

فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی

سال سوم / شماره ۹ / زمستان ۱۳۹۶ / صفحات ۱۱۲-۷۵

## بررسی اثر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر مسیر بهینه تولید نفت و

### عایدی طرفین قرارداد مشارکت در تولید

#### عاطفه تکلیف

استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی  
(نویسنده مسئول)  
a.taklif@atu.ac.ir

#### علی صابری

دانشجوی دکترای اقتصاد نفت و گاز، دانشگاه  
علامه طباطبایی  
alisaberi82@yahoo.com

#### علی طاهری فرد

شرکت مشاوره سبحان  
taherifard1361@yahoo.com

#### مرتضی خورسندی

استادیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی  
khorsandi57@yahoo.com

مشارکت در سرمایه‌گذاری یا تولید از قراردادهای مرسوم در بخش بالادستی نفت بوده و امکان استفاده از حالت ترکیبی آنها در کشور ایران وجود دارد و برای چانه زنی و عقد قرارداد مناسب، بررسی نحوه اثرگذاری آن بر روی منافع طرفین قرارداد، امری لازم و ضروری بوده و نتایج آن می‌تواند در مذاکرات قراردادی یا سیاست‌گذاری‌های قراردادی مورد استفاده قرار گیرد. لذا در این مقاله با استفاده از روش گرادیان کاهش‌ی تعمیم یافته نسبت به برآورد مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد اقدام شده و تاثیر نسبت بازپرداخت سالانه مخارج سرمایه‌ای بر روی آن مورد بررسی قرار می‌گیرد. نتایج نشان می‌دهد با تغییر نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، به رغم وجود اختلاف طرفین قرارداد در مسیر بهینه تولید، تمایل طرفین قرارداد برای تغییر مسیر بهینه تولید مد نظر خود، زیاد نبوده و لذا در صورتی که دولت میزبان خواهان تغییر پارامتر قراردادی بدون اثرگذاری بر مسیر بهینه تولید طرفین قرارداد باشد، این پارامتر بخوبی این نقش را ایفا می‌نماید. افزایش نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، ارزش حال خالص به ازای هر بشکه نفت استخراجی را برای دولت میزبان، کاهش و برای شرکت بین‌المللی نفتی افزایش و مدت زمان بازپرداخت کامل مخارج سرمایه‌ای را کاهش می‌دهد. در صورتی که طرفین قرارداد بر کاهش قیمت در سنوات آتی اتفاق نظر داشته باشند، می‌توانند با افزایش این نسبت، ریسک ناشی از کاهش قیمت را برای پروژه کاهش و قابلیت سودآوری پروژه را افزایش دهند.

**واژه‌های کلیدی:** شرکت جوینت ونچر، دولت میزبان، مسیر بهینه تولید، گرادیان کاهش‌ی تعمیم یافته، نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۶/۸/۲۳

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۶/۷

## ۱. مقدمه

در یک قرارداد نفتی مشارکت در تولید<sup>۱</sup> (PSC) و مشارکت در سرمایه‌گذاری (JV)، تابع هدف طرفین قرارداد نفتی نسبت به هم متفاوت بوده<sup>۲</sup> و تعارض‌های ساختاری بین اهداف طرفین قرارداد نفتی (NIOC, IOC) که اولی مبتنی بر حداکثرسازی سود در چارچوب اصول بنگاه‌داری و دومی مبتنی بر حداکثرسازی ارزش اقتصادی مخازن در چارچوب تامین منافع ملی در بلندمدت است، موجب می‌شود هیچ‌گاه نتوان قرارداد بهینه‌ای با شرکت‌های بزرگ نفتی منعقد کرد (درخشان، ۲، ۱۳۹۳). شناخت پارامترهای قراردادی و بررسی تاثیر این پارامترها بر روی مسیر بهینه تولید طرفین منتفع از قرارداد (شرکت بین‌المللی خارجی<sup>۴</sup> (IOC)، شرکت محلی<sup>۵</sup> (LC)، شرکت جوینت ونچر<sup>۶</sup> (JVC)، شرکت ملی نفت ایران<sup>۷</sup> (NIOC)، دولت میزبان<sup>۸</sup> (HC) تا حدود زیادی ما را در ایجاد تعادل در مذاکرات قراردادی و نیز ایجاد تناسب بین میزان پاداش و قبول ریسک توسط طرفین قرارداد، رهنمون می‌نماید و به اصطلاح سواری مجانی شرکت بین‌المللی نفتی را در میز مذاکرات مانع می‌شود.

امروزه انواع گوناگونی از قراردادهای نفتی برای توسعه میادین نفت و گاز در سراسر دنیا به کار گرفته می‌شود که در سه دسته کلی قراردادهای امتیازی<sup>۹</sup>، قراردادهای مشارکت در تولید (PSA)<sup>۱۰</sup>

---

1. Production Sharing Contract

2. Joint Venture

۳. در ادامه مقاله عبارات با عناوین اختصاری نشان داده خواهند شد.

4. International Oil Company

5. Local Company

6. Joint Venture Company

7. National Iranian Oil Company

8. Host government/Host Country

9. Concession

10. Production Sharing Agreement

و قراردادهای خرید خدمت<sup>۱</sup> تقسیم می‌شوند. به صورت عام، این قراردادها هیچکدام بر دیگری ارجحیت نداشته و تنها مفاد و واژه‌پردازی<sup>۲</sup> موجود در قرارداد می‌تواند جذابیت یا انگیزه را برای هر یک از طرفین قرارداد کم یا زیاد کند. لذا هر سه مدل ذکر شده هم اکنون در سطح گسترده‌ای از جهان در حال اجراست ولیکن روز به روز استفاده از قراردادهای PSA و عمده تا جوینت ونچر<sup>۳</sup> افزایش می‌یابد، اما این سوال اساسی وجود دارد که هر یک از پارامترهای قراردادی بر روی مسیر بهینه تولید یا میزان عایدی طرفین قرارداد چه تاثیری داشته و طرفین قرارداد در مذاکرات قراردادی بر روی چه مولفه‌های قراردادی باید متمرکز شوند. با توجه به گسترده‌گی بحث، در این مقاله صرفاً اثر یکی از پارامترهای قراردادی (نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای) بر مسیر بهینه تولید، عایدی و شاخص‌های ارزیابی قرارداد برای طرفین قرارداد بررسی می‌گردد.

در این مقاله، برای بررسی این مساله ابتدا رژیم مالی قراردادهای مشارکت در تولید (PSA) و مشارکت در سرمایه‌گذاری (JV) در قالب مدل ترکیبی در بخش مبانی نظری ارائه و پس از تبیین مساله بهینه‌سازی پویا از دیدگاه طرفین قرارداد، مسیر بهینه تولید از دیدگاه شرکت JVC و HC برآورد و اثر تغییرات نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای بر روی مسیر بهینه تولید طرفین قرارداد مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

## 1. Service Contracts

### 2. Wording

۳. جوینت ونچر (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، چون موجب غرر در معامله می‌شود، در قرارداد جوینت ونچر، بحث توازن عوضین مطرح نبوده و به دو صورت قراردادی و شرکیتی تعریف می‌شود 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 می‌دهند و در حالت جوینت ونچر شرکیتی، تنها مبنای اتحاد، شرکا بوده و فعالیت مشترک ممکن است با تشکیل یک بنگاه اقتصادی مستقل و جدید همراه باشد. (رحمان، ۱۳۹۱، ۸۶)

## ۲. ادبیات موضوع

وجود اطلاعات نامتقارن<sup>۱</sup> طرفین قرارداد در مذاکرات قراردادهای نفتی همواره قدرت چانه‌زنی شرکت‌های بین‌المللی نفتی را در مقایسه با دولت‌های میزبان افزایش داده (فقری و وال، ۱۹۸۲)<sup>۲</sup> و لذا شرکت‌های بین‌المللی نفتی تمایلی برای انتشار مطالعات صورت گرفته در زمینه ارزیابی اقتصادی قراردادهای نفتی ندارند، ولی در سال‌های اخیر در زمینه تاثیر شرایط قرارداد یا مولفه‌های رژیم مالی بر تولید بهینه مطالعاتی از جانب محققان دولت میزبان صورت گرفته که از آن جمله می‌توان به مطالعات لیتلی و لین (۲۰۱۲)<sup>۳</sup> که اثر مالیات و نرخ بهره مالکانه را بر روی مسیر بهینه تولید شرکت بین‌المللی بررسی نموده، قندی و لین (۲۰۱۲) که اثر نرخ تنزیل بر روی مسیر بهینه تولید HC را بررسی نموده و بیان کرده که قرارداد‌های بیع متقابل غیربهینه عمل می‌نمایند، ژائو و همکاران (۲۰۱۴)<sup>۴</sup> که با ارائه مدل ایستا مسیر بهینه تولید را از منظر بهره بردار بدون در نظر گرفتن شرایط قراردادی از طریق شبیه‌سازی بدست آورده‌اند، اشاره کرد.

در ایران نیز مطالعات صورت گرفته که اخیراً شتاب بیشتری گرفته است بیشتر بر روی تعیین مسیر بهینه تولید با لحاظ شرایط میدان نفتی و در طول عمر میدان می‌باشد و از دیدگاه یکی از طرفین قرارداد به برآورد مسیر بهینه تولید پرداخته و توجهی به اختلاف دیدگاه طرفین قرارداد یا شرایط قراردادی نداشته‌اند؛ عسگری و همکاران (۱۳۹۴)، قربانی پاشایی کلای و همکاران (۱۳۹۳)، طاهری فرد (۱۳۹۳) از این جمله‌اند. در این مقاله، علاوه بر پوشش موارد اشاره شده در بالا، نسبت به ارائه یک مدل ترکیبی قراردادی برای صنایع بالادستی نفتی منطبق بر قوانین و مقررات اقدام می‌گردد.

- 
1. Asymmetric Information
  2. Fagre. N and Wells (1982)
  3. Leighty, W. and C.Y. Lin
  4. Zhuo Feng, Shui-Bo Zhang, Ying Gao (2014)

### مبانی نظری

در این بخش، ابتدا قرارداد PSA و مشارکت در سرمایه‌گذاری مرور می‌شود و مساله بهینه‌سازی بر اساس تابع هدف طرفین قرارداد ترکیبی تبیین و پس از بیان شروط قراردادی و قیود مساله، تابع هزینه تولید نفت در میدان نفتی درود تصریح می‌گردد.

