پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال پنجم، شماره ۲۰، پاییز ۱۳۹۵، صفحات ۳۴-۱

رویکردی تفکیکی جهت بررسی اثر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت خام کشورهای ایران و عربستان سعودی

شیرکو بهادری [۱]، تیمور محمدی [۲]، فرشاد مومنی [۳]، عباس کاظمی نجف آبادی [۴]

تاریخ ارسال:۱۳۹۵/۱۰/۲۵ تاریخ پذیرش:۱۳۹۵/۱۲/۲۳

چکیده:

در این مقاله تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت خام دو کشور ایران و عربستان سعودی مورد بررسی قرار می‌گیرد. جهت بررسی اثر این قراردادها از رویکردی تفکیکی بهره گرفته می‌شود. در این رویکرد میزان تولید بهینه هر یک از میادین دو کشور در دو سناریو برآورد شده و سپس میزان تولید کل، از تجمیع تولید برآورد شده میادین محاسبه می‌گردد. در سناریوی اول فرض می‌گردد که کنترل تولید از ابتدا در دست دولت میزبان باشد؛ اما در سناریوی دوم، نوع قراردادهای نفتی منعقد شده در تاریخ دو کشور، کنترل کننده تولید را مشخص می‌کند. بر این اساس در سناریوی دوم در برخی دوره‌ها دولت میزبان و در دیگر دوره‌ها شرکت بین‌المللی نفتی کنترل تولید را در دست دارد. بر اساس نتایج حاصله، در حالتی که کنترل تولید در دست شرکت‌های بین‌المللی باشد، میزان تولید بیشتر از حالتی است که بهره‌برداری و کنترل تولید توسط دولت میزبان صورت می‌گیرد. همچنین با افزایش سهم شرکت بین‌المللی نفتی، وی تولید از میدان را جهت حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود افزایش می‌دهد.

طبقه‌بندی JEL: K12، Q31، Q38

واژگان کلیدی: قراردادهای نفتی، مدل تفکیکی، روند تولید نفت ایران، روند تولید نفت عربستان سعودی

۱ دانشجوی دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبائی
Email: sherkobahadori@gmail.com
۲ دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
Email: atmahmadi@gmail.com
۳ دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبائی
Email: farshad.momeni@gmail.com
۴ استادیار دانشکده حقوق دانشگاه علامه طباطبائی
Email: abaskazemi@gmail.com

Archive of SID
www.SID.ir

۱- مقدمه

اقتصاد کشورهای حوزه خلیج‌فارس از قبیل ایران و عربستان سعودی که دارای منابع فراوان نفت و گاز می‌باشند، عمدتاً وابسته به تولیدات ناشی از این بخش است. بر اساس آمار اعلام شده توسط بانک جهانی سهم رانت‌های نفتی[۱] از تولید ناخالص داخلی برای دو کشور ایران و عربستان سعودی در سال ۲۰۱۴ به ترتیب ۱۹,۹۶٪ و ۳۸,۹۴٪ می‌باشد (بانک جهانی، ۲۰۱۶). همچنین بر اساس اطلاعات منتشره توسط سازمان کشورهای صادر کننده نفت خام (اوپک)[۲]، درآمدهای صادراتی حاصل از نفت‌خام برابر ۳۵٪ ارزش کل صادرات ایران و ۷۷٪ کل صادرات عربستان سعودی در سال ۲۰۱۵ م. بوده است (اوپک، ۲۰۱۶).

تولید نفت و گاز نیاز به سرمایه و فناوری بالا و همچنن مدیریت کارآمد دارد که این مؤلفه‌ها عمدتاً در اختیار شرکت‌های بین‌المللی نفتی قرار دارند. لذا این کشورها جهت انجام عملیات اکتشاف، استخراج و بهره‌برداری از منابع نفتی خود در صدد عقد قراردادهای نفتی با این شرکت‌ها هستند. نظام مالی و حاکمیتی و همچنین دوره و محدوده قراردادهای نفتی در دو کشور ایران و عربستان سعودی در طول زمان با توجه به شرایط سیاسی و اقتصادی، وابستگی اقتصاد به نفت و همچنین افزایش سطح دانش متخصصان داخلی همواره تغییر کرده است. به تبع آن نیز، نوع قراردادهای نفتی و انگیزه‌های مالی مستتر در آن، بر روند تولید نفت خام تأثیر گذار بوده است. بنابراین این مطالعه با رویکردی تفکیکی به بررسی اثر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران و عربستان سعودی می‌پردازد.

مدل‌های پیش‌بینی عرضه نفت خام در یک دسته‌بندی کلی به دو دسته تجمیعی (یا بالا به پایین)[۳] و تفکیکی (یا پایین به بالا)[۴] تقسیم می‌گردند[۵]. مدل‌های تجمیعی خود به دو دسته

---

۱ بر اساس تعریف بانک جهانی، رانت نفتی بعنوان مابه‌التفاوت ارزش تولیدات نفتی به قیمت جهانی از هزینه تولید آن تعریف می‌گردد.

2 Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC)

3 Aggregated (or Top-Down)

4 Disaggregated (or Bottom-Up)

۵ رویکرد این مطالعه بر اساس مدل تفکیکی می‌باشد. جهت مطالعه بررسی اثر قراردادهای نفتی بوسیله مدل تجمیعی، به مقاله محمدی و همکاران (۱۳۹۵) رجوع گردد.

Archive of SID

www.SID.ir

الگوهای زمین‌شناسی و اقتصادی/اقتصادسنجی دسته‌بندی می‌گردد. الگوهای زمین‌شناسی عمدتاً بر اساس مطالعه هابرت[1] در سال ۱۹۵۶ شکل گرفته‌اند. وی در آن مطالعه زمان اوج تولید نفت آمریکا را به درستی پیش‌بینی کرد و مدل وی فصل جدیدی در خصوص مدل‌های تجمیعی گشود. پس از وی مطالعات زیادی در این زمینه صورت گرفته است که از جمله می‌توان به مطالعات باردی[2] (۲۰۰۹)، برنت[3] (۲۰۱۰)، سورل[4] و همکاران (۲۰۱۰) و رینولدز[5] (۲۰۱۴) اشاره کرد. بر اساس این الگو، با توجه تکنولوژی پایین و عدم شناخت نسبت به لایه‌های زیرزمینی، در ابتدا میزان اکتشاف پایین بوده اما با بهبود تکنولوژی و شناخت لایه‌های زیر زمینی اکتشاف میادین نفتی به حداکثر می‌رسد. با کشف اکثر میادین بزرگ و نسبتاً کم عمق، اکتشاف منابع جدید با تکیه بر تکنولوژی بالا، محدود به میادین عمیق و فلات قاره می‌گردد و نرخ آن کاهش می‌یابد. کشفیات انجام شده در هر مقطع با یک دوره تأخیر وارد مدار تولید می‌شوند. لذا بر اساس این مدل، تولید نفت در یک کشور، منطقه و یا کل دنیا از یک روند زنگوله‌ای شکل تبعیت می‌کند.

الگوهای اقتصادی پیش‌بینی نفت خام بر پایه مدل هتلینگ[6] (۱۹۳۱) می‌باشند. بر اساس مدل وی میزان تولید بهینه از برابر قرار دادن ارزش یک واحد نفت خام تولیدی به همراه سود ناشی از سرمایه‌گذاری آن با ارزش آتی یک واحد نفت خام در زیر زمین بدست می‌آید. سپس استیگلیتز[7] (۱۹۷۶)، پیندیک[8] (۱۹۷۸) و اسلید[9] (۱۹۸۲) در مطالعات خود این الگو را تکمیل نموده و اثرات افزایش هزینه نهایی تولید، عدم رقابت کامل بودن بازار نفت خام و تولید از منابع نامتعارف[10] را نیز اضافه نمودند.

