اویل ایندااستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

فصلنامه اقتصاد انرژی ایران
سال سوم، شماره ۱۰، بهار ۱۳۹۳، صفحات ۳۹-۱

قراردادهای بالادستی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی ایران و تبیین دلالت‌های قانونی و الزامات قراردادهای جدید

سید نصرالله ابراهیمی* و محمد شیریجیان**

تاریخ دریافت: ۶ بهمن ۱۳۹۲ تاریخ پذیرش: ۳۱ اردیبهشت ۱۳۹۳

چکیده

ارزیابی سیر تحول قراردادهای بالادستی صنعت نفت وگاز کشور در دوره استقرار نظام جمهوری اسلامی, بیانگر آن است که در طی سال‌های ۱۳۷۱-۱۳۵۸ه.ش تقریباً هیچ نوع قرارداد متعارف و بلندمدتی منعقد نشده بود. درحالیکه در بازه زمانی۱۳۹۲-۱۳۷۲ه.ش سه نسل از قراردادهای خدماتی ایران موسوم به «بیع متقابل» طراحی و عملیاتی گشته اند. اکنون با توجه به ضرورت طراحی قراردادهای جدید, می‌خواهیم بررسی نمائیم که اساساً قوانین جاری حاکم بر بخش بالادستی صنعت نفت وگاز کشور دلالت بر جواز استفاده از چه نوع قرارداد متعارفی در آن دارند؟ ملاحظات و چارچوب پیشنهادی صاحب نظران در طراحی این نوع قرارداد, چگونه می‌باشد؟ درنهایت باتوجه به ماهیت قراردادهای بیع متقابل، نتیجه می‌گیریم که الزامات قانونی مسلط بر این حوزه سازگاری بیشتری با اصول قراردادهای بیع‌متقابل دارد. البته قرارداد جدید می‌بایست با تمسک به ظرفیت‌های قانونی موجود ضمن پاسخگویی به دغدغه‌های منتقدین حسب میادین هیدرکربوری کشور از انعطاف‌پذیری لازم نیز برخوردار باشد.

کلید واژه ها: قرارداد، بالادستی، بیع متقابل، قوانین،شرکت ملی نفت ایران.
طبقه بندی JEL: Q40، Q49، K20، K33.

* عضو هیئت علمی دانشکده حقوق و علوم سیاسی دانشگاه تهران snebrahimi@yahoo.com
** دانشجوی دکتری مدیریت قراردادهای بین الملل نفت و گاز دانشگاه امام صادق(علیه السلام)
mhm.shiri@gmail.com

۱. مقدمه

سیر تحولات ۱۱۲ ساله قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز کشور[۱] را می توان بر مبنای یک دسته بندی زمانی از منظر دوره حاکمیت نظام جمهوری اسلامی ایران و نیز از حیث رویکرد قراردادی به کارگرفته شده در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور، به ادوار ذیل افراز نمود؛[۲]

الف) قبل از استقرار نظام جمهوری اسلامی ایران

۱) از سال ۱۲۸۰ ه.ش(۱۹۰۱ م) تا ۱۳۲۹ ه.ش(۱۹۵۱ م)؛ حاکمیت قراردادها(یا توافقنامه های) امتیازی[۳]

۲) از سال ۱۳۳۳ ه.ش(۱۹۵۴م) تا ۱۳۵۳ ه.ش(۱۹۷۴ م)؛ غالباً حاکمیت قراردادهای مشارکتی[۴]

۳) از سال ۱۳۵۳ ه.ش(۱۹۷۴ م) تا ۱۳۵۷ ه.ش(۱۹۷۹ م)؛ حاکمیت قراردادهای خدماتی خطر پذیر[۵]

الف) بعد از استقرار نظام جمهوری اسلامی ایران

۴) از سال ۱۳۵۸ ه.ش(۱۹۷۶ م) تا ۱۳۷۱ ه.ش(۱۹۹۵ م) ؛ حاکمیت روش های تامین مالی[۶] غیرنفتی

---

۱. از سال ۱۲۸۰ ه.ش(۲۶ ماه مه سال ۱۹۰۱ میلادی) با اعطای «امتیازنامه دارسی» به ویلیام ناکس دارسی (William Knox D'Arcy) که هیچگاه به ایران نیامد.(منبع: درخشان، ۱۳۸۱)

2. Ebrahimi (2012), PP 76-77

3. Concession

۴. قراردادها یا توافقنامه های مشارکتی(Sharing Contracts or Agreements) بخش بالادستی نفت و گاز کشور-بر حسب انعقاد آن به ترتیب با شرکت ملی نفت و یا دولت ایران - مشتمل بر؛ ۱) قرادا کنسرسیوم در سال ۱۹۵۴ م؛ این قرادا با وجود آنکه ماهیتاً از نوع قرادادهای مشارکت در تولید ((Production Sharing Contract (PSC) بود ولی تحت عنوان قرادا مشارکتی منعقد نگردید. ۲) قرارداد مشارکت در سرمایه گذاری(Joint Venture)؛ شامل سه قرارداد در سال های ۱۹۵۸-۱۹۵۷ م و شش قرارد دیگر در سال های ۱۹۶۵-۱۹۶۴ م . شایان ذکر است که در همین اثناء و در سال ۱۳۴۵ ه.ش(۱۹۶۶ م) اولین قرارداد خدماتی ایران با شرکت فرانسوی اراپ منعقد گردید.

۵. قراردادهای خدماتی خطر پذیر((Risk Service Contracts (RSC) بر مبنای نص قانون نفت سال ۱۳۵۳ ه.ش(۱۹۷۴ م) مطرح گردید و از آن تاریخ تا قبل از انقلاب اسلامی در سال ۱۳۵۷ ه.ش (۱۹۷۹م) شش قرارداد خدماتی منعقد گردید(امانی ۱۳۸۹، ص۲۳).

این قراردادها که عمدتاً با شرکت های درجه دوم اروپایی و آمریکایی تنظیم شده بودند، عبارتند از؛ یک قرارداد با شرکت اولترامار انگلیس(ULTRAMAR) برای اجرای عملیات نفتی در غرب بندرعباس، دو قرارداد با شرکت آلمانی دمینکس (DEMINEX) برای اجرای عملیات در حوزه هایی در حوالی شیراز و حوالی آبادان، یک قرارداد با شرکت ایتالیایی آجیپ(AGIP) برای اجرای عملیات در حوزه ای حوالی بندرعباس، یک قرارداد با شرکت فرانسوی(CFP) برای اجرای عملیات در حوزه ای در جنوب شرقی فارس و نهایتاً یک قرارداد با شرکت آمریکایی آشلند(ASHLAND) و شرکت کانادایی پان کانادین پترولیوم لیمیتد برای اجرای عملیات در شمال غربی بندرعباس.(موحد ۱۳۸۶).

6. Oil & Gas Project Financing

۵) از سال ۱۳۷۲ ه.ش(۱۹۹۵ م) تا ۱۳۹۲ ه.ش(۲۰۱۴ م)؛ حاکمیت قراردادهای بیع متقابل[1](معروف به قراردادهای خدماتی ایران)

اما حوزه تحلیل این پژوهش با عنایت به طبقه بندی فوق صرفاً معطوف به بررسی وضعیت قرادادهای بالادستی نفت و گازکشور از زمان آغاز استقرار نظام جمهوری اسلامی می باشد. بدین ترتیب مقدمتاً بر مبنای منطق وجود یا عدم استفاده از قرادادهای متعارف بالادستی، دوره قراردادی مربوطه را به دو مقطع زمانی؛ ۱۴ سال نخست (۱۳۷۱-۱۳۵۸ ه.ش) و ۲۰ سال اخیر(۱۳۹۲-۱۳۷۲ ه.ش) از زمان استقرار نظام جمهوری اسلامی ایران تفکیک نموده و در ادامه ضمن مرور کلی وضعیت قراردادی این بخش در طی دوره نخست به تحلیل و مقایسه قراردادهای این مقطع زمانی از حیث ویژگی های مختلف پرداخته و ضرورت ها و الزامات طراحی نسل جدید قراردادی را تبیین می نمائیم.

در بخش بعدی این پژوهش به واکاوی این مسئله می پردازیم که عموماً رویکردآخرین قوانین حاکمیتی مرتبط با صنعت نفت و گاز کشور دلالت و قرابت بیشتر با کدام یک از قراردادهای بالادستی متعارف دارد؟ بی تردید پاسخگویی بدین سئوال بمثابه تعیین نوع قرارداد مجازی است که از نظر این قوانین امکان بکارگیری آن در بخش بالادستی نفت و گاز کشور میسر می باشد. در نهایت نیز به معرفی چارچوب قراردادهای جدید حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور می پردازیم.

فرض این مقاله آن است که با توجه به پشتوانه و تجربیات طولانی قراردادهای بیع متقابل و نیز ثبات مبانی قوانین حاکمیتی مرتبط با بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور، انتظار می رود که همچنان اصول و چارچوب قرادادهای پیمانکاری بیع متقابل سازگاری بیشتری نسبت به سایر انواع قراردادهای متعارف با قوانین مذکور داشته باشد. البته با مطالعه تحولات اخیر این دسته از قوانین درخواهیم یافت که قانون گذار با عنایت به واقعیت های فعلی داخلی و بین المللی این صنعت، در پی ایجاد انعطاف پذیری بیشتر در طراحی هر گونه قرارداد بالادستی جدید می باشد. مواردی همچون امکان حضور پیمانکار در مرحله تولید[2] از میدان هیدرکربوری، امکان همکاری مشارکتی با طرف خارجی و... نمونه هایی از این دست، تسهیلاتی هستند که در اصلاحات قانونی جدید به تصویب مقام قانون گذار رسیده اند.

1. Buy-Back Contracts
2. Production

۲. مرور کلی بر سیر تحولات قراردادهای بالادستی نفت و گاز کشور (۱۳۷۱-۱۳۵۸ ه.ش)

با وقوع انقلاب اسلامی در بهمن سال ۱۳۵۷ بسیاری از شرکت های خارجی فعال در عرصه نفت و گاز کشور سطح فعالیت های خود را در ایران تقلیل داده و یا به حالت تعلیق درآوردند، این فعل و انفعالات با مصوبه شورای انقلاب وقت در سال ۱۳۵۸ تشدید شد. بگونه ای که عملاً بسیاری از قراردادهای جاری نفت و گاز کشور با طرف های خارجی از جمله قرارداد جدید کنسرسیوم در سال ۱۳۵۲ ه.ش(۱۹۷۳ م) معروف به آسکو(OSCO[1]) بصورت یک جانبه از طرف ایران فسخ گردید.[2]

لذا در اوایل انقلاب اسلامی به دو دلیل احساس ریسک سرمایه گذاران خارجی برای حضور در بخش نفت و گاز کشور و نیز ذهنیت نامناسبی که نسبت به عملکرد بخش خصوصی و به طور خاص فعالیت شرکت های خارجی در بدنه اجتماعی، قانون گذاری و تصمیم گیری کشور وجود داشت، عملاً به حضور و نقش آفرینی بسیار کمرنگ شرکت های خارجی و به ویژه شرکت های بین المللی نفتی[3] در ایران منجر گردید. در بخش تبیین الزامات قانونی نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی به احصاء برخی از مهمترین محدودیت های قانونی که نسبت به فعالیت افراد خارجی در این صنعت وضع گردیده بود، خواهیم پرداخت.

اما با بررسی رویکرد قرادادهای بالادستی نفت و گاز کشور از ابتدای انقلاب و در طول جنگ تحمیلی، می توان دریافت که در این مقطع هیچ نوع قرارداد متعارف بین المللی که بتواند زمینه ساز جذب سرمایه های خارجی قابل توجه به این صنعت بشود، منعقد نگردید. از این رو شرکت ملی نفت که با توجه به تکالیف قانونی، خود را نسبت به فراهم سازی امکانات مالی و عملیاتی مناسب برای این دست فعالیت ها متعهد می دید، مجبور شد که راساً و از محل منابع عمومی بودجه کشور اقدام به تامین مالی پروژه های مربوط به این حوزه بنماید. اتخاذ چنین رویکردی بواسطه شرایط جنگی کشور در آن ایام و همچنین با توجه به قرارگیری عمده میادین فعال نفت و گاز کشور در مناطق جنگی در معرض آسیب، منجر به این شد که علاوه برآنکه شرکت ملی نفت

---

1. Oil Service Company

۲. شورای انقلاب در تاریخ ۱۳۵۸/۱۰/۱۸ با استناد به مغایرت بسیاری از قرادادهای نفت و گاز وقت با« قانون ملی شدن صنعت نفت ایران» رای به لغو آن ها داد.(حسن تاش، ۱۳۹۰)

3. International Oil Company(IOC)

ایران[1] مجبور باشد تا بخش عمده ای از درآمدهای ارزی حاصله را صرف تامین هزینه های مستقیم و غیرمستقیم جنگ و مخارج جاری کشور بگرداند، بلکه بخش اندک باقی مانده را نیز می بایست صرف تامین هزینه های حفظ و نگهداری[2] میادین هیدروکربوری موجود نماید، بنابراین در چنین اوضاعی واضح است که عملاً منابع مالی مناسبی به منظور اکتشاف و یا توسعه میادین جدید و موجود باقی نمی ماند.

علی ای حال بدلایلی همچون ماهیت پرریسک و غیر قابل انتظار فعالیت های بالادستی و نیز محدودیت های درآمدی و ارزی که روش های تامین مالی و پیمانکاری بدون ریسک بر کشور تحمیل می نمود، بتدریج زمینه برای استفاده از ظرفیت های مالی و مهندسی افراد خارجی در این حوزه فراهم گردید. بطور مثال «در سال ۱۳۶۵، به عنوان اولین حرکت در راستای حل مشکلات کمبود ارز معتبر، مجلس شرکت ملی نفت ایران را مجاز کرد تا برای تامین مالی پنج پروژه نفت و گاز، وام های کوتاه مدت و میان مدت(یوزانس) تحصیل کند. صد هزار بشکه در روز، برای مدت سه سال، برای بازپرداخت وام اختصاص یافته بود. در سال بعد، مجلس به شرکت ملی نفت ایران اجازه داد تا قراردادهایی با حداکثر مبلغ ۳/۲ میلیارد دلار برای توسعه میادین گازی پارس شمالی و جنوبی با شرکت های توانمند خارجی منعقد کند، مشروط بر آنکه تمام هزینه ها از طریق تولیدات این میادین بازپرداخت گردد. قانون همچنین به بانک مرکزی ایران اجازه داد تا بازپرداخت هزینه ها را ضمانت کند. در سایه وجود این قانون، نوعی از قرارداد بیع متقابل در ایران شکل گرفت. طبق این قراداد، شرکت های خارجی به عنوان پیمانکار موظف به انجام تعهدات خود بوده و در مقابل این حق را داشت تا هزینه های خود را با پشتوانه تعهدات بانک مرکزی ایران از محل تولیدات میدان تسویه نماید.»[3] این قراداد دست کم از حیث تقبل ریسک مالی دولت میزبان با قرارداد بیع متقابل تفاوت داشت. در مبحث تحلیل ساختار و اصول قراردادهای بیع متقابل ایرانی به تبیین مبسوط این موضوع خواهیم پرداخت.