#### قرارداد مشارکت در تولید و سرمایه‌گذاری

در این مطالعه، قرارداد PSA کشور آذربایجان و JV برای اهداف مدیریتی و انطباق با قوانین و مقررات کشور با هم ترکیب می‌گردند<sup>۱</sup>. بر اساس ادبیات موجود در صنعت نفت، سه نوع ساختار اصلی برای جوینت ونچر می‌توان در نظر گرفت: جوینت ونچر همکاری<sup>۲</sup>، جوینت ونچر مشارکت<sup>۳</sup> و جوینت ونچر قراردادی<sup>۴</sup>. در جداول ذیل مقایسه سه نوع قرارداد جوینت ونچر نشان داده شده است. (تاملینسون، ۲۰۱۴، ۵)

۱. رژیم مالی ترکیبی برای انطباق سازی 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. ضمناً در بند (۳) جزء "ت" ماده ۳ قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۳۹۱ مجلس شورای اسلامی به وزارت نفت اجازه جذب و مشارکت سرمایه گذاران خارجی از طریق قراردادهای مشارکتی داده است. (بند ۳ جزء ت: جذب و هدایت سرمایه‌های داخلی و خارجی به منظور توسعه میادین هیدروکربوری با اولویت میادین مشترک از طریق طراحی الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده). این مسیر تولید پیشنهادی شرکت الف فرانسه بوده و در طرح جامع توسعه میدان نفتی درود بیان گردیده است.

2. Corporation Joint Venture
3. Partnership Joint Venture
4. Contractual Joint Venture
5. Tomlinson, J.

**جدول ۱. مقایسه انواع جوینت ونچر از نظر مالکیت**

انواع JV	مقایسه از نظر مالکیت
همکاری یا شرکته	مالکیت متناسب با سرمایه‌ای که هر یک از طرفین وارد می‌نمایند بین آنها تقسیم می‌گردد. ممکن است به دلیل محدودیت‌های قانونی، سقف مالکیت شرکت‌های خارجی محدود باشد. در این مدل، یک شخصیت حقوقی مستقل تشکیل می‌شود.
مشارکتی	قوانین مربوط به مشارکت بر این نوع جوینت ونچر حاکم است. سود حاصل به نسبت سهم سرمایه آورده بین طرفین مشارکت تقسیم می‌شود. امکان مالکیت مستقیم طرفین مشارکت بر نفت و گاز و تاسیسات و تجهیزات نفتی وجود دارد.
قراردادی	تجهیزات و تاسیسات پروژه و محصولات تولیدی متعلق به سهام داران (HC) و شرکت‌های جوینت ونچر) است. شخصیت حقوقی مستقل ایجاد نمی‌شود.

**جدول ۲. مقایسه انواع جوینت ونچر از نظر کنترل مدیریتی**

انواع JV	مقایسه از نظر میزان کنترل مدیریتی
همکاری یا شرکته	کنترل و مدیریت جوینت ونچر بر عهده هیات مدیره است. سهام داران پروژه به طور جداگانه کنترل مستقیمی بر جوینت ونچر ندارند.
مشارکتی	در لحاظ نظری، هر یک از طرفین حق مساوی در مدیریت جوینت ونچر دارند، اما در عمل، یک کمیته مدیریت متشکل از نمایندگان همه طرفین مدیریت را بر عهده می‌گیرد.
قراردادی	قدرت کنترل و مدیریت جوینت ونچر جز عملیات اکتشاف و بهره‌برداری در دست کمیته عملیات است. عملیات اکتشاف و بهره‌برداری تحت نظر اپراتور است. کمیته عملیات بر عملیات اپراتور نظارت می‌نماید.

**جدول ۳. مقایسه انواع جوینت ونچر از نظر ریسک**

انواع JV	مقایسه از نظر ریسک
همکاری یا شرکته	سهام داران هر یک نسبت به جوینت ونچر مسئولیت محدودی دارند، اما جوینت ونچر کاملاً در مقابل تعهدات خود مسئول است. تضمین وام‌های جوینت ونچر بر عهده سهام داران است.
مشارکتی	هر یک از طرفین مشارکت شخصاً نسبت به تعهدات و بدهی‌های جوینت ونچر مسئولیت دارند. هر یک از طرفین نسبت به عملکرد سایر طرفین مسئولیت خواهند داشت.
قراردادی	طرفین قرارداد هر یک مستقلاً و با هم نسبت به مسئولیت‌های جوینت ونچر متعهد هستند. در صورتی که خسارت‌های وارده ناشی از سهل‌انگاری اپراتور باشد، مسئولیت آن با اپراتور خواهد بود. در غیر این صورت، همه خسارات توسط همه اعضای جوینت ونچر تحمل خواهد شد.

در این مطالعه برای بررسی قرارداد PSA و تاثیر آن بر روی میزان تولید بهینه از دیدگاه طرفین قرارداد فرض بر این می‌باشد که شرکت NIOC قرارداد PSA با یک شرکت JV تشکیل شده از

شرکت‌های IOC و LC را امضا نموده و جایگزین قرارداد بیع متقابل منعقد شده با شرکت IOC در سال ۱۹۹۹ می‌نماید و لذا برای انجام عملیات توسعه و بهره‌برداری از میدان نفتی درود شرکت IOC با یک شرکت محلی در ایران وارد مذاکره شده و در قالب شرایط تعیین شده توسط شرکت ملی نفت ایران، قرارداد جوینت ونچر را امضاء و شرکت جوینت ونچر را تشکیل می‌دهند و این شرکت جهت سرمایه‌گذاری بر روی میدان نفتی درود، قرارداد نفتی PSA با شرکت NIOC منعقد می‌نماید. سهم هر یک از طرفین در شرکت جوینت ونچر تاسیس شده در ایران، بر اساس آورده نقدی یا دارایی‌های فیزیکی آنها می‌باشد، نسبت سهم شرکت IOC در شرکت جوینت ونچر 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 IOC تعریف می‌گردد، بدین صورت که هرچه توان سرمایه‌گذاری شرکت محلی از لحاظ سرمایه و فناوری در دسترس کمتر باشد، شرکت NIOC با نسبت سهم بیشتر شرکت IOC موافقت می‌کند. اگر پارامتر  $\theta$  برابر یک در نظر گرفته شود، بدین معنی است که شرکت محلی توان مالی کافی نداشته و سهام آن در شرکت جوینت ونچر صفر می‌باشد و لذا از عایدی حاصل شده برای شرکت جوینت ونچر بهره‌مند نخواهد شد و این شرکت صرفاً برای اهداف مدیریتی، نظارتی یا انتقال فناوری تشکیل گردیده و شرکت محلی به طور مستقیم از تولید نفت سهمی نمی‌برد،  $\theta$  به هر میزان که باشد، در پایان مدت قرارداد نفتی با خروج شرکت IOC از پروژه به صفر تبدیل گشته و شرکت محلی بر اساس مسیر بهینه تولید HC و به نمایندگی از HC، بهره‌برداری از میدان نفتی را ادامه خواهد داد. با توجه به نرخ تنزیل‌های متفاوت شرکت IOC و شرکت محلی، نرخ تنزیل شرکت جوینت ونچر با استفاده از میانگین وزنی به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد.

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

$\rho^{JVC}$  نرخ تنزیل شرکت جوینت ونچر،  $\rho^{LC}$  نرخ تنزیل شرکت محلی ایرانی که در این مطالعه

برابر نرخ تنزیل اجتماعی یا همان نرخ تنزیل HC در نظر گرفته می‌شود.  $\rho^{IOC}$  نرخ تنزیل شرکت

.IOC

بعد از تشکیل شرکت جوینت ونچر، قرارداد PSA بین شرکت‌های جوینت ونچر و NIOC

منعقد می‌گردد. به طور کلی، چهار مولفه اصلی در این قرارداد وجود دارد: بهره مالکانه، نفت هزینه

(شامل مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی یا بهره‌برداری)، نفت سود و مالیات که نحوه محاسبه

آنها بر روی منافع طرفین قرارداد موثر می‌باشند.

عایدی خالص طرفین قرارداد PSA با توجه به میزان تولید نفت و مولفه‌های آن قرارداد، قیود و

شروط قراردادی نگارش شده در قرارداد که در نمودار (۱) ارائه شده، تعیین می‌گردد، البته

تصمیم‌گیری در خصوص میزان تولید نفت سالانه با توجه به میزان پارامترها و نیز تابع هدف طرفین

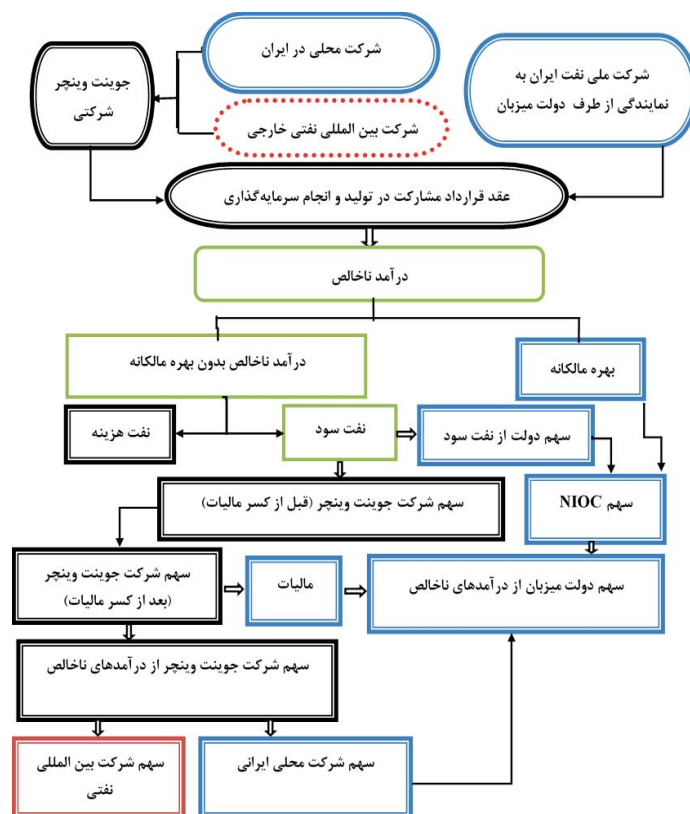
قرارداد و شروط قراردادی و قیود هر یک از طرفین قرارداد تعیین می‌گردد. در واقع، میزان تولید

سالانه نفت به عنوان متغیر تصمیم می‌باشد.

---

۱. با توجه به نوع قرارداد، بهره بردار تعیین می‌شود: در قرارداد PSA شرکت جوینت ونچر به عنوان بهره بردار بوده و تصمیم‌گیری بر روی میزان تولید را انجام می‌دهد که ممکن است با میزان تولید سالانه مطلوب منتفعان دیگر قرارداد متفاوت باشد.





