

## محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت در تولید و مقایسه آن با تولید قراردادی قرارداد بیع متقابل\*

مرتضی خورسندی<sup>1</sup>

عاطفه تکلیف<sup>2</sup>

علی فریدزاد<sup>3</sup>

علی طاهری فرد<sup>4</sup>

علی صابری<sup>5</sup>

تاریخ دریافت: 1397/02/11

تاریخ پذیرش: 1397/06/20

### 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 قراردادی قرارداد بیع متقابل منعقد شده در آن میدان نفتی مقایسه می‌گردد روش مورد استفاده برای حل مسأله بهینه‌سازی 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.farizad@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 بیع متقابل، منعقد شده در میدان نفتی درود، بالاتر از مسیر بهینه تولید مد نظر هر دو طرف قرارداد مشارکت در تولید بوده و این مسأله ناشی از تمایل زیاد شرکت الف 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 تولید آذربایجان می‌باشد و این مسأله حاکی از نزدیکتر بودن قرارداد مشارکت در تولید به تولید صیانتی در مقایسه با قرارداد بیع متقابل، می‌باشد. ضمناً اتکا به یک شاخص ارزیابی (همچون میزان سهم‌بری دولت میزبان یا فاکتور R) برای ارزیابی یا مقایسه قراردادهای می‌تواند گمراه‌کننده باشد.

طبقه‌بندی JEL: D86, C61, Q36, Z23

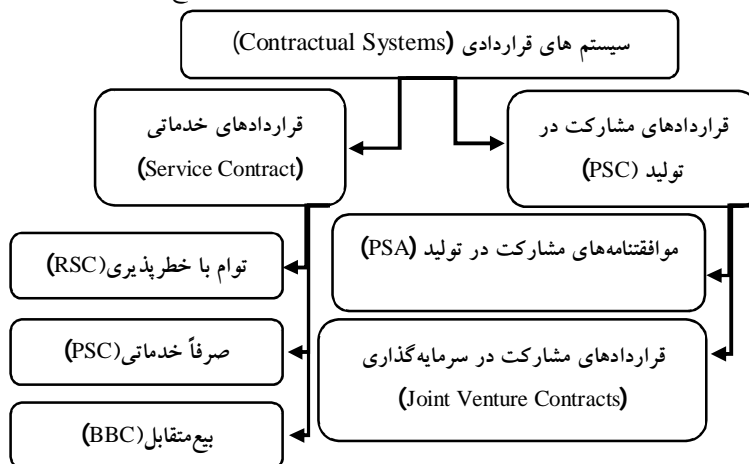
کلیدواژه‌ها: مشارکت در تولید، جوینت ونچر، بیع متقابل، مسیر بهینه تولید نفت، روش گردان کاهشی تعمیم یافته، کشور میزبان، شرکت بین‌المللی نفتی

## 1. مقدمه

سرمایه‌گذاری در میدان 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 سرمایه‌گذاری خارجی بین دولتهای میزبان صاحب میدان نفتی می‌باشد. به طور کلی قراردادهای بین‌المللی نفتی از لحاظ سیستمهای حقوقی، عمدتاً به دو نوع امتیازی<sup>1</sup> و قراردادی<sup>2</sup> تقسیم و چارچوب کلی سیستمهای قراردادی به صورت زیر ترسیم می‌گردد. (جانستون، 2007)<sup>3</sup>

---

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 واژه پردازی<sup>1</sup> موجود در قراردادها می تواند جذابیت یا انگیزه را برای هر یک از طرفین قرارداد کم یا زیاد نماید. لذا همه مدل های 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 سرمایه گذاری (JV)<sup>2</sup> افزایش می یابد. در این بین کشورهای همچون ایران، عراق، کویت، عربستان، مکزیک و شیلی و برخی کشورهای دیگر، بخاطر پاره ای ملاحظات و حساسیت ها ترجیح می دهند که از قراردادهای خرید خدمت استفاده کنند<sup>3</sup> 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 می گیرند 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 شرکتهای تعریف می شود که در حالت قراردادی، قرارداد جوینت ونچر و ملحقات آن، تنها اساس روابط بین طرفین است در حالی که طرفین فعالیت را به نام و به حساب خود انجام می دهند. در حالی که در جوینت ونچر شرکتهای 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 می باشد ترجیح می دهند از این نوع قراردادها استفاده کنند.

"بیع متقابل" استفاده می‌کنند<sup>1</sup> که البته در نوع اجرا با هم تفاوت دارند (ژائو و همکاران<sup>2</sup>، 2014). دلیل ذکر شده برای استفاده از قراردادهای خرید خدمت بطور عام و قراردادهای بیع متقابل بطور خاص، محدودیت های قانونی اعمال شده در واگذاری حقوق مالکیتی یا حاکمیتی مخازن نفت و گاز به شخص ثالث یا طرف قرارداد است<sup>3</sup> و این در صورتی است که قراردادهای بیع متقابل 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 قراردادهای تبیین و از طریق چانه‌زنی و با توجه به قدرت چانه زنی طرفین قرارداد در یک مسیر پویا تثبیت می‌گردد. (فگر و ولز<sup>4</sup>، 1982) بنابراین انگیزه طرفین قرارداد در هر یک از قراردادهای با تغییر پارامترهای قراردادی و تغییر سهم بری آنها افزایش یا کاهش می‌یابد.