1. National Iranian Oil Company(NIOC)
2. Maintenance

۳. شیروی و دیگران(۱۳۸۸)، ص ۲۴۷

۳. بررسی سیر تحولات قراردادهای بالادستی نفت و گاز کشور (۱۳۹۲-۱۳۷۲ ه.ش)

با آگاهی مسئولین نسبت به ضرورت جذب سرمایه های خارجی و انتقال ریسک ناشی از این سرمایه گذاری ها به طرف هایی که از ظرفیت لازم برای پذیرش این ریسک ها برخوردار هستند، بتدریج شاهد تلاش مضاعف برای جذب منابع مالی خارجی بیشتر بدین صنعت بودیم. این روند زمینه را برای حضور نسل جدیدی از قراردادهای خرید خدمات خطر پذیرکه بعدها به عنوان قراردادهای بیع متقابل مشهور شد، فراهم نمود. این دسته از قراردادها از سال ۱۳۷۲ و به موجب قانون بودجه این سال به بخش بالادستی نفت و گاز کشور راه پیدا نمود[1] و در قالب قانون بودجه سال ۱۳۷۳ برای اولین بار عنوان بیع متقابل بدان اطلاق گردید. البته بدلیل اقداماتی که در هر دوره با هدف اصلاح انتقادات وارده به این قراردادها انجام پذیرفته است، این شیوه قراردادی تاکنون در سه نسل طراحی[2] و برای بیش از ۲۰ سال (۱۳۹۲-۱۳۷۲ ه.ش) در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور به خدمت گرفته شده است.[3] در ادامه ضمن احصاء و تبیین مهمترین ویژگی های سه نسل جاری قراردادهای بیع متقابل، به مقایسه آن ها با یکدیگر می پردازیم؛

۳-۱. مقطع زمانی و مستندات‌تقنی تاسیس قراردادهای بیع متقابل در حوزه بالادستی نفت و گاز کشور(۱۳۹۲-۱۳۷۲ه.ش)

پس از پایان جنگ تحمیلی تسریع فرایند اکتشاف و توسعه میادین نفت و گاز کشور با توجه به سهم قابل توجهی که عایدات این حوزه در به چرخش درآوردن چرخه اقتصادی داشته اند، در دستور کار تصمیم گیران کلان کشور قرار گرفت. از این رو دست اندرکاران این صنعت برآن شدند تا با طراحی و تدوین قرادادی متناسب با مقتضیات بخش بالادستی نفت و گاز و نیز مقید به مفاد قوانین حاکمیتی این حوزه، شرایط را برای جذب هر چه بیشتر سرمایه گذاران خارجی به این

---

۱. بند "ب" تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۲ ه.ش

۲.قراردادهای بیع متقابل نسل اول مشتمل بر قراردادهای توسعه میادین نفتی؛ سیری EgA، درود، بلال، سروش و نوروز، نصرت و فرزام، سلمان، دارخوین، فروزان و اسفندیار، رگ سفید، اهواز بنگستان، پارس جنوبی، آزادگان و نیز توسعه فازهای ۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۶، ۷، ۸، و ۱۲ میدان گازی پارس جنوبی. قراردادهای بیع متقابل نسل دوم مشتمل بر قراردادهای اکتشاف و توسعه بلوک های؛ خرم آباد، ساوه، گرمسار و کوهدشت. قراردادهای بیع متقابل نسل سوم مشتمل بر: الف) قراردادهای توسعه میادین؛ یادرآوران، گلشن و فردوس، پارس شمالی، آزادگان شمالی، جفیر، میدان گازی کیش و نیز فاز ۱۱ پارس جنوبی و ب) قراردادهای اکتشاف و توسعه بلوک های؛ دیر، دانان و مغان می باشد.(منبع: رحیمی و دیگران، ۱۳۹۰، ص ۱۲، ۲۱ و ۵۷)

3. Nasrollahi Shahri(2010)

صنعت فراهم سازند. بدین ترتیب برای اولین بار از بعد از انقلاب نوع سازمان یافته تری از قراردادهای پیمانکاری موسوم به قرارداد بیع متقابل از سال ۱۳۷۲ به این صنعت ورود پیدا نمود. البته با کسب تجربیات عملی و اشراف بهتر نسبت به کاستی های این قرارداد،زمینه برای طراحی نسل های دوم و سوم آن هم فراهم گردید و اکنون پس از سپری شدن بیش از ۲۰ سال از حیات این قرارداد، سیاست گذاران به دنبال طراحی و معرفی نسل جدیدی از قراردادهای بیع متقابل هستند که در بخش های بعدی این پژوهش به تبیین ضرورت و تحلیل ابعاد آن خواهیم پرداخت.

مقطع زمانی و مستندات قانونی تاسیس قراردادهای نسل اول(۱۳۸۱-۱۳۷۲ ه.ش)؛ این قراردادها از سال ۱۳۷۲ و به موجب بند "ب" تبصره ۲۹ قانون بودجه این سالدر بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور بکار گرفته شد.[۱] البته با وجود آنکه اعتبارات مورد نیاز این بند از محل بند(ی) تبصره ۲۹ قانون برنامه اول توسعه اقتصادی کشور تامین می گردید،[۲] ولی عنوان بیع متقابل بر اساس بند(ب) تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۳ به این نوع قرارداد اطلاق گردید.[۳] پشتوانه قانونی قراردادهای نسل اول مبتنی بر مفاد مرتبط قوانین برنامه های اول، دوم و سوم توسعه اقتصادی،

---

۱. بند(ب) تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۲ ه.ش؛ از محل بند (ی) تبصره ۲۹ قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران به شرکت ملی نفت ایران اجازه‌داده می‌شود تا مبلغ ۲/۶میلیارد دلار جهت احداث، توسعه و بازسازی واحدهای ؛ طرح تکمیل پالایشگاه بندر عباس و.... از طریق انعقاد قرارداد با شرکتهای ذیصلاح خارجی ایجاد تعهد نماید به نحوی‌که بازپرداخت اقساط، مربوط به هر یک از واحدهای فوق از صادرات تولیدات همان واحد انجام شود. قراردادهای مذکور بایستی به نحوی منعقد گردد که حداکثر استفاده از توان موجود کشور در زمینه .....از طریق مشارکت شرکتهای خارجی با شرکتهای ایرانی و با الزام آنها برواگذاری حداقل سی درصد(۳۰٪) سهم ارزی از کار به شرکتهای ایرانی در متن قرارداد به عمل می‌آید.

۲. بند(ی) تبصره ۲۹ قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران؛ به دولت اجازه داده می شود به منظور رفع قسمتی از نیازهای بخشهای صنعت و معدن درامور مربوط به تولید، صادرات و سرمایه گذاریهای ذیربط، به روش معاملات متقابل تا سقف ۱۰ میلیارد دلار اقدام نماید. بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران و دستگاههای اجرایی ذیربط با ارائه ضمانت های لازم مفاد این بند را اجراء خواهند نمود.

۳. قسمت ۱ بند(ب) تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۳ ه.ش؛ به منظور ظرفیت‌سازی مورد نیاز کشور در زمینه‌های تولید نفت خام، گاز طبیعی و فرآورده‌های نفتی جهت اجرای طرحهای توسعه ..... شرکت ملی نفت ایران اختیار خواهد داشت رأساً حداکثر تا مبلغ ۳/۵ میلیارد دلار پس از تأیید هیأت وزیران قراردادهای لازم را به صورت بیع متقابل با شرکتهای ذیصلاح خارجی منعقد نماید به نحوی که بازپرداخت اقساط سالیانه به صورت مساوی .....واز محل فروش تولیدات این طرحها به قیمت روز صورت پذیرد و هیچ گونه تعهدی برای دولت و بانک مرکزی جمهوری‌اسلامی ایران و دیگر بانکهای کشور ایجاد نکند. قراردادهای مذکور بایستی به نحوی منعقد گردد که شرکتهای خارجی به انتقال دانش فنی و تکنولوژی و آموزش نیروی انسانی و استفاده حداکثر از توان‌موجود کشور در زمینه‌های طراحی و مهندسی، ساخت و نصب تجهیزات و ماشین آلات ملزم گردند.

فرهنگی و اجتماعی و نیز قوانین بودجه سال های ۱۳۷۲ تا ۱۳۸۱ ه.ش کشور می باشد. همچنین با وجود آنکه این قراردادها در مراحل ابتدایی خود از ضمانت مالی بانک مرکزی برخودار بودند[۱] ولی بعدها مقرر گردید که بانک مرکزی و دولت هیچ گونه تضمینی در خصوص این قراردادها ارئه ندهند.

مقطع زمانی و مستندات قانونی تاسیس قراردادهای نسل دوم(۱۳۸۴-۱۳۸۲ ه.ش)؛ این نوع قراردادها به موجب بند «ف» تبصره ۲۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۲ ه.ش پا به عرصه نظام حقوقی بخش بالادستی نفت و گاز کشور گذاشت.[۲] بر این اساس به شرکت ملی نفت ایراناجازه داده شد تا این نهاد بتواند برای هر نقطه از ایران (به استثنای دریایی خزر و خلیج فارس و چهار استان نفت خیز جنوب ایران؛ خوزستان، بوشهر، کهگیلویه و ایلام) قراردادهای بیع متقابل را از مرحله اکتشاف با شرکت های پیمانکار منعقد نموده و در پی اکتشاف تجاری میدان از فرصت توسعه همان نیز برخودار باشد. البته با تمدید این مجوز در قالب بند(ی) تبصره ۲۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۳و بند(ج) تبصره ۲ قانون بودجه سال ۱۳۸۴ این نسل قراردادی تا سال ۱۳۸۴ تداوم پیدا نمود.

مقطع زمانی و مستندات قانونی تاسیس قراردادهای نسل سوم(۱۳۹۲-۱۳۸۵ ه.ش)؛ ضرورت تدوین و اجرای نسل سوم قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز از سال ۱۳۸۵ در بین نهادهای قانون گذاری و تصمیم گیری کشور مطرح گردید. منشأ قانونی این نوع قراردادعمدتاً ریشه درقوانین برنامه چهارم و پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرعنگی کشوردارد. بر این اساس ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی در بندهای مختلف قراردادهای بیع متقابل را به عنوان

---

۱. بند(ح) تبصره ۲۹ قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران؛ به شرکت ملی نفت ایران اجازه و اختیار داده می شود، به منظور تأمین گاز مورد نیاز برای مصارف داخلی و صادرات و بهره برداری از میادین گازی پارس و پارس جنوبی (مشترک با قطر) با ضمانت بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران قراردادهای لازم با شرکتهای ذیصلاح خارجی را حداکثر تا مبلغ ۳/۲ میلیارد دلار منعقد نماید، به نحوی که بازپرداخت هزینه های سرمایه گذاری از محل تولیدات میادین فوق صورت گیرد.

۲. بند «ف» تبصره ۲۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۲ ه.ش؛... به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده می‌شود در کلیه مناطق کشور از جمله ..... به استثنای خزر و خلیج فارس و استانهای خوزستان، ایلام، بوشهر، کهکیلویه و بویراحمد که عملیات اکتشافی مربوط به ریسک پیمانکار انجام و منجر به کشف میدان قابل تولید تجاری شود، تا سقف یک میلیارد دلار با تصویب شورای اقتصاد. پس از تصویب شورای اقتصاد و مبادله موافقتنامه با سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، مرحله توسعه را به دنبال مرحله اکتشاف و از طریق عقد قرارداد با همان پیمانکار به روش بیع متقابل آغاز نماید. هزینه های اکتشافی (مستقیم و غیرمستقیم) در قالب قرارداد بیع متقابل که برای توسعه میدان منعقد می‌شود، منظور و به همراه هزینه های توسعه از محل فروش محصولات تولیدی همان میدان بازپرداخت خواهد شد. در صورتی که در پایان مرحله اکتشاف، میدان تجاری در هیچ نقطه ای از منطقه کشف نشده باشد، قرارداد اکتشافی خاتمه خواهد یافت و طرف قرارداد حق مطالبه هیچگونه وجوهی را نخواهد داشت.

قراردادهای رسمی بخش بالادستی نفت و گاز کشور معرفی نموده و شرایط مترتب بر آنرا برشمرده است. ماده ۱۲۵ قانون برنامه پنجم توسعه نیز وزارت نفت را با شرط رعایت اصول و مفاد مندرج در بند (ب) ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه (که به احصاء مشخصات نسل سوم قراردادهای بیع متقابل پرداخته است[۱]) نسبت به انعقاد قراردادهای بیع متقابل با هدف ایجاد فضا و شرایط رقابتی در کلیه مراحل عملیات بالادستی مجاز دانسته است. ماده ۱۲۶ همین قانون نیز اجازه برگزاری مناقصه و انعقاد قرارداد بیع متقابل اکتشاف و توسعه برای کلیه مناطق کشور (باستثناء استان های خوزستان، بوشهر وکهگیلویه و بویراحمد) و با قید پذیرش ریسک از جانب پیمانکار خارجی را داده است.[۲]

۳-۲. شرح کار طرفین

یکی از مهمترین موضوعاتی که می توان از آن منظر نسل های مختلف قراردادهای بیع متقابل را از یکدیگر تفکیک نمود، تفاوت تعهدات و حقوق تعریف شده طرفین قرارداد در آنها می باشد. در ادامه شرح کار و نقش طرفین در مراحل عملیات بالادستی هر یک از این سه نسل بررسی می شود.

شرح کار طرفین در قراردادهای نسل اول؛ در قراردادهای نسل اول، شرکت ملی نفت میادین هیدرکربوری که تجاری بودن آن اثبات گردیده را به منظور انجام عملیات توسعه از طریق برگزاری مناقصه به پیمانکار واگذار می کند. پس از اتمام عملیات توسعه و تحقق اهداف مندرج

۱. بند (ب) ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور؛ به شرکت ملی نفت ایران اجازه داده می‌شود ... ماده نسبت به انعقاد قراردادهای اکتشافی و توسعه میدانها با تأمین‌منابع مالی با طرف‌های خارجی یا شرکتهای صاحب صلاحیت داخلی، متناسب با شرایط‌هر 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 مرکزی‌جمهوری اسلامی ایران و بانکهای دولتی. ۳) منوط کردن بازپرداخت اصل سرمایه، حق‌الزحمه و یا سود، ریسک وهزینه‌های تأمین منابع مالی و سایر هزینه‌های جنبی ایجاد شده جهت اجرای طرح ازطریق تخصیص بخشی از محصولات میدان و یا عواید آن بر پایه قیمت روز فروش‌محصول. ۴) پذیرش خطرات و ریسک عدم دستیابی به اهداف موردنظر قراردادی،غیراقتصادی بودن میدان و یا ناکافی بودن محصول میدان برای استهلاک تعهدات مالی‌ایجاد شده توسط طرف قرارداد. ۵) تعیین نرخ بازگشت سرمایه‌گذاری برای طرف قرارداد، متناسب با شرایط هرطرح و با رعایت ایجاد انگیزه برای بکارگیری روشهای بهینه در اکتشاف، توسعه وبهره‌برداری. 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 کشوردر اجرای پروژه‌ها و ایجاد تسهیلات به‌منظور صدور خدمات مصوب ۱۳۷۵،۱۲،۱۲. ۸) رعایت مقررات و ملاحظات زیست محیطی.