نمودار ۱. سازوکار مالی قرارداد ترکیبی PSA و سرمایه‌گذاری<sup>۱</sup>

۱. طراحی شده بر اساس مدل اولیه ارائه شده در بانک مرکزی کشور روسیه در سال ۲۰۱۶ و قرارداد PSA کشور

## طراحی مساله بهینه‌سازی

نحوه محاسبه عایدی طرفین در زیر بیان و سپس تابع هدف هر یک از طرفین قرارداد مشخص می‌گردد، عملیات بهره‌برداری در این قرارداد بر عهده شرکت جوینت ونچر بوده و لذا این شرکت بر روی میزان برداشت سالانه نفت تصمیم‌گیری می‌کند که ممکن است مطابق مسیر بهینه مدنظر سایر طرفین قرارداد نباشد، چرا که شرکت جوینت ونچر، شرکت NIOC و HC با توجه به شروط و قیود قراردادی، تابع هدف خود را حداکثر می‌کنند. به طور کلی، درآمد ناخالص ناشی از فروش نفت استخراج شده در سال  $t$  به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد.

$$TR_t = (p_t \cdot q_t)$$

$p_t$ : 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 از فروش نفت، بهره مالکانه به صورت درصدی از درآمد ناخالص توسط شرکت NIOC به صورت زیر اخذ می‌گردد:

$$RO_t = \alpha \cdot (TR_t)$$

$\alpha$ : به عنوان درصد بهره مالکانه که در قرارداد به عنوان پارامتر قراردادی تعیین می‌شود و

$RO_t$ : بهره مالکانه سالانه که توسط شرکت جوینت ونچر پرداخت می‌شود.

اما مخارج سرمایه‌ای به عنوان زیر مجموعه‌ای از نفت هزینه (شامل مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های بهره‌برداری) بوده و با شروع تولید نفت در مرحله بهره‌برداری، از محل درآمدهای نفتی پوشش داده می‌شود. در اکثر قراردادهای مشارکت در تولید، بازیافت یا بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای از درآمدهای سالانه نفتی محدود به درصد تعیین شده  $\sigma$  در قرارداد می‌باشد، این امر منجر می‌شود نقطه سر به سر از نظر زمانی دیرتر محقق شود و هر اندازه که  $\sigma$  افزایش داده شود، بدین معنی است که شرکت بین المللی نفتی زودتر می‌تواند هزینه‌های سرمایه‌ای خود را که در دوران توسعه میدان نفتی انجام داده، پوشش داده و جبران نماید. در واقع، بعد از پرداخت بهره مالکانه از درآمد ناخالص

سالانه به شرکت ملی نفت، به عنوان نماینده HC، سالانه به میزان  $\sigma$  درصد از درآمد ناخالص باقیمانده به عنوان بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته می‌شود. نحوه محاسبه جبران مخارج سرمایه‌ای در زیر نمایش داده شده است (ژائو و همکاران، ۲۰۱۴). 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 در دوران بهره‌برداری انجام می‌پذیرد. البته این مساله توافقی بوده و در قرارداد مشخص می‌گردد، چرا که بعضاً در برخی از قراردادهای PSA 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. روش عدم بازپرداخت هزینه‌های عملیاتی به صورت مستقیم و جبران آن از طریق تغییر پارامترهای دیگر روشی خودانگیزی برای کاهش هزینه‌های عملیاتی دوران بهره‌برداری می‌باشد ولیکن به صورت نادر از آن در قراردادهای PSA استفاده می‌شود.

$$C_t = \sigma_t \cdot (TR_t - RO_t)$$

$\sigma_t$ : نسبت بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای شرکت جوینت ونچر 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 بین شرکت NIOC و شرکت جوینت ونچر به نسبت  $\delta$ ، که در قرارداد توافق گردیده، تقسیم می‌شود. البته برای جلوگیری از سودهای بادآورده ناشی از افزایش شدید قیمت یا هر عامل غیرقابل پیش‌بینی در آینده، این نسبت نفت سود ( $\delta$ ) توسط عامل تعدیل‌کننده  $R$  تعدیل می‌شود که در قسمت قیود مساله کنترل توضیح داده خواهد شد. با کسر بهره مالکانه و سهم

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

$$\begin{aligned} PO_t^T &= TR_t - RO_t - C_t \\ PO_t^{NIOC} &= (1 - \delta_t) \cdot PO_t^T \\ PO_t^{JVC} &= \delta_t \cdot PO_t^T \end{aligned}$$

$PO_t^T$ : کل نفت سود سالانه ناشی از فروش نفت،

$PO_t^{JVC}$ : سهم شرکت جوینت ونچر از نفت سود،

$PO_t^{NIOC}$ : سهم شرکت NIOC از نفت سود،

$\delta_t$ : نسبت سهم شرکت جوینت ونچر از نفت سود،

$(1 - \delta_t)$ : نسبت سهم شرکت NIOC از نفت سود.

نرخ مالیات بر نفت سود نیز نوعی مالیات قراردادی بوده و نرخ آن در قرارداد PSA منعقدشده مشخص می‌گردد. درآمد مشمول مالیات همان نفت سود سهم شرکت جوینت ونچر بوده و پس از محاسبه به صورت سالانه توسط HC اخذ می‌گردد.

$$TAX_t = \mu \cdot PO_t^{JVC}$$

$\mu$ : نرخ مالیات سالانه،  $TAX_t$ : مالیات پرداختنی سالانه که توسط شرکت جوینت ونچر به HC

پرداخت می‌شود.  $PO_t^{JVC}$ : سهم شرکت جوینت ونچر از نفت سود.

پس از محاسبه هر یک از موارد فوق، درآمد خالص نفتی سالانه که همان عایدی هر یک از طرفین قرارداد بوده به صورت زیر قابل محاسبه می‌باشد. همانگونه که مشخص می‌باشد، عایدی خالص شرکت جوینت ونچر، مجموع دریافتی بابت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، سهم از نفت سود پس از کسر مالیات پرداختنی و هزینه‌های عملیاتی بوده و پس از احصا درآمد به دو قسمت قابل تقسیم می‌باشد: یکی سهم شرکت IOC و دیگری شرکت محلی داخلی در ایران. این تقسیم بر اساس سهم هر یک از شرکتهای سهام شرکت JV،  $(\theta)$  و  $(1 - \theta)$ ، قابل محاسبه می‌باشد.

عایدی خالص شرکت NIOC مجموع بهره مالکانه اخذشده به همراه سهم آن شرکت از نفت سود، عایدی خالص برای HC که به عنوان تابع هدف آن محسوب می‌شود شامل کلیه عایدی‌ها از میدان نفتی به غیر از عایدی‌های خارج شده از کشور به دست شرکت IOC را شامل می‌شود. به عبارتی دیگر، عایدی HC برابر مجموع عایدی برای شرکت NIOC، مالیات دریافتی و عایدی شرکت محلی ایرانی می‌باشد که البته در حالتی که  $(\theta)$  برابر یک باشد، به معنای حذف شرکت محلی ایرانی از معادلات می‌باشد و در حالت  $(\theta) = 0$ ، حذف شرکت IOC از معادلات و بهره‌برداری از میدان توسط شرکت محلی ایرانی از ابتدای قرارداد می‌باشد.

$$CR_t^{JVC} = [C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t - OC_t] \quad \begin{aligned} CR_t^{IOC} &= (\theta) \cdot CR_t^{JVC} \\ CR_t^{LC} &= (1 - \theta) \cdot CR_t^{JVC} \end{aligned}$$

$$CR_t^{NIOC} = RO_t + PO_t^{NIOC} \quad CR_t^{HC} = CR_t^{NIOC} + TAX_t + CR_t^{LC}$$

$CR_t^{JVC}$ :<sup>۱</sup> درآمد یا عایدی خالص نفتی سالانه شرکت JVC

$CR_t^{LC}$ : سهم شرکت LC از درآمد خالص شرکت جوینت ونچر،

$CR_t^{NIOC}$ : سهم شرکت NIOC،  $CR_t^{IOC}$ : سهم شرکت IOC،

$CR_t^{HC}$ : سهم HC از درآمد خالص نفتی سالانه.

در این پژوهش، تابع هدف HC و شرکت جوینت ونچر مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته و میزان تولید بهینه نفت در طول اجرای قرارداد یا عمر میدان 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 طی دوره قرارداد بوده و ترجیح می‌دهد مخارج سرمایه‌ای انجام شده توسط آن در حداقل زمان دوران بهره‌برداری بازدریافت گردد ولیکن HC به دنبال حداکثر کردن تابع سود در

۱.  $OC_t$  هزینه‌های عملیاتی سالانه می‌باشد که در قسمت بعد تبیین خواهد شد.

طول عمر میدان می‌باشد. لذا مساله برنامه‌ریزی پویا به طور کلی به صورت زیر تعریف می‌شود که در آن  $z(t_0, S_0)$  تابع ارزش تا زمان  $t_0$ ،  $\rho$  نرخ تنزیل و  $\frac{1}{1+\rho}$  عامل تنزیل شرکت JVC یا HC می‌باشد.

$$\text{Max}_q \left\{ z(t_0, S_0) = \sum_{t=1}^{t_0} \left( \frac{1}{1+\rho} \right)^t \cdot CR_t \right\}$$

s. t :            قیود

برای حل مساله کنترل ذکر شده در بالا می‌بایست در ابتدا معادله بلمن مربوط به آن مساله تعیین گردد که به صورت زیر در قالب معادله بلمن پیشرو تشکیل داده شده است:

$$z(t_{t+1}, S_{t+1}) = \text{Max}_q \left\{ z(t, S_t) + \left( \frac{1}{1+\rho} \right) \cdot CR_{t+1} \right\}$$

s. t :            قیود

ولی برای حل معادله بلمن اشاره‌شده در بالا، اولین گام تعیین و توضیح قیود مساله از دیدگاه طرفین قرارداد می‌باشد. به طور کلی، قیود مساله از شرایط فنی میدان نفتی، شرایط مالی و اقتصادی و شروط مطرح شده در قرارداد استخراج می‌گردد که در زیر به طور مختصر توضیح داده شده است.

۱- معادله حرکت<sup>۱</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 تصمیم‌گیری می‌شود به عنوان متغیر کنترل باشد، رابطه بین متغیر وضعیت و متغیر کنترل به صورت رابطه برداری زیر است.

$$S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi \cdot (g_t - \text{lag})$$

که در آن،  $g_t$  میزان تزریق گاز به میدان نفتی بوده که بر اساس مفاد قرارداد به صورت نسبتی مشخص شده در قرارداد تابعی از میزان استخراج نفت از میدان نفتی می‌باشد ( $g_t = k_z \cdot q_t$ ) که در

آن  $k_z$  نشاندهنده نسبت تزریق گاز (معادل میلیون بشکه) به نفت تولیدی (میلیون بشکه) می‌باشد و با استفاده از تعداد چاه‌های تزریقی ( $n_z$ ) و تعداد چاه‌های تولیدی ( $n_k$ ) مقرر شده در قرارداد و نسبت ظرفیت اسمی تزریق گاز یک چاه تزریقی به ظرفیت اسمی تولید نفت یک چاه تولیدی ( $J$ ) برآورد می‌گردد  $k_z = J \cdot \left(\frac{n_z}{n_k}\right)$  و در قرارداد PSA توسط HC و شرکت JV مورد توافق قرار می‌گیرد و  $\varphi_t$  نسبت ازدیاد برداشت به ازای گاز تزریق شده (معادل هر بشکه نفت خام) می‌باشد که بر اساس وضعیت میدان نفتی در سه حالت تثبیت فشار میدان نفتی، فشارافزایی ناقص و فشارافزایی کامل محاسبه می‌گردد.  $\varphi_t(k_z, q_t)$  نیز میزان افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز را نشان می‌دهد. البته این افزایش در ذخایر قابل استحصال با یک وقفه ( $lag$ ) به عنوان 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.

