پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال هفتم، شماره 27، تابستان 1397، صفحات 75-31

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیع‌متقابل*

مرتضی خورسندی[1]
عاطفه تکلیف[2]
علی فریدزاد[3]
علی طاهری‌فرد[4]
علی صابری[5]

تاریخ پذیرش:1397/06/20 تاریخ دریافت:1397/02/11

چکیده

یکی از مسائلی که با چالش همراه بوده و در مورد آن اختلاف نظر وجود دارد انتخاب نوع قرارداد نفتی برای سرمایه‌گذاری در بخش صنایع بالادستی نفتی می‌باشد که می‌توان با ارزیابی و مقایسه انواع قراردادها مسایل مربوط به آن را برطرف نمود، لذا در این مطالعه مدل مالی مشارکت در تولید مرسوم در کشور آذربایجان را در میدان نفتی درود شبیه‌سازی نموده و پس از تبیین مسأله بهینه‌سازی، مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد را برآورد و با تولید قراردادیِ قرارداد بیع‌متقابل منعقد شده در آن میدان نفتی مقایسه می‌گردد روش مورد استفاده برای حل مسأله بهینه سازی روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته می‌باشد. نتایج نشان می‌دهد: که مسیر

---

* این مقاله مستخرج از رساله دکتری آقای علی صابری در دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی می‌باشد.

1. استادیار گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی (نویسنده مسئول)
khorsandi57@yahoo.com
2. استادیار گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
at.taklif@gmail.com
3. استادیار گروه اقتصاد انرژی، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
ali.faridzad@atu.ac.ir
4.استادیار اقتصاد، دانشکده اقتصاد و معارف اسلامی، دانشگاه امام صادق (ع)
taherifard1361@yahoo.com
5. دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز، دانشکده اقتصاد، دانشگاه علامه طباطبائی
alisaberi82@yahoo.com

تولید قراردادی مندرج در قرارداد بیع‌متقابل، منعقد شده در میدان نفتی درود، بالاتر از مسیر بهینه تولید مد نظر هر دو طرف قرارداد مشارکت در تولید بوده و این مساله ناشی از تمایل زیاد شرکت اِلف فرانسه برای بازپرداخت سریع هزینه‌های سرمایه‌ای و حق‌الزحمه در کوتاه‌ترین زمان ممکن، می‌باشد از طرفی دیگر میزان تزریق گاز سالیانه که در قرارداد بیع متقابل میدان نفتی درود مصوب گردیده کمتر از میزان مطلوب شرکت جوینت ونچر در حالت قرارداد مشارکت در تولیدآذربایجان می‌باشد و این مسأله حاکی از نزدیکتر بودن قرارداد مشارکت در تولید به تولیدِ صیانتی در مقایسه با قرارداد بیع‌متقابل، می‌باشد. ضمناً اتکا به یک شاخص ارزیابی (همچون میزان سهم‌بری دولت میزبان یا فاکتور R) برای ارزیابی یا مقایسه قراردادها می‌تواند گمراه‌کننده باشد.

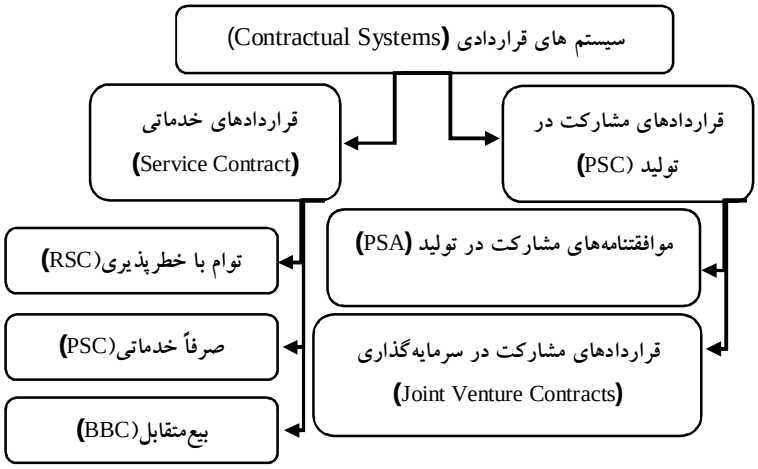
طبقه‌بندی JEL: D86,C61, Q36, Z23

کلیدواژه‌ها: مشارکت‌درتولید، جوینت‌ونچر، بیع‌متقابل، مسیر بهینه تولید نفت، روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته، کشور میزبان، شرکت بین‌المللی نفتی

1. مقدمه

سرمایه‌گذاری در میادین نفتی همانند همه سرمایه‌گذاریها دارای یک جریان نقدینگی مشخص بوده ولی به جهت سرمایه‌گذاری اولیه بالا و ریسکهای تجاری و غیرتجاری با چالشهای عدیده از جمله نحوه انتخاب نوع قرارداد مواجه می‌باشد که متأثر از مواردی همچون قوانین محلی، شرایط میدان نفتی، شرایط بازار فعلی و آتی نفت، میزان رقابت بین شرکتهای بین‌المللی نفتی در سرمایه‌گذاری‌های بالادستی و میزان رقابت در جذب سرمایه گذاری خارجی بین دولتهای میزبانِ صاحب میادین نفتی می‌باشد. به طور کلی قراردادهای بین‌المللی نفتی از لحاظ سیستمهای حقوقی، عمدتا به دو نوع امتیازی[1] و قراردادی[2] تقسیم و چارچوب کلی سیستم‌های قراردادی به صورت زیر ترسیم می‌گردد.(جانستون،2007)[3]

1 . Concession systems
2 . Contractual Systems
3 . Johnston(2007)



شکل 1: انواع سیستمهای قراردادی در صنایع بالادستی نفت

بصورت عام این قراردادها هیچکدام بر دیگری ارجحیت نداشته و تنها مفاد و واژه‌پردازی[1] موجود در قراردادها می‌تواند جذابیت یا انگیزه را برای هر یک از طرفین قرارداد کم یا زیاد نماید. لذا همه مدلهای ذکر شده هم اکنون در جهان در حال اجرا بوده ولی روز به روز استفاده از قراردادهای مشارکت در تولید (PSA) و عمدتاً مشارکت در سرمایه‌گذاری (JV)[2] افزایش می‌یابد. در این بین کشورهایی همچون ایران، عراق، کویت، عربستان، مکزیک و شیلی و برخی کشور های دیگر، بخاطر پاره ای ملاحظات و حساسیت ها ترجیح می‌دهند که از قراردادهای خرید خدمت استفاده کنند[3] و در این بین دو کشور ایران، بعنوان پیشگام، و کشور عراق از نوع خاصی از قرارداد خرید خدمت تحت عنوان

1. Wording

2. Joint Venture دارای طبیعت قراردادی است، با این تفاوت که دو طرف قرارداد در مقابل یکدیگر قرار نگرفته، بلکه آنها در کنار هم قرار می‌گیرند تا فعالیت مشخصی را به انجام برسانند و بر عکس قراردادهای معاوضی که تعادل اساس قضیه است و مصامحه در آن راهی ندارد در این نوع قراردادها، بحث توازن عوضین مطرح نبوده و به دو صورت قراردادی و شرکتی تعریف می شود که در حالت قراردادی، قرارداد جوینت‌ونچر و ملحقات آن، تنها اساس روابط بین طرفین است در حالی که طرفین فعالیت را به نام و به حساب خود انجام می‌دهند. در حالی که در جوینت‌ونچر شرکتی تنها مبنای اتحاد، شرکا بوده و فعالیت مشترک ممکن است با تشکیل یک بنگاه اقتصادی مستقل و جدید همراه باشد.(رحمانی، 1391)

3. بیشتر کشورهایی که هزینه بهره برداری نفت یا ریسک اکتشاف در آنها کم می‌باشد ترجیح می‌دهند از این نوع قراردادها استفاده کنند.

"بیع‌متقابل" استفاده می‌کنند[1] که البته در نوع اجرا با هم تفاوت دارند(ژائو و همکاران[2]،2014). دلیل ذکر شده برای استفاده از قراردادهای خرید خدمت بطور عام و قراردادهای بیع‌متقابل بطور خاص، محدودیت های قانونی اعمال شده در واگذاری حقوق مالکیتی یا حاکمیتی مخازن نفت و گاز به شخص ثالث یا طرف قرارداد است[3] و این در صورتی است که قراردادهای بیع‌متقابل طراحی شده، در مقطع کنونی جذابیت کافی برای سرمایه‌گذاران خارجی نداشته و نیاز به طراحی یا بررسی ترتیبات قراردادی دیگری می‌باشد.

اما علاوه بر مباحث حقوقی در انعقاد قراردادهای بین‌المللی، عایدی حاصل از قرارداد، نحوه سهم بری طرفین قرارداد نیز مهم می‌باشد تقسیم و تعیین سهم عایدی های ناشی از تولید نفت به وسیله رژیم مالی قراردادها تبیین و از طریق چانه‌زنی و با توجه به قدرت چانه زنی طرفین قرارداد در یک مسیر پویا تثبیت می‌گردد.(فگر و ولز[4]،1982) بنابراین انگیزه طرفین قرارداد در هر یک از قراردادها با تغییر پارامترهای قراردادی و تغییر سهم‌بری آنها افزایش یا کاهش می‌یابد.

---

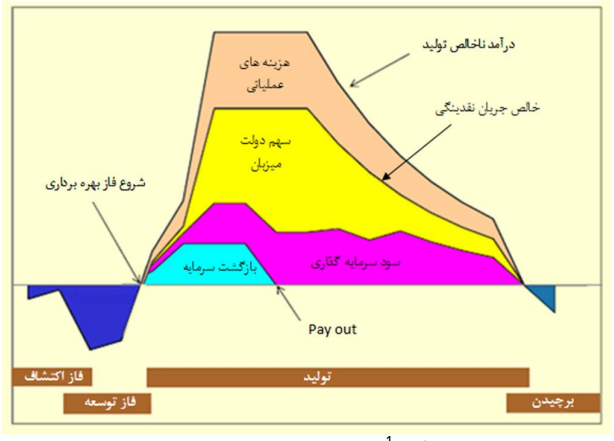
1. وزارت نفت عراق برای توسعه میادین نفتی خود از نوع خاصی از قرارداد بیع‌متقابل تحت عنوان قراردادهای خدمات فنی(TSC: Technical Service Contract) استفاده می‌کند.

2. Zhuo et al(2014)

3. درحالت کلی، اعمال حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی در قراردادها معمولاً محل نزاع بین دولتها و شرکتهای نفتی نبوده است زیرا درحقوق بین‌الملل، حاکمیت دولتها بر منابع طبیعی به رسمیت شناخته شده است(درخشان،1392) در قطعنامه‌های مختلف از جمله قطعنامه 3171 مورخ 5 فوریه 1974، بر حق غیر قابل انتقال هر دولت بر اعمال حاکمیت دائم بر منابع طبیعی خود تاکید شده و به عدم امکان انصراف دولت از حق ملی کردن خود در قرارداد فی مابین می‌پردازد. مجمع عمومی سازمان ملل متحد معتقد است که اجرای اصل ملی کردن از طرف دولتها به عنوان بیان حاکمیت برای حفاظت از منابع طبیعی آنها ایجاب می‌کند که هر دولتی تعیین مبلغ غرامت احتمالی و شیوه پرداخت را داشته باشد و هر اختلافی در مورد آن باید به موجب قانون ملی آن حل و فصل شود.(ابراهیمی و محمودی، 1392) بنابراین حقوق مالکیتی یا حاکمیتی مخازن نفت و گاز تحت هیچ شرایطی(حتی در صورت شرط ضمن عقد قرارداد) به شرکت بین المللی نفتی منتقل نشده و لذا می توان بیان نمود که دلیل اشاره شده، دلیل مناسبی برای محدود کردن نوع قرارداد به یک گونه خاصی از قراردادها نمی‌باشد.

4 .Fagre and Wells(1982)

درآمد و هزینه های یک پروژه بالادستی نفتی برای دولت میزبان و سرمایه‌گذار داخلی یا خارجی فارغ از نوع قرارداد و با فرض سهم‌بری شرکت بین‌المللی خارجی در طول عمر میدان به صورت زیر می‌باشد و بیان می‌دارد که سهم دولت میزبان و سرمایه‌گذار خارجی در قالب رژیم مالی تعیین می‌گردد.



شکل 2: جریان نقدینگی آزاد[1] ورودی و خروجی در یک پروژه بالا دستی نفتی

منبع: تارنمای شرکت ملی نفت آذربایجان (WWW.Socar.az)

در این مقاله برای برطرف کردن دغدغه‌های قانونی مربوط به انتخاب نوع قرارداد در ایران، قرارداد ترکیبی (حاصل ادغام دو نوع قرارداد مشارکت در تولید(PSA) مرسوم در کشور آذربایجان[2] با مشارکت در سرمایه‌گذاری(JV) می‌باشد)، معرفی شده[3] و از طریق شبیه‌سازی مالی و در قالب شرایط میدان درود، مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین آن

1. Free cash flow

2. این قرارداد برای توسعه بلوک نفتی آذری- شیراک- گونشلی کشور آذربایجان مابین شرکت سوکار(شرکت ملی نفت آن کشور) و کنسرسیومی که در رأس آن شرکت بی‌پی قرارگرفته است منعقد گردیده است.

3 . در بند"ت" ماده 3 قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت که در سال 1391 توسط مجلس شورای اسلامی مصوب گردیده: به وزارت نفت اجازه جذب و مشارکت سرمایه‌گذاران خارجی از طریق قراردادهای مشارکتی، با قید عدم انتقال مالکیت نفت موجود در مخازن به طرف خارجی، را داده است

قرارداد برآورد و ارزیابی می‌گردد و در نهایت با تولید قراردادی[1] مندرج در قرارداد بیع متقابل منعقد شده در میدان نفتی درود، مقایسه می‌گردد.

