق بازرگانی بین‌المللی»، مجله حقوق، نشریه دفتر خدمات حقوقی بین‌المللی جمهوری اسلامی ایران، شماره ۲۶ و ۲۷.

جانکوفسکی، ادوارد، (۱۳۷۹)، «ماهیت قراردادهای بیع متقابل ایران»، مجله اقتصاد انرژی، شماره ۲۲.

حدادی، امیر، حدادی، جواد و فکری، امیر، (۱۳۸۹)، «ارزیابی انتشار صکوک پروژه محور در بخش بالادستی نفت ایران»، مجموعه مقالات سومین کنفرانس توسعه نظام تامین مالی در ایران، مرکز مطالعات تکنولوژی دانشگاه شریف.

خزاعی، حسین، (۱۳۶۹)، «بررسی اجمالی مفهوم حقوقی جوینت ونچر»، مجله حقوقی، شماره ۱۳.

خواجوی، علی، (۱۳۸۹)، «بررسی قرارداد توسعه میدان نفتی رمیله در عراق و مقایسه اجمالی آن با قراردادهای بیع متقابل در ایران»، اکتشاف و تولید، شماره ۷۶.

رزم آسا، اسماعیل، (۱۳۸۶)، «رویت، اولین قرارداد نفتی»، گزارش، شماره ۹۵ و ۹۶.

ریاض، طارق و القشیری، احمد، (۱۳۸۲)، «قانون حاکم بر نسل جدید قراردادهای نفتی: چرخش در روند داوری»، شرح و ترجمه: محسن محبی، مجله حقوقی، نشریه دفتر خدمات حقوقی بین‌المللی ج ا ایران، شماره ۲۹.

شیروی، عبدالحسین، (۱۳۸۵)، «بررسی قانون نمونه آنسیترال در خصوص سازش تجاری بین‌المللی»، اندیشه‌های حقوقی، سال چهارم، شماره دهم.

صادقی، محسن، (۱۳۸۵)، «بررسی قراردادهای بین‌المللی ساخت، بهره‌برداری و واگذاری و جایگاه آن در نظام حقوقی ایران»، فصلنامه پژوهش‌های بازرگانی، شماره ۳۸.

صادقی، محسن و گودرزی، حبیب، (۱۳۸۷)، «بررسی قراردادهای بین‌المللی طراحی، تهیه تجهیزات و ساخت با نگاهی به جایگاه آن در نظام حقوقی ایران»، فصلنامه حقوق، دوره ۳۸، شماره ۲.

صادقی، محسن و غفاری فارسانی، بهنام، (۱۳۹۰)، «حل اختلافات سرمایه‌گذاری در معاهده منشور انرژی (ECT) و آثار حقوقی الحاق ایران به آن»، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر.

فیروزمند، محمودرضا، (۱۳۹۰)، «در جستجوی ثبات قراردادی: درس‌هایی از شصت سال کشمکش میان سرمایه‌گذاران خارجی و دولت‌های صاحب منابع نفتی»، حقوق انرژی (نخستین همایش ملی)، نشر دادگستر.

محبی، محسن، (۱۳۸۵)، «رویه داوری بین‌المللی درباره غرامت دعاوی نفتی»، مجله حقوقی، نشریه مرکز امور حقوق بین‌المللی معاونت حقوقی و امور مجلس ریاست جمهوری، شماره ۳۵.

مزرعتی، محمد و مقدم، محمدرضا، (۱۳۸۵)، «مدل‌سازی و تحلیل قراردادهای بیع متقابل و ارایه مدل بهینه‌سازی قرارداد در ایران»، مجله تحقیقات اقتصادی، شماره ۷۶.

معارفیان، مهدی، (۱۳۸۹)، «مدیریت ریسک مخازن در پروژه‌های بالادستی»، ماهنامه نفت، گاز و انرژی، سال اول، شماره ۲.

هاشمی، علی‌رضا، (۱۳۸۸)، «اهمیت شناسایی ریسک در پروژه‌های نفت و گاز»، گستره انرژی، سال دوم، شماره ۲۴.