۲- شرایط تراگردی: شرایط تراگردی همان شرایط ابتدایی و انتهایی مساله کنترل می‌باشد که برای HC و شرکت JV متفاوت است و با توجه به مدت زمان قرارداد یا اقتصادی بودن برداشت از میدان تعریف می‌شود. شرایط ابتدایی مساله برای هر دو طرف قرارداد یکسان می‌باشد و بیان می‌کند که در سال اول شروع دوران بهره‌برداری میزان ذخایر قابل استحصال مشخص بوده اما در مورد شرایط انتهایی مساله، با توجه به اینکه HC 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<sup>۱</sup>. بنابراین،

۱. این شرط در کنار شرط دیگری مبنی بر اقتصادی بودن برداشت از میدان برای HC مفهوم اقتصادی خواهد داشت و دولت میزبان صرفاً در صورتی که برداشت از میدان نفتی توجیه اقتصادی داشته باشد، به برداشت از میدان ادامه خواهد داد. بنابراین، شرط مذکور به عنوان شرط ریاضی در مساله بهینه‌سازی مطرح می‌گردد و امکان رعایت آن، تابعی از رفتار میدان نفتی در دوران بهره‌برداری می‌باشد.

$S_T = 0$  و سال پایان دوران بهره‌برداری  $T$  نیز به صورت آزاد تعریف می‌شود که در صورت حل مساله بهینه یابی تعیین خواهد گشت.

بنابراین، شرایط تراگردی برای HC به صورت زیر قابل نگارش می‌باشد:

$$S_0 = 1000, \quad t_0 = 1$$

شرایط انتهایی:  $S_T = 0$  , آزاد  $T$

شرایط انتهایی برای شرکت جوینت ونچر کمی متفاوت می‌باشد، بدین صورت که سال پایان دوره بهره‌برداری برای شرکت جوینت ونچر بر اساس مدت قرارداد تعیین می‌شود و شرکت جوینت ونچر میزان ذخایر قابل‌استحصال باقیمانده در پایان مدت قرارداد را بر اساس تابع هدف خود و در قالب مدل بهینه یابی و قیود تعیین شده تصمیم‌گیری می‌کند. در واقع، در این مطالعه تاثیر شرایط انتهایی  $T = n$  بر روی مسیر بهینه تولید مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

$$S_0 = 1000, \quad t_0 = 1$$

شرایط انتهایی: آزاد  $(S_{t=n})$  ,  $T = n$

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

۳- شرط مجموع تولید: این شرط نیز بر اساس مشخصات میدان امری بدیهی بوده و بیان می‌کند که مجموع تولید نفت صورت گرفته طی دوران بهره‌برداری نمی‌تواند از مجموع باز یافت اولیه (ذخایر قابل‌استحصال در سال اول  $S_0$ ) و ثانویه (ناشی از تزریق گاز:  $S_g$ ) بیشتر

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

۴- شرط سقف تولید سالانه: یکی از محدودیت‌های مهمی که باید در مسایل بهره‌برداری بهینه منظور گردد، محدودیت‌های تولید می‌باشد. این شرط از سمت HC در قرارداد گنجانده می‌شود تا



حداکثر نرخ تخلیه کارا توسط شرکت JV رعایت شود. در واقع، این شرط با عنوان شرط تولید صیانتی نیز به حساب می‌آید و می‌بایست توسط بهره بردار رعایت گردد و طی آن استحصال سالانه نمی‌تواند بیشتر از میزان تعیین شده انجام گردد حتی اگر تولید بیشتر سود بیشتری در آن سال داشته باشد. این اصل در ادبیات مربوط به اقتصاد انرژی تحت عنوان حداکثر نرخ کارا مطرح می‌شود (قربانی، ۱۳۹۴، ۱۴). این امر در تحقیقات مربوط به میادین نفتی، مشخصاً در مطالعه لیتلی و لین (۲۰۱۲) به صورت هزینه تعدیل استفاده می‌شود و به صورت زیر تعریف گردیده است:

$$AC = C_0[Q(t) - Q(t - 1)]^2$$

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

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

۵- قید حداکثر برداشت ثانویه: برای حداکثر برداشت از میدان نفتی و یا جلوگیری از افت تولید طی سنوات آتی، شرکت JV 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 تعیین می‌گردد. حداکثر افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز در میدان نفتی درود به میزان ۷۰۰ میلیون بشکه برآورد

گردیده است. قید حداکثر برداشت ثانویه با استفاده از فرمول زیر در مساله بهینه‌سازی کنترل می‌شود.

$$S_{gt} = \varphi \cdot (g_{t-lag}) , \max \sum_{t=1}^T S_{gt} = 700 \text{ Mbbl}$$

۶- قید سود شرکت IV: در صورتی که نرخ تنزیل HC یا NIOC بسیار پایین باشد، ممکن است با توجه به شرایط قرارداد، میزان تولید بهینه مدنظر خود در طول مدت قرارداد را به گونه‌ای تعیین نماید که اولاً، تولید کمتری در دوران قرارداد صورت پذیرد و برداشت از میدان نفتی را به زمان بعد از اتمام قرارداد و خروج IOC موکول نماید و ثانیاً، توجهی به سودده شدن شرکت جوینت ونچر ننماید و تولید را به گونه‌ای تعیین نماید تا بازپراخت مخارج سرمایه‌ای در طول مدت قرارداد به صورت کامل اتفاق نیفتد که عملاً در هر دو حالت، قرارداد و پروژه برای IOC از توجیه پذیری اقتصادی برخوردار نباشد. برای رفع این تصمیم نادرست HC در تعیین مسیر تولید بهینه نفت، شرط سودده بودن شرکت جوینت ونچر به عنوان قیود مساله بهینه‌سازی تابع هدف HC اضافه می‌گردد، چراکه اگر شرکت جوینت ونچر در طول اجرای پروژه نفتی زیانده شود، دیگر تمایلی به عقد قرارداد یا ادامه قرارداد نخواهد داشت.  $(\sum_{t=1}^n CR_t^{JVC} > 0)$

۷- 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 PSA جهت تنزیل و محاسبه ارزش حال بازپرداخت‌های صورت گرفته نرخ بهره  $r$  که هزینه فرصت سرمایه‌گذاری بوده و در قرارداد مورد توافق طرفین قرار می‌گیرد، انتخاب این نرخ بهره بخشی از انگیزه شرکت جوینت ونچر برای پوشش سریع مخارج سرمایه‌ای با افزایش تولید در سال‌های اولیه قرارداد را کاهش داده اما از آنجا

که این نرخ بهره معمولاً کمتر از نرخ تنزیل JVC می‌باشد، لذا این انگیزه به طور کامل از بین نمی‌رود. پس از مستهلک شدن سرمایه‌گذاری‌های صورت گرفته در دوران اکتشاف و توسعه میدان نفتی، به‌رغم صفر شدن نسبت بازپرداخت  $(\sigma_t)$ ، بازپرداخت سالانه به میزان هزینه‌های عملیاتی صورت خواهد گرفت. در این قید نیز مدت زمان قرارداد موثر می‌باشد.

$$\sigma_t = \begin{cases} \bar{\sigma}, & \sum_{t=1}^t \frac{C_{t-1} - OC_{t-1}}{(1+r)^{t-1}} \leq I \wedge t \leq T = n \\ 0, & \sum_{t=1}^t \frac{C_{t-1} - OC_{t-1}}{(1+r)^{t-1}} > I \vee t > T = n \end{cases}$$

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

۸- شرط خروج یا قید اقتصادی بودن برداشت از میدان: شرکت سرمایه‌گذار یا همان شرکت جوینت ونچر در دو صورت از پروژه خارج می‌شود: یکی اینکه مدت زمان بهره‌برداری ذکر شده در قرارداد PSA به پایان برسد که این مورد به عنوان شرط پایان قرارداد مطرح می‌گردد و دیگری شرط اقتصادی بودن استخراج می‌باشد که بیان می‌کند چنانچه عایدی ناشی از تولید نفت برای شرکت جوینت ونچر در هر سال کمتر از هزینه‌های بهره‌برداری گردد، IOC از پروژه خارج می‌گردد. در هر دو حالت خروج IOC، تصمیم‌گیری در خصوص ادامه بهره‌برداری از میدان نفتی به HC منتقل می‌گردد که البته این بهره‌برداری از طریق LC انجام خواهد پذیرفت.

در صورتی که این هزینه‌های عملیاتی بیشتر از عایدی‌ها باشد و منجر به خروج IOC از پروژه گردد، شرکت محلی ایرانی تابع هدف HC را حداکثر نموده و بر اساس مسیر بهینه تولید HC و خارج از قرارداد PSA منعقد شده به برداشت از میدان ادامه خواهد داد.

$$\theta = \begin{cases} 0, & t > n \vee (C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t) < OC_t \\ \bar{\theta}, & t \geq n \wedge (C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t) \geq OC_t \end{cases}$$

شرط اقتصادی برای HC به صورت زیر خواهد بود و بیان می‌کند که در صورت عدم پوشش هزینه‌های بهره‌برداری از طریق مجموع عایدی‌های NIOC، LC و مالیات اخذ شده، دولت میزبان تمایلی به ادامه برداشت در آن سال نخواهد داشت<sup>۱</sup>.

$$HCq_t^* = \begin{cases} 0 & , \quad CR_t^{NIOC} + CR_t^{LC} + Tax_t < OC_t \\ > 0 & , \quad CR_t^{HC} + CR_t^{LC} + Tax_t \geq OC_t \end{cases}$$

۹- قید عامل R یا تعدیل‌کننده نسبت نفت سود: عامل R برای هموار کردن سهم شرکت جوینت ونچر از نفت سود یا جلوگیری از سودهای بادآورده ناشی از افزایش شدید قیمت‌ها تعریف می‌شود. عامل R در واقع، تعدیل‌کننده نسبت نفت سود شرکت جوینت ونچر می‌باشد و در هر دو مدل (برای شرکت جوینت ونچر و HC به صورت زیر محاسبه می‌شود. صورت کسر مجموع عایدی خالص سالانه و مخارج کسر بیانگر مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی صورت گرفته در دوران توسعه و تولید تا سال t می‌باشد.

$$R_t = \frac{\sum_1^t CR_t^{JVC}}{I + \sum_0^t OC_t} = \frac{\sum_0^t (C_t + PO_t^{JVC} - TAX_t - OC_t)}{(I + \sum_0^t OC_t)}$$

عامل R سال  $t - 1$  برای تعیین نسبت نفت سود در سال t به صورت زیر به کار گرفته می‌شود<sup>۲</sup>:

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

۱. لحاظ کردن این شرط در مساله بهینه‌سازی منجر به رعایت آن در برآورد مسیر بهینه تولید گشته و تولید بهینه را به گونه‌ای تعیین می‌نماید تا این شرط محقق گردد و صرفاً در اواخر دوران بهره‌برداری که هزینه متوسط تولید هر بشکه نفت خام به جهت کاهش ذخایر قابل استحصال افزایش می‌یابد، امکان عدم رعایت این شرط از طرف دولت میزبان وجود دارد که به تبع آن از ادامه تولید صرف‌نظر می‌کند.