۲. زین الدین(۱۳۹۲)

در طرح جامع توسعه(MDP[1])، میدان جهت انجام عملیات تولید و بهره برداری به شرکت ملی نفت واگذار گردیده و عملاً نقش پیمانکار در مرحله اخیر به ارائه برخی خدمات، مشاوره های فنی و نظارت بر عملیات تولید از طریق کمیته مدیریت مشترک(JMC[2]) محدود می شود.

شرح کار طرفین در قراردادهای نسل دوم؛ در این نوع قرارداد بدلیل استفاده از ظرفیت پیمانکار در سه مرحله اکتشاف، توصیف و تولید انتظار بر آن است که وی نیز اقدام به ارائه سه طرح جامع مرتبط با هر یک از این مراحل بنماید. طرح جامع اکتشاف(MEP[3]) در حین برگزاری مناقصه، طرح جامع توصیف(MAP[4]) بعد از ۹۰ روز از اکتشاف تجاری میدان و طرح جامع توسعه(MDP) نیز باید ظرف مدت ۴ ماه پس از آنکه پیمانکار موفق به کشف میدان تجاری گردید بمنظور تائید و تصویب به شرکت ملی نفت ایران ارائه گردد. طرح های جامع اکتشاف و توصیف می بایست دربردارنده حداقل تعهدات کاری و نیز حداقل هزینه های پیمانکار در این مراحل باشد و طرح جامع توسعه نیز بایستی شامل برنامه کاری و بودجه لازم برای ورود به مرحله توسعه باشد. در نهایت بعد از توسعه میدان و دستیابی به سطح پایدار تولید نهایی، مدیریت میدان جهت انجام عملیات توسعه به شرکت ملی نفت(یا شرکت های بهره بردار آن) واگذار گردیده و حضور پیمانکار در این مرحله در قالب نظارت و ارائه کمک های فنی تا پایان تسویه حساب کامل با وی صورت می گیرد.[5]

شرح کار طرفین در قراردادهای نسل سوم؛ شرح کار قراردادهای نسل سوم (همانند نسل دوم) متشکل از سه طرح جامع اکتشاف(MEP)، طرح جامع توصیف(MAP) و طرح جامع توسعه(MDP) می باشد و البته شرایط و نحوه عملیاتی نمودن طرح های این نسل همانند قبل می باشد. در قراردادهای این نسل مراحل اکتشاف تا توسعه میدان توسط پیمانکار و با مدیریت مستقیم وی اداره می شود و در مقابل مرحله تولید و بهره برداری از میدان نیز بدون حضور مستقیم وی و تحت مدیریت کارفرما می باشد.با این حال در قراردادهای این نسل پیش بینی شده که در مرحله تولید از کمک های پیمانکار خارجی در قالب قرارداد ارائه خدمات و پشتیبانی از تولید(PSAC[6])

1. Master Development Plan
2. Joint Management Committee
3. Master Exploration Plan
4. Master Appraisal Plan

۵. رحیمی و دیگران(۱۳۹۰)، ص۲۸

6. Production Support/Services and Assistance Contract (PSAC)

استفاده شود. همچنین از آنجایی که فرایند توسعه میدان در این نوع قراردادها به صورت فازبندی[۱] انجام می شود پیمانکار هم موظف به ارائه طرح جامع توسعه برای هر فاز و یا حتی ارائه فاز افزایش یا بهینه سازی ضریب بازیافت تولید(EOR/IOR[۲]) بر اساس پیشنهاد خود و قبول شرکت ملی نفت خواهد بود.[۳]

۳-۳. حضور طرفین در مرحله تولید

یکی از تفاوت های اصلی قراردادهای بیع متقابل با سایر قراردادهای متعارف حوزه بالادستی نفت و گاز، مقوله درجه نقش آفرینی طرفین در فرایند تولید از میدان هیدرکربوری می باشد. البته از آنجایی که در قوانین ناظر بر بخش بالادستی نفت و گاز کشور صریحاً مالکیت مخزن و منابع نفت و گاز به حاکمیت واگذار گردیده است، لذا تمامی نسل های جاری قراردادهای بیع متقابل نیز مبتنی بر این حکم قانونی بر مالکیت و متعاقباً مدیریت بهره برداری شرکت ملی نفت بر این منابع تاکید ورزیده اند. با این حال در تدوین نسل های جدیدتر به تدریج از درجه انحصار شرکت ملی نفت بر مدیریت این مرحله کاسته شده و حضور پیمانکار خارجی در فرایند تولید از میدان موثرتر شده است. در ادامه به بررسی وضعیت حضور طرفین در مرحله تولید از میدان در نسل های مختلف قراردادهای بیع متقابل می پردازیم؛

حضور طرفین در مرحله تولید در قراردادهای نسل اول؛ در تمامی قراردادهای این نسل آغاز بازپرداخت هزینه های پیمانکار زمانی قانونی و قراردادی است که وی به تولید اولیه(و یا زودهنگام)[۴] تعریف شده در قرارداد و طرح جامع توسعه دست پیدا کند. شرط تحقق تولید اولیه در تمامی قراردادها، دست یابی به میزان تولید ذکر شده در آن ها طی مدت حداقل ۲۱ روز در یک بازه زمانی متوالی ۲۸ روزه می باشد. پس از این مدت مدیریت بهره برداری از میدان به شرکت ملی نفت واگذار گردیده و حضور پیمانکار صرفاً به صورت مشاوره و در چارچوب توافقنامه ارائه خدمات فنی(TSA[۵]) و نیز نظارت بر عملیات تولید در طول مدت بازپرداخت هزینه ها و از طریق کمیته مدیریت مشترک(JMC) می باشد. معمولاً کل تولید اولیه بعلاوه حداکثر ۶۰٪ از عایدات فاز تولید نهایی میدان تا پایان تسویه حساب پیمانکار، صرف بازپرداخت هزینه های

1. Phasing
2. Enhanced Oil Recovery(EOR)/Increasing Oil Recovery(IOR)

۳.ابراهیمی و دیگران(۱۳۹۱)، ص۶

4. Early Production
5. Technical Service Agreement

وی(مجموع هزینه های عملیاتی بعلاوه حق الزحمه) می گردد. پس از این مدت نیز کل محصول تولیدی میدان تا پایان عمر آن به شرکت ملی نفت ایران واگذار می گردد.

حضور طرفین در مرحله تولید در قراردادهای نسل دوم؛ در این نوع قرارداد همچنان پیمانکار مسئول تولید اولیه یا زودهنگام از میدان می باشد. منظور از تولید اولیه یعنی دستیابی به اهداف مندرج این نوع تولید در طرح جامع توسعه (برای حداقل ۲۱ روز در طی یک بازه متوالی ۲۸ روزه) توام با تائید شرکت ملی نفت ایران مبنی بر حفر تمامی چاه ها و نصب تاسیسات تولید زودهنگام از میادین می باشد. مختصات کمی و کیفی تولید نهائی نیز در طرح جامع توسعه میدان تعیین گردیده و شرط لازم برای تحقق آن دستیابی به سطح تولید مطلوب (در طی ۲۱ روز از یک بازه زمانی ۲۸ روزه) و نیز تائید شرکت ملی نفت مبنی بر حفر تمامی چاه ها و نصب و راه اندازی کلیه تاسیسات دائمی و تحویل آن ها منطبق بر طرح جامع توسعه می باشد.می باشد. همانند قراردادهای نسل اول پس از دستیابی به تولید نهایی دیگر پیمانکار حق مدیریت مستقیم میدان را نداشته و تصمیم گیری و اداره این مرحله توسط شرکت ملی نفت انجام می شود، البته پیمانکار می تواند در این مرحله اقدام به ارائه خدمات و مشاوره های فنی نموده و تا پایان تسویه حساب خود نیز بر فرایند بهره برداری از میدان نظارت داشته باشد.

حضور طرفین در مرحله تولید در قراردادهای نسل سوم؛ در این گونه قراردادها تولید ممکن است شامل تولید زودهنگام، فاز اول و یا دوم و بالاخره تولید نهائی گردد که البته شرط لازم برای تحقق آن ها دستیابی به سطوح تولید مذکور برای مدت ۲۱ روز از یک بازه زمانی ۲۸ روزه می باشد.[1] در این نوع قرارداد کماکان مدیریت فرایند تولید نهایی از میدان بر عهده شرکت ملی نفت می باشد با این حال نقش پیمانکار در مجموعه فازهای تولید از میدان نسبت به سابق افزایش پیدا کرده است و وی موظف است با التزام به اصول تولید صیانتی در شرایطی که میدان با افت فشار مواجه شود اقدامات لازم را با استفاده از روش های ازدیاد برداشت(EOR/IOR) به منظور حفظ و یا ارتقاء سطح تولید از میدان اتخاذ نماید.

۳-٤. ساختار هزینه ها

معمولاًساختار هزینه ای انواع قرادادهای بیع متقابل متشکل از چهار جزء می باشد. از این رو در ابتدا به توضیح مفهوم هر یک از این اجزاء پرداخته و سپس ساختار هزینه ای هر سه نسل کنونی را معرفی و مقایسه می نمائیم؛

۱.رحیمی و دیگران(۱۳۹۰)، ص۴۹

۱) هزینه های سرمایه ای[۱]؛ مشتمل بر هزینه های مستقیم مربوط به عملیات اکتشاف، توسعه و یا نوسازی میدان(حسب نوع قرارداد بیع متقابل) می باشد که البته برحسب توافق طرفین دارای سقف بوده و مازاد بر آن نیز در صورتی که در راستای تحقق اهداف مندرج در طرح جامع توسعه باشد بر عهده خود شرکت نفت خارجی(پیمانکار) می باشد.

۲) هزینه های غیرسرمایه ای[۲]؛ مشتمل بر مالیات ها، عوارض گمرکی، هزینه های تامین اجتماعی، هزینه آموزش کارکنان ایرانی و به طور کلی هزینه هایی است که در رابطه با عملیات توسعه به مراجع ایران پرداخت می گردد. چنین هزینه هایی سقف نداشته و معمولاً تخمین آن در هنگام انعقاد قرارداد دشوار می باشد.

۳) هزینه های عملیاتی[۳]؛شاملکلیه هزینه های ایجاد و پرداخت شده توسط پیمانکار در اجرای عملیات نفتی از بعد تولید اولیه[۴] و تحویل کار به شرکت ملی نفت ایران می باشد. این هزینه ها فاقد سقف پرداخت بوده و بازپرداخت آن منوط به تائید شرکت ملی نفت ایران می باشد. البته با توجه به تسویه زودهنگام آن(حداکثر سه ماه بعد از پرداخت) بهره بانکی به آن تعلق نمی گیرد.

۴) هزینه های بانکی[۵]؛ مشتمل بر هزینه های بانکی تامین مالی مخارج سرمایه ای و غیرسرمایه ای بوده و سقف پرداخت نیز ندارد. معیار محاسبه این هزینه مبتنی برمجموع نرخ بهره شناور(لایبور[۶]) و درصدی ثابتمی باشد.[۷]

ساختار هزینه ای قراردادهای نسل اول؛ در تمامی قراردادهای این نسل، هزینه های نفتی مشتمل بر؛ هزینه های سرمایه ای، غیرسرمایه ای، عملیاتی، بانکی و آموزشی بوده که بعلاوه مبلغ حق الزحمه[۸] در مجموع قابل باز پرداخت به پیمانکار می باشد.[۹] مبلغ دستمزد با افزایش کار و افزایش هزینه های سرمایه ای متناسباً اضافه می شود و با کاهش آن نیز به نسبت تقلیل می یابد مگر

---

1. Capital Cost (Capex)
2. Noncapital Cost (Noncapex)
3. Operational Cost (Opex)
4. Early Production
5. Banking Charges (BC)

۶. لایبور بیانگر نرخ بهره بین بانکی لندن(London Interbank Offered Rate(LIBOR)) می باشد که به صورت روزانه، هفتگی، ماهانه و یا ادوار متعارف دیگر محاسبه می شود.

۷. شیروی و دیگران(۱۳۸۸)، صص ۲۵۰ و ۲۵۱

8. Remuneration Fee
9. Zabbah(2008)

آنکه پیمانکار بدون تغییر اهداف قراردادی در هزینه ها صرفه جوئی نماید که در این صورت دستمزد وی کاهش نخواهد یافت.

ساختار هزینه ای قراردادهای نسل دوم؛ این نوع قرارداد که مشتمل بر عملیات اکتشاف تا توسعه میدان است در بردارنده هزینه های اجرای این فرایند نیز می باشد. هزینه های نفتی این قرارداد به سه قسمت هزینه های اکتشاف، توصیف و توسعه میدان تقسیم می شود. این هزینه ها شامل تمام مخارج ایجاد و پرداخت شده ای است که می بایست توسط پیمانکار برای اجرای سه عملیات بالادستی مذکور انجام گیرد. هزینه های اکتشاف و توصیف از دو قسمت هزینه های سرمایه ای و غیرسرمایه ای تشکیل شده است، لیکن هزینه های توسعه شامل هزینه های سرمایه ای، غیرسرمایه ای، عملیاتی و بانکی می باشد. مبلغ حق الزحمه پیمانکار بابت انجام عملیات فوق به این هزینه ها اضافه می گردد.

ساختار هزینه ای قراردادهای نسل سوم؛ در این قراردادها، هزینه های نفتی شامل هزینه های سرمایه ای، غیرسرمایه ای، عملیاتی، بانکی و هزینه های کمک و پشتیبانی از تولید می باشد. علاوه بر این هزینه ها، حق الزحمه پیمانکار نیز جزء اقلامی است که بایستی به پیمانکار بازپرداخت گردد. حق الزحمه پیمانکار در قراردادهای نسل سوم با توجه به درصد تعیین شده در قرارداد از هزینه های سرمایه ای و نیز نرخ بازگشت سرمایه(ROR[1])، بلافاصله پس از تعیین مبلغ قطعی هزینه های سرمایه ای مشخص خواهد شد. این مبلغ با توجه به افزایش یا کاهش شرح کار تعدیل خواهد شد.

۳-۵. قیمت قرارداد و سقف پرداخت آن

تمامی انواع قراردادهای بیع متقابل یک سقف قیمتی دارند. در مباحث ذیل به ارزیابی این سقف قیمت در نسل های کنونی این قرارداد می پردازیم.