1 Hubbert
2 Bardi
3 Brandt
4 Sorrell
5 Reynolds
6 Hotelling
7 Stiglitz
8 Pindyck
9 Slade
10 Unconventional Oil

Archive of SID

www.SID.ir

هولند[1] (۲۰۰۸) نیز در راستای اصلاح الگوی هتلینگ بیان داشت که با افزایش تقاضا در طول زمان، تغییرات فناوری و اکتشاف منابع جدید، این الگو در تطابق با مدل اوج تولید هابرت می‌باشد.

الگوهای اقتصاد سنجی عرضه نفت خام نیز برای اولین بار توسط فیشر[2] (۱۹۶۴) ارائه گردید. در الگوی فیشر صرفاً از اطلاعات آماری بهره گرفته شده و اطلاعات مربوط به زمین‌شناسی در آن وارد نمی‌گردد. جهت رفع این مشکل، پسران[3] (۱۹۹۰) عوامل زمین‌شناسی نیز وارد مدل کرد و یک الگوی ترکیبی[4] جهت پیش‌بینی عرضه نفت خام ایجاد نمود. در همین راستا یوری[5] (۱۹۸۲) الگوی هابرت را به یک مدل اقتصاد سنجی ترکیبی تبدیل نمود. همچنین کافمن و کلیولند[6] (۲۰۰۱) به جای استفاده از مدل هابرت، یک الگوی ترکیبی با استفاده از متوسط هزینه واقعی تولید ساختند.

اما در مدل‌های تفکیکی با استفاده از اطلاعات همه میادین یک کشور یا منطقه، تولید نفت آن کشور یا محدوده پیش‌بینی می‌گردد. این الگوها با در نظر گرفتن و تخمین تولید هریک از میادین و تجمیع آن‌ها، روند تولید کلی را برآورد می‌نمایند. از پژوهش‌های صورت گرفته در این زمینه می‌توان به مطالعات کمپل[7] (۱۹۹۵)، اسمیت[8] (۲۰۰۶)، اسکربوسکی[9] (۲۰۰۶، ۲۰۰۷) و جاکوبسون[10] و همکاران (۲۰۱۲) اشاره نمود. از معایب این الگو پیچیده بودن، نیاز به دانش مهندسی و رفتار مخزن و عدم در دسترس بودن اطلاعات میادین کشورها می‌باشد.

همچنین در ایران نیز مطالعات فراوانی در خصوص میزان عرضه نفت خام از یک میدان نفتی انجام شده است. از جمله مطالعات اخیر انجام شده در این زمینه می‌توان به مقاله‌های

1 Holland
2 Fisher
3 Pesaran
4 Hybrid Model
5 Uri
6 Kaufmann & Cleveland
7 Campbell
8 Smith
9 Skrebowski
10 Jakobsson

Archive of SID

www.SID.ir

قربانی و همکاران (۱۳۹۳)، طاهری‌فرد و سلیمی‌فر (۱۳۹۴) و عسکری و همکاران (۱۳۹۵) اشاره نمود. این الگوها میزان تولید بهینه یک میدان نفتی را در سناریوهای مختلف مورد بررسی قرار داده‌اند، اما به بررسی روند عرضه کل کشور نپرداخته‌اند.

با توجه به دقت بیشتر مدل‌های تفکیکی، در این مطالعه از این رویکرد جهت بررسی تأثیر قراردادهای نفتی بهره گرفته می‌شود. بر این اساس در ابتدا یک مدل مخزنی شبیه‌سازی شده و روند تولید آن از حداکثر کردن خالص ارزش فعلی از دید بهره‌بردار[1] در رژیم‌های مالی مختلف قراردادی بدست می‌آید. سپس دوره توسعه، نگهداشت و نرخ کاهش میادین به عنوان تابعی از نفت‌درجای[2] آن‌ها برآورد می‌گردد. با استفاده از نتایج بخش‌های قبلی و اطلاعات در دسترس برای میادین دو کشور، تولید هر میدان در دو سناریوی مختلف برآورد شده است و از تجمیع آن‌ها روند تولید دو کشور در هریک از سناریوها بدست می‌آید. از مقایسه روند تولید برآوردی بدست آمده در دو سناریو، تأثیر قراردادهای نفتی مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد. در ادامه این مقاله ابتدا در بخش دوم رژیم مالی قراردادهای ایران و عربستان سعودی بیان می‌شود سپس در بخش سوم به اجمال در خصوص میادین مورد مطالعه توضیحاتی ارائه می‌گردد. بخش چهارم مقاله به بیان مدل تخمین تولید از میدان نمونه می‌پردازد. در بخش پنجم تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید کل ایران و عربستان سعودی پرداخته می‌شود و در بخش آخر نتیجه‌گیری ارائه می‌گردد.

۲- رژیم مالی قراردادهای نفتی ایران و عربستان سعودی:

قراردادهای فعلی ایران جهت توسعه منابع نفت و گاز در قالب بیع متقابل با شرکت‌های بین‌المللی نفتی منعقد می‌گردد. جریان نقدینگی این قراردادها در هنگام عقد قرارداد دارای

---

۱ مقصود از بهره‌بردار، شرکتی است که کنترل تولید از میدان نفتی را در دست دارد. با توجه به اینکه در قراردادهای بلندمدت، عملیات اکتشاف (در صورت لزوم)، توسعه و تولید در دست شرکت‌های بین‌المللی نفتی است لذا در این قراردادها بهره‌بردار و کنترل کننده نرخ تولید این شرکت‌ها می‌باشند. اما در حالتی که دولت میزبان صرفاً از خدمات ارائه شده توسط شرکت‌های نفتی خدماتی (Oil Service Companies) یا خدمات شرکت‌های بین‌المللی نفتی در دوره اکتشاف و توسعه استفاده می‌کند، بهره‌بردار شرکت نفتی متعلق به دولت میزبان است.

2 Oil In Place

Archive of SID

www.SID.ir

سه بخش اصلی هزینه، درآمد و بازپرداخت می‌باشد. بخش هزینه خود به سه زیر بخش "هزینه‌های سرمایه‌ای"، "غیر سرمایه‌ای" و "هزینه بانکی" تقسیم می‌گردد. بخش درآمد نیز شامل چهار عنصر "قیمت قراردادی نفت"، "میزان تولید نفت خام قراردادی"، "هزینه‌های عملیاتی و نگهداشت" و "درصدی از درآمدهای میدان[1]" می‌باشد. بخش بازپرداخت هم شامل "کل هزینه‌های سرمایه‌ای"، "نرخ بهره مرکب"، "پاداش[2]" و "نرخ بازگشت قراردادی[3]" شرکت بین‌المللی نفتی است. سه بخش مذکور شکل دهنده جریان نقدینگی قرارداد از دید شرکت بین‌المللی نفتی خواهند بود. با مشخص بودن میزان هزینه‌ها، نرخ بهره و بازپرداخت، میزان پاداش به نحوی تعیین می‌گردد که نرخ بازگشت قراردادی شرکت بین‌المللی نفتی برابر با نرخ مورد توافق دو طرف گردد(قندی و لین[4]، ۲۰۱۳).

اما در قراردادهای بیع متقابل نرخ بازگشت دیگری نیز وجود دارد که همان نرخی است که در عمل بر اساس جریان نقدینگی شرکت بین‌المللی نفتی اتفاق می‌افتد و متفاوت از نرخ بازگشت قراردادی است. دلیل این تفاوت، تغییر در جریان نقدینگی مورد توافق در قرارداد است. تغییر در جریان نقدینگی ممکن است به دلیل افزایش هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه (که مازاد بر مقدار توافق شده غیر قابل بازپرداخت می‌باشد)، تأخیر در ساخت و راه‌اندازی پروژه، تغیر در نرخ بهره و تغییر در قیمت و میزان تولید نفت خام اتفاق افتد. بنابراین در صورت بروز هر یک از موارد فوق ممکن است نرخ بازگشت واقعی پیمانکار کمتر از نرخ بازگشت قراردادی شود.