۲. قرارداد PSA بین شرکت ملی نفت آذربایجان (شرکت سوکار) و شرکت بی پی منعقد گردیده است.

با توجه به مطالب ذکر شده در فوق و نظر به اینکه برخی از قیود و بویژه شرایط تقاطع یا تراگردی برای HC و جوینت ونچر متفاوت از هم می‌باشد، مساله کنترل یا بهینه‌سازی دو طرف قرارداد متفاوت از هم خواهد بود.

مساله بهینه‌سازی به همراه قیود، برای حداکثر کردن تابع هدف HC

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

**s. t:**

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

$$\begin{cases} S_0 \text{ مشخص} , & t_0 = 1 \\ T \text{ آزاد} , & S_t = 0 \end{cases}$$

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

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

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

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

$$\sigma_t = \begin{cases} \bar{\sigma} & \sum_{t=1}^t \frac{C_{t-1} - OC_{t-1}}{(1+r)^{t-1}} \leq I \quad \wedge \quad t \leq T \\ 0 & \text{در غیر این صورت} \end{cases}$$

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

$$\sum_{t=1}^t \varphi \cdot (g_{t-lag}) \leq \max \sum_{t=1}^t S_g$$

$$S_t \geq 0 , \quad q_t \geq 0$$

مسئله بهینه‌سازی برای حداکثر کردن تابع هدف JVC

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

s. t:

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

$$\begin{cases} S_0 \text{ مشخص}, t_0 = 1 \\ T = n, (S_{t=n}) \text{ آزاد} \end{cases}$$

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

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

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

$$\sigma_t = \begin{cases} \bar{\sigma} & \sum_{t=1}^t \frac{C_{t-1} - OC_{t-1}}{(1+r)^{t-1}} \leq I \quad \wedge \quad t \leq T \\ 0 & \text{در غیر این صورت} \end{cases}$$

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

$$\sum_{t=1}^t \varphi \cdot (g_{t-\text{lag}}) \leq S_g$$

$$S_t \geq 0, \quad q_t \geq 0$$

#### برآورد و تصریح تابع هزینه تولید نفت در میدان درود

اصولاً IOC 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، اما با توجه به میزان سرمایه‌گذاری مشخص شده توسط شورای اقتصاد برای عقد قرارداد نفتی برای توسعه میدان نفتی درود، فرض می‌شود امکان تغییر در میزان سرمایه‌گذاری وجود نداشته و شرکت جوینت ونچر مکلف به رعایت آن می‌باشد. در جدول زیر میزان سرمایه‌گذاری در دوران

توسعه و هزینه‌های بهره‌برداری در طول دوران بهره‌برداری از میدان ارائه گردیده و در حل مساله بهینه‌سازی پویا نیز به کار گرفته شده است.

$$I_K = I_d + i_K \cdot \left[ \left( 1 + \frac{N_Z}{N_K} \right) \cdot N_K \right] \quad \text{سرمایه‌گذاری در دوران توسعه}$$

$\dot{I}_K$ : متوسط سرمایه‌گذاری موردنیاز جهت حفاری یکچاه،  $I_d$  سرمایه‌گذاری ثابت در دوران

توسعه،  $N_K$ : تعداد چاه‌های تولیدی،  $N_Z$  تعداد چاه‌های تزریقی (ژائو<sup>۱</sup>، ۲۰۱۴). هزینه‌های

عملیاتی در دوران بهره‌برداری ( $OC_t$ ) (در بخش بعدی مقاله توضیح و برآورد می‌گردد).

$$OC_t = d(t)A \cdot q_t^{Y_1} \cdot S_t^{Y_2} \cdot g_t^{Y_3}$$

تابع هزینه تولید نفت نیز در مطالعات مختلف به گونه‌های متفاوتی تصریح گردیده است. لین (۲۰۰۹) و قندی و لین (۲۰۱۲) از توابع نمایی<sup>۲</sup> برای تصریح تابع هزینه تولید نفت استفاده کرده‌اند. مارر و سملر (۲۰۱۰) و گرینر و همکاران (۲۰۱۲) تابع هزینه نفت را به صورت تابع درجه ۲ معکوس تصریح کرده‌اند. لیتلی و لین (۲۰۱۲) از شکل  $OC_t = Aq_t^{Y_1}S_t^{Y_2}$  استفاده نمودند که در آن،  $OC_t$  هزینه‌های عملیاتی در دوران بهره‌برداری،  $q_t$  تولید سالانه نفت و  $S_t$  ذخایر قابل استحصال باقیمانده در سال  $t$  می‌باشد. این تابع دو مزیت عمده دارد: اولاً، این تابع از لحاظ ریاضی خوش رفتار است، بنابراین می‌توان متغیرهای مستقل دیگری به غیر از دو متغیر تولید و میزان ذخایر قابل استحصال همچون میزان تزریق گاز به تابع اضافه و مجدد به برآورد آن پرداخت و ثانیاً، پارامترهای برآوردشده از طریق برآورد این تابع، مفاهیم مشخص و کاربردی دارند.

علاوه بر متغیرهای تولید نفت، حجم ذخیره قابل استحصال نفت و تزریق گاز متغیرهای دیگری همچون قیمت خود محصول تولیدی در بازار به صورت برونزا بر هزینه تولید اثر می‌گذارد

1. Zhao, Xu, Luo, Dongkun, Xia, Liangyu (2012)

2. Exponential Function

(طاهری فرد، ۱۳۹۳، ۶۳) به طوری که همبستگی قیمت نفت با دو شاخص هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای در طول سال‌های ۱۹۹۹ تا ۲۰۱۶ به ترتیب ۹۴ و ۹۲ درصد می‌باشد. طی همین دوره، قیمت جاری نفت حدود ۵۵۰ درصد رشد را تجربه کرده و میانگین هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی رشد ۱۶۰ درصدی را داشته است (نسبت رشد میانگین هزینه‌های عملیاتی به رشد قیمت نفت برابر ۲۸ درصد)، لذا از آنجا که تابع اولیه هزینه برای سال ۱۹۹۹ کالیبره و برآورد می‌شود، لذا برای به‌روزرسانی هزینه‌های تولید نفت متناسب با قیمت‌های جاری نفت در سال‌های آینده، شاخص زیر به تابع هزینه ضرب خواهد شد:

$$d(t) = 1 + 0.28 \frac{p_t - p_1}{p_1} = 1 + 0.28 \frac{\Delta P}{p_1}$$

در این صورت، تابع هزینه عملیاتی مدنظر در این پژوهش به صورت زیر خواهد بود:

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

که از لحاظ نظری بایستی هزینه نهایی برای تولید نفت ( $q_t$ ) مثبت و برای حجم ذخیره قابل

استحصال ( $S_t$ ) منفی باشد

برای برآورد تابع تصریح شده در بالا از روش کالیبراسیون استفاده می‌شود: این روش در مواردی که اطلاعات سری زمانی متغیرهای مستقل و وابسته در دسترس نباشند، برای برآورد مدل تصریح شده کاربرد دارد (طاهری فرد، ۱۳۹۳ و باستانی و همکاران، ۱۳۹۶). 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 قابل استحصال می‌باشد.

$$\frac{\partial OC_t}{\partial q_t} = \gamma_1 \frac{OC_t}{q_t} \geq 0 \rightarrow \gamma_1 = MC_q \frac{q_t}{C_t} = \frac{MC_q}{AC_q}$$

بر اساس معادله فوق، پارامتر  $\gamma_1$  نشاندهنده کشش هزینه تولید نفت نسبت به تولید نفت بوده و عبارت است از هزینه نهایی تولید نفت در معکوس هزینه متوسط تولید نفت. مقدار هزینه متوسط تولید نفت ( $AC_q$ ) در گزارش سال ۱۹۹۶ اداره اطلاعات انرژی آمریکا برای یک میدان فراساحل در



ابوظبی شبیه به میدان درود حدود سه دلار برآورد شده است و از آنجا که میدان نفتی درود در زمان عقد قرارداد بیع متقابل (در سال ۱۹۹۹) دوران اوج تولید را پشت سر گذاشته و در مرحله بازیافت ثانویه قرار دارد، هزینه افزایش تولید در این مرحله بیش از هزینه تولید در مرحله بازیافت اولیه است. به عبارت دیگر، 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، تولید هر بشکه نفت اضافی حاصل از تزریق گاز حدود ۴۲٫۷ سنت هزینه خواهد داشت. به بیان دیگر، هزینه تولید هر بشکه اضافی نفت حدود ۰٫۴۲۷ دلار بیشتر از هزینه متوسط به ازای تولید هر بشکه نفت تولیدی (۳ دلار) خواهد بود. بنابراین، مقدار پارامتر  $\gamma_1$  برابر خواهد بود با:

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

از آنجا که در تابع هزینه عملیاتی کاب داگلاس توان هر متغیر مستقل بیانگر کشش متغیر وابسته به متغیر مستقل می‌باشد، لذا پارامتر  $\gamma_1$  بیانگر این است که یک درصد افزایش در میزان تولید به میزان ۱٫۱۴۳ درصد به هزینه‌های عملیاتی اضافه می‌نماید. برای برآورد پارامتر  $\gamma_2$  از محاسبات مقاله لیتلی و لین (۲۰۱۲) استفاده شده است که در مقاله خود با استفاده از داده‌های ۷ میدان در آلاسکای آمریکای شمالی، پارامتر  $\gamma_2$  را برابر ۰٫۵۴- برآورد کرده‌اند. از آنجا که می‌توان تاثیر تغییرات حجم ذخیره بر هزینه تولید را در مناطق مختلف همگن در نظر گرفت، لذا در این مقاله همین مقدار را به کار برده شده است. این پارامتر نیز کشش هزینه تولید نسبت به ذخایر باقیمانده را نشان داده و بیان می‌کند که با یک درصد کاهش ذخایر باقیمانده قابل استحصال، به میزان ۰٫۵۴ درصد به هزینه‌های تولید نفت اضافه می‌گردد. برای برآورد  $\gamma_3$  که توان میزان تزریق گاز می‌باشد نیز به صورت زیر اقدام می‌شود:

$$\frac{\partial OC_t}{\partial g_t} = \gamma_3 \frac{OC_t}{g_t} \Rightarrow \gamma_3 = \frac{MC_g \cdot g}{OC_t}$$