2. پیشینه پژوهش

وجود اطلاعات نامتقارن[2] طرفین قرارداد در مذاکرات قراردادی همواره قدرت چانه‌زنی شرکتهای بین‌المللی نفتی(IOC[3]) را در مقایسه با دولتهای میزبان افزایش داده (فکر و ولز[4]،1982) و لذا آن شرکتها تمایلی به انتشار مطالعات مربوط به قراردادهای نفتی ندارند ولی در سالهای اخیر در برخی از کشورها و به ویژه ایران مطالعات نسبتاً خوبی در این زمینه صورت گرفته که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

هارت[5](2003)، فرض می‌کند که یک شرکت خصوصی بمنظور انجام یک پروژه، قراردادی را با دولت به عنوان کارفرما منعقد می‌نماید. حال با فرض آنکه در بازه دوره زمانی اول این پروژه، عملیات احداث و در دوره زمانی دوم عملیات بهره برداری صورت گیرد پس طبعاً می‌توان انتظار داشت که کیفیت سرمایه‌گذاری‌های صورت گرفته در مرحله احداث تأثیر بسزایی بر هزینه‌های بهره برداری و منافع حاصل از اجرای آن داشته باشد، ایشان با ارایه مدلی ایستا، سطوح بهینه سرمایه‌گذاری از دیدگاه بخش خصوصی را محاسبه می‌نماید. قندی و لین(2012) در مقاله‌ای تأثیر قراردادهای بیع متقابل بر تولید نفت از میدان سروش و نوروز را بررسی کرده و بدنبال پاسخ این سوال هستند که آیا قراردادهای بیع‌متقابل به تولید بهینه می انجامد؟ و نهایتاً نتیجه می‌گیرد که تولید در چارچوب قراردادهای بیع‌متقابل با هیچ یک از حالت‌های بهینه(حداکثرسازی تولید انباشته و حداکثرسازی سود) همخوانی نداشته و در سال 2013 نیز طی مطالعه‌ای بیان می‌دارند که

---

1. مسیر تولید پیشنهادی شرکت اِلف فرانسه در قرارداد بیع‌متقابل بوده و در طرح جامع توسعه میدان نفتی درود(MDP) بیان گردیده است.

2. Asymmetric information
3. International oil company
4. Fagre andWells(1982)
5. Hart(2003)

در حالت قرارداد بیع‌متقابل با کاهش 1٪ در سطح هزینه‌های سرمایه‌ای، نرخ بازگشت سرمایه شرکت IOC حدود 1٪ افزایش می‌یابد. قندی و لین[1] (2018)، کارایی اقتصادی قراردادهای نفتی را در قراردادهای بیع‌متقابل، خرید خدمات فنی[2] و مشارکت در تولید را در قالب یک مدل پویا مورد بررسی قرار داده‌است. ایشان مساله بهینه سازی را بر روی میدان نفتی رامیلا[3] عراق و با استفاده از معادله بلمن پسرو[4] مورد بررسی قرار داده و نشان دادند که بیشترین کارایی اقتصادی به ترتیب مربوط به قرارداد مشارکت در تولید، خرید خدمات فنی و بیع متقابل می‌باشد که البته با ترکیب و اضافه کردن برخی از مشخصه‌های یک قرارداد (همچون سقف تولید، سقف بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، فیِ حق الزحمه تعیین شده در قرارداد) به قرارداد دیگر می توان کارایی اقتصادی را افزایش یا کاهش داد. ژائو و همکاران(2014)[5]در مقاله‌ای ضمن مقایسه دو قرارداد نفتیِ مشارکت در تولید و بیع‌متقابل، در قالب مدل بهینه‌سازی ایستا، سطح سرمایه‌گذاری و تولید از میدان نفتی را در قالب دو قرارداد مقایسه می‌کند.

همه مطالعات بالا به صورت ایستا و بدون در نظر گرفتن پارامترهای قراردادی انجام گرفته‌است ولی توردو[6](2007)، هاگن و گُلدز وُرثی[7](2010) برخی از پارامترهای قراردادی را در مدل وارد کرده و از طریق سناریو سازی نسبت به بررسی آثار متغیرهای مختلف بر روی شاخصهای ارزیابی قراردادها پرداخته‌اند. در ایران نیز به دلیل اصل محرمانگی در قراردادهای نفتیِ منعقد شده، و عدم دسترسی به اطلاعات قراردادی، بیشتر مطالعات از طریق شبیه‌سازی صورت می‌پذیرد که از آن جمله می‌توان به مطالعات

1. Ghandi and Lin(2018)
2. technical service contracts
3. این میدان(The Rumaila Oil Field in Iraq) بزرگترین میدان نفتی عراق و پس از میدان نفتی قوار عربستان بزرگترین میدان نفتی جهان می‌باشد که قرارداد منعقد شده در آن از نوع خرید خدمات فنی می‌باشد کشور عراق به عنوان دومین تولید کننده نفت پس از عربستان در اوپک(از نظر میزان تولید سالیانه می‌باشد (گزارش آژانس بین‌المللی انرژی، IEA، ۲۰۱۶)
4. Backward Bellman Equation
5. Zhuo et al(2014)
6. Tordo(2007)
7. Hogan and Goldsworthy(2010)

عسگری و همکاران(1394)، صاحب هنر و همکاران (1396)، منظور و همکاران(1395)، شکوهی و همکاران(1395)، کهن هوش نژاد، و همکاران(1397) اشاره کرد نتایج این مطالعات حاکی از کارایی و سهم‌بری کمتر دولت میزبان در حالت قرارداد بیع‌متقابل نسبت به قراردادهای مشارکت در تولید و قرارداد جدید نفتی ایران(IPC) می‌باشد از آنجایی که نتایج مطالعات به صورت ایستا یا فارغ از شرایط قراردادی و یا منتج از دیدگاه یکی از طرفین قرارداد خیلی قابل اتکا نبوده و می‌تواند گمراه‌کننده باشد بنابراین در این مقاله کلیه این موارد پوشش داده‌شده و حتی عایدی شرکت محلی(سهامدار شرکت جوینت ونچر) نیز در نظر گرفته می‌شود.

3. مبانی نظری

در این بخش ابتدا رژیم مالی ترکیبی[1] معرفی و سپس مسأله بهینه‌سازی پویا به همراه قیود آن تبیین می‌گردد.[2]

3-1. رژیم مالی ترکیبی

رژیم مالی ترکیبی برای انطباق با قوانین ومقرارت محلی کشور میزبان و نیز پیگیری اهدافی که در قالب یک نوع قرارداد امکان رسیدن به آن کم می‌باشد طراحی می‌گردد. قرارداد مشارکت در تولید(PSA)، قراردادی است که میان دولت به عنوان طرف اول و یک شرکت نفتی منعقد می‌شود بر این اساس، طرف دوم به عنوان پیمانکار، مجوز انحصاری اکتشاف و استخراج نفت را در دوره معین و مکان مشخص، دریافت می‌کند. پیمانکار با تحمل ریسک‌های پروژه، به ارائه خدمات مالی و فنی در قالب انجام فعالیت‌های اکتشاف، توسعه، استخراج و بازاریابی متعهد می‌شود. در مقابل، طرف اول متعهد می‌شود در صورت

---

1. (Hybrid Fiscal Regime) در این مقاله از ادغام قرارداد مشارکت در تولید مرسوم در کشور آذربایجان با مشارکت در سرمایه‌گذاری(جوینت ونچر) حاصل می‌شود.

2 برای جلوگیری از تکرار مضاعف، از این پس قرارداد مشارکت در تولید(PSA)، قراداد جوینت‌ونچر(JV)، قرارداد بیع‌متقابل(BB)، شرکت جوینت‌ونچر(JVC)، شرکت‌محلی(LC)، شرکت بین‌المللی نفتی(IOC) و شرکت ملی نفت ایران(NIOC) و دولت میزبان(HC) با حروف اختصاری نشان داده می‌شود.

رسیدن به تولید تجاری، سهمی از آن را بابت جبران ریسک و خدمات، به پیمانکار پرداخت کند.(میلز و کریم، 2010)[1]

قراردادهای مشارکت در سرمایه‌گذاری(JV) نیز در صنعت نفت دارای سه نوع ساختار اصلی(1- همکاری[2]، 2- مشارکت[3]، 3- قراردادی[4])[5] و در تقسیم بندی دیگری به صورت جوینت‌ونچر پیوسته(شامل همکاری) و جوینت‌ونچر غیرپیوسته(شامل مشارکت کامل و محدود و قراردادی[6]) قابل بیان می‌باشد. این شیوه قراردادی به دلایل زیر برای طرفین قرارداد نفتی مطلوب می‌باشد(تاملینسون[7]،2011):

جدول 1: دلایل رغبت به استفاده از قرارداد جوینت‌ونچر در پروژه‌های نفت

انواع	از نظر مالکیت	از نظر میزان کنترل مدیریتی
شرکتی	مالکیت متناسب با آورده سرمایه‌ای هر یک از طرفین تقسیم می‌گردد. ممکن است به دلیل محدودیت قانونی سقف مالکیت شرکت خارجی محدود باشد. در این مدل یک شخصیت حقوقی مستقل تشکیل می‌شود	کنترل و مدیریت جوینت‌ونچر بر عهده هیات مدیره است سهام‌داران پروژه به طور جداگانه کنترل مستقیمی بر جوینت‌ونچر ندارند.
مشارکتی	قوانین مربوط به مشارکت بر این نوع جوینت‌ونچر حاکم است. سود حاصله به نسبت سهم آورده بین طرفین تقسیم می‌شود. امکان مالکیت مستقیم طرفین بر نفت و گاز و تجهیزات نفتی وجود دارد.	در تئوری هر یک از طرفین حق مساوی در مدیریت جوینت‌ونچر دارند اما در عمل یک کمیته مدیریت متشکل از نمایندگان همه طرفین مدیریت را برعهده می‌گیرد.
قراردادی	تجهیزات و تاسیسات پروژه و محصولات تولیدی متعلق به سهام داران(HC و شرکتهای جوینت‌ونچر) است. شخصیت حقوقی مستقل ایجاد نمی‌شود.	قدرت کنترل و مدیریت به جزء عملیات اکتشاف و بهره‌برداری در دست کمیته عملیات است. عملیات اکتشاف و بهره‌برداری تحت نظر اپراتور است. کمیته عملیات بر عملیات اپراتور نظارت می‌نماید.

منبع: تاملینسون(2011)

1 Mils and Karim(2010)
2. Corporation Joint Venture
3. Partnership Joint Venture
4. Contractual Joint Venture
5 . مقایسه تطبیقی بین این سه نوع در قالب جداول زیر ارایه شده است:
6. General Partnership or Limited Partnership and Contractual Joint Venture
7. Tomlinson(2011)

ادامه جدول 1: دلایل رغبت به استفاده از قرارداد جوینت‌ونچر در پروژه‌های نفت

از دیدگاه دولت میزبان	1- عدم قدرت تامین منابع مالی توسط دولت میزبان 2- تمایل دولت میزبان به عدم واگذاری امتیاز به طور کامل به شرکت نفتی خارجی 3-عدم دسترسی به تکنولوژی، مهارتها، دانش، شایستگی کارشناسان حرفه‌ای، سیستم‌های مدیریت وغیره 4- انتقال دانش و بهبود آموزش کارکنان و مدیران محلی 5-دسترسی به بازارهای صادراتی برای فروش نفت تولید شده 6- استفاده حداکثری از توان داخلی در زمینه‌های فنی، اقتصادی 7- تقویت شرکتهای داخلی در زمینه‌های نفتی 8- ارتقا سطح مدیریتی در شرکتهای خصوصی کشور.
از نظر شرکت نفتی	1- عدم شناخت محیط کسب و کار و قوانین و مقررات در کشور میزبان، 2- بهبود روابط اداری با دولت محلی یا دولت میزبان، 3- دسترسی راحت به کارکنان و مدیران محلی، 4- جلوگیری از مصادره یا ملی کردن، 5- استفاده از بازار سرمایه و نظام پولی کشور میزبان برای تامین بخشی از منابع مالی مورد نیاز.

منبع: تاملینسون(2011)

در این مطالعه برای بررسی قرارداد ترکیبی و تأثیر آن بر روی میزان تولید بهینه از دیدگاه طرفین قرارداد، فرض بر این می‌باشد که شرکت ملی نفت ایران بجای قرارداد بیع متقابل منعقد شده بر روی میدان نفتی در سال 1999، قرارداد مشارکت در تولیدی با یک شرکت JVC(متشکل از شرکتIOC و LC[1]) امضاء نماید برای این کار در اولین مرحله شرکت IOC با یک شرکتLC در ایران وارد مذاکره شده و جهت عقد قرارداد نفتی با شرکت NIOC و سرمایه‌گذاری بر روی میدان نفتی درود، یک شرکت مشارکتی(JVC) تشکیل می‌دهند. سهم هر یک از طرفین در شرکتJVC تأسیس شده در ایران، بر اساس آورده نقدی یا دارایی‌های فیزیکی آنها می‌باشد، نسبت سهم شرکتIOC در شرکت JVC تشکیل شده با استفاده از پارامتر θ در مدل نشان داده می‌شود این پارامتر با توجه به توان سرمایه‌گذاری یا تامین مالی شرکت‌محلی‌ایرانی و شرکت بین‌المللی خارجی در بازه صفر و یک تعریف می‌گردد. اگر پارامتر θ برابر یک

1 . Local company

در نظر گرفته شود بدین معنی است که شرکتLC توان مالی کافی جهت مشارکت در سرمایه‌گذاری نداشته و تعداد سهام آن در شرکت جوینت‌ونچر صفر می‌باشد و لذا از عایدی حاصل شده بهره‌مند نبوده و صرفاً برای اهداف مدیریتی، نظارتی یا انتقال تکنولوژی تشکیل گردیده است. θ به هر میزان که باشد، در پایان مدت قرارداد نفتی با خروج شرکت بین‌المللی نفتی از پروژه به صفر تبدیل گشته و شرکت‌محلی‌ایرانی به نمایندگی از دولت میزبان بهره‌برداری از میدان نفتی را ادامه خواهد داد. با توجه به نرخ تنزیل‌های متفاوت شرکت IOC و LC، نرخ تنزیل شرکت JVC با استفاده از میانگین وزنی به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد.

$$\rho^{JVC} = \theta \times \rho^{\mathbf{IOC}} + (1-\theta) \times \rho^{\mathbf{LC}} \qquad (1)$$

که در آن ρ^{JVC}نرخ تنزیل شرکت جوینت‌ونچر، $\rho^{\mathbf{LC}}$ نرخ تنزیل شرکت‌محلی ایرانی که در این مطالعه برابر نرخ تنزیل اجتماعی یا همان نرخ تنزیل دولت میزبان در نظر گرفته می‌شود. $\rho^{\mathbf{IOC}}$ نرخ تنزیل شرکت بین‌المللی نفتی می باشد.