قیمت قراردا و سقف پرداخت آن در قراردادهای نسل اول؛ در کلیه قراردادهای نسل اول، قیمت قرارداد دارای سقف معینی می باشد و هزینه های پیمانکار بایستی حداکثر معادل سقف و یا کمتر از آن باشد. سقف قرارداد جز در موارد کارهای اضافی که شرکت ملی نفت ایران به پیمانکار ارجاع می نماید قابل افزایش نمی باشد و هر پرداختی اضافه بر سقف قرارداد نیاز به تائید شورای اقتصاد دارد. تعیین سقف برای قراردادهای بیع متقابل بخصوص زمانی که اطلاعات

1. Rate of Return

پیمانکار و یا کارفرما از شرایط میدان کامل نبوده و یا زمانی که بازار عوامل تولید در حال نوسان می باشد، مشکلاتی را برای پیمانکار و متعاقباً کارفرما ایجاد می نماید. افزایش شدید قیمت ابزار و مصالح تولیدی و یا عدم دسترسی به تولید مناسب، منجر به تحمیل ریسک فراوان به پیمانکار گردیده و دربلندمدت باعث بی میلی پیمانکاران از انعقاد مجدد قرارداد با شرکت ملی نفت می شود.[۱]

قیمت قراردا و سقف پرداخت آن در قراردادهای نسل دوم؛ در تمامی قراردادهای این نسل مبلغی به عنوان حداقل هزینه اکتشافی تعیین شده است که پیمانکار ملزم به هزینه نمودن آن طی مدت اکتشاف می باشد. چنانچه در پایان مرحله اکتشاف پیمانکار نه حداقل تعهدات خود و نه حداقل هزینه های اکتشافی را انجام داده باشد، در این صورت موظف به پرداخت مابالتفاوت آن تا سقف مندرج در قرارداد به کارفرما می باشد و اگر حداقل تعهدات اکتشافی خود را با مبلغی کمتر از حداقل هزینه انجام داده باشد، دیگر موظف به پرداخت مبلغ باقی مانده نمی باشد. همین منطق در خصوص هزینه های مرحله توصیف میدان نیز صادق می باشد. همچنین پیمانکار پس از کشف میدان تجاری بایستی ضمن ارائه طرح جامع توسعه هزینه های اجرای عملیات توسعه را نیز تعیین و جهت تصویب به شرکت ملی نفت ایران بدهد. این مبلغ سقف هزینه عملیات توسعه خواهد بود و جز در زمان تغییر در طرح جامع توسعه افزایش نخواهد یافت.

قیمت قرارداد و سقف پرداخت آن در قراردادهای نسل سوم؛ در قراردادهای نسل سوم برخلاف گذشته، مبلغ قرارداد در ابتدا قطعی نشده و صرفاً به صورت تخمین اولیه ای از هزینه های سرمایه ای تعیین می گردد. رقم قطعی سقف هزینه های سرمایه ای پس از انعقاد قرارداد و انجام مطالعات مهندسی پیشرفته(FEED[۲]) و برگزاری مناقصات تحت نظارت و مشارکت شرکت ملی نفت ایران، ظرف مدت معینی(معمولاً ۱۸ ماه) پس از تنفیذ قرارداد مشخص می شود.[۳] البته با توجه به لزوم تائید قراردادها از طرف کارگروه ویژه نفت و با توجه به الزام آور بودن مصوبات این کارگروه برای شرکت ملی، ریسک عدم موافقت سقف تعیین شده از طرف کارگروه با گذشت

۱.موسوی و دیگران(۱۳۹۰)، ص۳۵

2. Front-End Engineering Design(FEED)

۳ .بر خلاف تصور برخی، نسل سوم قراردادهای بیع متقابل به صورت سقف باز(Open Capex)اجرا نمی شود بلکه این قرادد با یک تخمین اولیه منعقد گردیده و سقف قطعی هزینه های سرمایه ای درحین اجرای قرارداد نهایی می گردد.(ابراهیمی، ۱۳۸۸،ص۹)

۱۸ ماه از انعقاد قرارداد وجود دارد. این در شرایطی است که در این مدت مراحل مناقصه و مطالعات مهندسی به تائید شرکت ملی نفت رسیده است.

۳-٦. بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار

روش بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار در تمامی نسل های قراردادهای بیع متقابل ماهیت یکسانی دارند. با این حال در مباحث ذیل به توضیح این موضوع در هر سه نسل کنونی می پردازیم؛

بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار در قراردادهای نسل اول؛ بجز قراردادهای سیری Aو E و فازهای ۱، ۲ و ۳ پارس جنوبی که طی آن بازپرداخت هزینه های پیمانکار از محل دیگری بجز محصول میدان ممکن شده است، در سایر قراردادهای منعقد شده در چارچوب الگوی نسل اول هزینه ها و حق الزحمه پیمانکاران از محل درآمد محصول میدان پرداخت می گردد.[1] البته با توجه به تبصره (۲۹) قانون بودجه سال ۱۳۷۸ کل کشور که ضمن آن مقرر شده بود حداقل ۴۰٪ عواید طرح در دوره بازپرداخت به حساب درآمد عمومی کشور واریز گردد، این بند قانونی در قراردادهای نوع اول مورد عنایت قرار گرفته و حداکثر ۶۰٪ عواید طرح و در قالب اقساط مساوی برای بازپرداخت هزینه ها تخصیص یافته است. بدین منظور شرکت ملی نفت ایران برای تسویه مطالبات هزینه ای پیمانکار یا می تواند به همراه قرارداد اصلی اقدام به انعقاد یک «توافقنامه بلندمدت فروش نفت خام(LTCOSA[2])» جهت فروش نفت خام تولیدی از میدان موضوع قرارداد به پیمانکار و متقابلاً تسویه عواید آن از محل هزینه های مورد مطالبه پیمانکار بنماید و یا اینکه با فروش نفت خام تولیدی از میدان به طرف ثالث و متعاقباً واریز ارزش دلاری آن توسط این فرد به حساب پیمانکار، هدف مذکور را محقق نماید. شایان ذکر است که در اکثر قراردادها پیش بینی گردیده که تا قبل از شروع فرایند تولید از میدان، کلیه پرداخت ها به پیمانکار علی الحساب بوده و زمانی هزینه ها قانوناً به پیمانکار بازپرداخت می شود که وی به نقطه هدف تولید اولیه دست پیدا کند.

بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار در قراردادهای نسل دوم؛ با شروع تولید نهایی یا تجاری از میدان توسط شرکت ملی نفت ایران دوره زمانی ۱۵ ساله بازپرداخت هزینه های نفتی به

۱.رحیمی و دیگران(۱۳۹۰)، ص۱۷

2. Long Term Crude Oil Sales Contract (LTCOSA)

پیمانکار آغاز می شود. البته عواید حاصل از مرحله تولید اولیه نیز مستقیماً صرف بازپرداخت هزینه های پیمانکار می گردد و مابقی هزینه ها نیز از محل تولیدنهائی میدان و در قالب اقساط مساوی تسویه می شود. همچنین حق الزحمه پیمانکار نیز بر اساسمفاد طرح جامع توسعه و شاخص های مبنا نظیر نرخ بازگشت سرمایه و نیز سایر ضمائم قراردادی مرتبط تعدیل گردیده و شرط پرداخت آن نیز منوط به تحقق عملی اهداف مندرج در طرح جامع می باشد. حق الزحمه پیمانکار که معمولاً تابعی از هزینه های سرمایه ای می باشد، با ارجاع کارهای اضافی یا کاهش کار و به تبع آن افزایش یا کاهش هزینه های سرمایه ای، متناسباً تعدیل خواهد یافت و در بقیه موارد ثابت است. ضمناً به منظور تشویق پیمانکاران در کاهش هزینه های سرمایه ای مقرر گردیده که از بعد از مرز ۱۰ درصد کاهش در هزینه های سرمایه ای به ازای هر درصد کاهش مازاد، صرفاً معادل نیم درصد از حق الزحمه پیمانکار کاسته شود. لازم به ذکر است که در صورت عدم کشف میدان تجاری، هیچ هزینه ای به پیمانکار عودت نخواهد شد.

بازپرداخت هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار در قراردادهای نسل سوم؛ مکانیسم بازپرداخت هزینه های این نوع قرارداد همانند قبل می باشد. در این قرارداد نیز هزینه های نفتی(بجز هزینه های عملیاتی) و حق الزحمه از محل عایدات میدان و با توجه به نرخ بازگشت سرمایه و حسب درصدی که در قرارداد مشخص گردیده و در قالب اقساط مساوی به پیمانکار بازپرداخت خواهد شد. در صورت عدم کشف تجاری نیز هیچ هزینه ای به پیمانکار بازپرداخت نخواهد شد.

۳-۷. حد نصاب خرید

یکی از موضوعات قابل تامل در تمامی نسل های قراردادهای بیع متقابل عبارتست از؛ تعیین حدنصاب پولی برای آن دسته از معاملاتی که توسط پیمانکار انجام می پذیرد ولی مستلزم تائید شرکت ملی نفت است. در مباحث ذیل به تحلیل این موضوع از منظر نسل های مختلف قرارداد بیع متقابل می پردازیم.

حد نصاب خرید در قراردادهای نسل اول؛ در قراردادهای نوع اول، حدنصاب معاملات خرید و پیمانکاری که تحقق آن ها مستلزم تائید شرکت ملی نفت ایران است، به ترتیب ۱۰۰ هزار دلار و ۴۵۰ تا ۵۰۰ هزار دلار تعیین شده است.

حد نصاب خرید در قراردادهای نسل دوم؛ در این نوع قراردادها شرکت ملی نفت از حق تصویب یا عدم تصویب سفارشات خرید بیش از ۱۰۰ هزار دلار و قراردادهای پیمانکاری بیش از

۲۵۰ هزار دلار برخوردار می باشد. البته پیمانکار موظف است ظرف مدت مقرر اسناد واگذاری این موارد از قبیل مدارک برگزاری مناقصه و قرارداد مربوطه را جهت بررسی و تائید به شرکت ملی نفت ارائه داده و این شرکت نیز می بایست ظرف مهلت تعیین شده نظر خود را به اطلاع پیمانکار برساند.

حد نصاب خرید در قراردادهای نسل سوم؛ در این قراردادها حدنصاب تغییر در شرح کار حدود ۱۵۰ هزار دلار، حدنصاب شرکت ملی نفت در اضافه یا کم نمودن اسامی شرکت های حائز شرایط در خرید کالا حدود ۱۰۰ هزار دلار، در قراردادهای پیمانکاری حدود ۵۰۰ هزار دلار و حدنصاب مناقصات لازم برای تائید و تصویب شرکت ملی نفت بیش از ۶۰۰ هزار دلار می باشد.[۱]

۳-۸. مدت قرارداد

با توجه به شرح کار و تعهدات شرکت بین المللی نفتی(IOC) مدت قرارداد در نسل های مختلف قراردادهای بیع متقابل متفاوت است. در ادامه به بررسی مدت زمان قرارداد در هر یک از آن ها می پردازیم؛

مدت قراردادهای نسل اول؛ مدت اجرای اکثر قراردادهای نسل اول بیع متقابل معمولاً بین ۳ تا ۵ سال از تاریخ تنفیذ قرارداد و مدت بازپرداخت هزینه ها نیز حداکثر ۱۲ سال از تاریخ خاتمه عملیات توسعه و یا حصول تولید اولیهدر نظر گرفته می شود. بدین ترتیب پس از پایان مدت اجرای عملیات توسعه عملاً پیمانکار حضور مستقیم در میدان نداشته و صرفاً نماینده ای جهت نظارت بر تولید و بازپرداخت دارد.[۲]

مدت قراردادهای نسل دوم؛ مدت قراردادهای این نسل معمولاً ۲۵ سال می باشد که ۴ سال برای مرحله اکتشاف، ۲ سال برای مرحله توصیف، ۴ سال برای مرحله توسعه و ۱۵ سال برای مرحله بازپرداخت در نظر گرفته شده است. مدت های مورد توافق قابل تمدید می باشد. البته در صورت عدم اکتشاف تجاری و یا عدم اثبات تجاری بودن آن در مرحله توصیف، این دسته از قراردادها خود به خود فسخ می گردند.

مدت قراردادهای نسل سوم؛ در قراردادهای نسل سوم، مدت قرارداد بستگی مستقیم به میزان عملیات توسعه و تعداد فازهای انجام کار دارد. در این نوع از قراردادها معمولاً چنانچه فقط

۱.رحیمی و دیگران(۱۳۹۰)، صص ۱۹، ۳۵ و۴۹

2. Ebrahimi (2012), P 118

قرارداد توسعه میدان در یک فاز اجرا شود، مدت انجام عملیات توسعه حدود ۵ سال و کل مدت قرارداد با در نظر گرفتن دوره بازپرداخت نیز حدود ۱۵ سال منظور می گردد.

۳-۹. حداکثر استفاده از توان داخلی

تمامی نسل های قرادادهای بیع متقابل به موجب قانون حداکثر استفاده از توان داخلی کشور[۱] اهتمام ویژه ای به استفاده هرچه ممکن از ظرفیت های داخلی در اجرای این قراردادها داشته اند. در ادامه به تحلیل جایگاه این موضوع در سه نسل کنونی این قراردادها می پردازیم.

حداکثر استفاده از توان داخلی در قراردادهای نسل اول؛ تا قبل از تصویب قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی کشور، به موجب قوانین بودجه سالیانه کشور شرکت های دولتی منعقدکننده قراردادهای بیع متقابل ملزم می گردیدند تا شرکت های خارجی را به استفاده حداکثری از توان موجود در کشور مجبور نمایند. اما با تصویب قانون مذکور و حاکمیت آن بر قراردادهای بیع متقابل، پیمانکارن باوجود آنکه با بعضاً با استفاده از استثنائات موجود در قانون و نیز مصوبه شورای اقتصاد میزان درصد قانونی استفاده از ظرفیت داخلی را کاهش می دادند ولی در مجموع موظف به رعایت حداکثری این قانون بودند. البته به دلیل عدم درنظرگیری پاداش و یا جریمه درخصوص رعایت و یا عدم رعایت حدنصاب قانون در نسل اول این مسئله در نسل های بعدی این قرارداد مورد بازنگری قرار گرفت.

حداکثر استفاده از توان داخلی در قراردادهای نسل دوم؛ در قراردادهای بیع متقابل نسل دوم، پیمانکار ملزم به اجرای قانون حداکثر استفاده از توان داخلی کشور و اختصاص حداقل ۵۱٪ از هزینه های سرمایه ای قرارداد برای بکارگیری نیروها و کالاهای ایرانی می باشد. البته در این نوع قراداد جرائمی در خصوص قصور پیمانکار در اجرای این قوانین و عدم دستیابی به حداقل تعیین شده درنظر گرفته شده است که این جریمه در صورت اعمال جرائمی از جانب خود قانون گذار دیگر اعمال نخواهد شد. تفاوت این موضوع با قراردادهای نسل اول، مشخص کردن جریمه ای برای پیمانکاران در صورت دست نیافتن به میزان ۵۱٪ می باشد.