به منظور کاهش ریسک‌های فوق‌الذکر قراردادهای بیع متقابل و حضور شرکت‌های بین‌المللی نفتی در تمامی فرآیندهای اکتشاف، توسعه و تولید، هم راستایی منافع کشور میزبان با پیمانکار و افزایش ضریب بازیافت مخازن نفتی، "شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز" ایران در مورخ ۱۶/۵/۱۳۹۵ توسط هیأت وزیران

---

۱ جهت مشخص نمودن سقف قابل پرداخت به شرکت بین‌المللی نفتی در هر دوره که عموماً برابر با ۶۰٪می‌باشد.

2 Remuneration

3 Contractual Rate of Return

4 Ghandi & Lin

Archive of SID

www.SID.ir

ابلاغ گردید. بر اساس این مصوبه سقف هزینه‌های سرمایه‌ای در این قرارداد باز بوده[۱] و هزینه‌های مستقیم[۲]، غیرمستقیم[۳]، تأمین مالی[۴]، بهره‌برداری[۵] و دستمزد[۶] حداکثر از محل ۵۰ درصد تولیدات نفت و میعانات و ۷۵ درصد تولیدات گازی همان میدان بازپرداخت می‌گردد.

هزینه‌های مستقیم سرمایه‌گذاری در طول یک دوره مشخص (مثلاً در یک دوره ۵ تا ۱۰ ساله) و طی چندین قسط پس از رسیدن به تولید بازپرداخت می‌گردد، اما هزینه‌های غیرمستقیم و بهره‌برداری به صورت جاری[۷] باید بازپرداخت گردد. در صورت تأخیر در بازپرداخت هر یک از هزینه‌ها و انتقال آن به دوره بعدی، به آن هزینه تأمین مالی تعلق می‌گیرد. دستمزد نیز رقم ثابتی به ازای هر بشکه نفت خام تولیدی/افزایش‌یافته[۸] یا هر هزار فوت معکب گاز تولیدی/افزایش‌یافته است که با ضرب آن در مقدار تولید به پیمانکار، از محل درصدی از عایدات مخزن/میدان پرداخت می‌گردد (مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی, ۱۳۹۵).

رژیم مالی فعلی حاکم بر صنایع نفت و گاز عربستان سعودی، مالیات بر درآمدی است که مطابق با قرارداد امتیازی نفتی[۹] از شرکت‌ها اخذ می‌گردد. عناصر اصلی این رژیم قراردادی عبارتند از:

- **بهره مالکانه[۱۰]: بهره مالکانه به صورت صریح در قرارداد امتیازی نفتی مشخص می‌گردد.**
- **نرخ مالیات بر درآمد شرکت: که برای فعالیت‌های مرتبط با تولید نفت خام برابر ۸۵ درصد و برای فعالیت‌های سرمایه‌گذاری در**

---

1 Open CAPEX
2 Direct Capital Costs (DCC)
3 Indirect Costs (IDC)
4 Cost of Money (COM)
5 Operating Costs (OPEX)
6 Fee
7 Current Basis
۸ مقصود از افزایش‌یافته، میزان نفت خام یا گاز تولیدی مازاد بر خط پایه تخلیه در قراردادهای بهبود و ازدیاد برداشت نفت خام/گاز می‌باشد.
9 Petroleum Concession Agreement (PCA)
10 Royalty

Archive of SID

www.SID.ir

بخش گاز طبیعی برابر با ۳۰ درصد و دیگر فعالیت‌ها برابر ۲۰ درصد می‌باشد.

- **فوق‌العاده سرمایه[1]: مقدار نرخ استهلاک مشخصی که بر روی دارایی‌های مشخصی اعمال می‌گردد.**

لذا شرکت‌های مشغول در بخش تولید نفت خام عربستان سعودی مشمول مالیات بر درآمد با نرخ ۸۵ درصد مبنای مالیاتی‌شان می‌شوند. مبنای مالیات از کسر کسورات مجاز (مطابق با قانون مالیات بر درآمد کشور عربستان سعودی مصوب ۳۰ جولای ۲۰۰۴) از کل درآمد محاسبه می‌گردد. همچنین این شرکت‌ها علاوه بر مالیات بر درآمد، بایستی بهره مالکانه مطابق با آنچه که در قرارداد امتیازی تصریح شده است بپردازند. بهره مالکانه پرداختی سپس از درآمدها جهت محاسبه مبنای مالیاتی کسر می‌گردد.

در صورت مواجهه شرکت‌ها با زیان، ضرر شرکت‌ها به صورت نامحدود به سال‌های بعد منقل می‌گردد. اگرچه حداکثر زیان قابل جبران در مقابل سود سالیانه، در هر سال نمی‌تواند بیش از ۲۵ درصد سود تعدیل شده مالیاتی[2] باشد. همچنین مخارج مرتبط با فعالیت‌های زمین‌شناسی، حفاری، اکتشاف و دیگر اقدامات اولیه برای استخراج و توسعه میدان نفتی مشمول نرخ استهلاک ۲۰ درصدی می‌باشد. همچنین اکنون در عربستان سعودی مالیات بر ارزش افزوده یا دیگر مالیات‌های مشابه فروش وجود ندارد (ارنست و یونگ[3]، ۲۰۱۵).

۳- میادین مورد مطالعه

با توجه به اینکه رویکرد این مطالعه تفکیکی می‌باشد، در ابتدا اثر نوع قراردادها بر یک میدان نمونه مورد بررسی قرار می‌گیرد. سپس با توجه به میزان ذخیره و سال شروع بهره‌برداری هر یک از میادین کشورهای ایران و عربستان سعودی، روند تولید نفت خام در دو سناریو تخمین زده می‌شود. در سناریوی اول فرض می‌گردد که کشور میزبان از ابتدا خود مدیریت تولید از میادین را در دست داشته است. در سناریوی دوم، با توجه به نوع

1 Capital Allowance
2 Tax-Adjusted Profit
3 Ernst & Young

Archive of SID

www.SID.ir

قراردادهای نفتی، تولید تخمینی در سناریوی اول تعدیل می‌گردد. در هر دو سناریو اثر عوامل خارجی (همانند جنگ، انقلاب و اثر تولید کننده تعدیل‌گر نوسان[۱]) به صورت متغیر موهومی اعمال می‌گردد.

دامنه این مطالعه شامل ۱۶۳ میدان نفتی و گازی[۲] کشور ایران با میزان ذخیره[۳] ۱۶۱۱۴۷ میلیون بشکه و ۲۶ میدان نفتی و گازی کشور عربستان سعودی با ذخیره ۲۸۶۴۲۴ میلیون بشکه است. با توجه به اطلاعات موجود متوسط ذخیره نفت خام، مایعات[۴] و میعانات گازی[۵] هر میدان در ایران برابر با ۹۸۸ میلیون بشکه می‌باشد. در حالی‌که این رقم برای کشور عربستان سعودی برابر با ۱۱۰۱۶ میلیون بشکه و تقریباً ۱۱ برابر میادین ایرانی است. البته باید توجه داشت که تعداد زیادی از میادین ایرانی در زمره میادین گازی قرار دارند که حاوی مقدار کمی مایعات و میعانات گازی هستند و همین مسأله منجر به کاهش بیشتر متوسط ذخایر نفتی میادین ایران گشته است.

٤- مدل تخمین تولید یک میدان نمونه

تولید از مخزن با توجه به فروض کلاسیک اقتصاد خرد مبتنی بر آن است که بهره‌بردار بعنوان تصمیم گیرنده عقلایی[۶] و گیرنده قیمت[۷]، خالص ارزش فعلی[۸] خود را حداکثر می‌کند. با توجه وابستگی تولید به فشار مخزن و تراکم‌پذیری[۹] سیالات مخزنی و وجود محدودیت‌های شناخت خواص و محدوده مخزن از طریق حفاری، فشار سرچاهی و

---

1 Swing Producer

۲ لحاظ نمودن نمودن میادین گازی در این مطالعه بدلیل آن است که این میادین ضمن تولید گاز مقداری مایعات و میعانات نیز تولید می‌کنند و صرفاً مایعات و میعانات گازی آن‌ها در این مطالعه لحاظ شده است.