برای برآورد  $\gamma_3$  ابتدا می‌بایست هزینه نه‌ای تزریق گاز را محاسبه و در میزان کل تزریق گاز مورد نیاز ضرب کرد که بیانگر کل هزینه تزریق گاز می‌باشد و سپس به مجموع هزینه عملیاتی استحصال ذخایر اضافه شده ناشی از تزریق گاز تقسیم نمود. همانطور که از مطالعات میدان درود مشخص می‌باشد، حداکثر افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز، ۷۰۰ میلیون بشکه بوده است. لذا با توجه به اینکه با هر بشکه معادل نفت خام تزریق گاز به میزان ۲,۷ بشکه نفت اضافی می‌توان برداشت نمود (درخشان، ۱۳۸۵)، برای رسیدن به این هدف می‌بایست به میزان  $(\frac{700}{2.7})$  ۲۵۹,۲۶ میلیون بشکه معادل نفت خام تزریق صورت پذیرد. لذا از طرفی کل هزینه عملیاتی ۷۰۰ میلیون بشکه نفت با متوسط هزینه تولید به میزان ۳ دلار،  $OC_t = 2100$  میلیون دلار می‌باشد. برای محاسبه صورت کسر که بیانگر حاصل ضرب هزینه نه‌ای ناشی از تزریق به میزان یک بشکه معادل نفت خام در کل تزریق مورد نیاز می‌باشد، به این صورت عمل می‌شود:

با هر بشکه معادل نفت خام تزریق گاز به میزان ۲,۷ بشکه نفت اضافی می‌توان برداشت نمود. بنابراین، با تزریق به میزان  $\frac{1}{2.7} = 0.3703$  معادل بشکه نفت خام می‌توان به یک بشکه نفت خام اضافی تولید نمود. لذا هزینه تزریق گاز برای برداشت اضافی به میزان یک بشکه (یا تزریق گاز به میزان ۰,۳۷ معادل بشکه نفت خام تزریق گاز) به میزان ۴۲,۷ سنت دلار (۰,۴۲۷ دلار) می‌باشد. با استفاده از تناسب گیری، برای هر بشکه معادل نفت خام تزریق گاز اضافی به میزان  $0.3703 * 0.427 = 1.153$  دلار می‌بایست هزینه کرد. بنابراین،  $MC_g = 1.153$  به دست می‌آید.

پس برای محاسبه  $\gamma_3$  داریم:

$$\gamma_3 = \frac{MC_g \cdot g}{OC_t} = \frac{1.153 * 259.26}{700 * 3} = 0.142$$

۱. مسعود درخشان، طرح پژوهشی بررسی ذخایر اولیه و ثانویه مخازن نفتی کشور و بررسی امکان سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق گاز در افق چشم انداز ۱۴۰۴، ص ۲۶۰

برای برآورد ضریب ثابت A که نشاندهنده سایر عوامل تاثیرگذار (غیر از تولید نفت و ذخایر قابل استحصال) بر هزینه تولید نفت می‌باشد، از روش کالیبراسیون بهره گرفته شد. در این حالت می‌بایست برای هر سال رابطه زیر برقرار باشد.

$$A = \frac{OC}{(q_t)^{(1.143)} \cdot (S_t)^{(-0.54)} \cdot (g_t)^{(0.142)}}$$

بر اساس برآوردهای صورت گرفته، کل برداشت از طریق تخلیه طبیعی و برداشت ناشی از تزریق گاز (به ترتیب ۱۰۰۰ و ۷۰۰ میلیون بشکه) مجموعاً ۱۷۰۰ میلیون بشکه بوده و برای به دست آوردن ثابت A می‌بایست روابط زیر برای هر سال از دوره مورد بررسی ثابت باشد.

$$A = \frac{OC_t}{(q_t)^{(1.143)} \cdot (S_t)^{(-0.54)} \cdot (g_t)^{(0.142)}}$$

$$S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi \cdot g_t$$

برای محاسبه، صورت کسر هزینه متوسط در کل تولید از میدان نفتی ضرب می‌شود.

$$\sum_{t=1} OC_t = 1700 * 3 = 5100M\$$$

بنابراین، ثابت A از حل دستگاه معادله تفاضلی زیر به دست می‌آید<sup>۱</sup>.

$$\left\{ \begin{array}{l} A = \frac{5100}{(q_t)^{(1.143)} \cdot (S_t)^{(-0.54)} \cdot (g_t)^{(0.142)}} \\ S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi \cdot g_t \\ \sum_1 \varphi \cdot g_t = (2.7) \cdot (0.4) \cdot q_t = 700 \\ q_t = (0.073) \cdot S_t, \quad S_1 = 1000, \quad \sum_1 q_t = 1700 \end{array} \right.$$

۱. نسبت تزریق گاز به تولید نفت سالانه مطابق قرارداد PSA کشور آذربایجان ۰٫۴، ضریب حداکثر نرخ کارا مطابق مطالعات فنی میدان درود و طرح جامع توسعه میدان (MDP) برابر ۰٫۰۷۳ و افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز به میزان یک بشکه معادل نفت خام برابر ۲٫۷ بشکه نفت می‌باشد. (درخشان، ۱۳۸۵، ۱۵۴)

با حل دستگاه معادلات فوق با استفاده از ابزار solver اکسل مقدار A به میزان ۴۳٫۸۱ محاسبه می‌شود و لذا تابع هزینه تولید برآورد شده با اضافه کردن شاخص بروز رسانی هزینه‌های عملیاتی مطابق رشد قیمت‌های نفت  $d(t)$ ، به صورت زیر می‌باشد.

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

### ۳. روش حل مساله بهینه‌سازی

بهینه‌سازی در مساله برنامه‌ریزی پویا یا سیستم‌های کنترل در مقیاس‌های بزرگ غالباً با نفرین ابعاد مواجه بوده و افزایش تعداد مرحله یا تعداد حالت در هر مرحله یا تعداد عمل برای هر حالت زمان حل مساله را به صورت نمایی افزایش داده و فضای موردنیاز حافظه را بشدت افزایش می‌دهد. لذا عملاً امکان حل مسایل برنامه‌ریزی پویا در مقیاس‌های خیلی بزرگ امکان‌پذیر نمی‌باشد (سید اصفهانی، ۱۳۹۴، ۳۳). یکی از روش‌های جایگزین برای حل اینگونه مسایل بهینه‌سازی، روش گرادیان کاهش‌ی تعمیم‌یافته می‌باشد (رود، فادرارو، فراری، ۲۰۱۶)!. لذا در این مطالعه برای حل مساله برنامه‌ریزی پویای ذکر شده در بالا و به دست آوردن مسیر بهینه تولید طرفین قرارداد، از روش گرادیان کاهش‌ی تعمیم‌یافته (GRG) <sup>۲</sup> استفاده می‌شود. اصولاً روش‌های مبتنی بر گرادیان از اطلاعات مشتق اول استفاده می‌کنند (سان و یانگ <sup>۳</sup>، ۲۰۰۶، ۴۳۶). این روش را می‌توان برای مسایل برنامه‌ریزی پویای غیرخطی <sup>۴</sup> با قیود خطی یا غیرخطی <sup>۵</sup> استفاده کرد. در این روش، متغیرهای

- 
1. K. Rudd, G. Foderaro, P. Zhu and S. Ferrari
  2. Generalized Reduced Gradient
  3. Sun.W and Y. Yung
  4. Nonlinear Dynamic Programing
  5. Linear or Non Linear Constraints

کنترل و وضعیت<sup>۱</sup> به ترتیب با عنوان متغیرهای اساسی و غیراساسی<sup>۲</sup> نام‌گذاری می‌شود و روش کار به این شکل می‌باشد که در مساله بهینه‌سازی پویای مقید، قیود مساله در خود مساله جایگذاری شده و مساله به یک مساله بهینه‌سازی غیرمقید تبدیل می‌شود. با توجه به کاهش قیود و انتقال اثر آن به تابع هدف این روش اصطلاحاً گرادیان کاهشی نام‌گذاری شده است (فالویی<sup>۳</sup>، ۲۰۱۲، ۷). بهینه‌سازی با این روش از طریق نصب و فعال کردن افزونه سالور<sup>۴</sup> در اکسل ۲۰۱۶ انجام گرفته است.

#### ۴. یافته‌های پژوهش

در این قسمت، مساله برنامه‌ریزی پویای اشاره شده در بالا بر مبنای اطلاعات جدول (۴) <sup>۵</sup> برای HC و شرکت جوینت ونچر حل شده و مسیر بهینه تولید مد نظر HC و آن شرکت برآورد می‌گردد و نسبت به استخراج مسیر بهینه تولید از دیدگاه HC و شرکت جوینت ونچر اقدام و اثر تغییر در نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای در مسیر بهینه را مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

- 
1. Control and State Variables
  2. Basic and Non-Basic Variables
  3. Faluyi
  4. Solver Add ins

۵. اطلاعات این جدول بر اساس پارامترهای قراردادی قرارداد PSA منعقد شده در کشور آذربایجان، مشخصات میدان نفتی درود و مجوز شورای اقتصاد صادر شده برای سرمایه‌گذاری در میدان نفتی درود استخراج گردیده است.

جدول ۴. مقدار پارامترهای قراردادی، متغیرها و شرایط میدان نفتی

ردیف	عنوان	نماد	مقدار	واحد
۱	JVC از IOC نسبت سهم شرکت	$\theta_0$	۸۰	درصد
۲	JVC نرخ تنزیل شرکت	$\rho^{JVC}$	۹,۰۲۴	درصد
۳	IOC نرخ تنزیل شرکت	$\rho^{IOC}$	۱۰	درصد
۴	HC <sup>۱</sup> یا LC نرخ تنزیل شرکت	$\rho^{LC}$	۵,۱۲	درصد
۵	نرخ بهره مالکانه <sup>۱</sup>	$\alpha$	۱۲,۵	درصد
۶	نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای	$\sigma_0$	۴۰	درصد
۷	از نفت سود سالانه JVC سهم	$\delta$	۷۰	درصد
۸	نرخ مالیات بر نفت سود سالانه	$\bar{\mu}$	۳۲	درصد
۹	نرخ بهره قراردادی	r	۳	درصد
۱۰	حداکثر نرخ تخلیه کارا <sup>۲</sup>	e	۵,۳	درصد
۱۱	نسبت تزریق گاز به تولید نفت	$\#z$	۴۶,۶۷	درصد
۱۲	PSA مدت قرارداد	n	۲۰	سال
۱۳	متوسط سرمایه‌گذاری به ازای هر چاه	$i_k$	۱۸,۶۲	M\$
۱۴	سرمایه‌گذاری ثابت در دوران توسعه <sup>۵</sup>	$I_d$	۰	M\$
۱۵	تعداد چاه‌های تولیدی	$N_k$	۱۵	حلقه

۱. نرخ تنزیل اجتماعی پروژه‌های ملی؛ با توجه به اینکه بهترین نرخ جهت تنزیل جریان نقدینگی مربوط به پروژه‌های ملی از دیدگاه دولت‌میزبان، نرخ تنزیل اجتماعی می‌باشد (شیردل، ۳۵، ۱۳۸۹)، لذا در این پژوهش، فرض بر این است که نرخ تنزیل دولت‌میزبان برابر نرخ تنزیل اجتماعی پروژه‌های ملی محاسبه شده توسط شیردل به میزان ۵,۱۲ درصد می‌باشد.