---

۱. تبصره ۱- ماده ۳ قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات؛ طرف قرارداد موظف است کلیه لوازم و تجهیزات و خدماتی را که در داخل کشور تولید و ارائه می شود، یا قابلیت تولید و ارائه دارد، مورد استفاده قرار دهد. در هر حال حداقل (٪۵۱) از ارزش کار، بایستی در داخل انجام پذیرد و کارفرما مکلف است بر این امر نظارت نماید.

حداکثر استفاده از توان داخلی در قراردادهای نسل سوم؛ بر اساس یکی از ضمائم قرارداد، پیمانکار موظف به استفاده حداکثری از توان داخلی کشور در مراحل مختلف عملیات بالادستی می باشد. در متن این قرارداد بر پاداش و جریمه پیمانکار در صورت تحقق و یا عدم تحقق بکارگیری بیش از ۵۱٪ سهم هزینه های سرمایه ای از محل توان داخلی، تاکید شده است. به طور مثال با افزایش سهم توان داخلی به بیش از ۵۱٪, حق الزحمه پیمانکار نیز افزایش خواهد یافت.[۱]

۳-۱۰. آموزش نیروی انسانی

تمامی نسل های قرارداد بیع متقابل در مفاد مختلف برآموزش نیروی کار داخلی تاکید نموده اند. در قسمت های ذیل به بررسیو مقایسه این مهم در این سه نسل می پردازیم؛

آموزش نیروی انسانی در قراردادهای نسل اول؛ در تمامی قراردادهای این نسل،پیمانکاران موظف شده اند یک درصد از هزینه های سرمایه ای پروژه را صرف آموزش نیروهای کارفرما نمایند.

آموزش نیروی انسانی در قراردادهای نسل دوم؛ در قراردادهای این نسل نیز کما فی السابق پیمانکاران موظف گردیده اند که معادل یک درصد از هزینه های سرمایه ای(در مراحل اکتشاف، توصیف و توسعه) را صرف آموزش نیروهای کارفرما بنماید.

آموزش نیروی انسانی در قراردادهای نسل سوم؛ در قراردادهای این نسل نیز همچنان پیمانکاران ملزم می باشند که یک درصد از هزینه های سرمایه ای را صرف آموزش نیروهای انسانی شرکت ملی نفت ایران نمایند. این هزینه در چارچوب هزینه های غیرسرمایه ای قرار می گیرد. همچنین در این نوع قرارداد پیمانکاران مکلف شده اند که کارشناسان معرفی شده از طرف شرکت ملی را در چارت سازمانی خود بصورت جایگزین(Secondees) بکارگیرند بنحوی که این کارکنان قادر به انجام کلیه عملیات نفتی اعم از توسعه و بهره برداری گردند.[۲]

۳-۱۱. انتقال تکنولوژی

یکی از مهمترین اهداف دولت میزبان از انعقاد قراردادهای بالادستی نفت و گاز انتقال دانش و تکنولوژی به کشور می باشد. در ایران در طول دو دهه اخیر با وجود حاکمیت قراردادهای بیع

---

۱. ابراهیمی(۱۳۸۸)، ص۹

۲.ابراهیمی(۱۳۹۰)، ص۴۵

متقابل توجه به این موضوع و روند واقعی تحقق آن با نوساناتی همراه بوده است. در مباحث ذیل به تبیین جایگاه این مهم در نسل های جاری قراردادهای بیع متقابل می پردازیم.

انتقال تکنولوژی در قراردادهای نسل اول؛ در قراردادهای این نسل غالباً ماده یا ضمیمه ای به عنوان انتقال دانش فنی از طرف پیمانکار دیده نمی شود. البته در بعضی از قراردادها در ماده مربوط به بحث تصدی و مسئولیت عملیات پیش بینی شده است که جهت استفاده از دانش فنی پیمانکار پس از خاتمه عملیات توسعه، توافقنامه ارائه خدمات فنی(TSA) بین طرفین منعقد گردد.

انتقال تکنولوژی در قراردادهای نسل دوم؛ در یکی از بندهای این نوع از قراردادها، پیمانکار ملزم به انتقال تکنولوژی در طول مدت قرارداد به شرکت ملی نفت ایران شده است. همچنین پیمانکاران فرعی نیز ملزم به انجام این امر به شرکای ایرانی خود شده اند. این موضوع در قراردادهای نسل اول پیش بینی نشده بود.[۱]

انتقال تکنولوژی در قراردادهای نسل سوم؛ در این نوع قراردادها پیمانکار ملزم شده است آخرین دستاوردهای فنی و صنعتی اعم از دانش فنی استفاده شده و یا دانش فنی در مالکیت را منتقل نماید. برای اولین بار دستورالعمل این کار یکی از ضمائم قرارداد بوده و پیمانکار بر اساس آن بایستی این تکلیف را انجام دهد.[۲]

٤. ملاحظات و ضرورت های طراحی نسل جدید قراردادی

پس از تبیین و مقایسه مهمترین ویژگی های سه نسل اول قراردادهای بیع متقابل، اکنون به واکاوی دلایل مهمی که منجر به شکل گیری ایده طراحی نسل جدیدی از قراردادهای بالادستی نفت و گاز در بین صاحب نظران کشور گردید، به شرح ذیل می پردازیم؛[۳]

۱) عدم سازگاری مقبول قراردادهای بالادستی جاری کشور با استانداردهای متعارف بین المللی این حوزه؛یکی از مهمترین انتقاداتی که تا به حال به هر سه نسل تجربه شده قراردادهای بیع متقابل ایراد شده است، عدم سازگاری این نوع قراردادها با رویه های بین المللی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز می باشد. از این رو تمایل به طراحی نسل جدید قراردادی که از سازگاری

۱.رحیمی و دیگران(۱۳۹۰)، ص۳۵

۲ .موسوی و دیگران(۱۳۹۰)، ص۵۵

۳.موارد ذکر شده در این قسمت عمدتاً از مطالبارائه شده توسط «کارگروه اصلاح قراردادهای نفتی» در «هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت؛ اسفندماه سال ۱۳۹۲»، اقتباس گردیده است.

بیشتری با استانداردها و عرف های بین المللی حوزه بالادستی برخوردار بوده و بتواند با قراردادهای رایج منطقه ای و جهانی رقابت کند، از دلایل مهم لزوم طراحی نسل جدید قراردادی می باشد.

۲) عدم توازن بین ریسک و پاداش[1] شرکت های بین المللی نفتی(IOCs) به عنوان پیمانکار در این نوع قرارداد؛صاحب نظران حقوقی معتقدند که قراردادهای بیع متقابل کنونی توازن مناسبی بین ریسک و پاداش فعالیت شرکت های بین المللی نفتی ایجاد نمیکند و لذا قراردادهای جدید می بایست با هدف جذب هر چه بهتر شرکت های مجرب خارجی، از قابلیت بیشتری در راستای متوازن سازی دو مولفه مذکور برخوردار باشند.این امر با اتخاذ سیاست هایی همچون بهره گیری مستقیم پیمانکار از افزایش تولید[2]، قدرت انعطاف پذیری پیمانکار در عملیات اکتشاف، توسعه و بهره برداری از میدان براساس استانداردهای بین المللی و اصول توافقی، آزادی بیشتر پیمانکار در خرید کالاها و خدمات و... می تواند میسر شود.

۳) حداکثرسازی انگیزه سرمایه گذاران به منظور حضور در میادین پر ریسک و مشترک؛عدم پیش بینی ساز و کاری مناسب و پویا به منظور ایجاد و ارتقاء سطح انگیزه شرکت های بین المللی نفتی جهت حضور در میادین پر ریسک و یا مشترک، انتقاد سومی است که نسبت به قراردادهای بیع متقابل کنونی وارد می گردد. لذا در طراحی قراردادهای جدید می بایست انعطاف و جذابیت لازم را برای حضور هر چه بهتر شرکت های بین المللی نفتی در میادین مختلف هیدروکربوری کشور فراهم نمود. البته در خصوص میادین مشترک می توان با توجه به مجوز «قانون وظایف و اختیارت وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱ ه.ش» از قراردادهایی که مستلزم مشارکت سرمایه گذاران خارجی در ماحصل میدان می شود، نیز استفاده نمود.[3]

۴) عدم یکپارچه دیدن عملیات بالادستی میادین نفت و گاز در قراردادهای بیع متقابل فعلی؛ فرایند انجام عملیات بالادستی در هر سه نسل کنونی قراردادهای بیع متقابل به صورت پیوسته نمی باشد

1. Risk & Reward

۲. نمونه عملیاتی این سیاست؛ قراردادهای مبلغ به ازای هر بشکه(Fee Per Barrel) برای پیمانکار در حوزه بالادستی صنعت نفت عراق می باشد. لازم به ذکر است که میزان پاداش به ازای هر بشکه بر حسب نرخ بازگشت سرمایه(ROR) پیمانکار تعدیل می شود.

۳. ردیف ۳ بند "ت" ماده ۳ «قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱ ه.ش»؛ جذب و هدایت سرمایه های داخلی و خارجی به منظور توسعه میادین هیدروکربوری با اولویت میادین مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده

بگونه ای که شرکت های بین المللی نفتی که حق انجام عملیات در مناطق جغرافیایی کشور میزبان را کسب نموده و اکتشاف تجاری می نمایند لزوماً از حق انجام عملیات توسعه و بهره برداری در میدان برخوردار نمی گردند. این واقعیت یکی از ضعف ها و دلایل ضد انگیزشی برای حضور موثر شرکت های مجرب خارجی در میادین نفت و گاز کشور می باشد. لذا در نسل جدید قراردادی پیش بینی شده است که انجام عملیات بالادستی[۱] توسط شرکت خارجی به صورت یکپارچه(Integrated) صورت گرفته و شرکت های بین المللی نفتی این حق را داشته باشند که در صورت دستیابی به اهداف مورد توافق در هر مرحله ازقرارداد، از حق انجام عملیات در مرحله بعدی برخوردار باشند. شایان ذکر است که با استناد به بند ۱۶ ماده ۱ «قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰ ه.ش»[۲] پیمانکاران بین المللی می توانند در فرایند تولید و بهره برداری از میدان هیدرکربوری حضورو مدیریت مستقیم داشته باشند.[۳]

۵)حداکثرسازی توازن در توزیع منافع طرفین؛طراحی مکانیسم قراردادی با قابلیت توزیع متوازن منافع میان طرفین و دستیابی به یک تعامل برد-برد در نتیجه اجرای آن، از عوامل انگیزشی مهم در جذب شرکت های توانمند خارجی برای شکل گیری یک فرایند همکاری بلندمدت می باشد. بنظر می رسد بهترین روشی که می تواند ضمن حداقل سازی نااطمینانی ها بگونه ای اثربخش به توزیع متوزان منافع منجر گردد، استفادهاز روش پیشرفت مرحله به مرحله[۴] در انجام مراحل مختلف عملیات بالادستی باشد.

۶) عدم موفقیت در خور قراردادهای بیع متقابل کنونی در انتقال تکنولوژی و دانش فنی حوزه بالادستی به کشور؛ قراردادهای بیع متقابل جاریموفقیت چندانی در انتقال واقعی دانش و تکنولوژی به کشور نداشته اند. مکانیسم مطلوب انتقال دانش و تکنولوژی به کشور می بایست بگونه ای باشد که این فرایند در نهایت منجر به شکل گیری چرخه تولید دانش و تکنولوژی در داخل گردد نه اینکه سرمایه انسانی داخلی صرفاً با نحوه استفاده و بهره برداری از تکنولوژی

---

۱ .عملیات بالادستی میادین نفت و گاز مشتمل بر؛ اکتشاف(Exploration)، توصیف(Appraisal)، توسعه(Development) و تولید(Production) می باشد.

۲. بند ۱۶ ماده ۱ «قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰ ه.ش»؛ قرارداد نفتی: توافق دو یا چند جانبه بین وزارت نفت یا هر یک از شرکتهای اصلی تابعه آن یا هر واحد عملیاتی با یک یا چند واحد عملیاتی یا اشخاص حقیقی یا حقوقی در داخل یا خارج از کشور که براساس قوانین موضوعه، انجام تمام یا قسمتی از عملیات بالادستی و پایین‌دستی و یا تجارت نفت، فرآورده‌های نفتی و محصولات پتروشیمیایی، مورد تعهد قرار می گیرد.

۳ .حسینی(۱۳۹۲)، ص۱۳

4. Phase to Phase

خارجی آشنا گردد. مطلوب است که چرخه تولید دانش صنعت نفت و گاز کشور به ایجادفناوری های کاربردی و تجاری منجر گردد. لزوم ریسک پذیری و اعتماد دولت میزبان در مسائل مربوط به انتقال دانش فنی، انعطاف پذیری در نحوه استفاده از اطلاعات جدید میدان ، آزادی پیمانکار در بکارگیری تکنولوژی و دانش های فنی جدید، وجود جو رقابتی و بستر پژوهشی لازم برای جذب دانش فنی جدید، تطویل زمان همکاری بین کارفرما و پیمانکار، پیش بینی عوامل انگیزشی جهت انتقال دانش فنی و تربیت نیروی انسانی و... از جمله راهکارهای استراتژی انتقال دانش و تکنولوژی می باشند.[۱]

۷) ضرورت شکل گیری یک فرایند همکاری منسجم و بلندمدت بین شرکت های داخلی و شرکت های معتبر خارجی؛ درجه و کیفیت همکاری شرکت های داخلی و خارجی در قراردادهای بیع متقابل کنونی به صورت منسجم و مبتنی بر یک تعامل بلندمدت نمی باشد. لذا در نسل جدید قراردادی می توان با اتخاذ روشی همچون همکاری مشترک[۲] بین طرفین زمینه را برای ایجاد یک همکاری بلندمدت و موثر فراهم نمود.این شیوه همکاری فواید متعددی از جمله انتقال کارآمد و سریعترتر تکنولوژی، دانش فنی و مدیریتی، شفافیت مالی بیشتر برای طرفین به دلیل حضور ایشان در فرایند انجام کار، کاهش هزینه بهره برداری و ایجاد زمینه برای همکاری های بلند مدت در میادین هیدرکربوری داخلی و خارجی و... دارد.

۸) ضرورت پیش بینی تعهدات و مکانیسمی بمنظور حداکثرسازی ضریب بازیافت میدان توسط پیمانکار؛در قراردادهای بیع متقابل فعلی با وجود آنکه بحث حداکثرسازی بهره برداری از مخزن مورد توجه قرار گرفته است ولی الزامات و مکانیسم متناسبی در این خصوص پیش بینی نگردیده و عملکرد واقعی پیمانکار نیز در این مقوله تاکنون رضایت بخش نبوده است. لذا نسل جدید قراردادی می بایست نسبت به درنظر گیری تعهدات حقوقی و مکانیسم های عملیاتی برای حداکثرسازی نرخ بهره وری از میدان(MER[۳]) اهتمام ویژه ای داشته باشد. استفاده از روش هایی همچون ارتباط مستقیم بین پاداش پیمانکار و سطح تولید می تواند در این زمینه مفید باشد.