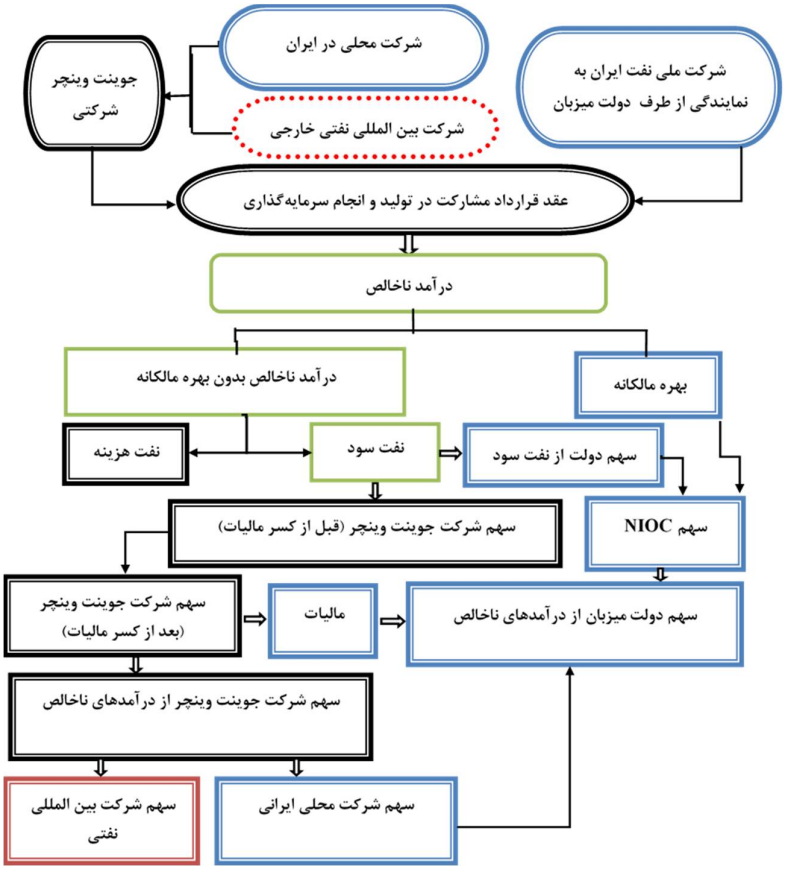
بعد از تشکیل JVC، قراردادPSA، مابین شرکت JVC و NIOC منعقد می‌گردد و دولت میزبان نیز با توجه به اخذ مالیات یکی از نفع برندگان دیگر قرارداد مشارکت در تولید محسوب می‌گردد.

به طور کلی چهار مولفه اصلی قرارداد PSA عبارتند از: بهره مالکانه، نفت هزینه (شامل مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی یا بهره‌برداری)، نفت سود و مالیات.

نحوه محاسبه و تقسیم عایدی خالص سالیانه بین طرفین قراردادPSA در شکل زیر ارایه شده، که در آن میزان تولید نفت[1]سالانه با توجه به قیود هر یک از طرفین قرارداد تعیین می‌گردد.

---

1. بهره‌بردار با توجه به نوع قرارداد تعیین می‌شود: در قرارداد PSA شرکت جوینت‌ونچر یا شرکت بین‌المللی نفتی به عنوان بهره‌بردار بوده و تصمیم گیری بر روی میزان تولید را انجام می‌دهد که ممکن است با میزان تولید



شکل 2: مکانیزم مالی قرارداد ترکیبی مشارکت در تولید و سرمایه‌گذاری(قرارداد ترکیبی)[1]

2-3. تدوین مسأله بهینه‌سازی

در ادامه نحوه محاسبه عایدی طرفین قرارداد بیان و سپس تابع هدف هر یک از طرفین قرارداد مشخص می‌گردد، عملیات بهره‌برداری در این قرارداد بر عهده شرکت JVC بوده و لذا این شرکت بر روی میزان برداشت سالیانه نفت تصمیم‌گیری می‌کند که البته

سالیانه مطلوب منتفعان دیگر قرارداد متفاوت باشد ولی در قرارداد بیع‌متقابل بهره‌برداری از میدان نفتی پس از بهره‌برداری تجاری به کشور میزبان منتقل می‌گردد.

1. طراحی شده بر اساس قرارداد PSA کشور آذربایجان و قرارداد جوینت ونچر کشور روسیه

ممکن است مطابق مسیر بهینه مد نظر سایر طرفین قرارداد نباشد چرا که شرکت های JVC[1]، NIOC[2] و HC[3] تابع هدف خود را با توجه به شروط و قیود قراردادی حداکثر نموده و مسیر بهینه تولید را بر اساس آن تعیین می‌نمایند.

به طور کلی درآمد ناخالص ناشی از فروش نفت استخراج شده در سال t به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد. فرض بر این است که کل نفت استحصال شده در بازارهای بین‌المللی به فروش می‌رسد و شرکت JVC تعهدی مبنی بر تامین بخشی از نیاز داخل کشور به نفت را ندارد

$$TR_t = \left(p_t \times q_t\right) \qquad (2)$$

p_t قیمت فروش نفت در سال t، q_t: میزان تولید نفت در سال t، TR_t: کل درآمد ناخالص ناشی از فروش نفت در سال t.

بعد از محاسبه کل درآمد ناخالص ناشی RO_t از فروش نفت، بهره مالکانه به صورت درصدی از درآمد ناخالص توسط شرکت ملی نفت ایران به صورت زیر اخذ می گردد:

$$RO_t = \alpha \times \left(TR_t\right) \qquad (3)$$

α به عنوان درصد بهره مالکانه که در قرارداد به عنوان پارامتر قراردادی تعیین می‌شود. RO_t بهره مالکانه سالیانه که توسط شرکت JVC به شرکت ملی نفت ایران پرداخت می‌شود.

اما مخارج سرمایه‌ای به عنوان زیرمجموعه‌ای از نفت هزینه(شامل مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های بهره‌برداری) بوده و با شروع تولید نفت در فاز بهره‌برداری، از محل درآمدهای نفتی پوشش داده می‌شود . در اکثر قراردادهای مشارکت در تولید، بازیافت یا بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای از درآمدهای سالیانه نفتی محدود به درصد تعیین شده σ در قرارداد می‌باشد که این امر منجر به دیرتر محقق شدن نقطه سربه‌سر از نظر زمانی می‌شود در واقع هرچقدر که σ افزایش داده شود، بدین معنی است که شرکت IOC یا JVC زودتر

1. Joint venture company
2. National Iranian Oil Company
3. Host country

می‌تواند هزینه‌های سرمایه‌ای خود را که در دوران توسعه میدان نفتی انجام داده، پوشش داده و دریافت نماید. در واقع بعد از پرداخت بهره مالکانه از درآمد ناخالص سالانه به شرکت ملی نفت ایران، سالانه به میزان σ درصد از درآمد ناخالص باقی مانده به عنوان بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته می‌شود.(ژائو و همکاران،2014). این بازپرداخت تا زمان پوشش کامل هزینه‌های اکتشاف و توسعه و هزینه‌های بهره‌برداری از میدان نفتی ادامه داشته و بعد از بازپرداخت کامل مخارج سرمایه‌ای صورت گرفته در دوران اکتشاف و توسعه، نسبت بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای(σ_t) به صفر تبدیل می‌شود. و بازپرداخت صرفاً به میزان هزینه‌های عملیاتی انجام می‌پذیرد. البته این مسأله توافقی بوده و در قرارداد مشخص می‌گردد چرا که بعضاً در برخی از قراردادهای مشارکت در تولید بعد از بازپرداخت کامل هزینه‌های سرمایه‌ای، هزینه‌های عملیاتی در سالهای پس از آن بازپرداخت نشده و این امر با تغییر پارامترهای دیگر قراردادی از جمله نسبت نفت سود جبران می‌گردد[1].

$$C_t = \sigma_t \times (TR_t - RO_t) \qquad (4)$$

σ_t: نسبت بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای شرکت جوینت‌ونچر(JVC) در سال t ،

C_t: بازپرداخت سالیانه به شرکت جوینت‌ونچر، جهت جبران مخارج سرمایه‌ای.

پس از کسر بهره مالکانه و مخارج سرمایه‌ای، درآمد ناخالص ناشی از فروش نفت باقیمانده یا سود حاصل از نفت باقیمانده به نسبت δ،که در قرارداد توافق گردیده، بین شرکتهای NIOC و JVC تقسیم می‌شود البته برای جلوگیری از سودهای باد آورده ناشی از افزایش شدید قیمت یا هر عامل غیر قابل پیش بینی در آینده، این نسبت نفت سود(δ) توسط فاکتور یا عامل تعدیل کننده Rتعدیل می‌شود که در قسمت قیود مساله توضیح داده خواهد شد. با کسر بهره مالکانه(R) و سهم شرکت جوینت‌ونچر نفتی از درآمد نفتی

1. این روش روشی خود انگیزشی برای کاهش هزینه‌های عملیاتی دوران بهره‌برداری می‌باشد ولی به صورت نادر از آن در قراردادهای مشارکت در تولید استفاده می‌شود.

سالیانه برای پوشش مخارج سرمایه‌ای(C) از درآمد ناخالص سالیانه، کل نفت سود و سهم هر یک از طرفین قرارداد به صورت زیر حاصل می‌شود.

$$PO_t^T = TR_t - RO_t - C_t \quad (5)$$

$$PO_t^{JVC} = \delta_t \times PO_t^T \quad (6)$$

$$PO_t^{NIOC} = (1-\delta_t) \times PO_t^T \quad (7)$$

PO_t^T:کل نفت سود سالیانه ناشی از فروش نفت، PO_t^{JVC}Ä: سهم شرکت جوینت‌ونچر(JVC) از نفت سود، PO_t^{NIOC}: سهم شرکت ملی نفت ایران(NIOC) از نفت سود، δ_t : نسبت سهم شرکت جوینت‌ونچر از نفت سود، $(1-\delta_t)$: نسبت سهم شرکت ملی نفت ایران(NIOC) از نفت سود.

نرخ مالیات بر نفت سود نیز نوعی مالیات قراردادی بوده و نرخ آن در قرارداد مشارکت در تولید منعقد شده مشخص می‌گردد، درآمد مشمول مالیات همان نفت سود حاصل شده برای شرکت JVC بوده و پس از محاسبه به صورت سالیانه توسط شرکت NIOC به نمایندگی از دولت میزبان اخذ می‌گردد.

$$TAX_t = \mu \times PO_t^{JVC} \quad (8)$$

μ: نرخ مالیات سالیانه، TAX_t: مالیات پرداختنی سالیانه که توسط شرکت چوینت ونچر به دولت میزبان پرداخت می‌شود.

همانگونه که مشخص می‌باشد عایدی خالص شرکتJVC پس از احصاء شدن درآمد به نسبتθ و$(1-\theta)$ بین شرکت IOC و شرکت محلی ایرانی(LC)قابل تقسیم می‌باشد.
عایدی دولت میزبان برابر مجموع عایدی برای شرکتNIOC، مالیات دریافتنی و عایدی شرکتLC می‌باشد که البته در حالتی که(θ) برابر یک باشد به معنای حذف سهم شرکت LC از معادلات می‌باشد.

$$CR_t^{JVC} = \left[C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t - OC_t \right] \quad (9)$$

$$CR_t^{LC} = (1-\Theta) \times CR_t^{JVC} \quad (10)$$

$$CR_t^{IOC} = (\Theta) \times CR_t^{JVC} \quad (11)$$

$$CR_t^{HC} = CR_t^{NIOC} + TAX_t + CR_t^{LC} \quad (12)$$

$$CR_t^{NIOC} = RO_t + PO_t^{NIOC} \quad (13)$$

که درآن CR_t^{JVC} درآمد یا عایدی خالص نفتی سالیانه شرکت چوینت ونچر(JVC)، CR_t^{LC} : سهم شرکت‌محلی(LC) از درآمد خالص شرکت جوینت‌ونچر، CR_t^{NIOC}: سهم شرکت ملی نفت ایران، CR_t^{IOC} : سهم شرکت بین‌المللی نفتی، CR_t^{HC}: سهم دولت میزبان (HC) از درآمد خالص نفتی سالیانه، OC_t: هزینه‌های عملیاتی سالیانه.

در این پژوهش تابع هدف دولت میزبان و شرکت جوینت‌ونچر تدوین و میزان تولید بهینه نفت در طول اجرای قرارداد یا عمر میدان نفتی از دیدگاه طرفین قرارداد، در قالب قیود و شروط قراردادی آنها، مورد برآورد و ارزیابی قرار خواهد گرفت. از نکات بارز تفاوت تابع هدف دو طرف قرارداد بدین شرح می‌باشد که شرکت جوینت‌ونچر به دنبال حداکثر کردن درآمد خالص خود در طی دوره قرارداد در چارچوب قرارداد بوده و ترجیح می‌دهد که مخارج سرمایه‌ای انجام شده توسط آن در حداقل زمان دوران بهره‌برداری بازپرداخت گردد و لیکن دولت میزبان به دنبال حداکثر کردن تابع سود در طول عمر میدان می‌باشد لذا مساله برنامه ریزی پویا به طور کلی برای هر دو طرف قرارداد به صورت زیر تعریف می‌شود که در آن $z(t_0, S_0)$ تابع ارزش تا زمان t_0، و $\frac{1}{1+\rho}$ عامل تنزیل شرکت جوینت‌ونچر یا دولت میزبان می‌باشد.

$$\underset{q}{Max} \left\{ z^{JVC \text{ or } HC}(t_0, S_0) = \sum_{t=1}^{t_0} \left(\frac{1}{1+\rho^{JVC \text{ or } HC}} \right)^t \times CR_t^{JVC \text{ or } HC} \right\} \quad (14)$$

معادله بلمن پیشرو[1] مربوط به مسأله به صورت زیر می باشد:

$$z^{JVC\ or\ HC}\left(t_{t+1},S_{t+1}\right)=\underset{q}{Max}\ \left\{\ z\left(t,S_t\right)\ +\ \left(\frac{1}{1+\rho^{JVC\ or\ HC}}\right)\times CR_{t+1}^{JVC\ or\ HC}\right\}\ S.t: \quad (15)$$

قیود

قیود مسأله نیز به صورت زیر می باشد:

1- معادله حرکت[2] یا بازگشتی؛ اگر میزان ذخایر قابل استحصال در سال t با $S(t)$ به عنوان متغیر وضعیت یا حالت و میزان تولید نفت در سال t با نماد $q(t)$ که بر روی آن تصمیم‌گیری می‌شود به عنوان متغیر کنترل باشد رابطه بین متغیر وضعیت و متغیر کنترل به صورت رابطه برداری زیر است.

$$S_{t+1}=S_t-q_t+\phi\times\left(g_{t-lag}\right) \quad (16)$$

g_t میزان تزریق گاز به میدان نفتی بوده که بر اساس مفاد قرارداد و بر اساس رابطه ($g_t=k_z\times q_t$) تعیین می‌گردد که در آن k_z نشان دهنده نسبت تزریق گاز(معادل میلیون بشکه) به نفت تولیدی(میلیون بشکه) بوده و به صورت $k_z=J\times\left(\frac{n_z}{n_k}\right)$ تعیین می‌گردد.