۳ این میزان ذخیره شامل نفت خام تولید شده این مخازن و ذخیره باقیمانده آن‌ها می‌باشد.

۴ مایعات گازی یا Natural Gas Liquids به ترکیبات سنگین‌تر از اتان (C2+) اطلاق می‌گردد که در واحدهای گاز و گازمایع استحصال می‌گردد.

۵ میعانات گازی یا Condensates معمولاً بدون انجام فرایند تبرید در لخته‌گیرها استحصال شده و عمدتاً شامل ترکیبات سنگین‌تر از پنتان می‌باشد.

6 Rational Decision-Maker
7 Price-Taker
8 Net Present Value
9 Compressibility

Archive of SID

www.SID.ir

ممانعت از پدیده مخروطی شدن، پروفایل تولید تخمینی دارای سه دوره توسعه[۱]، نگهداشت[۲] و افت تولید[۳] می‌باشد.

مهمترین ویژگی این مدل، برخلاف دیگر مدل‌های اقتصادی تخمین زده شده همانند مطالعات پیندیک (۱۹۷۸)، کرات کرامر (۱۹۹۸) و گائو و همکاران[۴] (۲۰۰۹) در خصوص تعیین میزان تولید بهینه، آن است که در این مدل با در نظر گرفتن محدودیت‌های مخزن، همانند آنچه که به صورت واقعی در مخازن اتفاق می‌افتد، شاهد یک دوره توسعه در ابتدای فرآیند تولید هستیم. درحالی که در دیگر مدل‌های اقتصادی، همانطور که برانت (۲۰۱۰) در مقاله خود بدان اشاره نموده است، بدلیل عدم اعمال محدودیت شناخت خواص و محدوده مخزن از طریق حفاری و با توجه به وزن بیشتر درآمدهای نزدیک‌تر به زمان حال[۵]، تولید در این مدل‌ها از ماکزیمم شروع شده و بعد از مدتی شروع به کاهش می‌کند.

۱-٤- مدل مخزن:

مدل تولید شبیه‌سازی شده در این مطالعه زمان را به صورت گسسته در نظر می‌گیرد. تولید بر اساس معادله دارسی[۶]، در هر دوره "t"، تابعی از فشار مخزن بوده و متناسب با اختلاف فشار متوسط مخزن و فشار دهانه چاه می‌باشد (احمد[۷]، ۲۰۰۶):

$$q_t = A \times (\overline{p_t} - p_{wb_t}) \quad (۱)$$

در معادله فوق $\overline{p_t}$ فشار متوسط مخزن p_{wb_t} فشار دهانه چاه در دوره "t" است. A نیز نشان‌دهنده خواص سیال و سنگ مخزن همانند تخلخل، نفوذپذیری، گرانروی، ضریب حجمی سازند نفت، اندازه دهانه چاه، شعاع مخزن و سطح تماس مخزن و چاه است.

1 Development
2 Plateau
3 Decline
4 Gao et al.
۵ به خاطر وجود نرخ تنزیل در جریان وجوه، درآمدهای نزدیک‌تر به زمان حال دارای وزن بیشتری می‌باشند.
6 Darcy Equation
7 Ahmad

Archive of SID

www.SID.ir

متغیر کنترل که بهره بردار جهت حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود در دست دارد میزان تولید بوده که این میزان توسط p_{wb_t} و از طریق بکارگیری کاهنده[1] سر چاهی مشخص می‌گردد. فشار متوسط اولیه مخزن نیز مشخص بوده ولی این فشار با تولید از میدان کاهش می‌یابد. در نتیجه جهت تعیین آن در دوره بعدی، از معادله تراکم‌پذیری همدمای[2] سنگ و سیال بهره گرفته می‌شود (طارق احمد، ۲۰۰۶). این معادله به شکل زیر می‌باشد:

$$c = -\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial p}\bigg|_T \qquad (۲)$$

با توجه به اینکه حجم مخزن ثابت است و پس از تولید مقدار مشخصی نفت از مخزن، انبساط حاصل از سیالات و سنگ مخزن جای نفت تولیدی را پر می کند، تغییر حجم اتفاق افتاده در مخزن در هر دوره برابر با میزان نفت تولیدی از مخزن است $\partial V = q_t$، لذا افت فشار ناشی از تولید در هر دوره مطابق معادله (۳) به شکل زیر محاسبه می‌گردد:

$$\Delta p_t = \frac{q_t}{cV} \qquad (۳)$$

که در آن:

Δp_t = افت فشار مخزن در دوره t

q_t = میزان انبساط سیال در دوره t (که همان میزان نفت تولیدی (ΔV) در دوره "t" است)

c = تراکم‌پذیری بر حسب psi^{-1}

V = حجم آب همزاد[3]، نفت و تخلخل

میزان تولید در دوره اول با قرار دادن فشار اولیه مخزن در معادله (۱) محاسبه می گردد. پس از تخمین میزان تولید در دوره اول، میزان افت فشار تحقق یافته با توجه به میزان نفت تولیدی در این دوره طبق معادله (۳) تخمین زده می شود. این میزان افت فشار از فشار دوره

1 Choke
2 Isothermal Compressibility
3 Connate Water Volume

Archive of SID

www.SID.ir

قبل کسر شده و در معادله (۱) قرار داده می شود تا میزان تولید در دوره دوم بدست آید و این فرایند تا انتهای عمر مخزن ادامه می یابد.

۲-۱-٤ محدودیت‌های تولید از مخزن

در بخش قبلی ذکر گردید که متغیر کنترل، نرخ تولید می‌باشد که بوسیله p_{wb} (فشار دهانه چاه) از طریق کاهنده سرچاهی کنترل می‌گردد اما نمی‌توان به هر میزان دلخواه، کاهنده سرچاهی را باز نمود تا فشار دهانه چاه کم شده و میزان تولید افزایش یابد. در این زمینه محدودیت‌هایی از جمله حداقل فشار ته چاهی[1]، اثر افت فشار هر چاه ناشی از تولید چاه‌های مجاور (اصل بر هم نهی[2]) و حداکثر میزان تولید از هر چاه جهت ممانعت از ایجاد پدیده مخروطی شدن[3] وجود دارد.

برای ورود نفت به تفکیک‌گرهای واحد بهره برداری، نفت خام موجود در مخزن بایستی فشار لازم جهت رسیدن به سطح چاه، طی کردن مسیر از سر چاه تا واحد بهره برداری و غلبه بر فشار تفکیک گر مرحله اول[4] را داشته باشد. لذا p_{wb} نبایستی از حداقل فشار مورد نیاز ته‌چاهی محاسبه شده در معادله (۴) کمتر باشد.

$$p_{wb} \geq \Delta p_{BH-WH} + \Delta p_{WH-PU} + p_{1st.stage.sep} \qquad (۴)$$

که در آن:

p_{wb} = فشار دهانه چاه

Δp_{BH-WH} = افت فشار ناشی از ستون چاه (از دهانه چاه تا سرچاه)

Δp_{WH-PU} = افت فشار ایجاد شده در خط لوله از سرچاه تا واحد بهره برداری

$p_{1st.stage.sep}$ = فشار تفکیک گر مرحله اول واحد بهره برداری

همچنین مطابق با اصل برهم نهی، تولید از چاه های مجاور در صورتی که در ناحیه تخلیه نقطه مدنظر قرار داشته باشند، باعث ایجاد افت فشار در آن نقطه می گردد. میزان افت فشار

1 Minimum Bottom-hole Pressure
2 Superposition Principle
3 Coning
4 1st Stage Separator

Archive of SID

www.SID.ir

ناشی از تولید N چاه، در مجاورت نقطه A مخزن بوسیله معادله۵- محاسبه می‌گردد (استیوارت[1]، ۲۰۱۱):

$$p_A = \bar{p} - \sum_{j=1}^{N} \frac{141.2 q \mu B_o}{kh}\left[\ln(\frac{r_e}{r_{jA}}) - \frac{3}{4}\right] \qquad (۵)$$