۹) ضرورت رعایت اصل تولید صیانتی از میادین و الزام به استفاده از روش های ازدیاد برداشت(EOR/IOR) و حفظ ظرفیت[۴]؛نسل ها فعلی قراردادهای بیع متقابل تاکنون موفقیت

---

۱ . ابراهیمی(۱۳۹۰)، صص ۲۴-۲۳

2. Partnership
3. Maximum Efficiency Rate
4. Capacity Maintenance

مطلوبی در مقوله تولید صیانتی از مخازن نداشته اند. حتی با وجود تاکیدی که قراردادهای بیع متقابل نسل سوم نسبت به تعهد پیمانکار در خصوص«افزایش بهره وری میدان» نموده است ولی عملاً اثربخشی وی به دلیل عدم مدیریت و حضور مستقیمش در مرحله تولید از آن مناسب نبوده است. لذا با توجه به بند ۱۶ ماده ۱ «قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰ ه.ش»درباره امکان مدیریت و حضورمستقیم پیمانکاران در مرحله تولید از میدان، می توان در قراردادهای جدید انتظار بیشتری در خصوص بکارگیری موثرترتوان فنی و تکنولوژیک آن ها در مرحله بهره برداری از میدان و تداوم و یا ارتقاء ظرفیت تولید فعلی داشت. تمسک به سیاست هایی نظیر همکاری و تعهد پیمانکار درباره تولید درازمدت و ارتقاء ضریب بازیافت میدان، انعطاف پذیری قراردادی نسبت به اصلاح طرح توسعه براساس آخرین اطلاعات، تهیه طرح عملیات صیانتی توسط پیمانکار و اجرای آن توسط وی پس از توافق کارفرما، وجود عوامل انگیزشی مالی و... می تواند در تحقق این مهم مثمر ثمر باشد.[۱]

۱۰) لزوم انعطاف پذیری منطقی در شرح کار و هزینه های تکلیفی پیمانکار بواسطه نوسانات بازار و رفتار مخزن[۲]؛ همواره قراردادهای بیع متقابل به عدم انعطاف پذیری در هزینه ها و شرح کار عملیات بر روی میدان متهم بوده اند. از این روطراحی روشی خودکار بمنظور تعدیل میزان بازپرداخت هزینه ها و نرخ بازگشت سرمایه طرف خارجی متناسب با رفتار غیرمنتظره مخزن و نوسانات بازار عوامل و محصولات تولیدی میدان، یکی دیگر از محورهای مهمی است که می بایست در طراحی نسل جدیدی قراردادی در نظر گرفت. سیاست هایی نظیر انعطاف لازم در تغییر شرح کار ناشی از اطلاعات جدید در زمان اجرای کار، کاهش ریسک پیمانکار در ارائه سقف هزینه ها و واقعی کردن آن، تبدیل مکانیزم تعیین حق الزحمه(RF[۳])از مبلغ معین به درصد معین یا تعیین نرخ بازگشت سرمایه(ROR) معین و تعدیل آن متناسب با تسریع در تکمیل عملیات توسعه و... از جمه راهکارهای دستیابی به هدف فوق الذکر می باشد.

۱۱)کوتاه نمودن زمان اجرای قرارداد؛تسریع در اجرای کلیه مراحل عملیات بالادستی(به خصوص در حوزه میادین مشترک) یکی از الزامات مهمی است که در طراحی قراردادهای جدید می بایست مدنظر قرار گیرد. اهتمام طرفین به پذیرش راهکارها و سیاست هایی نظیر استفاده از

۱.ابراهیمی(۱۳۹۰)، ص۲۲

۲. موسسه تحقیقاتی تدبیر اقتصاد(۱۳۸۴)،ص ۶۸

3. Remuneration Fee

خدمات و محصولات ساخت داخل به دلیل صرفه اقتصادی و متعاقباً تضمین جبران زیان های ناشی از بکارگیری آنها توسط کارفرما، امکان استفاده از اطلاعات جدید و انعطاف پذیری در زمینه های فنی، مالی و قراردادی، همسویی هر چه بیشتر منافع کارفرما و پیمانکار در اجرای سریع تر پروژه ها، مسئولیت پذیری شرکت ملی نفت وتع ریف فرایندهای تصمیم گیری بدون اعمال بوروکراسی و پیش‌بینی عوامل انگیزشی برای طرفین به منظور کاهش زمان اجرای کار و... می تواند در کاهش بازه زمانی اجرای پروژه مفید باشد.[۱]

۵. الزامات و دلالت های قوانین حاکمیتی در تعیین نوع قراردادهای متعارف بالادستی نفت و گاز

در این قسمت از مقاله می خواهیم به پاسخگویی این سئوال تحقیق بپردازیم که قوانین حاکمیتی ناظر بر صنعت نفت و گاز کشور عموماً دلالت بر کدام یک از قراردادهای متعارف موجود(با توجه به ملاحظات و مقتضیات بومی و بین المللی)می توانند داشته باشند؟

همانطور که در مقدمه تحقیق بیان شد؛با تمسک به پشتوانه تجربه ای ۱۴ ساله و نیز قدمت بیش از ۲۰ ساله قراردادهای بیع متقابل در حوزه بالادستی نفت و گاز همچنین با توجه به ثبات اکثر اصول قوانین حاکمیتی مرتبط با بخش بالادستی نفت و گاز در این مدت، می توان انتظار داشت که قراردادهای بیع متقابل بلحاظ مبانی و ماهیت خود (که در بخش پیشین مفصلاً به شرح آن پرداختیم) همچنان انطباق بیشتری با محتوای قوانین حاکمیتی نظام داشته باشد. اما در یک ارزیابی اولیه از چرایی شکل گیری این دست قرادادها در بخش بالادستی نفت و گاز کشور درمی یابیم که از مهمترین دلایل خلق آن، الزامات قوانین اسناد بالادستی کشور به حاکمیت و مالکیت ملی بر منابع و فعالیت های صنعت نفت و گاز کشور می‌باشد. از این رو برخی از تحلیل گران داخلی و خارجی، قرادادهای بیع متقابل را در واقع تمکینی از جانب متولیان عرصه نفت و گاز کشور نسبت به این دست قوانین می‌دانند.[۲] مع الوصف در این بخش از مقاله قصد داریم تا به بررسی اثباتی

---

۱ .ابراهیمی(۱۳۹۰)، ص۱۶

۲. قندی و لین(Ghandi, Lin, 2011, P 7)، گروینیدال و مزرعتی (Groenedaal, Mazraati, 2005, P 3711) در بررسی های خود قراردادهای بیع متقابل را واکنشی از سوی سیاست گذاران صنعت نفت و گاز کشور به الزامات قانونی و محدودیت های ایجاد شده برای سرمایه گذاری خارجیان در حوزه بالادستی نفت و گاز کشور می پندارند. این قرارداد هم امکان مدیریت بهره برداری را به NIOC می دهد و هم منجر به انتقال ظرفیت های مالی و فنی IOCs به کشور می شود.

جایگاه قراردادهای بیع متقابل در ساحت قانون اساسی نظام، قوانین نفت وقت، قوانین برنامه های پنج ساله توسعه اقتصادی وقوانین بودجه سنواتی بپردازیم.

عمده ترین دلایل برآمده از قانون اساسی نظام که به عقیده عده ای از صاحب نظران دلالت بیشتری بر ضرورت استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی نفت و گاز دارند، اصول ۴۳، ۴۴، ۴۵، ۸۱ و ۱۵۳ قانون اساسی می باشد. با مطالعه اصول مذکور می توان نتیجه گرفت که بر مبنای قانون اساسی اعطاء هر بخشی از مالکیت و حاکمیت میادین نفت و گاز (که به منزله انفال می باشند) در هر قالبی به غیرامکان پذیر نبوده و شرکت های بین المللی بعنوان صاحبان سرمایه، حق سرمایه گذاری که در مقابل منجر به دریافت امتیاز و یا حق مالکیت از سوی ایشان نسبت به منابع هیدرکربوری کشور بگردد را نخواهند داشت. «اصل ۴۳ این قانون هر گونه سلطه اقتصادی خارجی را بر اقتصاد کشور ممنوع کرده است.[۱] بعلاوه اصل ۴۴ قانون اساسی مقرر می دارد؛ «...بخش دولتی شامل کلیه صنایع بزرگ، صنایع مادر، بازرگانی خارجی، معادن بزرگ و... و مانند این هاست که به صورت مالکیت عمومی و در اختیار دولت است...». اصل ۴۵ همان قانون، انفال و ثروت های عمومی را تحت اختیار حکومت اسلامی قرار داده است. اصل ۸۱ قانون مذکور نیز مقرر می دارد؛ «دادن امتیاز تشکیل شرکت ها و موسسات در امور تجاری، صنعتی، کشاورزی، معادن و خدمات به خارجیان ممنوع است»».[۲] بطور خلاصه قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، هر گونه مالکیت مستقیم و غیرمستقیم خارجی بر منابع زیرزمینی را ممنوع نموده است. در نتیجه می توان مدعی شد که بکارگیری انواع مدل های قراردادی که مستلزم انتقال مالکیت حتی بخشی از تولیدات میدان به طرف های خارجی باشد، با روح قانون اساسی در تعارض می باشد. این درحالیست که تنها قراردادهای خدماتی و نوع ایرانی آن یعنی بیع متقابل است که بر نفی هر گونه مالکیت بی واسطه شرکت های خارجی بر عایدات فیزیکی میدان تاکیدی می ورزد.[۳]

---

۱. بند هشتم اصل ۴۳ قانون اساسی عبارتست از؛ «جلوگیری از سلطه اقتصادی بیگانه بر اقتصاد کشور».

۲. منتظر و دیگران(۱۳۹۱)، ص۳۴

۳. همانطور که پیش تر اشاره شد؛ اصطلاح بیع متقابل غالباً رویکرد داخلی و عمومی دارد و عنوان رسمی و حقوقی قراردادهای بالادستی نفت و گاز کشور در این سال ها به صورت قراردادهای خدماتی(Service Contracts) می باشد. منتها تفاوت آن با قراردادهای خدماتی متعارف آن است که در این نوع قرارداد پرداخت کل هزینه ها و حق الزحمه پیمانکار به عایدات میدان توسعه یافته توسط وی منوط شده است و شرکت ملی به جای پرداخت پول نقدی، می تواند در قالب قرارداد LTCOSA اقدام به فروش عایدات همان میدان به پیمانکار نموده و مطالبات وی را از این محل تسویه نماید.

اما برای بررسی جایگاه حقوقی قراردادهای نفتی در قوانین نفت کشور بحث را از قانون نفت وقت سال ۱۳۵۳ ه.ش آغازمی کنیم. چرا که با وجود آنکه این قانون با وضع قانون نفت سال ۱۳۶۶ ه.ش عملاً ملغی گردید، ولی با مطالعه محتویات آن می توان مدعی شد که بخشی از ارکان ماهیتی قوانین نفت سال ۱۳۶۶ ه.ش و نیز قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ ه.ش از این قانون تاثیر پذیرفته اند. به هر حال قانون نفت سال ۱۳۵۳ ه.ش اولین قانونی بود که بر حاکمیت ملی منابع نفت و گاز کشور در تمامی مناطق تاکید ورزیده و برای نخستین بار ماهیت قراردادی مجاز در بخش بالادستی نفت و گاز را از نوع قراردادهای خدماتی معرفی می کند. بعبارت دقیق تر بموجب این قانون نحوه حضور شرکت های خارجی و داخلی در بخش نفت و گاز کشور صرفاً در قالب پیمانکاری و به نمایندگی از شرکت ملی نفت ایران مجاز خواهد بود. مع الوصف با مطالعه قانون نفت سال ۱۳۶۶ متوجه می شویم که این قانون محدودیت های نسبی بیشتری را در خصوص نحوه حضور بیگانگان در حوزه بالادستی نفت و گاز کشور در نظر گرفته است، بطوریکه بر اساس ماده ۶ آن ممنوعیت مطلقی در خصوص هر گونه سرمایه گذاری خارجی در صنعت نفت و گاز پیش بینی شده وتمامی منابع مالی لازم جهت سرمایه گذاری در پروژه های نفت و گاز نیزمی بایست توسط وزارت نفت پیشنهاد شود تا در بودجه سالانه درج گردد.[۱] بر اساس ماده ۷ این قانون نیز تمامی فعالیت های نفتی می بایست تحت کنترل و نظارت وزارت نفت انجام گیرد.[۲] همچنین ماده ۲ این قانون دلالت دارد براینکه منابع نفتی بخشی از اموال عمومی است که به ملت ایران تعلق دارد و تحت اختیار و نظارت دولت است.[۳] البته در عین حال با مطالعه قانون مزبور در می یابیم که ماده ۵ آن به وزارت نفت و شرکت های تابعه (برای مثال شرکت ملی نفت ایران) اجازه داده است تا برای اجرای پروژه های نفت و گاز، به انعقاد قرارداد با افراد و شرکت های بومی یا خارجی

---

۱ . ماده ۶ قانون نفت سال ۱۳۶۶؛کلیه سرمایه‌گذاری‌ها بر اساس بودجه واحدهای عملیات از طریق وزارت نفت پیشنهاد و پس از تصویب مجمع عمومی در بودجه کل‌کشور درج می‌شود. سرمایه‌گذاری خارجی در این عملیات به هیچ وجه مجاز نخواهد بود.

۲.ماده ۷ قانون نفت سال ۱۳۶۶؛وزارت نفت مکلف است در جریان عملیات نفتی ضمن برنامه ریزی‌های صحیح نظارت و مراقبت کامل جهت صیانت ذخایر نفتی وحفاظت منابع و ثروت‌های طبیعی و تأسیسات و جلوگیری از آلودگی محیط زیست (هوا، آب، خاک) با هماهنگی سازمان‌های ذیربط عمل کند.

۳. ماده ۲ قانون نفت سال ۱۳۶۶؛منابع نفت کشور جزء انفال و ثروت‌های عمومی است و طبق اصل ۴۵ قانون اساسی در اختیار حکومت اسلامی می‌باشد و کلیه تأسیسات‌و تجهیزات و دارایی‌ها و سرمایه‌گذاری‌هایی که در داخل و خارج کشور توسط وزارت نفت و شرکت‌های تابعه به عمل آمده و یا خواهد آمد، متعلق به‌ملت ایران و در اختیار حکومت اسلامی خواهد بود.اعمال حق حاکمیت و مالکیت نسبت به منابع و تأسیسات نفتی متعلق به حکومت اسلامی است که بر اساس مقررات و اختیارات مصرح این قانون به‌عهده وزارت نفت می‌باشد که بر طبق اصول و برنامه‌های کلی کشور عمل نماید.