(n_z): تعداد چاه‌های تزریقی، (n_k): تعداد چاه‌های تولیدی مقرر شده در قرارداد، (J): نسبت ظرفیت اسمی تزریق گاز یک چاه تزریقی به ظرفیت اسمی تولید نفت یک چاه تولیدی می‌باشد. φ_t نسبت ازدیاد برداشت به ازای هر بشکه معادل نفت خام، گاز تزریق شده می‌باشد که بر اساس وضعیت میدان نفتی درسه حالت تثبیت فشار میدان نفتی، فشار افزایی ناقص و فشار افزایی کامل، محاسبه می‌گردد

$(k_z\times q_t)$ در معادله فوق میزان افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز را نشان می‌دهد. البته این افزایش در ذخایر قابل استحصال با یک وقفه زمانی[3] (lag) به عنوان

1. Forward Bellman Equation
2. Motion equation
3. از طریق بررسی‌های فنی میدان نفتی محاسبه می‌گردد و ممکن است در طول استخراج از میدان نفتی، تغییر یابد لیکن که برای سادگی مسأله مقدار وقفه در طول استخراج از میدان نفتی به صورت ثابت در نظر گرفته می‌شود.

وقفه اثرگذاری تزریق گاز بر روی افزایش ذخایر قابل استحصال صورت می‌گیرد. این وقفه اثرگذاری نیز با توجه به شرایط فنی میدان و نیز چگونگی برداشت از میدان در سالهای قبل تعیین می‌گردد.

2- شرایط تراگردی: همان شرایط ابتدایی و انتهایی مساله کنترل می‌باشدکه برای HC و شرکت JVC متفاوت می‌باشد و با توجه به مدت زمان قرارداد یا اقتصادی بودن برداشت از میدان تعریف می‌شود. شرایط ابتدایی مسأله برای هر دو طرف قرارداد یکسان می‌باشد و بیان می‌کند که در سال اول شروع دوران بهره‌برداری میزان ذخایر قابل استحصال مشخص می‌باشد ولی در مورد شرایط انتهایی مسأله، با توجه به اینکه دولت میزبان به دنبال حداکثر برداشت از میدان و تولید صیانتی از آن می‌باشد لذا دوران بهره‌برداری برای آن زمانی به اتمام می‌رسد که همه ذخایر قابل استحصال از میدان، با لحاظ ازدیاد برداشت ناشی از تزریق گاز به میدان نفتی، برداشت شده باشد، البته این شرط در کنار شرط دیگری مبنی بر اقتصادی بودن برداشت از میدان برای دولت میزبان مفهوم اقتصادی خواهد داشت لذا برای دولت میزبان میزان ذخایر قابل استحصال در سال پایان بهره‌برداری در صورت اقتصادی بودن صفر تعریف می‌شود($S_T = 0$). و سال پایان دوران بهره‌برداری T نیز به صورت اصطلاحاً آزاد تعریف می‌شود و در صورت نیاز با حل مساله بهینه یابی مشخص می‌گردد. بنابراین شرایط تراگردی برای دولت میزبان به صورت زیر قابل نگارش می‌باشد:

شرایط ابتدایی برای HC $\quad S_0 = 1000 \;,\; t_0 = 1$

شرایط انتهایی برای HC $\quad S_T = 0 \;,\; T$ آزاد

شرایط انتهایی برای JVC کمی متفاوت می‌باشد بدین صورت که سال پایان دوره بهره‌برداری برای آن شرکت بر اساس مدت قرارداد تعیین می‌شود و شرکت جوینت‌ونچر میزان ذخایر قابل استحصال باقی مانده در پایان مدت قرارداد را بر اساس تابع هدف خود و در قالب مدل بهینه یابی، و قیود تعیین شده تصمیم‌گیری می‌کند لذا:

شرایط ابتدایی برای JVC $\quad S_0 = 1000 \;,\; t_0 = 1$

شرایط انتهایی برای JVC $\quad T = \mathrm{n} \;,\; (S_{t=n})$ آزاد

که در آن t_0 سال شروع بهره‌برداری، S_0 میزان ذخایر قابل استحصال در ابتدای دوره بهره‌برداری، S_T میزان ذخایر قابل استحصال در انتهای دوره بهره‌برداری، $(S_{t=n})$ میزان ذخایر قابل استحصال(یا باقیمانده) در انتهای دوره قرارداد مشارکت در تولید می‌باشد.

3- شرط مجموع تولید: این شرط نیز بر اساس مشخصات میدان برای هر دو طرف قرارداد امری بدیهی بوده و بیان می‌کند که مجموع تولید نفت صورت گرفته در طی دوران بهره‌برداری نمی‌تواند از مجموع ذخایر باقیمانده قابل استحصال در سال اول قرارداد(S_0) و افزایش ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز(S_g) بیشتر گردد.

$$\sum_{t=1}^{T} q_t \le (S_0 + S_g) \qquad (17)$$

4- شرط سقف تولید سالانه: یکی از محدودیت‌های مهمی که در مسایل بهره‌برداری بهینه باید منظور گردد، محدودیت‌های تولید می‌باشد این شرط از سمت شرکت NIOC یا HC در قرارداد گنجانده می‌شود تا حداکثر نرخ تخلیه کارا توسط شرکت جوینت‌ونچر رعایت شود در واقع این شرط با عنوان شرط تولید صیانتی نیز به حساب می آید و طی آن استحصال سالیانه نمی‌تواند بیشتر از میزان تعیین شده در قرارداد انجام گردد حتی اگر تولید بیشتر، سود بیشتری در آن سال داشته باشد اصل فوق در ادبیات مربوط به اقتصاد انرژی تحت عنوان حداکثر نرخ کارا مطرح می‌شود(قربانی،1394). در تحقیقات مربوط به میادین نفتی، این امر مشخصاً در مطالعه لیتلی و لین(2012) به صورت هزینه تعدیل استفاده می‌شود و به صورت زیر تعریف گردیده است:

$$AC = C_0 \times \left[Q(t) - Q(t-1) \right]^2 \qquad (18)$$

این میزان از هزینه متوسط به تابع هزینه متوسط اضافه می‌گردد تا در صورت افزایش میزان قیمت نفت و متعاقباً افزایش انگیزه تولید بیشتر در طی دو سال متوالی تعدیل گردد و لذا مدل به صورت خود کنترلی افزایش تولید در دو سال متوالی را کنترل می‌نماید چرا که هر چقدر این تفاوت تولید دو سال متوالی بیشتر باشد، بهره بردار مکلف به پرداخت هزینه آن

به میزان هزینه متوسط، به دولت میزبان می‌باشد. حداکثر نرخ تخلیه کارا (e) به صورت نسبتی از حجم ذخیره قابل استحصال باقیمانده و با استفاده از روابط فنی-مهندسی برآورد می‌شود و برای هر میدان متفاوت می‌باشد.

$$q_t \le q_{max} = e \times S_t \qquad (19)$$

5- قید حداکثر برداشت ثانویه: برای حداکثر برداشت از میدان نفتی و یا جلوگیری از افت تولید در طی سنوات آتی شرکت JVC مکلف به تزریق گاز به میدان نفتی می‌باشد. این تزریق گاز با یک وقفه اثرگذاری منجر به اضافه شدن ذخایر قابل استحصال می‌گردد که البته مجموع این افزایش‌ها با توجه به شرایط میدان نفتی محدود بوده و با توجه به شرایط فنی مخازن نفتی، نحوه و سرعت برداشت از میدان نفتی در سنوات قبلی و بر اساس مطالعات صورت گرفته توسط شرکت NIOC تعیین می‌گردد، حداکثر افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز در میدان نفتی درود به میزان 700 میلیون بشکه برآورد گردیده است(درخشان، 1385). قید حداکثر برداشت ثانویه با استفاده از فرمول زیر در مسأله بهینه سازی، کنترل می‌شود.

$$S_{gt} = \Phi \times \left(g_{t\text{-}lag} \right) \quad , \quad \max \sum_{t=1}^{T} S_{gt} = 700 \qquad (20)$$

6- قید سود شرکت جوینت‌ونچر: در صورتی که دولت دارای نرخ تنزیل پایینی باشد ترجیح می دهد تا با توجه به شرایط قرارداد، میزان تولید بهینه مد نظر خود در طول مدت قرارداد را به گونه ای تعیین نماید که اولاً تولید کمتری در دوران قرارداد صورت پذیرد و برداشت از میدان نفتی را به زمان بعد از اتمام قرارداد(بعد از خروج شرکت IOC) موکول نماید و ثانیاً توجهی به سودده شدن شرکت جوینت‌ونچر ننماید و ویا بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای در طول مدت قرارداد به صورت کامل اتفاق نیافتد، که در این صورت پروژه توجیه‌پذیری خود را برای شرکت بین‌المللی نفتی از دست می‌دهد. برای رفع این تصمیم

نادرست دولت میزبان در تعیین مسیر تولید بهینه نفت، شرط سودده بودن شرکت جوینت ونچر به عنوان قیود مسأله بهینه سازی تابع هدف دولت میزبان اضافه می‌گردد چرا که اگر شرکت جوینت‌ونچر در طول اجرای پروژه نفتی زیانده شود دیگر تمایلی به عقد قرارداد یا ادامه قرارداد نخواهد داشت.

$$(\sum_{t=1}^{n=T} \mathrm{CR}_{\mathrm{t}}^{\mathrm{JVC}} > 0\ ) \tag{21}$$

7- قید نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای: نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای در قرارداد PSA اکثراً به صورت ثابت تعریف شده و این نسبت تا زمان بازپرداخت کامل مخارج سرمایه‌ای، ثابت و غیر صفر می‌باشد، بازپرداخت کامل مخارج سرمایه‌ای هم تا زمانی اتفاق می‌افتد که مجموع ارزش‌حال کل بازپرداخت‌های سنواتی پس از کسر هزینه‌های عملیاتی سنواتی، برابر سرمایه‌گذاری صورت گرفته در دوران اکتشاف و توسعه باشد. در قراردادهای مشارکت در تولید منعقد شده در کشور آذربایجان جهت تنزیل و محاسبه ارزش حال بازپرداختهای صورت گرفته نرخ بهره r در قرارداد مورد توافق طرفین قرار می‌گیرد در نظر گرفتن این نرخ، انگیزه شرکتIOC یا JVC برای جبران سریع مخارج سرمایه‌ای از طریق افزایش تولید در سالهای اولیه قرارداد را کاهش داده ولی چون این نرخ بهره معمولا کمتر از نرخ تنزیل شرکت جوینت‌ونچر می‌باشد لذا این انگیزه به طور کامل از بین نمی‌رود. پس از مستهلک شدن مخارج سرمایه‌ای، علی رغم صفر شدن نسبت بازپرداخت (σ_t)، بازپرداخت سالیانه در سقف هزینه‌های عملیاتی همان سال صورت خواهد گرفت.

$$\sigma_{\mathrm{t}} = \begin{cases} \overline{\sigma} & \sum_{t=0}^{t-1} \frac{\mathrm{C_t\text{-}OC_t}}{(1+\mathrm{r})^{\mathrm{t}}} \le \mathrm{I}\ ,\ \mathrm{t} \le \mathrm{T} \\ 0 & \sum_{t=0}^{t-1} \frac{\mathrm{C_t\text{-}OC_t}}{(1+\mathrm{r})^{\mathrm{t}}} > \mathrm{I}\ ,\ \mathrm{t} > \mathrm{T} \end{cases} \tag{22}$$

$$IF: \sigma_t = 0 \Rightarrow C_t = OC_t$$

8- شرط خروج یا قید اقتصادی بودن برداشت از میدان: شرکت سرمایه‌گذار یا همان شرکتJVC در دو صورت از پروژه خارج می‌شود یکی اینکه مدت زمان بهره‌برداری ذکر شده در قرارداد مشارکت در تولید که در این مقاله20 سال در نظر گرفته شده است به اتمام برسد که این مورد به عنوان شرط پایان قرارداد مطرح می‌گردد و دیگری شرط اقتصادی بودن استخراج می‌باشد که بیان می‌کند که در صورتی که عایدی ناشی از تولید نفت برای شرکت جوینت‌ونچر در هر سال کمتر از هزینه‌های بهره‌برداری گردد. شرکت بین‌المللی نفتی از پروژه خارج می‌گردد. در هر دو حالت خروج شرکت بین‌المللی نفتی(IOC)، تصمیم‌گیری در خصوص ادامه بهره‌برداری از میدان نفتی، به دولت میزبان منتقل می‌گردد که البته این بهره‌برداری از طریق شرکتLC انجام خواهد پذیرفت. البته شرکتJVC به عنوان بهره بردار میزان تولید سالیانه را به گونه ای تنظیم می‌نماید تا حداکثر برداشت از میدان نفتی را در مدت زمان قرارداد انجام دهد لذا تولیدات و ذخایر باقیمانده و میزان تزریق گاز را به گونه ای تنظیم می‌نماید که این امر محقق گردد.