---

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

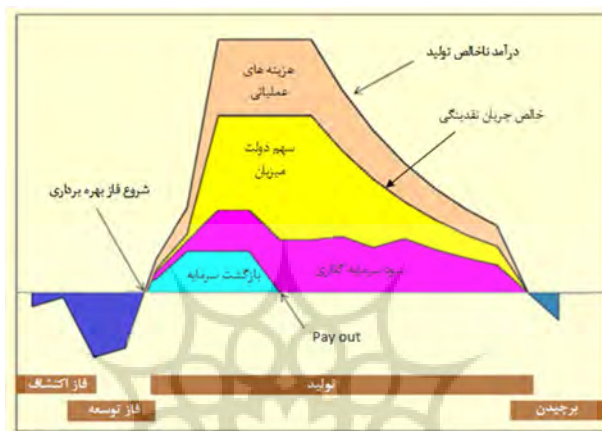
2. Zhuo et al (2014)

3. در حالت کلی، اعمال حاکمیت و مالکیت بر منابع نفتی در قراردادهای معمولاً محل نزاع بین دولت‌ها و شرکت‌های نفتی نبوده است زیرا در حقوق 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 تأکید 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 بین‌المللی نفتی منتقل نشده و لذا می‌توان بیان نمود که دلیل اشاره شده، دلیل مناسبی برای محدود کردن نوع قرارداد به یک گونه خاصی از قراردادهای نمی‌باشد.

4. Fagre and Wells (1982)

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت ... 35

درآمد و هزینه های یک پروژه بالادستی نفتی برای دولت میزبان و سرمایه گذار داخلی یا خارجی فارغ از نوع قرارداد و با فرض سهم بری شرکت بین المللی خارجی در طول عمر میدان به صورت زیر می باشد و بیان می دارد که سهم دولت میزبان و سرمایه گذار خارجی در قالب رژیم مالی تعیین می گردد.



شکل 2: جریان نقدینگی آزاد<sup>1</sup> ورودی و خروجی در یک پروژه بالادستی نفتی

منبع: تارنمای شرکت ملی نفت آذربایجان ([www.Socar.az](http://www.Socar.az))

در این مقاله برای برطرف کردن دغدغه های قانونی مربوط به انتخاب نوع قرارداد در ایران، قرارداد ترکیبی (حاصل ادغام دو نوع قرارداد مشارکت در تولید (PSA) مرسوم در کشور آذربایجان<sup>2</sup> با مشارکت در سرمایه گذاری (JV) می باشد)، معرفی شده<sup>3</sup> و از طریق شبیه سازی 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 بی بی قرار گرفته 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 سرمایه گذاران 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<sup>1</sup> مندرج در قرارداد بیع متقابل منعقد شده در میدان نفتی درود، مقایسه می‌گردد.

## 2. پیشینه پژوهش

وجود اطلاعات نامتقارن<sup>2</sup> طرفین قرارداد در مذاکرات قراردادی همواره قدرت چانه‌زنی شرکت‌های بین‌المللی نفتی (IOC)<sup>3</sup> را در مقایسه با دولتهای میزبان افزایش داده (فکر و ولز<sup>4</sup>، 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<sup>5</sup> (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 بیع متقابل به تولید بهینه می‌انجامد؟ و نهایتاً نتیجه می‌گیرد که تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل 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 بیع متقابل بوده و در طرح جامع توسعه میدان نفتی درود (MDP) بیان گردیده است.

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

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 37

در حالت قرارداد بیع متقابل با کاهش 1٪ در سطح هزینه‌های سرمایه‌ای، نرخ بازگشت سرمایه شرکت IOC حدود 1٪ افزایش می‌یابد. قندی و لین<sup>1</sup> (2018)، کارایی اقتصادی قراردادهای نفتی را در قراردادهای بیع متقابل، خرید خدمات فنی<sup>2</sup> و مشارکت در تولید را در قالب یک مدل پویا مورد بررسی قرار داده‌است. ایشان مساله بهینه‌سازی را بر روی میدان نفتی رامیلا<sup>3</sup> عراق و با استفاده از معادله بلمن پسر<sup>4</sup> 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، فی حق الزحمه تعیین شده در قرارداد) به قرارداد دیگر می‌توان کارایی اقتصادی را افزایش یا کاهش داد. ژائو و همکاران (2014)<sup>5</sup> در مقاله‌ای ضمن مقایسه دو قرارداد نفتی مشارکت در تولید و بیع متقابل، 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<sup>6</sup> (2007)، هاگن و گلدز ورتی<sup>7</sup> (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 قراردادهای پرداخته‌اند. در ایران نیز به دلیل اصل محرمانگی در قراردادهای نفتی 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<sup>1</sup> معرفی و سپس مسأله بهینه‌سازی پویا به همراه قیود آن تبیین می‌گردد.<sup>2</sup>

#### 3-1. رژیم مالی ترکیبی

رژیم مالی ترکیبی برای انطباق با قوانین و مقررات 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)، قرارداد جوینت ونچر (JV)، قرارداد بیع‌متقابل (BB)، شرکت جوینت ونچر (JVC)، شرکت محلی (LC)، شرکت بین‌المللی نفتی (IOC) و شرکت ملی نفت ایران (NIOC) و دولت میزبان (HC) با حروف اختصاری نشان داده می‌شود.



محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 39

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

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

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

انواع	از نظر مالکیت	از نظر میزان کنترل مدیریتی
شراکت	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.
مشارکت	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 سهام‌داران (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 ارائه شده است:

6. General Partnership or Limited Partnership and Contractual Joint Venture
7. Tomlinson(2011)

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

از دیدگاه دولت میزبان	<p>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 و غیره 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.</p>
از نظر شرکت نفتی	<p>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.</p>

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 شرکت IOC و LC<sup>1</sup>) امضاء نماید برای این کار در اولین مرحله شرکت IOC با یک شرکت LC 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 شرکت JVC تأسیس شده در ایران، بر اساس آورده نقدی یا دارایی‌های فیزیکی آنها می‌باشد، نسبت سهم شرکت IOC در شرکت JVC تشکیل شده با استفاده از پارامتر  $\theta$  در مدل نشان داده می‌شود این پارامتر با توجه به توان سرمایه‌گذاری یا تامین مالی شرکت محلی ایرانی و شرکت بین‌المللی خارجی در بازه صفر و یک تعریف می‌گردد. اگر پارامتر  $\theta$  برابر یک

1 . Local company

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 41

در نظر گرفته شود بدین معنی است که شرکت LC 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.  $\theta$  به هر میزان که باشد، در پایان مدت قرارداد نفتی با خروج شرکت بین‌المللی نفتی از پروژه به صفر تبدیل گشته و شرکت محلی ایرانی 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.