پدیده مخروطی شدن ناشی از تولید با نرخ‌های بالا می‌باشد که در آن آب یا گاز (در صورت وجود کلاهک گازی) که به ترتیب در پایین و بالای لایه نفتی قرار دارند، همراه نفت خام تولید می شوند. فرمول تجربی زیر بوسیله شولز[2] (۱۹۷۲) جهت پیش‌بینی نرخ بحرانی پیشنهاد شده است:

$$q_c = \frac{0.033307 k_o h^2 \Delta\rho}{B_o \mu_o} q_{Dc} \qquad (۶)$$

که در آن:

q_{Dc} نرخ بحرانی بدون بعد است که بوسیله فرمول زیر محاسبه می گردد:

$$q_{Dc} = \frac{1}{2\pi}\left[0.432 + \frac{\pi}{\ln(\frac{r_e}{r_w})}\right]\left[1-(\frac{b}{h})^2\right](\frac{r_e}{h})^{-0.14} \qquad (۷)$$

که k_o = نفوذپذیری نفت، h = ضخامت لایه نفتی، $\Delta\rho$ = تفاضل چگالی، B_o = متوسط ضریب حجمی سازند نفت، μ_o = متوسط گرانروی نفت، b = طول بازه مشبک شده[3] و r_e = شعاع تخلیه است.

برای جلوگیری از بروز این پدیده میزان تولید با استفاده از کاهنده سرچاهی بایستی به میزانی تعیین گردد که همواره از نرخ تولید بحرانی فوق کمتر باشد.

۲-٤ هزینه‌های تولید

هزینه‌های توسعه و تولید از میدان به دو بخش هزینه‌های سرمایه‌ای[1] (CAPEX) - که خود شامل دو دسته هزینه حفاری چاه‌ها و هزینه نصب و اجرای تأسیسات سطح‌الارضی

1 Stewart
2 Schols
3 Perforated Interval

Archive of SID

www.SID.ir

است - و هزینه‌های عملیاتی[۲] (OPEX) تقسیم‌بندی می‌گردد. بزرگترین تمایز بین این دو نوع هزینه آن است که هزینه‌های سرمایه‌ای یک بار در طول عمر پروژه (معمولاً در ابتدای آن) انجام می‌شود، در حالیکه هزینه‌های عملیاتی بصورت متناوب در طول عمر پروژه صورت می‌پذیرد.

هزینه‌های حفاری وابستگی شدیدی به جنبه‌های فنی طراحی چاهی دارد که باید حفر گردد. این جنبه‌ها شامل نوع چاه (اکتشافی، ارزیابی[۳]، توصیفی[۴] یا توسعه‌ای)، شیوه حفاری (عمودی، جهت‌دار، افقی، چندشاخه‌ای[۵]، سایدترک)، خشکی یا دریایی بودن میدان و عمق مخزن است. در این مطالعه، هزینه های حفاری از آمار ارائه شده توسط اداره اطلاعات انرژی[۶] ایالات متحده (۲۰۱۵) بدست آمده است. با توجه به اینکه در طول دوره توسعه، بعد از حفر هر چاه آزمایشات بسیاری از طریق آن چاه و سیالات تولیدی از آن جهت شناخت میدان صورت می گیرد و با استفاده از نتیجه آزمایشات، خواص و محدوده مخزن جهت تعیین موقعیت و چگونگی حفر چاه‌های جدید، بیشتر و بهتر مشخص می‌گردد، لذا همه چاه‌ها بصورت همزمان و در یک دوره حفر نمی‌شوند. در نتیجه حداکثر تعداد چاه‌های حفر شده در هر دوره ''t'' از ''N'' عدد تجاوز نخواهد کرد. جهت برآورد هزینه‌های سطح الارضی نیز از معادله آدلمن و شاهی[۷] (۱۹۸۹) استفاده می شود که بر اساس آن هزینه‌های سطح الارضی برابر با ۶۶٪ هزینه حفاری چاه‌ها می‌باشد.

هزینه‌های عملیاتی شامل هزینه‌هایی است که بصورت متناوب در طول دوره تولید از میدان صورت می‌گیرد و به دو دسته هزینه‌های عملیاتی ثابت و متغیر تقسیم می‌شود. اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده (۱۹۹۶) فرمول زیر را برای تخمین هزینه‌های عملیاتی متغیر در منطقه خلیج فارس ارائه نموده است:

$$V.OPEX_t = 0.7714 Q_t^{-0.2423} \qquad (۸)$$

1 Capital Expenditures
2 Operating Expenditures
3 Appraisal
4 Delineation
5 Multilateral
6 Energy Information Administration
7 Adelman & Shahi

Archive of SID

www.SID.ir

که در آن Q_t نرخ تولید بر حسب میلیون بشکه در سال و $V.OPEX_t$ هزینه های عملیاتی متغییر تولید هر بشکه بر حسب دلار می‌باشد. هزینه‌ها به قیمت ثابت سال ۱۹۹۴ بوده که جهت تبدیل این ارقام به قیمت ثابت سال ۲۰۰۰ بایستی به جای ضریب ۷۷۱۴/۰ مقدار ۱۰۷۲/۱ در فرمول قرار داده شود. هزینه‌های عملیاتی ثابت نیز که مرتبط با تولید نمی‌باشد برابر ۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای فرض شده است (اداره اطلاعات انرژی، ۱۹۹۶).

۳-٤ رژیم مالی قرارداد

این مطالعه در چهار رژیم مالی متفاوت[۱]، دو نوع مدل قراردادی مختلف را با هم مقایسه نموده و روند تولید از یک میدان نمونه را در هر رژیم مالی با توجه به نوع قرارداد تخمین می‌زند. قراردادهای مورد بررسی به دو نوع کوتاه‌مدت و بلندمدت[۲] تقسیم شده اند. مدیریت عملیات و بهره‌برداری از میدان در قراردادهای کوتاه‌مدت با دولت میزبان بوده، لذا خالص ارزش فعلی میدان در طول عمر آن از دید دولت میزبان حداکثر می‌گردد. بر اساس رژیم مالی این مدل قراردادی، دولت میزبان هزینه‌های توسعه و تولید را یا رأساً خود متقبل شده و یا اینکه این هزینه‌ها در دوره توسعه توسط شرکت بین‌المللی نفتی تأمین گردیده و بوسیله دولت میزبان بازپرداخت می گردد.

اما در مدل قراردادی بلندمدت، شرکت‌های بین‌المللی نفتی عهده‌دار توسعه و تولید از میدان در طول دوره قرارداد هستند. لذا نرخ تولید بایستی از حداکثرکردن خالص ارزش فعلی این شرکت‌ها بدست آید. سه رژیم مالی متفاوت با توجه به سوابق رژیم مالی قراردادهای ایران و عربستان سعودی مورد بررسی قرار گرفته است که به ترتیب در هر

---

۱ سه نوع رژیم مالی مربوط به قراردادهای بلندمدت است که در آن سهم شرکت بین‌المللی نفتی به ترتیب ۵۰، ۴۰ و ۲۵ درصد فرض شده است و یک نوع رژیم مالی مربوط به قراردادهای کوتاه‌مدت می باشد که مدیریت تولید در دست دولت میزبان است.

۲ ممکن است یک قرارداد به عنوان قرارداد خدمتی تقسیم‌بندی گردد (همانند قراردادهای جدید نفتی ایران) ولی در عمل بلندمدت بوده و مدیریت عملیات تولید در دست شرکت بین‌المللی نفتی باشد، لذا در زمره قراردادهای بلندمدت آورده می‌شود. مقصود از قراردادهای کوتاه‌مدت آن نوع قراردادهایی است که شرکت‌های بین‌المللی و خدماتی نفتی صرفاً یا در دوره اکتشاف و توسعه حضور دارند یا به ارائه خدمات مطابق نظر شرکت نفتی دولت میزبان، در دوره تولید می‌پردازند و مدیریت تولید در دست دولت میزبان است.