در صورتی که هزینه‌های عملیاتی بیشتر از عایدی‌ها باشد و منجر به خروج شرکت JVC یا IOC از پروژه گردد شرکتLC تابع هدف دولت میزبان را حداکثر نموده و بر اساس مسیر بهینه تولید دولت میزبان و خارج از قراردادِPSA منعقد شده، به برداشت از میدان ادامه خواهد داد.

$$\theta=\begin{cases} 0\,,\ t>n \quad \text{or} \quad \left(C_t+PO_t^{JVC}\text{-}TAX_t\right)<OC_t \\ \bar{\theta}\,,\ t\le n \quad \text{and} \quad \left(C_t+PO_t^{JVC}\text{-}TAX_t\right)\ge OC_t \end{cases} \tag{23}$$

شرط اقتصادی برای دولت میزبان نیز بیان می‌کند که درصورت عدم پوشش هزینه‌های بهره‌برداری از طریق مجموع عایدی‌های شرکت‌محلی و دولت میزبان، دولت میزبان از ادامه برداشت از میدان نفتی انصراف داده و تمایلی به ادامه برداشت نخواهد داشت[1].

$$ {}_{HC}q_t^* = \begin{cases} 0, & CR_t^{NIOC} + CR_t^{LC} + tax < OC_t \\ \leq 0, & CR_t^{HC} + CR_t^{LC} + tax \geq OC_t \end{cases} \qquad (24) $$

8- قید فاکتور R یا تعدیل کننده نسبت نفت سود: عامل R برای هموار کردن سهم شرکت جوینت‌ونچر از نفت سود یا جلوگیری از سودهای باد آورده ناشی از افزایش شدید قیمتها در سالهای آتی، تعریف می‌شود، عامل R در واقع تعدیل کننده نسبت نفت سود سهم شرکت JVC می‌باشد و به صورت زیر محاسبه می‌شود. صورت کسر مجموع عایدی خالص سالیانه و مخرج کسر بیانگر مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای(I) و عملیاتی(OC_t) صورت گرفته در دوران توسعه و تولید تا سال t می‌باشد.

$$ R_t = \frac{\sum_{t=0}^{t} CR_t^{JVC}}{I + \sum_{t=0}^{t} OC_t} = \frac{\sum_{t=0}^{t} \left(C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t - OC_t \right)}{\left(I + \sum_{t=0}^{t} OC_t \right)} \qquad (25) $$

عامل R سال $t-1$ برای تعیین نسبت نفت سود در سال t در قرارداد PSA کشور آذربایجان به صورت زیر به کار گرفته می‌شود:

$$ \delta_t = \begin{cases} \delta_0 = 0.70 & 0 < R_{t-1} < 1.2 \\ 0.25 + \left(\dfrac{0.55 \times (2.5 - R_{t-1})}{1.3} \right) & 1.2 < R_{t-1} < 2.5 \\ 0.25 & 2.5 < R_{t-1} \end{cases} \qquad (26) $$

با توجه به مطالب ذکر شده در فوق مساله کنترل یا بهینه سازی دو طرف قرارداد، به جهت برخی از قیود و به ویژه شرایط تقاطع یا تراگردی، برای دولت میزبان و شرکت چوینت ونچر متفاوت از هم می‌باشد. که در زیر بیان گردیده است.

---

1. این شرط بستگی به دیدگاه کشور میزبان دارد و ممکن است خالص جریان نقدینگی منفی در طول چند سال را به شرط جبران آن در سنوات دیگر بپذیرد یا اصلاً صرف دید اقتصادی نداشته و صرفاً برای تامین ارز مورد نیاز کشور اقدام به تولید از میدان نفتی بنماید ولی با این حال در این مقاله این شرط اعمال گردیده است.

مساله بهینه سازی برای حداکثر کردن تابع هدف (HC)

$$z^{HC}\left(t_{t+1},S_{t+1}\right)=\underset{q}{Max}\left\{\ z^{HC}\left(t,S_t\right)\ +\ \left(\frac{1}{1+\rho^{HC}}\right)\times\ CR_{t+1}^{HC}\right\}\qquad(3.28)$$

s.t:

$$S_{t+1}=\mathrm{S_t}-\mathrm{q_t}+\varphi\ \times\left(\mathrm{g_{t-lag}}\right)$$

$$t_0=1\ ،\ S_0=1000$$

$$T\text{آزاد}\ ،\ \mathrm{S_T}=0$$

$$OC_t<\left(CR_t^{HC}+CR_t^{LC}\right)$$

$$\sum_{t=1}^{T}q_t\le\left(S_0+Sg\right)$$

$$q_t\le q_{max}\quad\mid\quad q_{max}=e\times\mathrm{S_t}$$

$$\sum_{t=1}^{n}\mathrm{CR_t^{JVC}}>0$$

$$\sigma_{\mathrm{t}}=\begin{cases}\bar{\sigma} & \sum_{t=0}^{t-1}\frac{\mathrm{C_t\text{-}OC_t}}{\left(1+\mathrm{r}\right)^{\mathrm{t}}}<\mathrm{I}\ \ ,\ \mathrm{t>T}\\ 0\end{cases}$$

$$\delta_t=\begin{cases}\delta_0=0.70 & 0<R_{t-1}\le1.2\\ 0.25+\left(\frac{0.55\times\left(2.5-R_{t-1}\right)}{1.3}\right) & 1.2<R_{t-1}\le2.5\\ 0.25 & 2.5<R_{t-1}\end{cases}$$

$$\sum_{t=1}^{t}\phi\times\left(\mathrm{g_{t\text{-}lag}}\right)\le\max\sum_{t=1}^{t}\mathrm{S_g}$$

$$\mathrm{S_t}>0\ \ ,\ \ \mathrm{q_t}>0$$

مساله بهینه سازی برای حداکثر کردن تابع هدف شرکت (**JVC**)

$$\mathrm{z^{JVC}\left(t_{t+1},S_{t+1}\right)=\underset{q}{Max}\left\{\text{-I+ z}^{JVC}\left(\mathrm{t,S_t}\right)\ +\ \left(\frac{1}{1+\rho^{JVC}}\right)\times\ CR_{t+1}^{JVC}\right\}}\qquad(29)$$

$$\text{s.t:}$$

$$S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi_t \times \left(g_{t-lag}\right)$$

$$t_0 = 1 \text{ و } S_0 = 1000$$

$$S_{t=n} \text{ آزاد} \text{ ، } T=n=20$$

$$OC_t < C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t$$

$$\sum_{t=1}^{n} q_t \le \left(S_0 + Sg\right)$$

$$q_t \le q_{max} \quad | \quad q_{max} = e \times S_t$$

$$\sigma_t = \begin{cases} \bar{\sigma} & \sum_{t=0}^{t-1} \frac{C_t - OC_t}{(1+r)^t} < I \quad , \quad t>T \\ 0 & \end{cases}$$

$$\delta_t = \begin{cases} \delta_0 = 0.70 & 0 < R_{t-1} \le 1.2 \\ 0.25 + \left(\frac{0.55 \times (2.5 - R_{t-1})}{1.3} \right) & 1.2 < R_{t-1} \le 2.5 \\ 0.25 & 2.5 < R_{t-1} \end{cases}$$

$$\sum_{t=1}^{t} \varphi \times \left(g_{t-lag}\right) \le Sg$$

$$S_t > 0 \quad , \quad q_t > 0$$

3-3. هزینه های سرمایه‌گذاری و عملیاتی

اصولاً شرکت بین‌المللی خارجی می‌بایست میزان سرمایه‌گذاری بهینه در دوران توسعه را از طریق مطالعات صورت گرفته بر روی میدان نفتی تعیین و بر اساس آن مسیر بهینه تولید از میدان نفتی را مشخص نماید ولی با توجه به میزان سرمایه‌گذاری مشخص شده توسط شورای اقتصاد کشور امکان تغییر در میزان سرمایه‌گذاری وجود نداشته و شرکت JVC مکلف به رعایت آن می‌باشد در جدول زیر توابع سرمایه‌گذاری در دوران توسعه و هزینه‌های بهره‌برداری در دوران بهره‌برداری از میدان نفتی ارایه گردیده و در حل مساله بهینه‌سازی پویا نیز به کار گرفته شده است.

$$I_K = I_d + i_K \times \left[\left(1 + \frac{N_z}{N_k} \right) \times N_K \right] \quad (30)$$

$$OC_t = d(t) \times A \times q_t^{\gamma_1} \times S_t^{\gamma_2} \times g_t^{\gamma_3} \quad (29)$$

I_K: سرمایه‌گذاری در دوران توسعه، i_k: متوسط سرمایه‌گذاری مورد نیاز جهت حفاری یکچاه، I_d سرمایه‌گذاری ثابت در دوران توسعه، N_K: تعداد چاه‌های تولیدی، N_z تعداد چاه‌های تزریقی.، هزینه‌های عملیاتی در دوران بهره‌برداری(OC_t) که در بخش بعدی مقاله توضیح و برآورد می‌گردد.

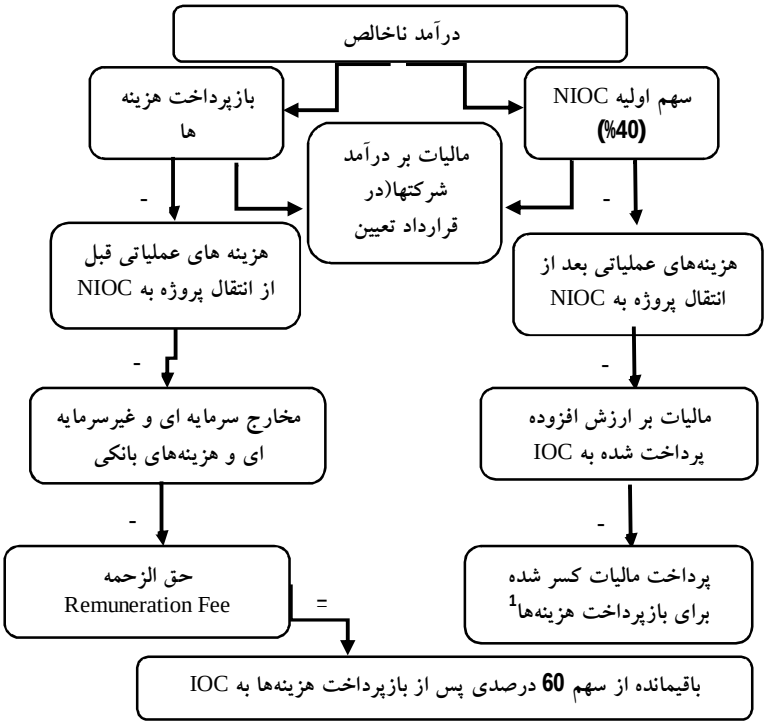
4-3. قرارداد بیع‌متقابل در ایران

در قراردادهای بیع‌متقابل شرکت IOC برای توسعه پروژه نفت و گاز از منابع داخلی خود سرمایه‌گذاری کرده و پس از رسیدن به تولید تجاری، پروژه به شرکت NIOC منتقل و بازپرداخت هزینه های سرمایه‌ای را با یک حاشیه سود مشخص برای هزینه های صورت گرفته[1] از محل درآمدهای همان پروژه نفتی، دریافت می‌نماید قراردادهای بیع متقابل منعقد شده در ایران دارای مشخصه های قراردادی زیر می‌باشد(چنگیاون و همکاران[2]،2017):

1- دوره زمانی مشخص 2-محدود شدن مخارج سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای در سقف سرمایه‌گذاری تعیین شده در قرارداد. 3- انجام میزان کار مشخص در مدت زمان مشخص[3] 4- شرط رسیدن به سطح تولید تعیین شده در قرارداد 5- تعیین سقف نرخ بازگشت سرمایه(ROR) برای شرکت بین‌المللی نفتی در قرارداد.

سهم طرفین قرارداد بیع‌متقابل منعقد شده برای توسعه میدان درود در ایران مطابق دیاگرام زیر می‌باشد.

1 . cost plus margin
2 . Chengyuan et al.(2017)
3 . accomplish a certain workload



شکل4: نحوه تقسیم درآمد ناخالص بین طرفین قرارداد بر اساس قرارداد بیع متقابل در ایران

منبع: قندی و لین(2018)

خالص ارزش حال شرکت بین‌المللی نفتی(IOC) در قرارداد بیع متقابل به صورت زیر تعریف می‌شود(ون گراننداال و مزرعتی[2]،2006)

$$NPV_{IOC,\,BB}=\sum_{t=0}^{T}\frac{-A_t}{(1+r_{IOC})^t}+\sum_{i=T+1}^{I}\frac{(B_i+C_i+D_i)}{(1+r_{IOC})^i}=0 \qquad (32)$$

A_t: مخارج سالیانه اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای در سال t ، B_i: هزینه‌های بانکی سالیانه که در سال i پرداخت می‌شود، C_i: هزینه‌ای که در سال i پوشش داده می‌شود، D_i : مقدار حق‌الزحمه در سال i ، r_{IOC} : نرخ بازگشت سرمایه هدف تعیین شده در

1. Withholding tax paid for cost recovery amount
2. Van Groenendaal and Mazraati(2006)

قرارداد بیع‌متقابل برای شرکت IOC ، T: تعداد سالهای دوران توسعه میدان نفتی، I: تعداد سالهای دوران بازپرداخت، i: سال iام دوره بازپرداخت.

همانگونه که در فرمول بالا مشخص می‌باشد خالص ارزش حال عایدی شرکت بین-المللی نفتی(IOC) برابر صفر قرار داده شده و لذا در صورتی که کلیه متغیرها و پارامترها مشخص باشند، r_{IOC} بیانگر نرخ بازگشت سرمایه شرکت بین‌المللی نفتی می‌باشد ولی با توجه به اینکه نرخ بازگشت سرمایه(ROR) برای شرکت IOC در قرارداد تعیین شده‌است بنابراین تعداد سالهای بازپرداخت(I) به عنوان متغیری تعریف می‌شود که از طریق حل مدل قابل استخراج می‌باشد.