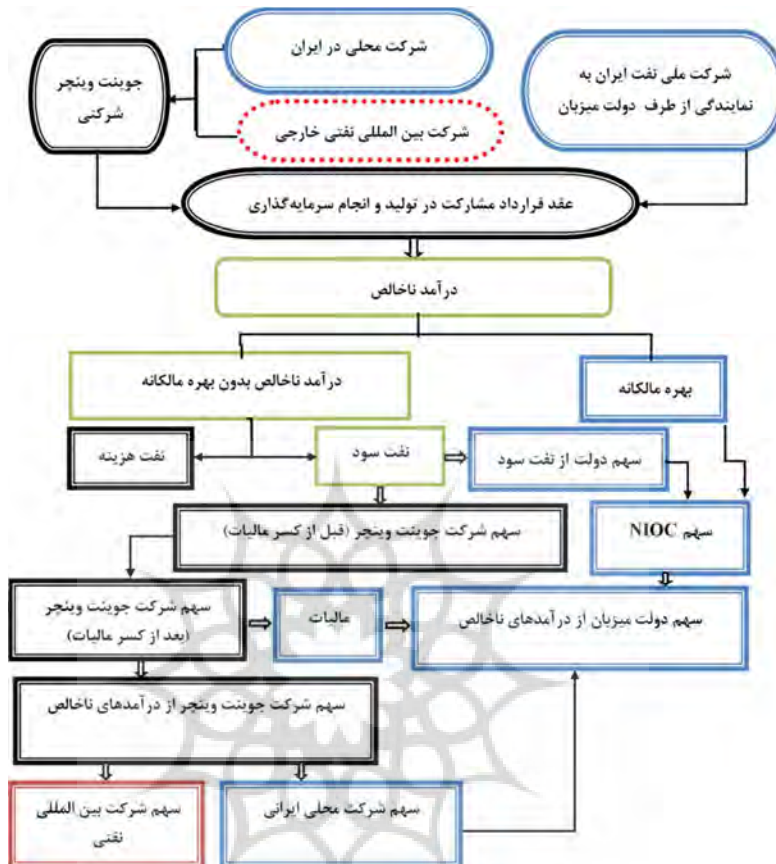
$$\rho^{JVC} = \theta \times \rho^{IOC} + (1 - \theta) \times \rho^{LC} \quad (1)$$

که در آن  $\rho^{JVC}$  نرخ تنزیل شرکت جوینت‌ونچر،  $\rho^{LC}$  نرخ تنزیل شرکت محلی ایرانی که در این مطالعه برابر نرخ تنزیل اجتماعی یا همان نرخ تنزیل دولت میزبان در نظر گرفته می‌شود.  $\rho^{IOC}$  نرخ تنزیل شرکت بین‌المللی نفتی می‌باشد. بعد از تشکیل JVC، قرارداد PSA، مابین شرکت JVC و NIOC منعقد می‌گردد و دولت میزبان نیز با توجه به اخذ مالیات یکی از نفع‌برندگان 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 قرارداد PSA در شکل زیر ارائه شده، که در آن میزان تولید نفت<sup>1</sup> 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 تصمیم‌گیری 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)<sup>1</sup>

### 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 بیع‌مقابل 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

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 43

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 می نمایند.

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

$$TR_t = (p_t \times q_t) \quad (2)$$

$p_t$  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:

$$RO_t = \alpha \times (TR_t) \quad (3)$$

$\alpha$  به عنوان درصد بهره مالکانه که در قرارداد به عنوان پارامتر قراردادی تعیین می شود.  $RO_t$  بهره مالکانه سالیانه که توسط شرکت  $JVC$  به شرکت ملی نفت ایران پرداخت می شود.

اما مخارج سرمایه ای به عنوان زیرمجموعه ای از نفت هزینه (شامل مخارج سرمایه ای و هزینه های بهره برداری) بوده و با شروع تولید نفت در فاز بهره برداری، از محل درآمدهای نفتی پوشش داده می شود. در اکثر قراردادهای مشارکت در تولید، بازیافت یا بازپرداخت مخارج سرمایه ای از درآمدهای سالیانه نفتی محدود به درصد تعیین شده  $\sigma$  در قرارداد می باشد که این امر منجر به دیرتر محقق شدن نقطه سر به سر از نظر زمانی می شود در واقع هرچقدر که  $\sigma$  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  $\sigma$  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 ( $\sigma_t$ ) 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<sup>1</sup>.

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

$\sigma_t$ : نسبت بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای شرکت جوینت ونچر (JVC) در سال  $t$ ،  
 $C_t$ : بازپرداخت سالانه به شرکت جوینت ونچر، 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  $\delta$ ، 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 ( $\delta$ ) توسط فاکتور یا عامل تعدیل کننده  $R$  تعدیل می‌شود که در قسمت قیود مسأله توضیح داده خواهد شد. با کسر بهره مالکانه ( $R$ ) و سهم شرکت جوینت ونچر نفتی از درآمد نفتی

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

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 45

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.

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

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

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

کل نفت سود سالیانه ناشی از فروش نفت،  $PO_t^T$ : سهم شرکت جوینت ونچر (JVC) از نفت سود،  $PO_t^{NIOC}$ : سهم شرکت ملی نفت ایران (NIOC) از نفت سود،  $\delta_t$ : نسبت سهم شرکت جوینت ونچر 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.

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

$\mu$ : نرخ مالیات سالیانه،  $TAX_t$ : مالیات پرداختنی سالیانه که توسط شرکت جوینت ونچر به دولت میزبان پرداخت می‌شود.