- Agarwal, Vinod, Alternative Dispute Resolution Methods, UNITAR, published in Geneva, 2001
- Ambrumenil, Peter d', Mediation & Arbitration, Cavendish Publishing Limited, Great Britain, 1997.
- ANAO & Department of Finance & Administration, Developing & Managing Contracts (Better Practice Guide), Australia, 2007.
- Anderson, O. L. , Conine, G. B. , Kramer, B. M. , Lowe, G. B. , Smith, E. E. , Dzienkowski, J. S. , International Petroleum Transactions, 2nd edition, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, USA, 2000.
- Austermiller, Steven M. , Alternative Dispute Resolution: Cambodia, American Bar Association, USA, 2010.
- Bekele, Aberra, Alternative Dispute Resolution Methods in Construction Industry: an Assessment of Ethiopian Situation, School of Graduate Studies, Addis Ababa University, Ethiopia, 2005.
- Borthwick, Ian, et al, Environmental Management in Oil & Gas Exploration & Production, Words & Publications, UK, 1997.
- Cameron, Peter D, Stabilization in Investment Contracts & Changes of Rules in Host Countries: Tools for Oil & Gas Investors, Association of International Petroleum Negotiations, UK, 2006.
- Caselli, Stefano & Gatti, Stefano, Structured Finance, Springer, Germany, 2005.
- Cotula, Lorenzo, Investment Contracts and Sustainable Development, International Institute for Environment & Development, UK, 2010.
- Fatouros, A. A. , Government Guaranties to Foreign Investors, Columbia University Press, USA, 1962.
- Fight, Andrew, Introduction to Project Finance, Butterworth-Heinemann, USA, 2006.
- Frey, Martin A. , Alternative Methods of Dispute Resolution, Delmar Learning, USA, 2003.
- Fusaro, Peter C. & Kramer, Andrea S. , Energy & Environmental Project Finance Law & Taxation: New Investment Techniques, Oxford University Press, USA, 2010.
- Gatti, Stefano, Project Finance in Theory & Practice, Academic Press, USA, 2008
- Hoffman, Scot L. , The Law and Business of International Project Finance, Kluwer Law International, 2nd edition, Netherland, 2001.
- Hossain, Kamal, Law and Policy in Petroleum Development: Changing Relations between Transnationals and Governments, Nichols Publishing Company, USA, 1979.
- Louka, Elli, International Environmental Law, Cambridge University Press, USA, 2006.
- Hopkin, Paul, Fundamentals of Risk Management, the Institute of Risk Management, USA, 2010.
- Lown, Peter, Civil Litigation: The Judicial Mini-Trial, Alberta Law Reform Institute, USA, 1993.
- Miceli, Thomas J. , the Economic Approach to Law, Stanford University Press, USA, 2004.

Office of Procurement & Assistance Management, Contract Management Planning, Chapter 42. 5, DOE Acquisition Guide, 2006.

OGC, Contract Management Guidelines, HMSO, UK, 2002.

Omorogbe, Yinka, the Oil & Gas Industry: Exploration & Production Contracts, Malthouse Press Ltd, 1997.

Peter, W, Arbitration & Renegotiation in International Investment Agreements, 2nd edition, Kluwer Hague, 1995.

PMI, A Guide to the Project Management Body of Knowledge, Project Management Institute Inc. , USA, 2000.

Pressman, Steven, Fifty Major Economists, Routledge, USA, 2nd edition, 2006.

Pritchard, Carl, Risk Management Concepts & Guidance, ESI International, USA, 2001.

Roberts, Peter, Joint Operating Agreements A Practical Guide, Globe Business Publishing Ltd, United Kingdom, 2010.

Sornarajah, M, the International Law on Foreign Investment, Cambridge University Press, 2nd edition, 2004.

State of Texas, Contract Management Guide, Version 1. 6, 2011.

Ten, Willie, Principles of Project & Infrastructure Finance, Taylor & Francis, USA, 2007.

White, Major Karen, Contract Litigation Course, 4th edition, USAF, 2002.

Yescombe, E. R. , Principles of Project Finance, Academic Press, USA, 2002.

مقاله‌ها

۲۲۴

فصل
نهم
در
مقالات

A. Q. Al-Emadi, Talal Abdulla, "The Hardship & Force Majeure Clauses in International Petroleum Joint Venture Agreements", Oxford Student Legal Research Paper Series, Paper Number 02/2011, 2011.

Al-Emadi, Talal, "Joint Venture Contracts (JVCs) among Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs Development, Concept and Elements", Geo. J. Int'l Law: The Summit, vol. 1, 2010.

Agel da Silva, Sonia Maria, "Principal Terms of concession Agreement", ANP, www. anp. gov. br/brasil-rounds, last visited 20/9/2010.

Ameh, Madaki O. , "The Shift from Joint Operating Agreements to Production Sharing Contracts in The Nigerian Oil Industry: any Benefits for The Players?", www. hollerafrica. com/showarticle, last visited 19/11/2010.

Barkai, John, "Using Alternative Dispute Resolution Techniques in Construction Disputes", Papers from the 3rd International Symposium on Infrastructure Management and Financing, Kyoto University, Kyoto Japan, 2003.

Bogers, Marcel, Risdal, Torbjorn & Saue, Morten, "Risk Allocation in Norwegian Off Shore Contracts", Term Paper, University of California Berkley, 2002.

Brunet, Alexia & Lentini, Juan Agustin, "Arbitration of International Oil, Gas & Energy Dispute in Latin America", Northwestern Journal of International Law & Business, 2007.

Cheung, Sai-On, "Critical Factors Affecting The Use of Alternative Dispute Resolution Processes in Construction", International Journal of Project Management, vol. 17, No. 3, Great Britain, 1999.

CIDB, "Managing Construction Procurement Risks", CIDB, 2004.