4. برآورد و تصریح تابع هزینه تولید نفت در میدان درود

تابع هزینه تولید نفت در مطالعات مختلف، به گونه‌های متفاوتی تصریح گردیده است. لین (2009) و قندی و لین (2012) از توابع نمایی [1] برای تصریح تابع هزینه تولید نفت استفاده کرده اند. مارر و سملر[2](2010) و گرینر و همکاران[3] (2012) تابع هزینه استخراج نفت را به صورت تابع درجه دوم معکوس تصریح کرده اند. لیتلی و لین[4] (2012) از فرم تابع کاب داگلاسی $OC_t = Aq_t^{\gamma_1}S_t^{\gamma_2}$ استفاده نمودند که در آن OC_t هزینه‌های عملیاتی در دوران بهره‌برداری، q_t تولید سالیانه نفت و S_t ذخایر قابل استحصال باقیمانده در سال t می‌باشد.

تابع فوق الذکر دو مزیت عمده دارد: اولاً این تابع از لحاظ ریاضی خوش رفتار است، بنابراین می توان متغیرهای مستقل دیگری به تابع اضافه نمود و ثانیاً پارامترهای برآورد شده از طریق برآورد این تابع مفاهیم مشخص و کاربردی را دارند. علاوه بر متغیرهای تولید نفت، حجم ذخیره قابل استحصال و تزریق گاز

1. Exponential Function
2. Maurer and Semmler(2010)
3. Greiner et al.(2012)
4. Leighty and Lin(2012)

متغیرهـای دیگـری همچـون قیمـت نفـت بـه صـورت بـرون زا بـر هزینـه تولیـد اثـر مـی‌گـذارد(طاهری فـرد، 1393) بـه طـوری کـه همبسـتگی آن بـا هزینـه‌هـای عملیـاتی و سـرمایه‌ای در طـول سـال‌هـای 1999 تـا 2015 بـه ترتیـب 94 و 92 درصـد مـی‌باشـد. طـی همـین دوره، قیمـت جـاری نفـت حـدود 550 درصـد و میـانگین هزینـه‌هـای سـرمایه‌ای و عملیـاتی 160 درصـد رشـد داشـته اند(نسـبت رشـد هزینـه‌هـا بـه رشـد قیمـت برابـر 28 درصد)، لذا از آنجـا کـه تـابع اولیـه هزینـه بـرای سـال 1999کـالیبره و بـرآورد مـی‌شـود لـذا تـابع هزینـه بـه روز رسـانی شـده بـه صـورت زیر خواهد بود:

$$OC_t = d(t) \times A \times q_t^{\gamma_1} \times S_t^{\gamma_2} \times g_t^{\gamma_3}$$

$$d(t) = 1 + 0.28 \times \frac{p_t - p_{t0}}{p_{t0}} \qquad \textbf{(1)}$$

با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات سری زمانی متغیرهای مستقل و وابسته، برای برآورد تابع هزینه فوق الاشاره از روش کالیبراسیون استفاده می‌شود(طاهری فرد،1393) روشن است برای برآورد این تابع باید مقادیر $d(t), A, \gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$ تخمین زده شود.در صورتی که تابع هزینه به صورت کاپ داگلاس باشد نتایج زیر حاصل می‌شود .

$$\frac{\partial OC_t}{\partial q_t} = \gamma_1 \quad , \quad \frac{OC_t}{q_t} = MC_q \times \frac{q_t}{C_t} = \frac{MC_q}{AC_q} \qquad (2)$$

مقدار هزینه متوسط تولید نفت (AC_q) در گزارشی در سال 1996 توسط اداره اطلاعات انرژی آمریکا برای یک میدان فراساحل در ابوظبی شبیه به میدان نفتی درود حدود سه دلار برآورد شده است.

و از آنجایی که میدان نفتی درود در زمان عقد قرارداد بیع متقابل، در نیمه دوم عمر خود قرار داشته است لذا هزینه تولید یک بشکه اضافی نفت (MC_q) در مرحله بعد از شروع بازیافت ثانویه، بیش از هزینه متوسط تولید نفت AC_q است. بر اساس محاسبه معاونت

انرژی دفتر فناوری ریاست جمهوری، استخراج هر بشکه نفت اضافی حاصل از تزریق گاز حدود 42.7 سنت دلار هزینه خواهد داشت و مقدار پارامتر γ_1 برابر خواهد بود با:

$$\gamma_1=\frac{MC_q}{AC_q}=\frac{(3+0.42)}{3}=1.143$$

برای برآورد کشش هزینه تولید نسبت به ذخایر باقی مانده(γ_2) از محاسبات مقاله لیتلی و لین (2012) استفاده می شود. ایشان در مقاله خود با استفاده از داده‌های 7 میدان در آلاسکای آمریکای شمالی، پارامتر γ_2 را برابر 0/54- برآورد کرده اند و از آنجا که می توان، تأثیر تغییرات حجم ذخیره بر هزینه تولید را در مناطق مختلف همگن در نظر گرفت لذا در میدان نفتی درود نیز همین مقدار قابل استفاده می باشد.

برای برآورد پارامتر γ_3 نیز به صورت زیر اقدام می‌شود:

(3)

$$\frac{\partial OC_t}{\partial g_t}=\gamma_3\frac{OC_t}{g_t} \quad , \quad \gamma_3=\frac{MC_g\times g}{OC_t}$$

حداکثر افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز، 700 میلیون بشکه بوده و با هر بشکه معادل نفت خام تزریق گاز می توان به میزان 2.7 بشکه نفت اضافی برداشت نمود(طاهری فرد،1393) لذا برای رسیدن به این هدف می‌بایست به میزان($g=\frac{700}{2.7}=259.26$) میلیون بشکه معادل نفت خام، تزریق صورت پذیرد.

برای دست یافتن به یک بشکه نفت خام اضافی، نیاز به تزریق گاز به میزان $\frac{1}{2.7}=0.3703$ معادل بشکه نفت خام می باشد که هزینه آن به میزان 42.7 سنت دلار می‌باشد(درخشان، 1385) لذا برای هر بشکه معادل نفت خام تزریق گاز اضافی می‌بایست به میزان $MC_g=\frac{0.427}{0.3703}=1.153$ دلار هزینه کرد بنابراین پارامتر γ_3 به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$\gamma_3=\frac{MC_g\times g}{OC_t}=\frac{MC_g\times g}{Q.AC}=\frac{1.153\times 259.26}{700\times 3}=0.142$$

برای برآورد ضریب ثابت A از روش کالیبراسیون بهره می‌گیریم. در این حالت می‌بایست برای هر سال رابطه زیر برقرار باشد

(4)

$$A=\frac{OC_i}{q_i^{(1.143)}\times S_i^{(-0.54)}\times g_i^{(0.142)}}=\frac{OC_j}{q_j^{(1.143)}\times S_j^{(-0.54)}\times g_j^{(0.142)}}$$

بر اساس برآوردهای صورت گرفته کل برداشت از طریق تخلیه طبیعی و ناشی از تزریق گاز، به ترتیب 1000 و 700 میلیون بشکه بوده و لذا ثابت A از حل دستگاه معادله تفاضلی زیر بدست می آید[1]

(5)

$$\begin{cases} A=\dfrac{1700\times 3}{(q_t)^{(1.143)}\times(S_t)^{(-0.54)}\times(g_t)^{(0.142)}} \\ S_{t+1}=S_t-q_t+\varphi\times g_t \\ \sum_{t=1}\varphi\times g_t=700 \text{ و } q_t=(0.073)\times S_t \quad , \quad S_0=1000 \quad , \sum_1 q_t=1700 \end{cases}$$

با حل دستگاه معادلات فوق با استفاده از ابزار سالور در نرم افزار اکسل، مقدار A به میزان 43.81 محاسبه می‌شود. و لذا تابع هزینه تولید به صورت زیر برآورد می شود.

(6)

$$OC_t=\left[1+0.28\times\frac{\Delta P}{p_0}\right]\times\left[(43.81)\times(q_t)^{(1.143)}\times(S_t)^{(-0.54)}\times(g_t)^{(0.142)}\right]$$

5. روش‌شناسی پژوهش

1 نسبت تزریق گاز به تولید نفت سالیانه، 0.36 ، ضریب حداکثر نرخ کارا مطابق مطالعات فنی میدان درود و طرح جامع توسعه میدان(MDP) برابر 0.073 در نظر گرفته می شود.

در این مقاله برای حل مساله بهینه سازی غیر خطی از روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته در قالب نرم افزار اکسل استفاده می‌شود این روش برای حل مساله‌های بهینه‌سازی که تابع هدف یا محدودیتهای موجود در مساله غیرخطی باشند مناسب می‌باشد این روش که یکی از روشهای غیرمستقیم حل مسایل کنترل بهینه محسوب می‌شود، در مسایل مقیاس خیلی بزرگ[1] به طور معناداری نسبت به روشهای کنترل بهینه کلاسیک[2] یا روشهای حل مستقیم[3] کاراتر می‌باشد.(رود و همکاران،[4] 2017)

در این روش امکان نامعین بودن محدوده ها نیز وجود دارد البته حدود بالا و پایین متغیرها به عنوان قید اضافی عمل نمی‌نمایند و به صورت مجزا به برنامه اضافه می‌گردند در این روش از مشتقات جزئی توابع قید نسبت به متغیرهای مستقل استفاده می‌شود.

فرض کنید تابع هدف یا هزینه (Y) و محدودیت های آن$(Q.)$ به صورت زیر باشد:

(1)

$$
\begin{aligned}
Y&=Y\left(x_1,x_1,\ldots,x_n\right)\\
&\text{s.t:}\\
Q_1&=Q_1\left(x_1,x_1,\ldots,x_n\right)=0\\
Q_2&=Q_2\left(x_1,x_1,\ldots,x_n\right)=0\\
&\ldots\\
Q_m&=Q_m\left(x_1,x_1,\ldots,x_m\right)=0
\end{aligned}
$$

که در آن n تعداد متغیرها و m تعداد قیود مساله و n-m تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری[5] می‌باشد[1] برای فهم بهتر مثال زیر را در نظر بگیرید: فرض کنید: mو n به ترتیب برابر 2و 4 باشد بنابراین داریم:

1 . very large scale
2 . classical optimal control
3 . direct distributed optimal control (DOC) methods
4 . Rudd et al.(2017)
5 . decision Variables

(2)

$$Y = Y\left(x_1, x_2, , x_3, x_4\right)$$
$$s.t:$$
$$Q_1 = Q_1\left(x_1, x_2, , x_3, x_4\right)) = 0$$
$$Q_2 = Q_2\left(x_1, x_2, , x_3, x_4\right)) = 0$$

بنابراین x_3, x_4 را می توان به عنوان متغیرهای تصمیم گیری معرفی نمود بنابراین:

(3)

$$\Delta Q_1 = \frac{\P Q_1}{\P x_1} + \frac{\P Q_1}{\P x_2} + \frac{\P Q_1}{\P x_3} + \frac{\P Q_1}{\P x_4} = 0$$
$$\Delta Q_2 = \frac{\P Q_2}{\P x_1} + \frac{\P Q_2}{\P x_2} + \frac{\P Q_2}{\P x_3} + \frac{\P Q_2}{\P x_4} = 0$$

اگر تغییر هر یک از قیود به تبع تغییر در هر یک از متغیرها با $Q'_{ij} = \frac{\partial Q_i}{\partial x_j}$ نشان داده شود آنگاه

(4)

$$\begin{bmatrix} Q'_{11} & Q'_{12} \\ Q'_{21} & Q'_{22} \end{bmatrix}_{m*m} \times \begin{Bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{Bmatrix}_{m*1} = \begin{bmatrix} Q'_{13} & Q'_{14} \\ Q'_{23} & Q'_{24} \end{bmatrix}_{m*(n-m)} \times \begin{Bmatrix} \Delta x_3 \\ \Delta x_4 \end{Bmatrix}_{(n-m)*1}$$

بنابراین می توان تغییرات در x_1 و x_2 (متغیرهای اساسی)را تابعی از تغییرات x_3 . و x_4 (متغیرهای غیر اساسی)نوشت:

$$\begin{Bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{Bmatrix} = -J^{-1}_{m*m} \times \left\{ \begin{bmatrix} Q'_{13} \\ Q'_{23} \end{bmatrix} \times \Delta x_3 + \begin{bmatrix} Q'_{14} \\ Q'_{24} \end{bmatrix} \times \Delta x_4 \right\} = -J^{-1}_{m*m} \times \left(k_3 \times \Delta x_3 + k_4 \times \Delta x_4 \right)$$

$$Y_{new} = Y_{old} + \sum_{i=1}^{n} \frac{\P Y}{\P x_i}\Big|_{x_{old}} . \Delta x_i$$

---

1 - در مسایل برنامه‌ریزی پویا یا سیستمهای کنترل که متغیرها به دو نوع وضعیت و کنترل تقسیم می‌شوند نیز در اجا مصداق دارد بدین صورت که متغیرهای تصمیم همان متغیرهای کنترل می‌باشند.

$$Y_{new} = Y_{old} + \begin{bmatrix} Y_1^{'} & Y_2^{'} \end{bmatrix} \times \begin{Bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{Bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_3^{'} & Y_4^{'} \end{bmatrix} \times \begin{Bmatrix} \Delta x_3 \\ \Delta x_4 \end{Bmatrix}$$

بجاگذاری $\begin{Bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{Bmatrix}$ در معادله بالا داریم:

$$Y_{new} = Y_{old} + \left\{ \begin{bmatrix} Y_1^{'} & Y_2^{'} \end{bmatrix} \times \left(-J^{-1}\right) \times k_3 + Y_3^{'} \right\} \times \Delta X_3 + \left\{ \begin{bmatrix} Y_1^{'} & Y_2^{'} \end{bmatrix} \times \left(-J^{-1}\right) \times k_4 + Y_4^{'} \right\} \times \Delta X_4$$

بنابراین گرادیان کاهشی تعمیم یافته به صورت زیر خواهد بود.