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

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

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

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

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

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

که در آن  $CR_t^{JVC}$  درآمد یا عایدی خالص نفتی سالیانه شرکت جوینت ونچر (JVC)،  $CR_t^{LC}$ : سهم شرکت محلی (LC) از درآمد خالص شرکت جوینت ونچر،  $CR_t^{NIOC}$ : 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 جوینت ونچر 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 جوینت ونچر 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 جوینت ونچر یا دولت میزبان می‌باشد.

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



محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت ... 47

معادله بلمن پیشرو<sup>1</sup> مربوط به مسأله به صورت زیر می باشد:

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

قیود

قیود مسأله نیز به صورت زیر می باشد:

1- معادله حرکت<sup>2</sup> 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 تصمیم گیری می شود به عنوان متغیر کنترل باشد رابطه بین متغیر وضعیت و متغیر کنترل به صورت رابطه برداری زیر است.

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

$g_t$  میزان تزریق گاز به میدان نفتی بوده که بر اساس مفاد قرارداد و بر اساس رابطه ( $g_t = k_z \times q_t$ ) تعیین می گردد که در آن 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 می گردد.

( $n_z$ ): تعداد چاه های تزریقی، ( $n_k$ ): تعداد چاه های تولیدی مقرر شده در قرارداد، ( $J$ ): نسبت ظرفیت اسمی تزریق گاز یک چاه تزریقی به ظرفیت اسمی تولید نفت یک چاه تولیدی می باشد.  $\phi$  نسبت ازدیاد برداشت به ازای هر بشکه معادل نفت خام، گاز تزریق شده می باشد که بر اساس وضعیت میدان نفتی در سه حالت تثبیت فشار میدان نفتی، فشار افزایی ناقص و فشار افزایی کامل، محاسبه می گردد

( $k_z \times q_t$ ) در معادله فوق میزان افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز را نشان می دهد. البته این افزایش در ذخایر قابل استحصال با یک وقفه زمانی<sup>3</sup> ( $lag$ ) به عنوان

1. Forward Bellman Equation

2. Motion equation

3. از طریق بررسی های فنی میدان نفتی محاسبه می گردد 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 می شود.

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 می‌باشد که 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:

$$S_0 = 1000, \quad t_0 = 1 \quad \text{شرایط ابتدایی برای HC}$$

$$T \text{ آزاد}, \quad S_T = 0 \quad \text{شرایط انتهایی برای HC}$$

شرایط انتهایی برای شرکت JVC کمی متفاوت می‌باشد بدین صورت که سال پایان دوره بهره‌برداری برای آن شرکت بر اساس مدت قرارداد تعیین می‌شود و شرکت جوینت ونچر 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:

$$S_0 = 1000, \quad t_0 = 1 \quad \text{شرایط ابتدایی برای JVC}$$

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

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 49

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.

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

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 جوینت ونچر رعایت شود در واقع این شرط با عنوان شرط تولید صیانتی نیز به حساب می‌آید و طی آن استحصال سالانه 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 میداین نفتی، این امر مشخصاً در مطالعه لبتلی و لین (2012) به صورت هزینه تعدیل استفاده می‌شود و به صورت زیر تعریف گردیده است:

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

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 نسبی از حجم ذخیره قابل استحصال باقیمانده و با استفاده از روابط فنی-مهندسی برآورد می‌شود و برای هر میدان متفاوت می‌باشد.

$$q_t \leq q_{\max} = e \times S_t \quad (19)$$

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.

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

6- قید سود شرکت جوینت ونچر: در صورتی که دولت دارای نرخ تنزیل پایینی باشد ترجیح می‌دهد 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 جوینت ونچر ننماید و ویا بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای در طول مدت قرارداد به صورت کامل اتفاق نیافتد، که در این صورت پروژه توجیه پذیری خود را برای شرکت بین‌المللی نفتی از دست می‌دهد. برای رفع این تصمیم

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت ... 51

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 می گردد چرا که اگر شرکت جوینت ونچر در طول اجرای پروژه نفتی زیانده شود دیگر تمایلی به عقد قرارداد یا ادامه قرارداد نخواهد داشت.

$$\left( \sum_{t=1}^{n=T} CR_t^{JVC} > 0 \right) \quad (21)$$

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 ارزش حال 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 شرکت IOC یا JVC برای جبران سریع مخارج سرمایه‌ای از طریق افزایش تولید در سالهای اولیه قرارداد را کاهش داده ولی چون این نرخ بهره معمولاً کمتر از نرخ تنزیل شرکت جوینت ونچر می‌باشد لذا این انگیزه به طور کامل از بین نمی‌رود. پس از مستهلک شدن مخارج سرمایه‌ای، علی‌رغم صفر شدن نسبت بازپرداخت  $(\sigma_t)$ ، بازپرداخت سالیانه در سقف هزینه‌های عملیاتی همان سال صورت خواهد گرفت.

$$\sigma_t = \begin{cases} \sigma & \sum_{t=0}^{t-1} \frac{C_t - OC_t}{(1+r)^t} \leq I, \quad t \leq T \\ 0 & \sum_{t=0}^{t-1} \frac{C_t - OC_t}{(1+r)^t} > I, \quad t > T \end{cases} \quad (22)$$

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

8- شرط خروج یا قید اقتصادی بودن برداشت از میدان: شرکت سرمایه‌گذار یا همان شرکت JVC در دو صورت از پروژه خارج می‌شود یکی اینکه مدت زمان بهره‌برداری ذکر شده در قرارداد مشارکت در تولید که در این مقاله 20 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 شرکت LC انجام خواهد پذیرفت. البته شرکت JVC به عنوان بهره‌بردار میزان تولید سالیانه را به گونه‌ای 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 گونه‌ای 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 شرکت LC تابع هدف دولت میزبان را حداکثر نموده و بر اساس مسیر بهینه تولید دولت میزبان و خارج از قرارداد PSA منعقد شده، به برداشت از میدان ادامه خواهد داد.

$$\theta = \begin{cases} 0, & t > n \text{ or } (C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t) < OC_t \\ \bar{\theta}, & t \leq n \text{ and } (C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t) \geq OC_t \end{cases} \quad (23)$$

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 53

شرط اقتصادی برای دولت میزبان نیز بیان می‌کند که در صورت 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<sup>1</sup>.