- Connerty, Anthony, "Dispute Resolution in the Oil & Gas Industries", *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 20, No 2, 2002.
- Clark, Donald S. , "Alternative Dispute Resolution for Consumer Transactions in the Borderless Online Market Place", Federal Trade Commission, 2000.
- Ebrahimi, S. N. & Shiroui, A. , "The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing & Service Contract", *Society of Petroleum Engineers Inc.* , 2003.
- Foster, George, "Managing Expropriation Risks in The Energy Sector: Steps for Foreign Investors to Minimize Their Exposure & Maximize Prospects for Recovery when Taking Occur", *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 23, No 1, 2005.
- Groenendaal, Willem J. H. van & Mazraati, Mohammad, "A Critical Review of Iran's Buyback Contracts", *Energy Policy*, 34, 2006.
- Handley, Paul, "A Critical View of the Build-operate-Transfer Privatisation Process in Asia", *Asian Journal of Public Administration*, vol. 19, No 2, 1997.
- Hassan Khan, Ahmad, Jamil, Misbah & Mufti, Nadeem Ahmad, "Risk Identification for International Joint Venture Construction Projects", ICCIDC-1, 2008.
- Hilson, D, Newland K & Simon P, "Project Risk Analysis and Management", *APM*, 2000.
- Houston, M. B. & Johnson S. A. , "A Reexamination of The Motives & Gains in Joint Ventures", *Journal of Financial & Quantitative Analysis*, vol. 35, 2000.
- IMCA Discussion Document, "Identifying & Assessing Risk Management in Construction Contracts", www.imca-int.com, last visited 12/1/2011.
- IRM, "A Risk Management Standard", AIRMIC, United Kingdom, 2002.
- Jackson, Jan A. & Schroeder, Brett, "Why Traditional Risk Management Fails in The Oil & Gas Sector: Empirical Front-Line Evidence & Effective Solutions", *AACE International Transactions*, 2007.
- Kahale, George, "The Venezuelan Operating Service Agreements: Trying to Fit a Square Peg in a Pound Hole", *Middle East Petroleum and Economic Publications Ltd*, www.mees.com, last visited 11/7/2011.
- Likosky, Michael, "Contracting and Regulatory Issues in the Oil & Gas & Metallic Minerals Industries", *Transitional Corporations*, vol. 18, No. 1, 2009.
- Martin, Timothy, "Model Contracts: a Survey of the Global Petroleum Industry", *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 22, 2004.
- Meibner, Alexander, Schramm, Carolin & Weidenger, Gerhard, "Contracting Strategies in the Oil & Gas Industry", *3R International*, Special Edition, 2010.
- Moore, Loretta W. & Pierce, David E. , "A Structural Model for Arbitrating Disputes under the Oil & Gas Lease", *Natural Resources Journal*, vol. 37, 1997.
- Radon, Janik, "How to Negotiate the Right Petroleum Contract", *UNDP Discussion Paper*, No. 6, 2010.
- Ripinsky, S & Williams, K, "Damages in International Investment Law", *BIICL*, 2008.
- Schmitthoff, CM, "Hardship Clauses", *the Journal of Business Law*, vol. 82, 1980.
- Shulga, Arina, "Foreign Investment in Russia's Oil & Gas: Legal Framework & Lessons for The Future", *The Journal of Int Economic Law*, vol. 22, 2001.
- Smith, Ernest E. , "Kansas Oil and Gas Law: Defining the Duty between Participants in A Joint Operating Agreement", *Washburn Law Journal*, vol. 39, 1999.
- Stone, Katherine V. W. , "Alternative Dispute Resolution", *University of California*, Public

Law & Legal Theory Research Series, 2004.

Verma Makhija, Mona, "Government Intervention in the Venezuelan Petroleum Industry: an Empirical Investigation of Political Risk", *Journal of International Business Studies*, vol. 24, No. 3, 1993.

Walde, Thomas, "Mediation/Alternative Dispute Resolution in Oil, Gas & Energy Transactions: Superior to Arbitration/Litigation from a Commercial & Management Perspective", *OGEL*, vol. 2, 2003.

پایان نامه‌ها

Costa, Kyle & Pimentel, Cristian, *Contract Management for International EPC Projects*, Degree of Bachelor of Science, Worcester Polytechnic Institute, China, 2009.

Kreydieh, Ahmad, *Risk Management in BOT Project Financing*, Master of Science in Civil & Environmental Engineering, Massachusetts Institute of Technology, USA, 1996.

Mabadi, Amir Hosein, *Legal Strategies in Upstream Oil & Gas Contracts to Attract Foreign Investment: Iran's Case*, LL. M Dissertation, Shahid Beheshti University, Iran, 2008.

Sulaimanov, Ruslan, *Balancing State & Investor Interests in International Petroleum Contracts: Comparison of Legislations in Kazakhstan & Other Central Asian Countries*, LLM Thesis, Central European University, Hungary, 2011.

Zhang, Shuangtian, *Risk Sharing in Joint Ventures Projects*, Doctoral Dissertation, Kyoto University, Japan, 2007.

Legal Mechanism of Risk Management in Petroleum Contracts