مبادرت ورزند.[۱] اما در «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ ه.ش» شاهد انعطاف بیشتری نسبت به نحوه حضور شرکت های خارجی در حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور هستیم. بگونه ای که بموجب بند ۱۶ ام ماده ۱ این قانون پیش بینی شده است که شرکت های خارجی می توانند از طریق قراردادهای نفتی در کلیه عملیات بالادستی(از جمله عملیات تولید یا بهره برداری) حضور مستقیم داشته باشند[۲] و لذا محدودیت عدم حضور مستقیم و مدیریتی شرکت های خارجی در عملیات تولید میدان مرتفع گردید. البته این قانون نیز بر اساس ماده ۲ بر انفال بودن منابع نفتی و اعمال حاکمیت وزارت نفت به نمایندگی از حکومت اسلامی بر این منابع تاکید ورزیده است.[۳] از جمع بندی مطالب ضمنی و مصرح مندرج در قوانین نفت سال های ۱۳۵۳، ۱۳۶۶ و «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ ه.ش»در می یابیم که فصل مشترک تمامی آن ها بر نفی حق مشارکت مالکانه و تسلط بیگانگان بر منابع نفت و گاز کشور متمرکز بوده ولی در عین حال امکان استفاده از ظرفیت فنی، مالی و مدیریتی اشخاص خارجی(به عنوان عامل یا پیمانکار) در تمامی مراحل عملیات بالادستی میدان را میسر نموده است.[۴] در نتیجه با توجه به مباحث مطروحه می توان این طور استنباط کرد که قرارداد متعارفی که از حیث ماهیتی سازگاری بیشتری با قوانین نفت دوره های مختلف داشته است، قرارداد خدماتی و مشخصاً نوع ایرانی این نوع قرارداد یعنی بیع متقابل می باشد.

اما جایگاه حقوقی و قرادادی بخش بالادستی نفت و گاز در اسناد برنامه را می توان از دو منظر برنامه چهارم و پنجم توسعه اقتصادی کشور مورد ارزیابی قرار داد. در بند «الف» ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، دولتموظف شد تا طرح های بیع متقابل دستگاه های موضوع ماده

---

۱. ماده ۵ قانون نفت سال ۱۳۶۶؛انعقاد قراردادهای مهم فیمابین وزارت نفت یا واحدهای عملیات نفتی با اشخاص حقیقی و حقوقی داخلی و خارجی و تشخیص مواردمهم تابع آیین‌نامه‌ای خواهد بود که با پیشنهاد وزارت نفت به تصویب هیأت وزیران خواهد رسید.

۲. بند ۱۶ ماده ۱ «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ ه.ش»؛ قرارداد نفتی: توافق دو یا چند جانبه بین وزارت نفت یا هر یک از شرکتهای اصلی تابعه آن یا هر واحد عملیاتی با یک یا چند واحد عملیاتی یا اشخاص حقیقی یا حقوقی در داخل یا خارج از کشور که براساس قوانین موضوعه، انجام تمام یا قسمتی از عملیات بالادستی و پایین‌دستی و یا تجارت نفت، فرآورده‌های نفتی و محصولات پتروشیمیایی، مورد تعهد قرار می گیرد.

۳.ماده ۲ «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ ه.ش»؛ کلیه منابع نفتی جزء انفال و ثروتهای عمومی است. اعمال حق حاکمیت و مالکیت عمومی بر منابع مذکور به نمایندگی از طرف حکومت اسلامی بر عهده وزارت نفت است.

۴. خاطر نشان می گردد عملیات بالادستی بر روی یک میدان هیدرکربوری بترتیب مشتمل بر؛ اکتشاف(Exploration)، توصیف(Appraisal)، توسعه(Development) و تولید(Production) می باشد.

۱۶۰ این قانون (از جمله بخش نفت و گاز) را در لوایح بودجه سالانه پیش بینی و به مجلس شورای اسلامی تقدیم کند. بند «ب» ماده ۱۴نیز اصول حاکم بر انعقاد قراردادهای خارجی شرکت ملی نفت در حوزه بالادستی را بدین شرح اعلام می کند؛ حفظ حاکمیت و اعمال تصرفات مالکانه دولت بر منابع نفت و گاز کشور، عدم تضمین بازگشت تعهدات ایجاد شده از سوی دولت، بانک مرکزی و یا بانک های دولتی، بازپرداخت تمامی هزینه های مربوط و حق الزحمه پیمانکار از محل تخصیص بخشی از تولیدات میدان متناسب با قیمت روز، پذیرش ریسک عدم دستیابی به اهداف مورد نظر قرارداد بمنظور استهلاک هزینه ها از سوی طرف خارجی، تضمین برداشت صیانتی از مخازن نفت و گاز در طی دوره قرارداد، حداکثر استفاده از توان فنی، مهندسی، تولیدی و صنعتی کشور. در واقع اصول مذکور همان اصول و چارچوب محتوایی قراردادهای بیع متقابل است و روی همین حساب است که می گویند نسل سوم قراردادهای بیع متقابل از پشتوانه قانون برنامه برخوردار می باشد. همچنین در بند ۳ ماده ۱۲۵ قانون برنامه پنجم توسعه با عطف به همین ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم تصریح شده که وزارت نفت می تواند با رعایت اصول و شرایط موضوع بند «ب»ماده ۱۴ قانون برنامه چهارم توسعه نسبت به استفاده از روش بیع متقابل در انعقاد قراردادهای مراحل اکتشاف، توسعه و تولید در طول دوره زمانی این برنامه اقدام نماید.در ضمن در تبصره ۱ این ماده تصریح شده که بکارگیری هر روشی در مراحل عملیات بالادستی مستلزم حفظ حق مالکیت و اعمال تصرفات مالکانه برای دولت می باشد. بنابراین از مجموعه مباحث فوق می توان نتیجه گرفت که اسناد برنامه های اخیر توسعه نیز به صورت صریح و یا از مجرای احصاء شرایط و اصول حاکم بر قراردادهای بالادستی نفت و گاز کشور، بر تسلط قراردادهای بیع متقابل در این حوزه دلالت می نمایند.

در خصوص جایگاه این قرادادها در عرصه اسناد بودجه سنواتی کشور، همانطور که پیش از این بیان شد قراردادهای بیع متقابل به موجب بند «ب» تبصره ۲۹ قانون بودجه سال ۱۳۷۲ ه.ش کلید خورد البته بکارگیری عنوان بیع متقابل نسبت به این نوع قراردادها به قانون بودجه سال ۱۳۷۳ بر می گردد، لیکن تجویز استفاده از این نوع قراردادها در بخش بالادستی نفت و گاز کشور را می توان در تبصره ۲۹ قانون بودجه سال های ۱۳۷۳، ۱۳۷۴، ۱۳۷۶، ۱۳۷۷، ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹ ه.ش نیز مشاهده کرد. همچنین نسل دوم قراردادهای بیع متقابل بر اساس بند «ح» تبصره ۲۱ قانون بودجه سال ۱۳۸۲ ه.ش به رسمیت شناخته شد و این موضوع به قوانین بودجه سال های ۱۳۸۳، ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ ه.ش نیز تسری داده شد و از سال ۱۳۸۶ ه.ش تاکنون نیز قوانین بودجه کشور بیع متقابل را بعنوان قرارداد

بالادستی مرسوم این بخش شناسایی نموده اند. شاهد مثال؛ ماده ۳ قانون بودجه سال ۱۳۹۲ ه.ش در بندهای مختلف به طور صریح و ضمنی بر نقش آفرینی قراردادهای بیع متقابل در این صنعت تاکید نموده است.[۱] بدین ترتیب می توان از ارزیابی قوانین بودجه سنواتی کشور در طول ۲۰ سال اخیر این طور دریافت که تنها قراردادی که از نظر این قوانین در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز کشور به رسمیت شناخته شده و عنوان آن بارها در نص قوانین مذکور ذکر شده است، قرارداد بیع متقابل می باشد.

حال از جمع بندی نتایج پایانی مباحث فوق می توان به سئوال اصلی این پژوهش پاسخ داد که بنظر می رسد که فرض اولیه این مقاله در خصوص اثبات جایگاه حقوقی قراردادهای بیع متقابل در قوانین حاکمیتی کشور تائید گردیده و می توان مدعی شد که این قراداد نسبت به سایر رقبای قراردادی خود از پشتوانه قانونی و حاکمیتی بیشتری در نظام جمهوری اسلامی ایران می تواند برخوردار باشد. لذا پیشنهاد می گردد که نظام حقوقی و قراردادی صنعت نفت و گاز کشور با ارزیابی دقیق نقاط ضف و قوت نسل های پیشین، شرایط را برای طراحی نسل چهارم قراردادهای بیع متقابل فراهم سازند.

در این جا لازم است که به تحلیل مختصر جنبه های مدعایی که اخیراً بسیاری از صاحب نظران با استناد به ردیف ۳ بند "ت" ماده ۳ «قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱ ه.ش»نسبت به جواز استفاده از «قراردادهای مشارکتی»در میادین نفت و گاز کشور مطرح نموده اند بپردازیم. پرواضح است که امکان استفاده از چنین قراردادهایی از این منظر که می تواند در جذب شرکتهای درجه یک و سرمایه گذاران توانمند خارجی به بخش بالادستی نفت و گاز کشور موثر واقع گردد، جای خوشحالی دارد. اما ناگفته نماند که مهمترین دلیل عدم استقبال افراد خارجی نسبت به ورود به بازار جذاب هیدروکربوری کشور در طول سال های اخیر، بالا رفتن ریسک سرمایه گذاری طرف های خارجی در ایران ناشی از تحریم های تحمیلی مستقیم و فراسرزمینی کشورهای غربی بخصوص بر صنعت نفت و گاز کشور می باشد و نه از بابت اینکه قراردادهای بیع متقابل برای آن هابسیار غیرجذاب بوده باشد. همچنین استفاده بی دغدغه از قراردادهای مشارکتی بخصوص در حوزه میادین مشترک و پرریسک، مستلزم رفع ابهامات و

---

۱ .بند ۵ ماده ۳ قانون بودجه سال ۱۳۹۲؛ بازپرداخت تعهدات سرمایه‌ای شرکتهای دولتی تابعه وزارت نفت از جمله طرحهای بیع متقابل که به موجب قوانین مربوط، قبل و بعد از اجرای این قانون ایجاد شده و یا می‌شوند و همچنین هزینه‌های صدور و فروش نفت با احتساب هزینه‌های حمل و بیمه(سیف) به‌عهده شرکتهای یادشده است.

تعارضات قانونی آن ها با سایر قوانین موضوعه مرتبط و بویژه با قانون اساسی می باشد. برای نمونه همانطور که می دانیم اصطلاح مشارکت در حقوق نفت و گاز یک معنای عام داشته و می تواند به لحاظ مفهومی بر مشارکت در تولید[1]، مشارکت در سرمایه گذاری[2]، مشارکت در درآمد[3] و مشارکت در عملیات[4] دلالت نماید. ضمن اینکه تحقق قرارداد مشارکتی بر اساس مقررات عمومی خود مستلزم حق مالکانه شرکت طرف قرارداد[5] بر بخشی از تولیدات میدان می باشد، بدیهی است که چنین استحقاق مالکانه ای در صورت فسخ یک طرفه قرارداد از سوی دولت میزبان کماکان برقرار بوده و در صورت ادعای شرکت طرف قرارداد می تواند به نحو قهقرایی نسبت به محتوای خود مخزن تسری پیدا کند و این موضوع نه تنها با نص ماده فوق الذکر بلکه با قانون اساسی نظام نیز در تعارض می باشد. همچنین با توجه به مباحثی که در تحلیل برخی مفاد قانون اساسی طرح نمودیم، دریافتیم که اساساً هر گونه شقوق مالکیتی اعم از مالکیت فیزیکی نسبت به ماحصل میدان هیدرکربوری چه در داخل مخزن، چه در سر چاه[6] و چه در نقطه صادرات[7](مثل بندر صادراتی) و همچنین هر نوع مالکیت غیر فیزیکی نسبت به آن مثل استحقاق مالکانه از منظر قانون اساسی جایز نمی باشد.

٦. چارچوب قراردادهای جدید بالادستی صنعت نفت و گاز کشور

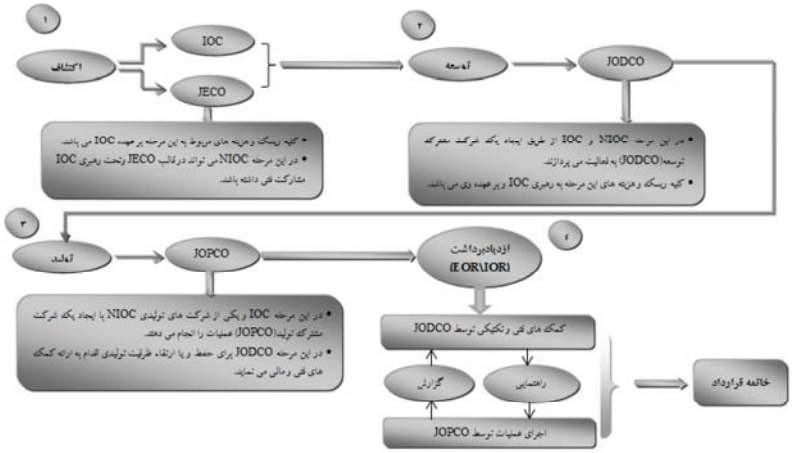
نسل جدید قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز کشور که در واقع همان نسل چهارم قراردادهای بیع متقابل بحساب می‌آید، موسوم به قرارداد نفتی ایران(IPC[8]) می باشد. کارشناسان با استفاده از تجربیات حاصله از سه نسل اول قراردادهای بیع متقابل و با توجه به دغدغه ها و نگرانی هایی که نسبت به این دسته از قراردادها وجود داشت، اقدام به طراحی نسل جدید قراردادی نمودند. در طراحی این نوع قراردادها سعی شده است که با فرض احکام قوانین حاکمیتی از حیث مالکیت، مدیریت، انتقال و نظارت بر عملیات و... کل عملیات بالادستی در داخل یک قرارداد واحد دیده شود. همچنین بنا به فراخور شرایط میادین هیدرکربوری کشور از حیث عمر و وضعیت جغرافیایی این مسئله مورد توجه قرار گرفته که ساختار و مفاد این قرارداد

1. Production Sharing
2. Joint Venture
3. Revenue Sharing
4. Joint Operating
5. Operator
6. At The Well Head
7. Export Point
8. Iranian Petroleum Contract

آنقدر از انعطاف پذیری و جامعیت برخوردار باشد که بتواند به بهترین وجه به جذب سرمایه و آخرین تکنولوژی های شرکت های توانمند خارجی به میادین مختلف هیدرکربوری کشور منجر گردد.

اما در نسل جدید قراردادهای بالادستی نفت ایران(IPC) ضمن تاکید بر استفاده حداکثری از توان داخلی کشور و پایبندی به قانون حداکثر استفاده از توان داخلی[1] این امکان فراهم گردیده که از ظرفیت شرکت های بین المللی نفتی در کلیه عملیات بالادستی(از اکتشاف تا تولید) استفاده شود. اما به منظور ارتقاء سطح اثربخشی حضور شرکت های بین المللی نفتی بر کارآمدی شرکت های داخلی پیش بینی شده که طرفین در تمامی مراحل انجام عملیات بر میدان از روش «همکاری مشترک» استفاده نمایند.