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

8- قید فاکتور R یا تعدیل‌کننده 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 تعدیل‌کننده 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.

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

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:

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

با توجه به مطالب ذکر شده در فوق مساله کنترل یا بهینه‌سازی دو طرف قرارداد، به جهت برخی از قیود و به ویژه شرایط تقاطع یا تراگردی، برای دولت میزبان و شرکت جوینت 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.

مسئله بهینه سازی برای حداکثر کردن تابع هدف (HC)

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

s.t:

$$S_{t+1} = S_t - q_t + \phi \times (g_{t-\text{lag}})$$

$$t_0 = 1, S_0 = 1000$$

$$\text{آزاد } T, S_T = 0$$

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

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

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

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

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

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

$$\sum_{t=1}^T \phi \times (g_{t-\text{lag}}) \leq \max \sum_{t=1}^T S_g$$

$$S_t > 0, q_t > 0$$

مسئله بهینه سازی برای حداکثر کردن تابع هدف شرکت (JVC)

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



محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت ... 55

s.t:

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

$$t_0 = 1 \text{ و } S_0 = 1000$$

$$\text{آزاد } S_{t=n}, T=n=20$$

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

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

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

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

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

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

$$S_t > 0, q_t > 0$$

### 3-3. هزینه های سرمایه گذاری و عملیاتی

اصولاً شرکت بین المللی خارجی می بایست میزان سرمایه گذاری 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 سرمایه گذاری مشخص شده توسط شورای اقتصاد کشور امکان تغییر در میزان سرمایه گذاری وجود نداشته و شرکت JVC مکلف به رعایت آن می باشد در جدول زیر توابع سرمایه گذاری در دوران توسعه و هزینه های بهره برداری در دوران بهره برداری از میدان نفتی ارایه گردیده و در حل مساله بهینه سازی پویا نیز به کار گرفته شده است.

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

$$OC_t = d(t) \times A \times q_t^{v_1} \times S_t^{v_2} \times g_t^{v_3} \quad (29)$$

$I_K$ : 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.

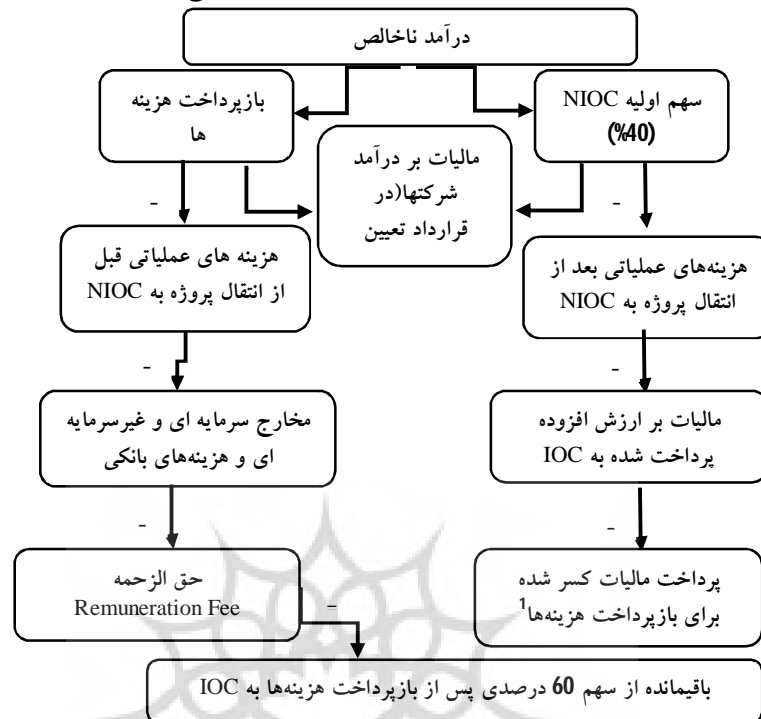
### 3-4. قرارداد بیع متقابل در ایران

در قراردادهای بیع متقابل 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 هزینه‌های سرمایه‌ای را با یک حاشیه سود مشخص برای هزینه‌های صورت گرفته<sup>1</sup> از محل درآمدهای همان پروژه نفتی، دریافت می‌نماید قراردادهای بیع متقابل منعقد شده در ایران دارای مشخصه‌های قراردادی زیر می‌باشد (چنگیاون و همکاران<sup>2</sup>، 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<sup>3</sup>
  - 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 بیع متقابل 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



شکل 4: 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 گرانندال و مزرعتی، 2006،<sup>2</sup>)

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

$A_t$ : مخارج سالیانه اعم از سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای در سال  $t$ ،  $B_t$ : هزینه‌های بانکی سالیانه که در سال  $t$  پرداخت می‌شود،  $C_t$ : هزینه‌ای که در سال  $t$  پوشش داده می‌شود،  $D_t$ : مقدار حق الزحمه در سال  $t$ ،  $r_{IOC}$ : نرخ بازگشت سرمایه هدف تعیین شده در

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

قرارداد بیع متقابل برای شرکت IOC، T: تعداد سالهای دوران توسعه میدان نفتی، I: تعداد سالهای دوران بازپرداخت، A: سال آم 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 شده است 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<sup>1</sup> برای تصریح تابع هزینه تولید نفت استفاده کرده اند. مارر و سمملر<sup>2</sup> (2010) و گرینر و همکاران<sup>3</sup> (2012) تابع هزینه استخراج نفت را به صورت تابع درجه دوم معکوس تصریح کرده اند. لیتلی و لین<sup>4</sup> (2012) از فرم تابع کاب داگلاسی  $OC_t = Aq_t^\gamma S_t^\beta$  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 فوق‌الذکر دو مزیت عمده دارد: اولاً این تابع از لحاظ ریاضی خوش رفتار است، بنابراین می‌توان 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)