۲. نسبت‌های مربوط به مولفه‌های اصلی قرارداد PSA بر اساس قرارداد PSA یکی از میادین نفتی کشور آذربایجان تعیین گردیده است.

۳. به صورت نسبی از حجم ذخیره باقیمانده و با استفاده از روابط فنی - مهندسی برآورد می‌شود و برای هر میدان متفاوت است.

۴. با توجه به نسبت ظرفیت اسمی تزریق گاز (معادل Mbbl) چاه‌های تزریقی به ظرفیت اسمی تولید نفت (Mbbl) چاه‌های تولیدی نفت ( و تعداد چاه‌های تولیدی و تزریقی محاسبه می‌گردد.

۵. در مجوز شورای اقتصاد برای سرمایه‌گذاری در میدان درود، سرمایه‌گذاری ثابت به صورت مستقل در نظر گرفته نشده و در قالب هزینه‌های جانبی به سرمایه‌گذاری موردنیاز 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 ۱۳۷۷/۱۱/۱۰ 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 آجیب به مبلغ ۹۹۸ میلیون دلار (کل بازپرداخت شرکت ملی نفت ایران به شرکت خارجی که مشتمل بر سرمایه‌گذاری به میزان ۵۴۰ میلیون دلار می‌باشد) را به ازای هر چاه با احتساب هزینه‌های جانبی، ۱۸,۶۲ میلیون دلار مورد تصویب قرار داد.

حلقه	۱۴	$N_z$	تعداد چاه‌های تزریقی	۱۶
M\$	۵۳۹,۹۸	$I$	کل سرمایه‌گذاری در دوران توسعه	۱۷
بشکه	۱۲,۷	$\varphi$	نسبت ازدیاد برداشت به تزریق	۱۸
MBar	۱۰۰۰	$S_0$	ذخیره قابل استحصال در ابتدای قرارداد	۱۹
MBar	۷۰۰	$S_g$	حداکثر افزایش در ذخایر قابل استحصال ناشی از تزریق گاز	۲۰
سال	۳	$lag_{S_{gt}}$	وقفه اثر گذاری تزریق گاز بر ذخیره قابل استحصال <sup>۲</sup>	۲۱
دلار	۱۲	$P$	قیمت فروش نفت <sup>۳</sup> در سال اول	۲۲
	صفر	$\dot{p}$	نرخ رشد قیمت	۲۳

استخراج مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین در چهار سناریو به شرح ذیل بررسی می‌گردد:

سناریو	نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای
A	$\sigma_0 = 0.4$
J1	$\sigma_0 = 0.4(1 + 0.1) = 0.44$
J2	$\sigma_0 = 0.4(1 + 0.2) = 0.48$
J3	$\sigma_0 = 0.4(1 + 0.3) = 0.52$

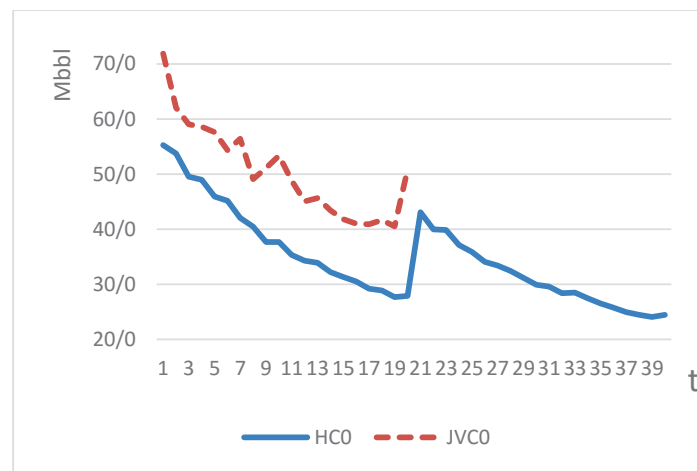
در سناریوی مرجع (A) مسیر بهینه تولید از دیدگاه طرفین قرارداد (شرکت جوینت ونچر در طول مدت قرارداد و دولت میزبان در طول عمر میدان) به صورت زیر برآورد گردید. همانگونه که مشخص می‌باشد، طرفین قرارداد در میزان تولید بهینه و نیز میزان تولید انباشته طی قرارداد با همدیگر اختلاف شدید داشته و شرکت جوینت ونچر تمایل به تولید بیشتر از مسیر بهینه تولید مدنظر دولت میزبان دارد، چرا که شرکت جوینت ونچر خواهان حداکثر کردن سود خود طی مدت قرارداد می‌باشد، اما دولت میزبان تمایل دارد تولید پس از خروج IOC در پایان قرارداد، پایین تر انتخاب

۱. درخشان، ۱۳۸۵، ۱۶۹.

۲. با مقایسه تولید قراردادی در دو حالت تولید همراه با تزریق گاز و تولید در صورت عدم تزریق گاز در قرارداد بیع متقابل میدان نفتی درود به دست آمده است.

۳. از آنجا که در ارزیابی‌های فنی و اقتصادی قراردادهای نسل اول بیع متقابل قیمت نفت ۱۲ دلار در نظر گرفته شده است، در این مقاله نیز همان قیمت در مدل وارد می‌شود.

نماید، افزایش میزان تولید بهینه شرکت جوینت ونچر، در سال آخر قرارداد، به دلیل عدم حساسیت شرکت جوینت ونچر نسبت به افزایش هزینه‌های عملیاتی بعد از اتمام قرارداد منبث از کاهش ذخایر قابل استحصال می‌باشد.



نمودار ۱. اختلاف در مسیر بهینه تولید مد نظر طرفین قرارداد

در این قسمت، تاثیر نرخ تغییرات نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای بر روی تصمیمات طرفین قرارداد مورد بررسی قرار می‌گیرد.

نتایج در سناریوهای J1، J2 و J3 بیان می‌کند که تغییر در نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای تغییر محسوسی در مسیر بهینه تولید طرفین قرارداد نداشته و صرفاً بر روی سرعت بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای تاثیر گذار می‌باشد. در صورت تولید به میزان تولید بهینه طرفین قرارداد در نسبت بازپرداخت‌های پایین‌تر، طرفین قرارداد اختلافی از بابت مدت زمان بازپرداخت کامل مخارج سرمایه‌ای نداشته اما این امر در نسبت بازپرداخت‌های بالاتر مصداق ندارد. در جدول (۷) نتایج مربوط به میزان تولید تجمعی در طول قرارداد و مدت زمان بازپرداخت کامل هزینه‌های سرمایه‌ای در صورت تولید به میزان تولید بهینه مطلوب طرفین قرارداد نشان داده شده است.



**جدول ۵. مقایسه تولید انباشته و مدت زمان بازپرداخت کامل از دیدگاه طرفین قرارداد**

سناریو J1, J2 و J3								عنوان
$\bar{\sigma} = 0.52$				$\bar{\sigma} = 0.44$				
JVC3	HC3	JVC2	HC2	JVC1	HC1	JVC0	HC0	
1024	761	1021	766	1019	770	1013	768	تولید انباشته مطلوب در طول قرارداد (Mbbbl)
5	6	7	8	11	11	17	17	مدت زمان بازپرداخت کامل (سال)

**مقایسه عایدی دولت میزبان با عایدی شرکت جوینت ونچر**

با توجه به اینکه در قراردادهای PSA بهره برداری و تصمیم در خصوص میزان تولید سالانه، برعکس قرارداد بیع متقابل، بر عهده IOC یا JVC می باشد، لذا در جدول زیر میزان عایدی حاصل از تولید نفت بر اساس مسیر بهینه تولید مدنظر شرکت جوینت ونچر نشان داده شده است. همان گونه که مشخص می باشد، با افزایش نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، هر چند سرعت بازدریافت مخارج سرمایه‌ای از سوی شرکت جوینت ونچر افزایش می یابد، اما عایدی دولت میزبان و شرکت ملی نفت ایران نیز افزایش یافته، با این وجود نمی توان بر روی تاثیر مثبت یا منفی بر عایدی شرکت جوینت ونچر نظری داد، چراکه در سناریوی افزایش ۱۰ و ۲۰ درصدی نسبت بازپرداخت، افزایش ولی در سناریوی افزایش ۳۰ درصدی، کاهش یافته است. بنابراین، اینگونه می توان نتیجه گرفت که در صورت افزایش نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، شرکت جوینت ونچر به جهت سرعت بالای بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای انجام شده در دوران توسعه منتفع شده ولی برای افزایش یا کاهش عایدی کل قرارداد برای آن نمی توان نتیجه گیری نمود. اما نکته جالب توجه این است که هر چند دولت‌های میزبان یا شرکت‌های ملی نفت به دنبال کاهش نسبت بازپرداخت می باشند، ولی افزایش آن منجر به افزایش عایدی کل دولت میزبان یا شرکت ملی نفت ایران در طول قرارداد مشارکت در تولید می شود، چراکه در سال‌های اولیه قرارداد، هزینه‌های سرمایه‌ای به طول کامل بازپرداخت شده و در سنوات بعدی نفت سود ناشی از تولید نفت افزایش می یابد که این امر هم اثر

مثبت بر روی سهم NIOC از نفت سود داشته و هم مالیات دریافتی دولت میزبان از شرکت جوینت ونچر را افزایش می‌دهد. البته نرخ بهره قراردادی که به نوعی جبران‌کننده بخشی از هزینه فرصت سرمایه بازپرداخت نشده (باقیمانده) می‌باشد و در این مطالعه برابر ۳ درصد در نظر گرفته شد نیز مزید بر علت می‌باشد، چراکه هر چه مدت زمان بازپرداخت افزایش یابد، بهره ۳ درصدی به میزان هزینه‌های سرمایه‌ای بازپرداخت نشده تعلق می‌گیرد و کل مبلغ بازپرداخت را افزایش خواهد داد.