(5)

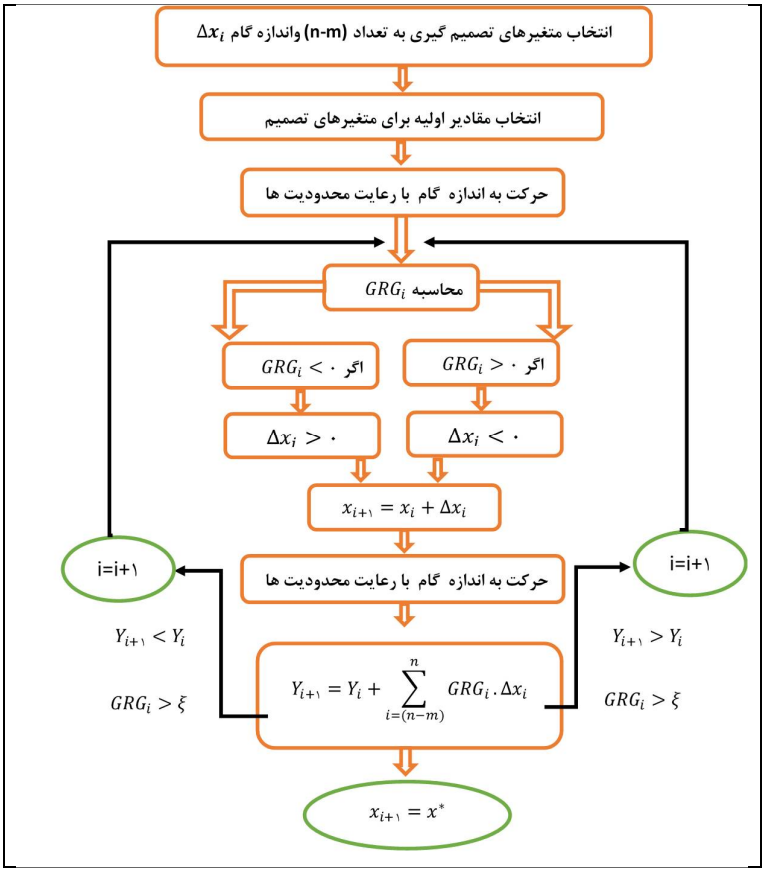
$$GRG_i = \begin{bmatrix} Y_1^{'} & \dots & Y_m^{'} \end{bmatrix}_{1*m} \times \left(-J_{m*m}^{-1}\right) \times k_{i_{m*1}} + Y_i^{'}$$
$$i = \{n-m, n-m+1, \dots , n\}$$

بنابراین به صورت خلاصه می توان نوشت:

(6)

$$Y_{new} = Y_{old} + \sum_{i=(n-m)}^{n} GRG_i \times \Delta x_i$$

در هر مرحله از حل مساله بهینه سازی اگر $GRG_i > 0$ باشد آنگاه برای مینیمم سازی، (یا ماکزیمم سازی)، $\Delta x_i < 0$ $(\Delta x_i > 0$.) و اگر $GRG_i < 0$ آنگاه برای میمم سازی (یا ماکزیمم سازی) $\Delta x_i > 0$ ، $(\Delta x_i < 0)$ برای مرحله بعد انتخاب می‌شود. در زیر الگوریتم گرادیان کاهشی تعمیم‌یافته برای حالت مینیمم سازی نشان داده شده است:



شکل5: الگوریتم مینیمم‌سازی به روش گرادیان کاهشی تعمیم یافته

منبع: رود و همکاران(2017)

6. یافته‌های پژوهش

در این قسمت مساله بهینه‌سازی بر اساس اطلاعات جمع آوری شده از پارامترهای قراردادی قرارداد مشارکت در تولید منعقد شده در کشور آذربایجان، مشخصات میدان نفتی درود و مبالغ سرمایه‌گذاری بر اساس مجوز شورای اقتصاد صادر شده برای سرمایه گذاری در میدان نفتی درود که در جدول زیر نشان داده شده است، برای طرفین قرارداد حل و ارزیابی و با مسیر تولید قراردادیِ قرارداد بیع‌متقابل میدان درود مقایسه می‌گردد.

جدول6: مقدار پارامترهای قراردادی، متغیرها و شرایط میدان نفتی درود

ردیف	عنوان	نماد	مقدار
1	نسبت سهم شرکت IOC از JVC	Θ_0	%80
2	نرخ تنزیل شرکت JVC	ρ^{JVC}	9.024%
3	نرخ تنزیل شرکت IOC	ρ^{IOC}	%10
4	نرخ تنزیل اجتماعی	ρ^{HC}	5.12%
5	نرخ بهره مالکانه	α_0	%12.5
6	نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه ای	$\overline{\sigma}_0$	%40
7	سهم JVC از نفت سود سالیانه	δ_0.	%70
8	نرخ مالیات بر نفت سود سالیانه	$\overline{\mu}$	%32
9	نرخ بهره قراردادی	r	%3
10	حداکثر نرخ تخلیه کارا[1]	e	7.3%
11	نسبت تزریق گاز به تولید نفت	k_z	%36
12	مدت قرارداد مشارکت در تولید	n	20سال
13	متوسط سرمایه گذاری به ازای هر چاه	i_k	18.62M$
15	تعداد چاه های تولیدی	N_k	15حلقه
16	تعداد چاه های تزریقی	N_z	14حلقه
17	کل سرمایه گذاری در دوران توسعه[2]	I	539.98M$
18	نسبت ازدیاد برداشت به ازاء هر(معادل بشکه) گاز تزریقی	ϕ	2.7 بشکه[3]
19	ذخیره قابل استحصال در ابتدای قرارداد	S_0	Mbbl 1000
20	سقف افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز	S_g	mbbl700
21	وقفه اثر گذاری تزریق گاز بر روی ذخیره قابل استحصال	$lag_{_S_g}$	3سال
22	قیمت فروش نفت[4]	P	12دلار

منبع: یافته‌های پژوهش (گردآوری)

1. به صورت نسبتی از حجم ذخیره باقیمانده و با استفاده از روابط فنی-مهندسی برآورد می شود و برای هر میدان متفاوت است.

2. در مجوز شورای اقتصاد صادر شده برای سرمایه گذاری در میدان درود، سرمایه گذاری ثابت به صورت مستقل در نظر گرفته نشده و در قالب هزینه ρ^{LC} های جانبی به سرمایه گذاری مورد نیاز برای احداث هر چاه تولیدی یا تزریقی اضافه گردیده است لذا در این پژوهش صفر در نظر گرفته شده است. شورای اقتصاد درجلسه مورخ 10/11/1377 عقد قرارداد به صورت بیع متقابل جهت ازدیاد برداشت از میدان نفتی درود را به صورت ترک تشریفات و با شرکت فرانسوی الف و شرکت ایتالیایی آجیپ، به مبلغ 998 میلیون دلار(کل بازپرداخت شرکت ملی نفت ایران به شرکت خارجی که مشتمل بر سرمایه‌گذاری به میزان 540 میلیون دلار می‌باشد) را به ازای هر چاه با احتساب هزینه های جانبی، 18.62 میلیون دلار مورد تصویب قرار داد.(طاهری فرد،1393)

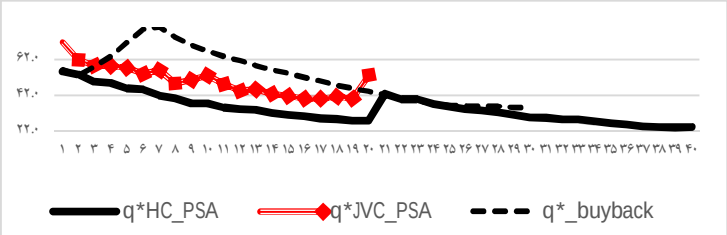
3. درخشان، 1385

4 از آن جا که در ارزیابی‌های فنی و اقتصادی قراردادهای نسل اول بیع متقابل قیمت نفت 12 دلار در نظر گرفته شده است برای مقایسه بهتر،تولید بهینه در قیمت اولیه 12 دلار برای هر بشکه نفت محاسبه می شود.

پس از حل مساله بهینه سازی، مسیر بهینه تولید شرکت جوینت ونچر و دولت میزبان به صورت نمودار زیر بدست می آید.

1- همانگونه که مشخص می‌باشد در حالت قرارداد مشارکت در تولید(PSA)تولید بهینه مد نظر دولت میزبان در طول مدت قرارداد همواره کمتر از تولید بهینه مد نظر شرکت جوینت ونچر بوده و در واقع دولت میزبان از یک طرف به دلیل افق دید بلندمدت تا اتمام دوره عمر میدان نفتی و از طرفی دیگر تمایل به افزایش دوره زمانی بازپرداخت مخارج سرمایه ای دوران توسعه میدان نفتی ترجیح می دهد تا جایی که امکان دارد در دوران مدت قرارداد مسیر بهینه تولید را در سطح پایین‌تری انتخاب کند و به محض خروج شرکت خارجی بنا به اتمام دوره قرارداد، تولید خود را به یک باره افزایش می دهد(نمودار2) در واقع ترجیح می‌دهد تولید انباشته کمتری نسبت به دیدگاه شرکت جوینت‌ونچر اتفاق بیافتد(نمودار3) .

2- تولید قراردادی(پیشنهادی شرکت الف فرانسه)در قرارداد بیع متقابل($q^*buyback$) در اکثر مواقع از تولید بهینه مد نظر شرکت جوینت ونچر در حالت قرارداد PSA بالاتر بوده و در سالهای اولیه برعکس حالتPSA ، به صورت صعودی می‌باشد که ناشی از تمایل به تسویه سریع و دریافت حق الزحمه و پاداش شرکت پیمانکار در سنوات ابتدایی در حالت بیع متقابل دارد.(نمودار2)



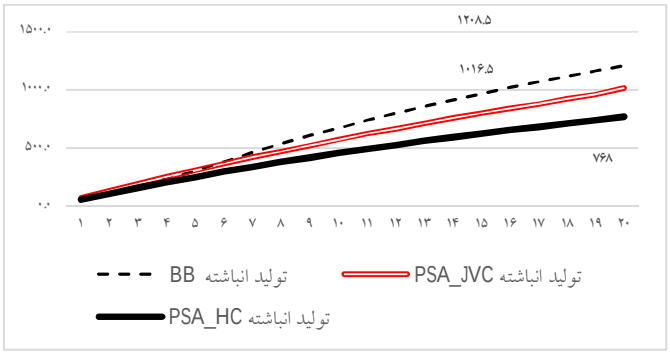
نمودار1: مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قراردادPSA و BB

نمودار(2)- که محور عمودی آن بیانگر تولید انباشته به میلیون بشکه نفت خام و محور افقی بیانگر سال بهره‌برداری می‌باشد- جدول(2) نشان می‌دهد که

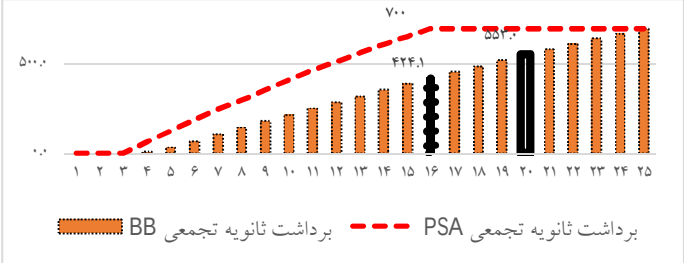
$$Q^{*HC}_{t=20\ PSA} < Q^{*JVC}_{t=20\ PSA} < Q^{*IOC}_{t=20\ Buyback}$$

$$S^{g*HC}_{t=20\ PSA} = S^{g*JVC}_{t=20\ PSA} > S^{g*IOC}_{t=20\ Buyback}$$

$Q^{*}_{t=20}$ تولید انباشته تا سال بیستم و ρ^{LC} افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز می‌باشد بنابراین در حالت قرارداد بیع متقابل شرکت بین المللی خارجی(شرکت الف فرانسه) با اینکه تمایل به برداشت بیشتر از میدان نفتی دارد ولی تمایل کمتری به تثبیت فشار مخزن از طریق تزریق گاز دارد و لذا تولید صیانتی در مدل مشارکت در تولید کشور آذربایجان بیشتر از مدل بیع‌متقابل منعقد شده در میدان درود رعایت می‌گردد این امر می تواند ناشی از حضور طولانی‌تر شرکت بین‌المللی خارجی در قرارداد مشارکت در تولید و منتفع بودن شرکت بین المللی خارجی از قِبل کاهش هزینه های عملیاتی سالهای بعدِ ناشی از تزریق در سالهای ابتدایی و نیز الزام به تزریق گاز متناسب با تولید نفت سالیانه به عنوان یکی از شروط قرارداد مشارکت در تولید می‌باشد.



نمودار2: تولید انباشته از دیدگاه طرفین قراردادPSA و بیع‌متقابل



جدول2: مقایسه وضعیت تولید انباشته بهینه قرارداد PSA با قرارداد BB

تولید انباشته در طی مدت	مشارکت در تولید- از دیدگاه		بیع متقابل
قراردادPSA(20 سال)- Mbbl	HC	JVC	پیشنهادی شرکت اِلف فرانسه در MDP
از طریق تخلیه طبیعی	68	316	784
ناشی از تزریق گاز	700	700	424
کل استخراج	768	1016	1208

منبع: یافته‌های پژوهش

جدول زیر به مقایسه اثرات اجرای مسیر بهینه از دیدگاه دولت میزبان و مسیر بهینه از دیدگاه شرکت جوینت ونچر در طول مدت قرارداد مشارکت در تولید می‌پردازد.