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 59

متغیرهای دیگری همچون قیمت نفت به صورت برون زا بر هزینه تولید اثر می‌گذارد (طاهری فرد، 1393) به طوری که همبستگی آن با هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای در طول سال‌های 1999 تا 2015 به ترتیب 94 و 92 درصد می‌باشد. طی همین دوره، قیمت جاری نفت حدود 550 درصد و میانگین هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی 160 درصد رشد داشته‌اند (نسبت رشد هزینه‌ها به رشد قیمت برابر 28 درصد)، لذا از آنجا که تابع اولیه هزینه برای سال 1999 کالیبره و برآورد می‌شود

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

لذا تابع هزینه به روز رسانی شده به صورت

$$d(t) = 1 + 0.28 \times \frac{P_t - P_{t0}}{P_{t0}}$$

زیر خواهد بود:

(1)

با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات سری زمانی متغیرهای مستقل و وابسته، برای برآورد تابع هزینه فوق‌الشاره 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.

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

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  $\gamma_1$  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 ( $\gamma_2$ ) 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  $\gamma_2$  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  $\gamma_3$  نیز به صورت زیر اقدام می شود:

(3)

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

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 می بایست 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 می باشد (درخشان، 1385) لذا برای هر بشکه معادل نفت خام تزریق گاز اضافی می بایست به میزان  $MC_g = \frac{0.427}{0.3703} = 1.153$  دلار هزینه کرد بنابراین

پارامتر  $\gamma_3$  به صورت زیر محاسبه می گردد:

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت ... 61

$$y_3 = \frac{MC_g \times g}{OC_t} = \frac{MC_g \times g}{Q.AC} = \frac{1.153 \times 259.26}{700 \times 3} = 0.142$$

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 می‌آید<sup>1</sup>

(5)

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \frac{1700 \times 3}{(q_t)^{(1.143)} \times (S_t)^{(-0.54)} \times (g_t)^{(0.142)}} \\ S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi \times g_t \\ \sum_{t=1} \varphi \times g_t = 700 \text{ و } q_t = (0.073) \times S_t, S_0 = 1000, \sum_1 q_t = 1700 \end{array} \right.$$

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 می‌شود.

(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. روش شناسی 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 می‌شود.

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<sup>1</sup> به طور معناداری نسبت به روشهای کنترل بهینه کلاسیک<sup>2</sup> یا روشهای حل مستقیم<sup>3</sup> کاراتر می‌باشد. (رود و همکاران، 2017<sup>4</sup>)

در این روش امکان نامعین بودن محدوده‌ها 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 محدودیت‌های آن ( $Q$ ) به صورت زیر باشد:

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

که در آن  $n$  تعداد متغیرها و  $m$  تعداد قیود مساله و  $n-m$  تعداد متغیرهای تصمیم‌گیری<sup>5</sup> می‌باشد<sup>1</sup> برای فهم بهتر مثال زیر را در نظر بگیرید: فرض کنید:  $m$  و  $n$  به ترتیب برابر 2 و 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)

$$Y = Y(x_1, x_2, x_3, x_4)$$

s.t :

$$Q_1 = Q_1(x_1, x_2, x_3, x_4) = 0$$

$$Q_2 = Q_2(x_1, x_2, x_3, x_4) = 0$$

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

(3)

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

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

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)

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

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:

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

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

1 - در مسایل برنامه ریزی پویا یا سیستمهای کنترل که متغیرها به دو نوع وضعیت و کنترل تقسیم می شوند نیز در اجا مصداق دارد بدین صورت که متغیرهای تصمیم همان متغیرهای کنترل می باشند.

$$Y_{new} = Y_{old} + [Y_1' \quad Y_2'] \times \begin{Bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{Bmatrix} + [Y_3' \quad Y_4'] \times \begin{Bmatrix} \Delta x_3 \\ \Delta x_4 \end{Bmatrix}$$

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

$$Y_{new} = Y_{old} + \left\{ [Y_1' \quad Y_2'] \times (-J^{-1}) \times k_3 + Y_3' \right\} \times \Delta x_3 + \left\{ [Y_1' \quad Y_2'] \times (-J^{-1}) \times k_4 + Y_4' \right\} \times \Delta x_4$$

بنابراین گرادیان کاهش‌ی تعمیم یافته به صورت زیر خواهد بود.

(5)

$$GRG_i = [Y_1' \quad \dots \quad Y_m']_{1 \times m} \times (-J_{m \times m}^{-1}) \times k_{i_{m+1}} + Y_i'$$

$$i = \{n-m, n-m+1, \dots, n\}$$

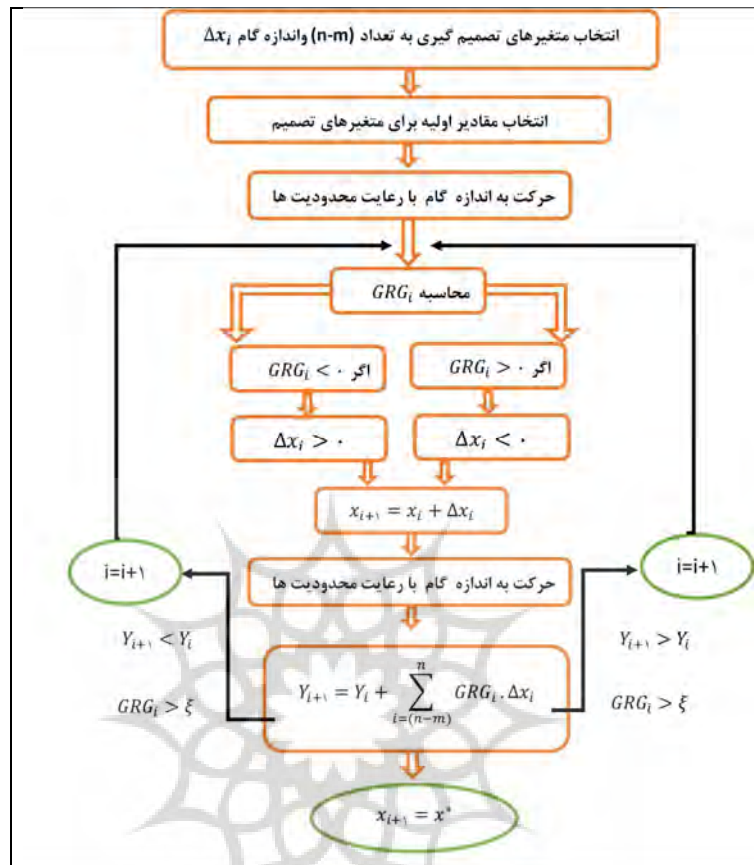
بنابراین به صورت خلاصه می‌توان نوشت:

(6)

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

در هر مرحله از حل مساله بهینه‌سازی اگر  $GRG_i > 0$  باشد آنگاه برای مینیمم‌سازی، (یا ماکزیمم‌سازی)،  $\Delta x_i < 0$  و اگر  $GRG_i < 0$  آنگاه برای مینیمم‌سازی (یا ماکزیمم‌سازی)  $\Delta x_i > 0$ ، برای مرحله بعد انتخاب می‌شود. در زیر الگوریتم گرادیان کاهش‌ی تعمیم یافته برای حالت مینیمم‌سازی نشان داده شده است:

رتال جامع علوم انسانی



شکل 5: الگوریتم مینیمم سازی 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 سرمایه‌گذاری در میدان نفتی درود که در جدول زیر نشان داده شده است، برای طرفین قرارداد حل و ارزیابی و با مسیر تولید قراردادی قرارداد بیع متقابل میدان درود مقایسه می‌گردد.

جدول 6: مقدار پارامترهای قراردادی، متغیرها و شرایط میدان نفتی درود

ردیف	عنوان	نماد	مقدار
1	نسبت سهم شرکت IOC از JVC	$\Theta_0$	80%
2	نرخ تنزیل شرکت JVC	$\rho^{JVC}$	9.024%
3	نرخ تنزیل شرکت IOC	$\rho^{IOC}$	10%
4	نرخ تنزیل اجتماعی	$\rho^{HC}$	5.12%
5	نرخ بهره مالکانه	$\alpha_0$	12.5%
6	نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه ای	$\bar{\sigma}_0$	40%
7	سهم JVC از نفت سود سالیانه	$\delta_0$	70%
8	نرخ مالیات بر نفت سود سالیانه	$\bar{\mu}$	32%
9	نرخ بهره قراردادی	$r$	3%
10	حداکثر نرخ تخلیه کارا <sup>1</sup>	$e$	7.3%
11	نسبت تزریق گاز به تولید نفت	$k_z$	36%
12	مدت قرارداد مشارکت در تولید	$n$	20 سال
13	متوسط سرمایه گذاری به ازای هر چاه	$i_k$	18.62M\$
15	تعداد چاه های تولیدی	$N_k$	15 حلقه
16	تعداد چاه های تزریقی	$N_z$	14 حلقه
17	کل سرمایه گذاری در دوران توسعه <sup>2</sup>	$I$	539.98M\$
18	نسبت ازدیاد برداشت به اِزاء هر (معادل بشکه) گاز تزریقی	$\Phi$	2.7 بشکه
19	ذخیره قابل استحصال در ابتدای قرارداد	$S_0$	1000 Mbbbl
20	سقف افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز	$S_g$	700 mbbbl
21	وقفه اثر گذاری تزریق گاز بر روی ذخیره قابل استحصال	$lag_{S_n}$	3 سال
22	قیمت فروش نفت <sup>4</sup>	$P$	12 دلار

منبع: یافته‌های پژوهش (گردآوری)

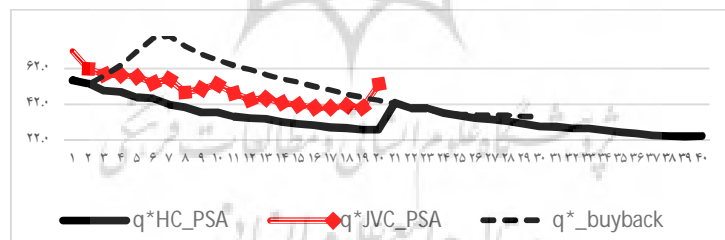
1. به صورت نسبی از حجم ذخیره باقیمانده و با استفاده از روابط فنی-مهندسی برآورد می شود و برای هر میدان متفاوت است.
2. در مجوز شورای اقتصاد صادر شده برای سرمایه گذاری در میدان درود، سرمایه گذاری ثابت به صورت مستقل در نظر گرفته نشده و در قالب هزینه  $\rho^{LC}$  های جانبی به سرمایه گذاری مورد نیاز برای احداث هر چاه تولیدی یا تزریقی اضافه گردیده است لذا در این پژوهش صفر در نظر گرفته شده است. شورای اقتصاد در جلسه 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 سرمایه گذاری به میزان 540 میلیون دلار می باشد) 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 ارزیابی های 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.

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 67

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 می باشد 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 پایین تری انتخاب کند و به محض خروج شرکت خارجی بنا به اتمام دوره قرارداد، تولید خود را به یک باره افزایش می دهد (نمودار 2) در واقع ترجیح می دهد تولید انباشته کمتری نسبت به دیدگاه شرکت جوینت ونچر اتفاق بیافتد (نمودار 3).