Archive of SID

www.SID.ir

کدام، سهم شرکت‌های بین‌المللی نفتی از ۵۰٪ سود به ۴۰٪ و ۲۵٪ کاهش می‌یابد. باید توجه داشت که در این مدل قراردادی هزینه‌های توسعه از محل تولیدات میدان بازپرداخت و سود حاصله به میزان فوق‌الذکر بین طرفین تقسیم می‌گردد.

٤-٤ مدل ریاضی:

در صورت عقد قراردادهای کوتاه‌مدت با شرکت‌های بین‌المللی یا خدماتی نفتی و در حالتی که دولت میزبان بهره‌بردار و تصمیم‌گیرنده نرخ تولید است، میزان تولید بهینه در هر دوره از حل معادله زیر بدست می‌آید:

$$\max(NPV) = \max\{\sum_{t=t_0}^{t=t_1}\left[-c_{wd}w_t - SFC_t\right]\beta_t + \sum_{t=j_0}^{T}(p_t q_t - c_{wi}w_t - V.OPEX_t - F.OPEX_t)\beta_t + RR_{T+1}pr_{T+1}\beta_{T+1}\} \quad (۹)$$

که در این معادله t0 و t1 به ترتیب شروع و انتهای دوره توسعه، j0 شروع دوره تولید از میدان، β نرخ تنزیل، cwd هزینه حفر هر حلقه چاه در دوره توسعه، SFC هزینه تأسیسات سطح‌الارضی، pt قیمت نفت خام، cwi هزینه حفر هر حلقه چاه در دوره نگهداشت، و RR میزان ذخیره نفتی باقیمانده در مخزن بعد از دوره T می‌باشد.

در صورت عقد قرارداد بلندمدت با شرکت بین‌المللی نفتی و حضور وی در مرحله بهره‌برداری، نرخ تولید از طریق حداکثر کردن خالص ارزش فعلی پیمانکار – که تصمیم‌گیرنده در خصوص متغیر کنترل یا همان نرخ تولید است - از طریق معادله زیر بدست می‌آید:

$$NPV = \max\left\{\begin{array}{l}\sum_{t=t_0}^{t=t_1}\left[-c_{wd}w_t - SFC_t\right]\beta_t \\ +\sum_{t=t_1}^{T}\left[\begin{array}{l}A(p_t q_t - c_{wd}w_t - V.OPEX_t - F.OPEX_t) \\ +CAPEX.\mathrm{Re}\,p_t + c_{wd}w_{t-1} + V.OPEX_{t-1} + F.OPEX_{t-1}\end{array}\right]\beta_t\end{array}\right\} \quad (۱۰)$$

Archive of SID

www.SID.ir

که در این سناریو t0 و t1 به ترتیب ابتدا و انتهای دوره توسعه میدان، A سهم شرکت بین‌المللی نفتی از سود عملیات، CAPEX.Rep بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای در دوره توسعه و T مدت زمان قرارداد است. همچنین سه عبارت انتهایی معادله فوق نشان‌دهنده آن است که هزینه حفر چاه‌ها در دوره بهره‌برداری و هزینه‌های عملیاتی ثابت و متغییر در دوران تولید با یک دوره تأخیر به شرکت بین‌المللی نفتی بازپرداخت می‌گردد.

محدویت‌های تولید در معادلات ۹ و ۱۰ فوق به شکل ذیل می‌باشند:

$$q_t \le A(\overline{p_t} - p_{wb_t} + \sum_{j=1}^{N} \frac{141.2 q \mu B_o}{kh}\left[\ln(\frac{r_e}{r_j}) - \frac{3}{4}\right]);$$

t= 1,…, T for each well

$$N = \sum_{t=t_0}^{t=T} w_t \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

$$\overline{p_{t+1}} = \overline{p_t} - \frac{Q_t}{cV} \; ; \; t = 1,\ldots, T \text{ for total reservoir}$$

$$W_t - W_{t-1} = w_t \text{ where } w_t \in \{0,1,2,3,4,5\} \; ; \; t=1,\ldots, T$$

$$V.OPEX_t = 1.1072 Q_t^{-0.2423} \; ; \; t= t_1,\ldots, T$$

$$SCF = 0.66 c_{wd} \sum_{t=t_0}^{t=t_1} w_t \; ; \; t = 1,\ldots, t_1$$

$$F.OPEX_t = 0.05(1.66 \sum_{t=t_0}^{t=t_1} w_t) \; ; \; t= t_1,\ldots, T$$

$$P_{wb} \ge \Delta p_{BH-WH} + \Delta p_{WH-PU} + p_{1st.stage.sep} \; ; \; t= t_1,\ldots, T$$

$$q_c = \frac{0.003073 k_o h^2 \Delta\rho}{B_o \mu_o} q_{Dc} \; ; \; t= t_1,\ldots, T \text{ برای هر چاه}$$

$$p_{wb} \,\&\, w_t \,\&\, \overline{p_t} \,\&\, q_t \,\&\, N \ge 0 \; ; \; t = 1,\ldots, T$$

۵-٤ حل مدل تولید نفت از مخزن نمونه:

با توجه اینکه مدل بدست آمده یک مدل غیر خطی بوده که در آن تعداد چاه‌ها صرفاً می‌تواند یک عدد صحیح باشد لذا یک مدل برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط غیرخطی[1]

1 Mixed Integer Non-Linear Programing (MINLP)

Archive of SID

www.SID.ir

(MINLP) می‌باشد. جهت حل آن از نرم‌افزار ریاضی AIMMS بهره گرفته شده و با استفاده از حل‌کننده AIMMS Outer Approximation (AOA) حل می‌گردد. AOA روشی بنیادین برای حل مدل‌های MINLP می‌باشد که الگوریتم حل آن بر اساس اثر متقابل مابین حل‌کننده مدل عدد صحیح مختلط خطی[1] و مدل غیر خطی[2] است. این حل‌کننده بصورت تکراری مدل را بصورت یک مسئله عدد صحیح مختلط خطی به همراه محدودیت‌های خطی شده و یک مسئله غیرخطی که در آن همه متغییرهای صحیح، ثابت فرض می‌شوند، حل می‌کند (روئلوفز و بیشاپ[3]،۲۰۱۱).

٤-٦- روند تولید نفت از مخزن نمونه

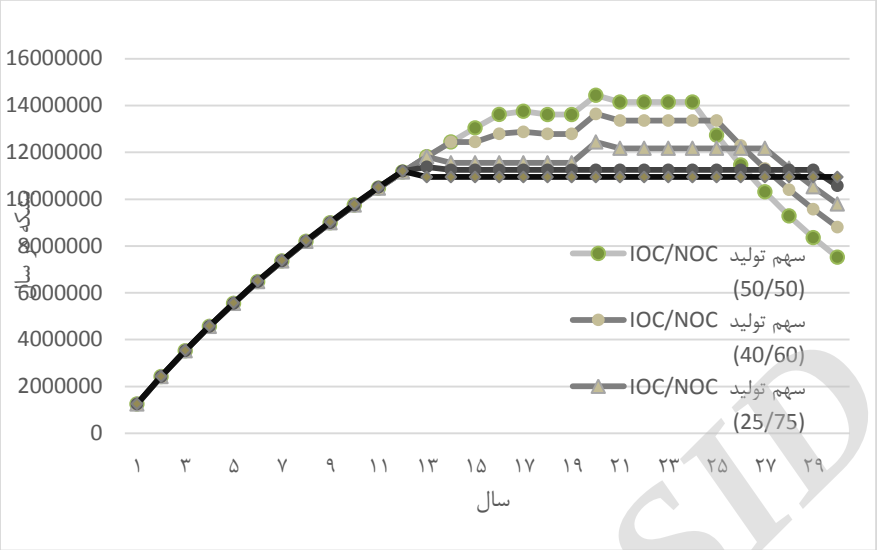
با توجه به نتایج به دست آمده مطابق نمودار شماره (۱)، مشاهده می‌گردد با توجه به پتانسیل و توان مشابه هر چاه[4]، میزان تولید تا ابتدای دوره توسعه برای همه سناریوها برابر می‌باشد. با شروع دوره نگهداشت، میزان تولید در صورتی که بهره‌بردار از مخزن شرکت ملی نفت دولت میزبان باشد کمترین مقدار است. عامل اصلی این رفتار دولت میزبان آن است که وی خواهان حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود در طول عمر میدان می‌باشد، در حالیکه پیمانکار این پارامتر خود را در طول دوره قرارداد حداکثر می‌کند.