در طراحی این قرارداد کل عملیات بالادستی میدان به چهار مرحله؛ اکتشاف, توسعه, تولید و ازدیاد برداشت(IOR/EOR) تقسیم شده است. در مباحث ذیل به توضیح مختصر نحوه اجرای هر یک از چهار مرحله مذکور می پردازیم.



نمودار ۱. ساختار قرارداد نفتی ایران(IPC) به عنوان نسل جدید قراردادی

---

۱. تبصره ۱- ماده ۳ قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات؛ طرف قرارداد موظف است کلیه لوازم و تجهیزات و خدماتی را که در داخل کشور تولید و ارائه می شود، یا قابلیت تولید و ارائه دارد، مورد استفاده قرار دهد .در هر حال حداقل (٪۵۱) از ارزش کار، بایستی در داخل انجام پذیرد و کارفرما مکلف است بر این امر نظارت نماید. موارد استثنا، پس از تأیید سازمان برنامه و بودجه بایستی به تصویب شورای اقتصاد برسد.

۱) اکتشاف(Exploration)؛ در نسل جدید قرارداد نفتی کشور کما فی السابق شرکت های بین المللی نفتی(IOCs) می بایست کلیه ریسک و هزینه های مربوط به مرحله اکتشاف را بر عهده گیرند. بدین صورت که در صورت دستیابی به یک میدان تجاری، این شرکت از حق توسعه میدان مربوطه در مرحله بعدی برخوردار خواهد شد و در صورت عدم کشف تجاری، حق مطالبه هیچ گونه بازپرداختی از کارفرما را نداشته و می بایست تا موعد مقرر منطقه عملیاتی را ترک نماید. البته در نسل جدید این امکان فراهم گردیده تا شرکت ملی نفت ایران (NIOC) از طریق ایجاد یک شرکت مشترک(JECO[1]) و به رهبری و مسئولیت شرکت بین المللی نفت در مرحله اکتشاف از میدان مشارکت فنی داشته باشد. با این حال طراحی مفاد قراردادی این مرحله به گونه ای است که در صورت تحقق همکاری، کلیه ریسک و هزینه های تحمیلی آن بر عهده طرف خارجی می باشد.چنین مشارکتی هم در فرایند انتقال تکنولوژی و دانش به طرف NIOC بهتر عمل خواهد نمود و هم درجه نظارت و مداخلات فنی و مالی وی در امور IOC را به حداقل می رساند. بدیهی است که شرایط و مفاد این قرادادهای همکاری از طریق مذاکرات بین طرفین تعیین می گردد.

۲) توسعه(Development)؛ عملیات این مرحله از طریق ایجاد یک شرکت مشترک توسعه-(JODCO[2]) بین شرکت ملی نفت ایران(NIOC) و شرکت بین المللی نفتی(IOC) انجام می شود. در این مرحله نیز رهبری انجام عملیات بر عهده IOC بوده و NIOC می‌تواند از طریق ایجاد یک فرایند مشارکتی اقدام به ارائه خدمات فنی نماید. همچنین کلیه هزینه ها و ریسک های این مرحله نیز بر عهده IOC می باشد. چنین نحوه همکاری بین طرفین در انتقال تکنولوژی، دانش و مهارت های مدیریتی به طرف داخلی بسیار موثر می باشد.

لازم به ذکر است که این شرکت مشترک توسعه نقش سازنده ای در ارائه کمک های فنی و مالی به تولید، توسعه بیشتر میادین نفت و گاز کشور و نیز حفظ و ارتقاء سطح ظرفیت تولیدی آن ها خواهد داشت.

۳) تولید(Production)؛ در این مرحله پیش بینی شده است که با ایجاد یک شرکت مشترک تولیدی(JOPCO[3]) بین IOC و یکی از شرکت های بهره بردار NIOC زمینه برای استفاده موثرتر

1. Joint Exploration Company
2. Joint Development Company
3. Joint Production Company

از توان فنی و مالی طرف خارجی در مرحله بهره برداری از میدان مهیا گردد. این همکاری علاوه بر اینکه به بهره گیری بهتر و بیشتر طرف داخلی از آخرین مهارت های مدیریتی و تکنولوژی های بهره برداری شرکت های مجرب خارجی منجر خواهد گردید، باعث می شود که فرایند بهره برداری از میدان نیز به صورت کارآمدتر انجام پذیرد.

۴) ازدیاد برداشت(IOR/EOR)؛ در این نوع قرارداد افزایش برداشت از میادین نفت و گاز کشور به صورت سرمایه گذاری مشترک و از طریق شرکت مشترکی که در مرحله توسعه میدان پایه گذاری شد(JODCO)، انجام می پذیرد. از این رو مسئول کلیه عملیات و الزامات فنی و مالی مربوط به این مرحله بر عهده همین شرکت مشترک می باشد. هزینه های تحمیلی این مرحله نیز همانند هزینه های مرحله توسعه میدان در طی دوره قرارداد قابل بازیافت بوده و فارغ از پرداختی که بابت هزینه های توسعه میدان انجام می پذیرد بخشی از عایدات میدان نیز صرف تسویه هزینه های بکارگیری روش های ازدیاد برداشت (IOR/EOR) می شود.

۷. نتیجه گیری

هدف از تدوین این مقاله پاسخگویی به این سئوال بود که قوانین حاکمیتی اخیر مرتبط با صنعت نفت و گاز، مدیران و تصمیم گیران نظام حقوقی و قراردادی حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور را عمدتاً به چه نوعی از قراردادهای متعارف این عرصه دلالت و هدایت می نمایند؟

ثبات اصول و مبانی قوانین حاکمیتی، تجربه یک دهه و نیم نظام حقوقی نفت و گاز از ابتدای استقرار نظام جمهوری اسلامی در سال ۱۳۵۸ ه.ش تا تقریباً انتهای دوره اول دولت سازندگی در سال ۱۳۷۱ ه.ش و نیز تداوم حیات انواع قراردادهای بیع متقابل در طول بیش از ۲۰ سال اخیر(۱۳۹۲-۱۳۷۲ ه.ش) همگی اماره ای بر پذیرش این فرض بود که احتمالاً قرارداد بالادستی سازگارتر با قوانین حاکمیتی حال حاضر کشور «قراردادهای بیع متقابل» می باشند.

با این استدلال ابتدا دوره تحولات قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز نظام جمهوری اسلامی را به دو مقطع زمانی فوق الذکر تقسیم نموده و پس از ارزیابی مجموعه مکتوبات و مستندات مربوط دریافتیم که در بازه زمانی ۱۳۷۱-۱۳۵۸ ه.ش تقریباً هیچ نوع قرارداد متعارف و سازمان یافته ای در بخش بالادستی نفت و گاز کشور منعقد نگردیده بود. اما این روند با طراحی و بکارگیری قراردادهای بیع متقابل از سال ۱۳۷۲ ه.ش که از خانواده قراردادهای خدماتی بود، شکل سامان یافته تری به خود گرفت. بطوریکه از آن زمان تا سال ۱۳۹۲ ه.ش این قرارداد در سه نسل

مختلف تنظیم و در بخش بالادستی نفت و گاز بکارگیری شد. بدین ترتیب با شناختویژگی های مهم نسل های کنونی قراردادهای بیع متقابل و نیز تبیین ضرورت ها قراردادهای جدید، در ادامه به تحلیل مهمترین قوانین حاکمیتی مرتبط مشتمل بر ؛ قانون اساسی نظام، قوانین نفت سال های ۱۳۵۳، ۱۳۶۶ ه.ش و نیز «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ ه.ش»، قوانین برنامه های چهارم و پنجم توسعه اقتصادی و اجتماعی کشور و قوانین بودجه سنواتی کشور مبادرت ورزیده و نتیجه گرفتیم که این قوانین با ماهیت قرادادهای بیع متقابل تناسب و نزدیکی بیشتری نسبت به سایر قراردادهای متعارف دارند. از این رو پیشنهاد نمودیم که تصمیم گیران عرصه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور با اشراف به تجربیات و نقاط ضعف و قوت نسل های پیشین قراردادهای بیع متقابل و همچنین با توجه به اوضاع جهانی و داخلی کشور در این صنعت، می بایست تمرکز خود را بر ارتقاء سطح کارایی، کارآمدی و انعطاف پذیری بیشتر این نوع قرارداد معطوف نموده و نسل چهارم قراردادهای بیع متقابل را به عنوان محور نظام حقوقی و قراردادی صنعت نفت و گاز کشور طراحی نمایند. البته با توجه به مجوزهای حاکمیتی اخیری که در خصوص امکان مشارکت سرمایه گذاران خارجی در بخش بالادستی نفت و گاز صادر گردیده، پیشنهاد شد که در طراحی کلیه مراحل عملیاتی قراردادهای جدید از سازوکار همکاری مشترک بین طرفین داخلی و خارجی استفاده گردد. چنین تعاملی فواید متعددی از جمله؛ تسریع و ارتقاء سطح اثربخشی انتقال دانش، تکنولوژی و مهارت های مدیریتی، زمینه سازی برای شکل گیری یک فرایند همکاری بلندمدت، استفاده بیشتر و کارآمدتر از توان فنی و اجرایی داخلی، کاهش در هزینه های انجام عملیات، شفافیت مالی بیشتر بواسطه حضور طرفین و... می تواند داشته باشد.

در نهایت نیز به با توجه به ملاحظات طراحی قراردادهای بالادستی صنعت نفت و گاز کشور، به معرفی چارچوب این نوع قرارداد (موسوم به قرارداد نفتی ایران(IPC)) که در واقع نسل جدیدی از قراردادهای بیع متقابل می باشد، پرداختیم.

منابع

الف. فارسی

ابراهیمی، سید نصرالله(۱۳۹۰)، «تحولات معاصر در صنعت بالادستی نفت و گاز ایران، طراحی و پیشنهاد نسل جدید قراردادهای بالادستی E&P»، کنفرانس راهکارهای تحول نظام توسعه و بهره برداری در بخش بالادستی نفت و گاز ایران، تهران

ابراهیمی، سیدنصرالله(۱۳۸۸)، «نگاهی به بهینه سازی قراردادههای بالادستی صنعت نفت:نسل سوم قراردادهای بیع متقابل»، *مجله مشعل*، شماره ۴۶۸

ابراهیمی، سیدنصرالله؛ صادقی مقدم، محمد حسن و نرگس سراج (۱۳۹۱)، «انتقادهای وارده بر قراردادهای بیع متقابل صنعت نفت و گاز ایران و پاسخ های آن»، *فصلنامه حقوق*، شماره ۴

امانی، مسعود(۱۳۸۹)، *حقوق قراردادهای بین المللی نفت*، انتشارات دانشگاه امام صادق(ع)، تهران

بطحایی، سید پیام(۱۳۸۹)، «جزئیات نسل سوم قراردادهای نفتی»، *مجله گستره انرژی*، شماره ۴۵

حسن تاش، غلامحسین(۱۳۹۰)،«ساختار سازمانی صنعت نفت؛ تحولات و مشکلات»، *مجله اقتصاد انرژی*، شماره ۱۴۳و۱۴۴

حسینی، سید مهدی(اسفند۱۳۹۲)، «مدل جدید قراردادهای نفتی ایران(IPC)»، هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، تهران

درخشان، مسعود(۱۳۸۱)، «منافع ملی و سیاست های بهره برداری از منابع نفت و گاز»، *نشریه مجلس و پژوهش*، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، شماره ۳۴

رحیمی، علی و سیدحسن موسوی (۱۳۹۰)، *مبانی قانونی و شرایط قراردادهای سه گانه بیع متقابل*، شرکت ملی نفت ایران، تهران

زین الدین، سیدمصطفی(اسفند۱۳۹۲)، «مدل جدید قراردادهای نفتی ایران(IPC)»، هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، « قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی، تولیدی، صنعتی و اجرایی کشور در اجرای پروژه ها و ایجاد تسهیلات به منظور صدور خدمات »، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، « قانون اساسی نظام جمهوری اسلامی ایران»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، « قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۱»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، « قوانین برنامه های چهار و پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، « قوانین بودجه سنواتی کشور»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، «قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، «قانون نفت سال ۱۳۵۳»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

سامانه قوانین و مقررات کشور؛ لوح حق ، «قانون نفت سال ۱۳۶۶»، مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی، تهران

شیروی، عبدالحسین؛ ابراهیمی، سیدنصرالله و مجتبی اصغریان (۱۳۸۸)، «اکتشاف و توسعه میادین نفتی ایران از طریق قراردادهای بیع متقابل»، *مجله حقوقی بین المللی*،نشریه مرکز امور حقوقی بین المللی ریاست جمهوری ، شماره ۴۱

عمادی، محمد علی(اسفند۱۳۹۲)، ، «مدل جدید قراردادهای نفتی ایران(IPC)»، هم اندیشی نظام جدید قراردادهای صنعت نفت، تهران

گروه نویسندگان(۱۳۷۹)، *کالبدشکافی سرمایه گذاری های صنعت نفت*، انتشارات کویر، تهران

منتظر، مهدیو سید نصرالله ابراهیمی (۱۳۹۱)، «دلایل استفاده از قراردادهای بیع متقابل در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران»، *مجله حقوقی بین المللی*، نشریه مرکز امور حقوقی بین المللی ریاست جمهوری، شماره ۴۷

موحد، محمد علی(۱۳۸۶)، *قانون حاکم: درس هایی از داوری های نفتی*، کارنامه، تهران

موسسه تحقیقاتی تدبیر اقتصاد(۱۳۸۴)،*تحلیل قراردادهای بیع متقابل در صنعت نفت و گاز ایران : از دیدگاه موافقان و مخالفان*،انتشارات موسسه تحقیقاتی تدبیر اندیشه، تهران

موسوی، سید حسن و دیگران(۱۳۹۰)، «بررسی مهمترین قالب های قراردادی در بخش بالادستی نفت و مقررات حاکم بر آنها»، امور حقوقی شرکت ملی نفت ایران، تهران

ب. انگلیسی

Ebrahimi, S.N.(Spring Semester 2012), *Upstream petroleum Contracts*, Imam Sadiq University, Tehran

Ghandi, Abbas ; Lin, C.-Y. Cynthia(2011), " Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz", University of California at Davis. PP 1-39.

Groenendaal, Willem J.H. van ; Mazraati, Mohammad(2006)," A critical review of Iran's buyback contracts", *Energy Policy* 34, PP 3709–3718

Nasrollahi Shahri, Nima.(2010), "The Petroleum Legal Framework of Iran: History, Trends and the Way Forward", *China and Eurasia Forum Quarterly*, Volume 8, No. 1,PP 111-126.

Zabbah, Leila.(2008), "Investment Challenges in Iranian Oil & Gas Sectors– A Legal Approach", Institute for International Energy Studies (IIES), PP 1-17.