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



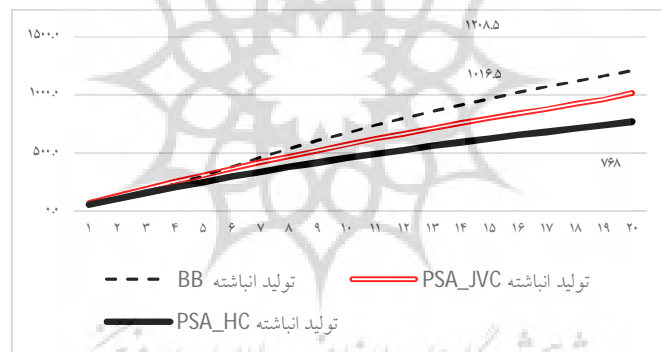
نمودار 1: مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد PSA و BB

نمودار (2) - که محور عمودی آن بیانگر تولید انباشته به میلیون بشکه نفت خام و محور افقی بیانگر سال بهره برداری می باشد - جدول (2) نشان می دهد که

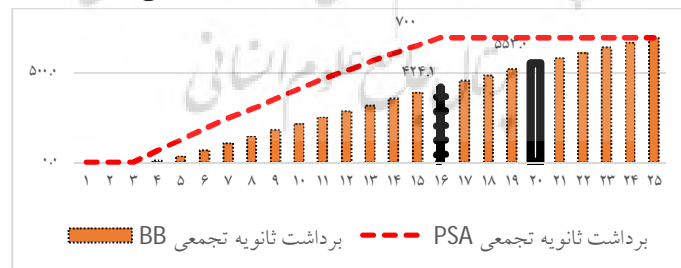
$$Q_{t=20}^{*HC} < Q_{t=20}^{*JVC} < Q_{t=20}^{*IOC}$$

$$S_{t=20}^{g*HC} = S_{t=20}^{g*JVC} > S_{t=20}^{g*IOC}$$

$Q_{t=20}^*$  تولید انباشته تا سال بیستم و  $\rho^{LC}$  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 بیع متقابل منعقد شده در میدان درود رعایت می‌گردد این امر می‌تواند ناشی از حضور طولانی‌تر شرکت بین المللی خارجی در قرارداد مشارکت در تولید و منتفع بودن شرکت بین المللی خارجی از قبل کاهش هزینه های عملیاتی سالهای بعد 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.



نمودار 2: تولید انباشته از دیدگاه طرفین قرارداد PSA و بیع متقابل



محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 69

جدول 2: مقایسه وضعیت تولید انباشته بهینه قرارداد PSA با قرارداد BB

تولید انباشته در طی مدت قرارداد PSA (20 سال) - Mbbl	مشارکت در تولید - از دیدگاه		بیع متقابل
	JVC	HC	
از طریق تخلیه طبیعی	316	68	784
ناشی از تزریق گاز	700	700	424
کل استخراج	1016	768	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.

جدول 3: ارزیابی پروژه نفتی میدان درود از دیدگاه طرفین قرارداد مشارکت در تولید

عنوان	JVC	IOC	LC	NIOC	HC	جمع
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		
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 می‌یابد (از 45 به 44 درصد) ولی کل عایدی دریافتی آن (به میلیون دلار) افزایش می‌یابد 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 در صورت 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<sup>1</sup> (PR) و شاخص

1 شاخص قابلیت سودآوری بیانگر میزان سودآوری پروژه به ازای هر دلار سرمایه گذاری اولیه می‌باشد 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<sup>1</sup> (OL) می‌باشد که در جدول ارائه 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 ونیچر دارد. بیانگر افزایش ریسک ناشی از کاهش قیمت برای شرکت جوینت ونیچر و شرکت بین‌المللی، در حالت اجرای مسیر بهینه تولید HC دارد.

## 7. نتیجه‌گیری

نتایج حاکی از آن است که در قرارداد ترکیبی ناشی از ادغام دو قرارداد مشارکت در تولید و مشارکت در سرمایه‌گذاری، مسیر بهینه تولید شرکت جوینت ونیچر 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 بین‌المللی نفتی، شرکت محلی ایرانی و شرکت جوینت ونیچر) در صورت اجرای مسیر بهینه تولید مطلوب شرکت JVC افزایش یافته و ریسک ناشی از کاهش قیمت برای شرکت جوینت ونیچر را کاهش دهد.

هر چند با اجرای مسیر بهینه تولید مد نظر شرکت جوینت ونیچر، میزان سهم بری شرکت جوینت ونیچر و دولت میزبان از عایدی‌های پروژه به ترتیب کاهش و افزایش می‌یابد و خالص ارزش حال پروژه برای هر دو طرف قرارداد 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 می‌باشد، بنابراین این نتیجه را می‌توان

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 مخارج کسر بیانگر ارزش حال خالص عایدیهای پروژه می‌باشد.



محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 71

گرفت که صرف استفاده از شاخص‌های میزان سهم بری از عایدیهای پروژه و خالص ارزش حال پروژه برای دولت میزبان برای ارزیابی قراردادی 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 الف فرانسه و آجیب ایتالیا برای بازپرداخت سریع هزینه‌های سرمایه‌ای 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 الف فرانسه و آجیب ایتالیا در MDP) که در قرارداد بیع متقابل مصوب گردیده کمتر از میزان تزریق گاز مطلوب 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 سرمایه‌گذاری) به معیارهای تولید صیانتی در مقایسه با قرارداد بیع متقابل مرسوم در ایران، می‌باشد. در جدول زیر مقایسه کلی بین دو قرارداد بیان گردیده است.

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

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

منبع: یافته‌های پژوهش

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

## 7. منابع

### الف) فارسی

- ابراهیمی، سید نصر... و محمودی، 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 فن آوری 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، صص 53-113.
- 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، لطفعلی پور، 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، صص 87-118.

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت... 73

طاهری فرد، علی (1393)، بهینه سازی پویای تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قرارداد بیع متقابل، 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 بهره‌بردار 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، شیریحیان، محمد و طاهری فرد، علی (1394)، تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قرارداد نفتی ایران، پژوهشنامه اقتصادی، سال پانزدهم، شماره 3، صص 111-158.

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

منظور، داود، کهن هوش نژاد، روح‌الله، امانی، مسعود (1395)، ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل 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 International 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.

محاسبه مسیر بهینه استخراج نفت در قرارداد مشارکت ... 75

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.



پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی  
پرتال جامع علوم انسانی