جدول3: ارزیابی پروژه نفتی میدان درود از دیدگاه طرفین قرارداد مشارکت در تولید

	عنوان	JVC	IOC	LC	NIOC	HC	جمع
اجرای مسیر بهینه تولید مطلوب **HC**	کل عایدی	3049	2934	610	2638	4357	6796
	سهم از کل	0.45	0.36	0.09	0.39	0.64	1
	NPV	990	721	291	1721	2840	
	NPV/q	1.29	0.94	0.38	2.24	3.70	
	PR	2.83	2.67	3.69			
	OL	0.385					
اجرای مسیر بهینه تولید مطلوب **JVC**	کل عایدی	3867	3094	773	3513	5771	8865
	سهم از کل	0.44	0.35	0.09	0.4	0.65	1
	NPV	1309	957	382	2239	3670	-
	NPV/q	1.29	0.94	0.38	2.20	3.61	-
	PR	3.42	3.22	4.54	-	-	-
	OL	0.375					

منبع: یافته‌های پژوهش

و نشان می‌دهد که اگر مسیر بهینه تولید شرکت جوینت ونچر اجرایی گردد با اینکه سهم شرکت جوینت ونچر کاهش می یابد(از 45 به 44درصد) ولی کل عایدی دریافتی آن(به میلیون دلار) افزایش می یابد شاخص سودآوری به ازای هر بشکه تولید برای JVC، IOC و LC در دو حالت مسیر بهینه تولید برابر بوده ولی برای HC و NIOC درصورت تولید مطابق مسیر بهینه شرکت JVC کاهش می‌یابد. دو شاخص مهم دیگر که برای ارزیابی رژیم مالی به کار گرفته می‌شود عبارتند از قابلیت سودآوری[1](PR) و شاخص

1 شاخص قابلیت سودآوری بیانگر میزان سودآوری پروژه به ازای هر دلار سرمایه گذاری اولیه می باشد و به صورت $PR = \frac{NPV(cf)+I}{I}$ محاسبه می‌گردد که در آن $NPV(cf)$: ارزش حال جریان نقدینگی در طول مدت قرارداد و I مخارج سرمایه‌ای صورت گرفته در دوران توسعه می‌باشد.

اهرم عملیاتی[1](OL) می‌باشد که در جدول ارایه شده و بیان می‌کند که قابلیت سودآوری هر سه شرکت در صورت اجرای مسیر بهینه تولید مطلوب شرکت JVC افزایش یافته و شرکت محلی با توجه به آورده کم(20 درصد شرکت جوینت ونیچر) از قابلیت سودآوری بالاتری نسبت به شرکت بین‌المللی خارجی برخوردار بوده و با توجه به قابلیت سودآوری بالاتر تمایل به اجرای مسیر بهینه تولید مد نظر شرکت جوینت ونچر دارد. بیانگر افزایش ریسک ناشی از کاهش قیمت برای شرکت جوینت ونچر و شرکت بین‌المللی، در حالت اجرای مسیر بهینه تولیدHC دارد.

7. نتیجه‌گیری

نتایج حاکی از آن است که در قرارداد ترکیبی ناشی از ادغام دو قرارداد مشارکت در تولید و مشارکت در سرمایه گذاری، مسیر بهینه تولید شرکت جوینت وینچر بالاتر از مسیر بهینه تولید مد نظر کشور میزبان بوده و لذا در طول دوران قرارداد، خواهان تولید انباشته بیشتری نسبت به تولید انباشته کشور میزبان می‌باشد و این مساله باعث می‌شود شاخص قابلیت سودآوری (PR) هر سه شرکت(شرکت بین المللی نفتی، شرکت محلی ایرانی و شرکت جوینت وینچر) در صورت اجرای مسیر بهینه تولید مطلوب شرکت JVC افزایش یافته و ریسک ناشی از کاهش قیمت برای شرکت جوینت ونچر را کاهش دهد.

هر چند با اجرای مسیر بهینه تولید مد نظر شرکت جوینت ونچر، میزان سهم بری شرکت جوینت ونچر و دولت میزبان از عایدی های پروژه به ترتیب کاهش و افزایش می‌یابد و خالص ارزش حال پروژه برای هر دو طرف قراداد افزایش می‌یابد اما خالص ارزش حال پروژه به ازای هر بشکه نفت خام استخراجی برای شرکت ملی نفت ایران و کشور میزبان کاهش می‌یابد چرا که تولید انباشته در طول مدت قرارداد در این حالت بیشتر از حالت اجرای مسیر بهینه تولید مد نظر HC می باشد، بنابراین این نتیجه را می توان

---

1 اهرم عملیاتی (Operating Leverage) به صورت $OL = \frac{I+NPV(OC_t)}{NPV(CR_t)}$ محاسبه می‌گردد.که در آن صورت کسر بیانگر ارزش حال نفت هزینه و مخرج کسر بیانگر ارزش حال خالص عایدیهای پروژه می‌باشد.

گرفت که صِرف استفاده از شاخص‌های میزان سهم بری از عایدیهای پروژه و خالص ارزش حال پروژه برای دولت میزبان برای ارزیابی قرارداد نفتی می‌تواند گمراه‌کننده باشد.

از طرفی دیگر مسیر تولید قراردادی(انباشته و سالیانه) در قرارداد بیع متقابل منعقد شده در میدان نفتی درود بالاتر از مسیر بهینه تولید هر دو طرف قرارداد ترکیبی بوده و این مساله ناشی از تمایل زیاد شرکت اِلف فرانسه و آجیپ ایتالیا برای بازپرداخت سریع هزینه های سرمایه ای و حق الزحمه، بدون در نظر گرفتن حداکثر نرخ کارا و برداشت صیانتی از میدان نفتی، می‌باشد. افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق (ارایه شده توسط شرکت اِلف فرانسه و آجیپ ایتالیا در MDP) که در قرارداد بیع متقابل مصوب گردیده کمتر از میزان تزریق گاز مطلوبِ شرکت جوینت ونچر در قرارداد ترکیبی می‌باشد و این بیانگر نزدیکتر بودن قرارداد ترکیبی ارایه شده(قرارداد مشارکت در تولید مرسوم در کشور آذربایجان با مشارکت در سرمایه گذاری) به معیارهای تولید صیانتی در مقایسه با قرارداد بیع‌متقابل مرسوم در ایران، می‌باشد. در جدول زیر مقایسه کلی بین دو قرارداد بیان گردیده‌است.

جدول(4): نتایج مقاله و مقایسه قرارداد بیع‌متقابل با قرارداد مشارکت در تولید مرسوم در کشور آذربایجان

شاخص	مقایسه
تولید انباشته(Q^*) مسیربهینه تولید سالیانه(q_t^*) مد نظر شرکت بین المللی نفتی(IOC) در قراردادهای PSA و BB	$Q^*_{(IOC,BB)} > Q^*_{(IOC,PSA)}$ $q_t^*_{(IOC,BB)} > q_t^*_{(IOC,PSA)}$
تولید انباشته(Q^*) مسیربهینه تولید سالیانه(q_t^*)مد نظر دولت میزبان(HC) و شرکت بین المللی نفتی(IOC)	$Q^*_{(IOC,PSA)} > Q^*_{(HC,PSA)}$ $q_t^*_{(IOC,PSA)} > q_t^*_{(HC,PSA)}$
تزریق گاز (g_t^*)و افزایش ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق(S_g^*) مد نظر شرکت بین المللی نفتی	$g_t^*_{(IOC,BB)} < g_t^*_{(IOC,PSA)}$ $S_g^*_{(IOC,BB)} < S_g^*_{(IOC,PSA)}$
صیانتی بودن برداشت از میدان نفتی	(BB) <(PSA)
جذابیت قرارداد برای دولت میزبان به جهت پوشش ریسکهای دوران بهره برداری و نیز انتقال تکنولوژی یا دانش فنی	(BB) <(JV+PSA)
جذابیت قرارداد به جهت عایدی(ارزش حال خالص و ...)	امکان مقایسه وجود ندارد[1]

منبع: یافته‌های پژوهش

1 بستگی به میزان پارامترهای قراردادی و قدرت چانه زنی طرفین قرارداد دارد.

7. منابع

الف) فارسی

ابراهیمی، سید نصرا... ومحمودی، امیر رضا(1392) ، *مقدمه‌ای نوین بر حقوق بین‌الملل اقتصادی*، نشر آیین دادرسی، تبریز.

درخشان، مسعود(1385)، بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تامین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز، دفتر همکاری های فن‌آوری ریاست جمهوری، تهران.

درخشان، مسعود،(1392)، ویژگیهای مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، دوره 3، شماره 9، صص53-113.

رحمانی، تهمینه(1391)، تنظیم قرارداد جوینت ونچر غیرشرکتی، انتشارات جاودانه جنگل.

شکوهی، محمدرضا، سلیمانی، مهسا، شیخی نژاد مقدم، کاتبی، آیه(1395) مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی در ایران، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال پنجم، شماره 20، صص 79-113.

شیردل، رامین(1394)، بررسی تاثیر نرخ تنزیل اجتماعی بر تابع رفاه اجتماعی در ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.

شیردل، رامین(1396)، برآورد نرخ تنزیل اجتماعی با رویکرد رجحان زمانی جامعه، *فصلنامه سیاستهای مالی و اقتصادی*، سال پنجم، شماره 18، صص 7-24.

صاحب هنر، حامد، لطفعلی‌پور، محمدرضا، هوشمند، محمود و فیضی، مهدی (1396)، مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران با قرارداد مشارکت در تولید، مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی، *فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، سال چهارم، شماره 1، صص87-118.

طاهری فرد، علی(1393)، بهینه سازی پویای تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قرارداد بیع‌متقابل، رساله دکتری اقتصاد انرژی، دانشگاه فردوسی مشهد.

عبدلی، قهرمان(1388)، تخمین نرخ تنزیل اجتماعی برای ایران، *پژوهشنامه اقتصادی*، دوره نهم، شماره 34، صص 135-156

قربانی پاشاگلایی، وحید (1394)، الگوی بهره‌بردای بهینه از میادین نفتی با تاکید بر افزایش بازیافت نفت و در چارچوب مدل کنترل بهینه- مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران، رساله دکتری اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه علامه طباطبائی.

عسگری، محمد مهدی، شیریجیان، محمد و طاهری فرد، علی،(1394)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع‌متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران، *پژوهشنامه اقتصادی*، سال پازندهم، شماره 3، صص 111-158.

کهن هوش نژاد، روح‌الله، منظور، داود، امانی، مسعود(1397)، تحلیل مقایسه‌ای رژیم مالی قرارداد بیع‌متقابل و قرارداد نفتی ایران(IPC) مطالعه موردی میدان آزادگان، *فصلنامه پژوهشها و سیاست‌های اقتصادی*، شماره 85، صص 189-218.

منظور، داود، کهن هوش نژاد،روح الله، امانی، مسعود(1395)، ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع‌متقابل نفتی و مقایسه آن با قرارداد مشارکت در تولید، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال پنجم، شماره 18، صص 179-217

Ghandi, A. and Lin, C. (2018), On the Economic Efficiency of Oil Production Contracts :A Dynamic Model of the Rumaila Oil Field in Iraq, Working paper, cornell university, available in clinlawell. dyson. cornell. edu, PP. 55-73.

Bellman, R.(1957). *Dynamic Programming*, Princeton University Press.

Chengyuan Li , Mingjun Jiang, Haiming Ge, Zhen Li, Dongkun Luo, (2017) An Operational Risk Analysis of Iran Buyback Contract and its Policy Implication, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 16, PP.43-53.

Fagre, N. and Wells, Jr.(1982). Bargaining Power of Multinationals and Host Governments. *Journal of International Business Studies*, Vol.13, No.2, pp. 9–24.

Gallego, G., Moon, I.(1993), The Distribution Free Newsboy Problem: Review and Extensions. *Journal of the Operational Research Society*, Vol.44, Issue.8, pp. 825–834.

Ghandi, A., and Lin, C.(2012). Do Iran's Buy-Back Service Contracts Lead to Optimal Production? The Case of Soroosh and Nowrooz. *Energy Policy*, Vol.42, pp. 181-190

Ghandi, A., Lin, C. (2012), An Analysis of Risk and Rate of Return to Internatonal Oil Companies from Iran's Buyback Service Contracts, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Working Paper UCDITS- WP-11-01

Ghandi, A., Lin, C. (2013), On the Rate of Return and Risk Factors to International Oil Companies in Iran's Buy-Back Service Contracts, *Energy Policy*. Vol.44, pp. 153-160

Hart, O.,(2003). Incomplete Contracts and Public Ownership: Remarks, and an Application to Public–Private Partnerships. *The Economic Journal* , Vol. 113, No.486, pp. C69-C76.

Hogan, L., and Goldsworthy, B.(2010). 5 International Mineral Taxation. *The Taxation of Petroleum and Minerals*, Vol. 122, pp. 34-38

Johnston, D. (2007), International Petroleum Fiscal Systems, *UNDP Discussion Paper*, Vol. 6, pp. 28-45.

Rudd K., Foderaro, G. and Ferrari, S. (2013). a Generalized Reduced Gradient Method for the Optimal Control of Multiscale Dynamical Systems, *in Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, Florence, Italy, pp. 3857–3863.

Rudd K., Foderaro, G. , Zhu P., and Ferrari, S. (2017), a Generalized Reduced Gradient Method for the Optimal Control of Very-Large-Scale Robotic Systems, *IEEE Transactions on Robotics*, Vol. 33, pp. 76-82.

Mils, K., Karim, M. (2010) Disputes in the Oil and Gas Sector: Indonesi, *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 3, No.1 pp.136-139.

Orazgaliyev, S. (2018), Reconstructing MNE-host Country Bargaining Model in the International Oil Industry, *Transnational Corporations Review*, Vol.10, Issue.1, pp.30-42.

Sun, W. and Yuan, Y. and Xiang, Y.(2016), *Optimization Theory And Methods Nonlinear Programming*, Springer Science+Business Media.

Van Groenendaal, W.J., Mazraati, M. (2006), a Critical Review of Iran's Buyback Contracts. *Energy Policy*, Vol.34, Issue.18, pp.121-128.

Tomlinson, J. (2011). *The Joint Venture Process in International Business: India and Pakistan*; M.I.T Press.

Tordo, S. (2007). Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues, *World Bank Publications*, No.123, pp.216-221.

Van Groenendaal, W.J.H. and Mazraati, M.A. (2006). Critical Review of Iran's Buy Back Contracts, *Energy Policy*, Vol. 34, pp.66-72

Zhao, X., Luo, D., Xia, L. (2012), Modeling Optimal Production Rate with Contract Effects for International Oil Development Projects. *Energy Policy*, Vol.43, pp.112-117

Zhuo, F., Shui-Bo Z. and Ying G.(2014). On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buy Back Contracts. *Energy Economics*, Vol.42, pp.395-402.

Maurer, H. and Semmler W. (2010), an Optimal Control Model of Oil Discovery and Extraction. *Applied Mathematics and Computation* Vol.217, No.3, pp.1163-1169.