در صورت بهره‌برداری و مدیریت مخزن توسط شرکت بین‌المللی نفتی هر چه سهم وی از تولید مخزن بیشتر باشد، او انگیزه بیشتری برای سرمایه‌گذاری، نصب تأسیسات سطح‌الارضی و حفر چاه جهت برداشت و تولید بالاتر دارد زیرا درآمدهای آتی از محل تولیدات مخزن، سرمایه‌گذاری زیاد اولیه را پوشش داده و منجر به افزایش خالص ارزش فعلی وی می‌شود.

1 Mixed Integer Linear Programing (MILP)
2 Non-linear Programing (NLP)
3 Roelofs & Bisschop
۴ چون فرض شده است که تکنولوژی مورد استفاده در حفاری و بهره‌برداری در همه سناریوها یکسان است.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار ۱: روند تخمینی تولید از مخزن در رژیم‌های مالی مختلف قراردادی

منبع: محاسبات پژوهش

۵- تأثیر قراردادهای نفتی بر تولید کل ایران و عربستان سعودی

در این قسمت با رویکردی تفکیکی، از تولید تخمینی تک تک مخازن ایران و عربستان سعودی، در دو سناریو تولید کل این دوکشور برآورد شده و با میزان تولید واقعی آن‌ها مقایسه می‌گردد. در سناریوی اول فرض می‌شود که مدیریت عملیات تولید، در کل دوره در دست دولت میزبان باشد. در واقع روند تولید بدست آمده در این سناریو بیانگر آن است که اگر دو کشور از ابتدا خود کل تولید نفت را کنترل می‌کردند[۱]، روند تولید آن‌ها چگونه می‌بود. سپس در سناریوی دوم شرایط واقعی قراردادها در مدل وارد شده و با تولید واقعی مقایسه می‌گردد.

جهت تخمین تولید هریک از مخازن بایستی در ابتدا دوره توسعه، نگهداشت و نرخ کاهش تولید را محاسبه نمود. لازم به ذکر است که از نتیجه محاسبات انجام شده در بخش۶-

۱ با فرض اینکه کشورهای میزبان تکنولوژی و سرمایه لازم را جهت توسعه میادین یا خود داشته و یا اینکه از طریق قراردادهای کوتاه مدت اکتشاف و توسعه و یا خدماتی صرف در طول دوره تولید از طریق شرکت‌های بین‌المللی و یا خدماتی نفتی تأمین کنند.

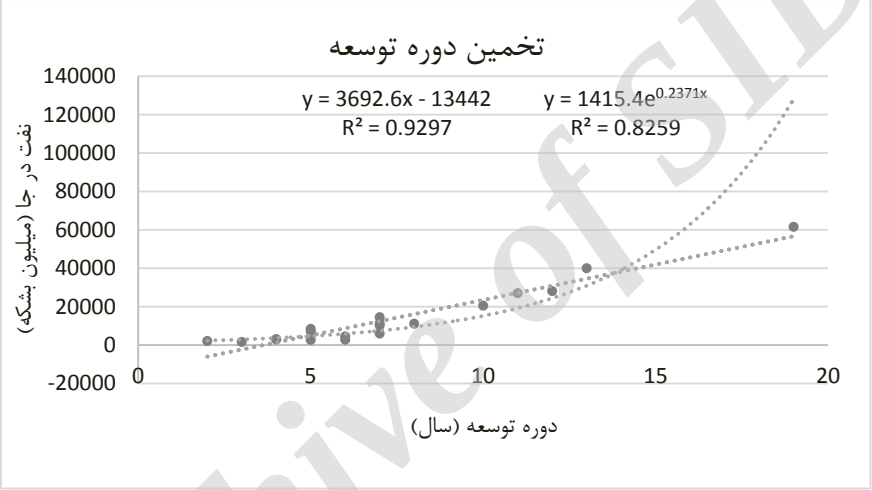
Archive of SID

www.SID.ir

جهت برآورد نسبت تفاوت میزان تولید دوره نگهداشت در شرایط مختلف قراردادی استفاده می گردد.

۱-۵ دوره توسعه

به منظور تخمین دوره توسعه از مدت زمان واقعی توسعه میادین کشورهای ایران و عربستان سعودی استفاده شده است. با توجه به اینکه دوره توسعه تابعی از نفت درجای مخزن می‌باشد، میزان این دوره به صورت توابعی خطی و نمایی از نفت در جای مخزن، به صورت نمودار ذیل تخمین زده شده است.



نمودار ۲: تخمین دوره توسعه مخازن ایران و عربستان سعودی[۱]

منبع: محاسبات پژوهش

با توجه به نتایج بدست آمده و مقادیر ضریب رگرسیون مشاهده می گردد که دوره توسعه تابعی خطی از میزان نفت درجای مخزن می‌باشد. در واقع هر چه میزان نفت در جای مخزن بیشتر باشد، مدت زمان توسعه بصورت تابعی خطی از این پارامتر افزایش می‌یابد. میادین کوچک معمولاً در یک فاز و با تعداد چاه‌ها و تأسیسات کمتر سطح‌الارضی توسعه

۱ به منظور تخمین دوره توسعه، دوره نگهداشت و نرخ کاهش مخزن از اطلاعات ترکیبی از میادین ایران و عربستان سعودی استفاده شده است.

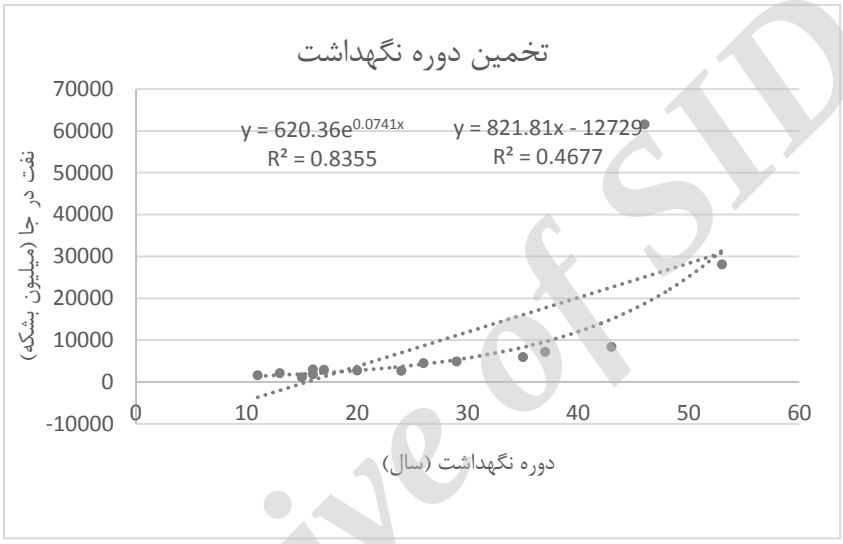
Archive of SID

www.SID.ir

می‌یابند در حالیکه میادین بزرگ در چند فاز توسعه یافته و نیازمند حفر و نصب تأسیسات بیشتری هستند[۱].