#### جدول ۶. مقایسه کل عایدی HC و جوینت ونچر در سناریوها

ردیف	عنوان	JVC	IOC	LC	NIOC	HC	جمع
1	$\bar{\sigma} = 0.40$	۳۸۶۷	۳۰۹۴	۷۷۳	۳۵۱۳	۵۷۷۱	۸۸۶۵
2	$\bar{\sigma} = 0.44$	۳۸۲۷	۳۰۶۲	۷۶۵	۳۵۴۲	۵۸۱۲	۸۸۷۴
3	$\bar{\sigma} = 0.48$	۳۸۰۶	۳۰۴۶	۷۶۲	۳۵۵۳	۵۸۲۴	۸۸۷۰
4	$\bar{\sigma} = 0.52$	۳۸۲۳	۳۰۵۸	۷۶۵	۳۵۷۷	۵۸۶۴	۸۹۲۲

#### شاخص‌های ارزیابی قرارداد

جدول (۹) تغییر در شاخص‌های ارزیابی در صورت تغییر نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای را نشان می‌دهد. بر اساس جدول، با افزایش ۳۰ درصدی در نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، شرکت جوینت ونچر به گونه‌ای مسیر بهینه تولید را تغییر خواهد داد که ارزش فعلی خالص برای JVC، IOC، LC، NIOC و HC به ترتیب به میزان ۴۰، ۴۲، ۳۴، ۳۰ و ۲۹ درصد افزایش یابد. به عبارتی، بیشترین تاثیر مثبت بر روی منافع IOC می‌باشد.

ارزش حال خالص به ازای هر بشکه استخراج نفت برای JVC، IOC و LC به ترتیب ۵٫۱، ۶٫۵ و ۶٫۴ درصد افزایش و برای NIOC و HC به ترتیب به میزان ۲ و ۳ درصد کاهش می‌یابد. بنابراین، دولت میزبان و شرکت ملی نفت تمایلی به افزایش در نسبت بازپرداخت نخواهند داشت. اما در

خصوصاً قابلیت سودآوری (PR)<sup>۱</sup> که از تقسیم ارزش حال کل عایدی‌ها در سال‌های بهره برداری بر میزان سرمایه‌گذاری صورت گرفته به دست می‌آید، این گونه می‌توان بیان نمود که با افزایش ۳۰ درصدی نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، خالص ارزش حال عایدی‌ها به ازای هر واحد سرمایه‌گذاری برای JVC، IOC و LC به ترتیب به میزان ۴،۴، ۴،۷ و ۲ درصد افزایش یافته است. بنابراین، بیشترین تاثیر مثبت بر روی قابلیت سودآوری شرکت بین‌المللی خارجی می‌باشد.

اهرم عملیاتی (OL)<sup>۲</sup> و در نتیجه ریسک کاهش قابلیت سودآوری در صورت کاهش قیمت در سال‌های آتی نیز برای IOC، LC و کاهش می‌یابد. عامل R نیز به‌رغم بهبود وضعیت JVC به میزان ۲ درصد کاهش را نشان می‌دهد. لذا این شاخص، شاخص مناسبی برای ارزیابی قراردادهای نبوده و صرفاً می‌تواند در کنترل سودهای بادآورده ناشی از افزایش قیمت کاربرد داشته باشد.

#### جدول ۷. شاخص‌های ارزیابی در صورت تغییر در نسبت

##### بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای

HC	NIOC	LC	IOC	JVC	عنوان
2840	1721	291	721	990	NPV
3.7	2.24	0.38	0.94	1.29	NPV/q
-	-	4.54	3.22	3.42	PR
	1.00	R_Factor		0.385	OL
3679	2243	392	1025	1390	NPV
3.59	2.19	0.38	1.00	1.36	NPV/q
-	-	4.63	3.37	3.57	PR
	0.977	R_Factor		0.377	OL

مرجع  
 $\bar{\sigma} = 0.4$

$=0.52\bar{\sigma}$

#### 1. Profitability Rate

۲. این شاخص (Operating Leverage) از تقسیم ارزش حال نفت هزینه‌های عملیاتی و مخارج سرمایه‌ای بر ارزش حال عایدی کل طرح محاسبه می‌شود. (تاردو، ۲۰۰۷)

**۵. نتیجه‌گیری**

در صورت افزایش نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، به‌رغم وجود اختلاف طرفین قرارداد در مسیر بهینه تولید، تمایل طرفین قرارداد برای تغییر مسیر بهینه تولید مدنظر خود، زیاد نبوده و بنابراین در صورتی که دولت میزبان یا شرکت ملی نفت خواهان تغییر پارامتر قراردادی بدون اثرگذاری بر مسیر بهینه طرفین قرارداد باشد، این پارامتر بخوبی این نقش را ایفا می‌نماید. البته افزایش نسبت بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای، ارزش حال خالص به ازای هر بشکه استخراج نفت برای دولت میزبان و شرکت ملی نفت ایران را کاهش و برای شرکت جوینت وینچر و شرکت بین‌المللی نفتی افزایش می‌دهد، مدت زمان بازپرداخت کامل هزینه‌های سرمایه‌ای به شرکت جوینت وینچر و ریسک کاهش قابلیت سودآوری در صورت کاهش قیمت در سال‌های آتی را برای آن شرکت کاهش می‌دهد. لذا در صورتی که دولت میزبان یا شرکت بین‌المللی نفتی بر کاهش قیمت در سنوات آتی اتفاق نظر داشته باشند، می‌توانند با افزایش این نسبت بازپرداخت، بدون تغییر مسیر بهینه تولیدی، ریسک ناشی از کاهش قیمت را برای پروژه کاهش داده و قابلیت سودآوری پروژه را افزایش دهند.

## منابع

- ابراهیمی، سید نصر... و امیر رضا محمودی (۱۳۹۲)، *مقدمه‌ای نوین بر حقوق بین‌الملل اقتصادی*، تبریز: انتشارات آیین دادرسی.
- باستانی، علیرضا؛ رزمی، سید محمد رضا؛ ناجی، علی اکبر و مرتضی بکی اسکویی (۱۳۹۶)، "تخصیص بهینه درآمدهای نفتی به صندوق توسعه ملی: تحلیل بهینه‌یابی پویا"، *فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، سال سوم، شماره ۶، بهار ۱۳۹۶.
- درخشان، مسعود (۱۳۹۲)، "ویژگیهای مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران"، *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، شماره ۹.
- درخشان، مسعود (۱۳۹۳)، "قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی"، مقاله ۱، دوره ۶، شماره ۱۲، بهار و تابستان.
- درخشان، مسعود (۱۳۸۵)، "بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تامین مالی در بخش بالای دستی نفت و گاز"، تهران: دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.
- رحمانی، تهمینه (۱۳۹۱)، *تنظیم قرارداد جوینت ونچر غیرشرکتی*، انتشارات جاودانه-جنگل.
- سید اصفهانی، میر مهدی (۱۳۹۴)، *برنامه‌ریزی پویا*، تهران: انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر.
- شیردل، رامین (۱۳۸۹)، *برآورد نرخ تنزیل اجتماعی در ایران*، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- طاهری فرد، علی (۱۳۹۳)، *بهینه‌سازی پویای تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید نفت در چارچوب قرارداد بیع متقابل*، رساله دکتری، دانشگاه فردوسی مشهد.
- عسگری، محمد مهدی؛ شسیرجیان، محمد و علی طاهری فرد (۱۳۹۴)، "تحلیل ساختاری مقایسه سطوح بهینه سرمایه‌گذاری و تولید نفت در قراردادهای بالادستی بیع متقابل، PSA و قرارداد نفتی ایران"، *پژوهشنامه اقتصادی*، دوره ۱۵، شماره ۳، صص ۱۱۱-۱۵۸.
- قربانی و همکاران (۱۳۹۳)، "الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه: مطالعه موردی یکی از میادین نفتی ایران"، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*، سال چهارم، شماره ۱۳، صص ۲۲۰-۱۹۱.

Faluyi, F. and C. Arum (2012), "Design Optimization of Plate Girder Using Generalized Reduced Gradient and Constrained Artificial Bee Colony Algorithms", *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2, pp. 304-312.

Ghandi, A. and C. Lin (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. and C.-Y.C Lin** (2013), On the Rate of Return and Risk Factors to International Oil Companies in Iran's Buy-back Service Contracts.
- Ghandi, Abbas and C.-Y. Cynthia Lin** (2012), "Do Iran's Buy-back Service Contracts Lead to Optimal Production? The case of Soroosh and Nowrooz", *Energy Policy*, 42, pp.181–190
- Ghorbani Pashakolaie, V.** (2015), A Model of Optimal Oil Extraction with an Emphasize on Enhanced Oil Recovery (EOR), Using Optimal Control Model: A Case Study, one of the Iranian Oil Field, Thesis for the Degree of Doctor of Philosophy (Ph.D.), Allame Tabatabaee University (in Persian).
- Greiner, Alfred; Semmler, Willi and Tobias Mette** (2012), "An Economic Model of Oil Exploration and Extraction", *Computational Economics*, 40, 4, pp. 387-399
- Hart, O.** (2003), Incomplete Contracts and Public Ownership: Remarks, and an Application to Public–Private Partnerships. *Econ. J.*
- K. Rudd, G. Foderaro and S. Ferrari** (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.
- K. Rudd, G. Foderaro; Zhu, P. and S. Ferrari** (2016), "A Generalized Reduced Gradient Method for the Optimal Control of Mobile Robotic Networks", *IEEE Transactions on Robotics*, p. submitted.
- Leighty, Wayne, and C.-Y. Cynthia Lin** (2012), "Tax Policy Can Change the Production Path: A model of Optimal Oil Extraction in Alaska", *Energy Policy*, 41, (6): 759-774.
- Lin, C.-Y. Cynthia** (2009), "Insights from a Simple Hotelling Model of the World Oil Market", *Natural Resources Research*, Vol. 18, No.1.
- Mils, K. and M. Karim** (2010), "Disputes in the Oil and Gas Sector: Indonesia", *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 3, No.1.
- Sun, Wenyu and Yuan, YA-xiang** (2016), *Optimal Theory and Methods Nonlinear Programming*, Springer Science+Business Media, LLC,
- Tomlinson, James W. C.** (2011), *The Joint Venture Process in International Business: India and Pakistan*; M.I.T Press; P.8 and also Buchel, Op.Cit. p.12
- Tordo, S.** (2007), *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues (No.123)*, World Bank Publications.
- Zhao, X; Luo, D. and L. Xia** (2012), "Modeling Optimal Production Rate with Contract Effects for International Oil Development Projects", *Energy*.
- Zhuo Feng; Shui-Bo Zhang, Ying Gao** (2014), On Oil Investment and Production: A Comparison of Production Sharing Contracts and Buyback Contracts.