۵-۲ دوره نگهداشت تولید

دوره نگهداشت تولید نیز همانند دوره توسعه مخزن بصورت تابعی از میزان نفت درجا تخمین زده شده است. در این قسمت نیز دوره نگهداشت بر اساس دو تابع خطی و نمایی برآورد شده که نتایج آن به شکل نمودار ذیل می‌باشد:



نمودار ۳: تخمین دوره نگهداشت مخازن ایران و عربستان سعودی

منبع: محاسبات پژوهش

نتایج بدست آمده نشاندهنده آن است که بر خلاف دوره توسعه، دوره نگهداشت تابعی نمایی از میزان نفت درجا است. در واقع با افزایش میزان نفت درجای مخزن، سال‌های دوره نگهداشت به صورت نمایی افزایش می‌یابد. دلیل این امر آن است که در میادین بزرگ، نگهداشت تولید میدان برای دوره‌های طولانی‌تر با حفر چاه‌های infill و وجود

۱ با توجه به سرمایه‌بر بودن پروژه‌های نفتی و عدم قطعیت رفتار و ابعاد مخزن، میادین بزرگی همانند یادآوران و آزادگان جنوبی و شمالی در چند فاز توسعه می‌یابند تا در هر فاز رفتار مخزن بهتر مشخص شده و نقشه توسعه برای مرحله بعدی دقیق‌تر باشد و هم اینکه با انجام سرمایه‌گذاری کمتر و صرف زمان کمتر، میدان هر چه زودتر به تولید زودهنگام برسد.

Archive of SID

www.SID.ir

صرفه‌های حاصل از مقیاس در بهره‌گیری از روش‌های بهبود و ازدیاد ضریب بازیافت، اقتصادی‌تر است.

۵-۳ نرخ کاهش مخزن

نرخ کاهش نشان‌دهنده افت تولید مخزن در طول زمان می‌باشد. عمدتاً نرخ کاهش به صورت سالیانه محاسبه شده که به شکل تغییر در حجم هیدروکربور تولیدی در یک دوره نسبت به تولید دوره قبل، تعریف می‌گردد. فرمول آن مطابق زیر است:

$$DeclineRate_t = \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}} \qquad (۱۱)$$

بر اساس مطالعه سورل و همکاران[1] (۲۰۱۱) مهم‌ترین فاکتور تأثیرگذار بر نرخ کاهش، اندازه میادین است. آن‌ها میزان نرخ کاهش سالیانه میادین نفتی فوق عظیم، عظیم و دیگر میادین کشورهای عضو اوپک را ۳/۲٪، ۴/۵٪ و ۱/۹٪ تخمین زده‌اند.

میانگین نرخ کاهش (D) در یک دوره با توجه به اطلاعات تولیدی، اگر نرخ تولید (P) در سال اول شروع کاهش، برابر با P_1 و در سال tام برابر با P_t باشد، به شکل ذیل محاسبه می‌گردد:

برای دوره اول: $D = \frac{P_2 - P_1}{P_1} \rightarrow P_2 = (1+D)P_1$

برای دوره دوم: $D = \frac{P_3 - P_2}{P_2} \rightarrow D = \frac{P_3 - P_1(1+D)}{P_1(1+D)} \rightarrow P_3 = (1+D)^2 P_1$

برای دوره t-1:

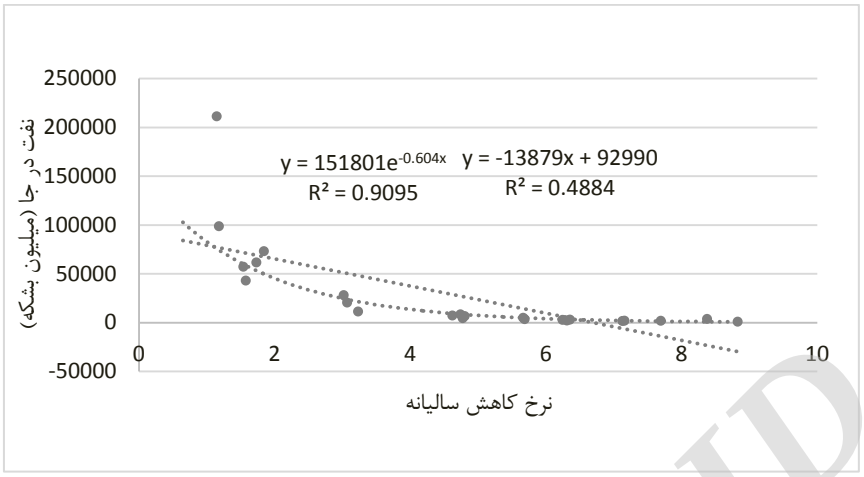
$$D = \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}} \rightarrow D = \frac{P_t - P_1(1+D)^{t-2}}{P_1(1+D)^{t-2}} \rightarrow P_t = (1+D)^{t-1}P_1 \rightarrow D = (\frac{P_t}{P_1})^{\frac{1}{t-1}} \qquad (۱۲)$$

لذا ابتدا ضروری است بر اساس فرمول بالا نرخ کاهش هر میدان محاسبه شده و سپس رابطه بین نرخ کاهش میدان با اندازه آن برآورد گردد. در نمودار زیر، هر نقطه نشاندهنده نرخ کاهش هر میدان با توجه به اندازه آن است.

1 Sorrel et al.

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار ٤: تخمین نرخ کاهش سالیانه مخازن ایران و عربستان سعودی

منبع: محاسبات پژوهش

مشاهده می‌گردد که هرچه میادین بزرگتر باشند، نرخ کاهش سالیانه کمتری را تجربه می‌کنند. همچنین بر اساس ضریب رگرسیون بدست آمده برای دو تخمین خطی و نمایی، مشاهده می‌گردد که تابع نمایی تخمین دقیق‌تر از نرخ کاهش مخزن بدست می‌دهد.

٤-٥ حل مدل تخمین تولید کل

در این قسمت با استفاده از نتایج حاصل از تخمین دوره توسعه، نگهداشت و نرخ کاهش تولید مخزن و نیز با استفاده از نتایج بخش ۶ در خصوص تفاوت میزان تولید در دوره نگهداشت بر اساس الگوهای قراردادی کوتاه‌مدت و بلندمدت، میزان تولید تک تک مخازن در دو سناریو شبیه‌سازی می‌گردد. سپس از حاصل جمع تولید سالیانه مخازن، روند تولید هر یک از دو کشور تخمین زده می‌شود. جهت محاسبه روند تولید هر مخزن از اطلاعات سال شروع تولید، میزان نفت درجا، مدت زمان دوره‌های توسعه و نگهداشت، نرخ تولید در دوره نگهداشت و نرخ کاهش تولید استفاده می‌گردد. جهت انجام این محاسبات از برنامه‌نویسی کاربردی ویژوال بیسیک در محیط اکسل[1] استفاده شده است. این برنامه کاربردی، زبان برنامه‌نویسی است که به کاربر این امکان را می‌دهد تا عملیات با

1 Visual Basic for Applications (VBA)

Archive of SID

www.SID.ir

تکرارهای فراوان یا عملیاتی که به راحتی انجام آن در محیط صفحه گسترده اکسل ممکن نیست را میسر سازد (شبکه توسعه دهنده مایکروسافت، ۲۰۱۶).

٤-٦. روند تولید نفت خام ایران و عربستان سعودی:

نتایج محاسبات انجام شده جهت بررسی اثر قراردادهای نفتی در نمودارهای (۵) و (۶) آمده است. در هر یک از این نمودارها، سه روند تولید نشان داده شده است. دو روند اول نشان‌دهنده میزان تولید واقعی و تولید تخمینی در صورت وجود قراردادهای کوتاه‌مدت در کل دوره و انجام مدیریت عملیات تولید بوسیله کشور میزبان است. روند سوم مربوط به نرخ تولید با اعمال اثر قراردادها می‌باشد. در این روند به عنوان مثال اگر در دوره‌ای رژیم مالی قراردادها به صورت ۵۰/۵۰ بوده است، میزان نرخ تولید متناظر با آن در هر یک از مخازن و به تبع آن کل تولید اعمال شده است. همچنین جهت اعمال اثر جنگ یا اثر تعدیل‌گری نوسان برای دو کشور ایران و عربستان سعودی از متغیرهای موهومی در این دوره‌ها استفاده شده است.

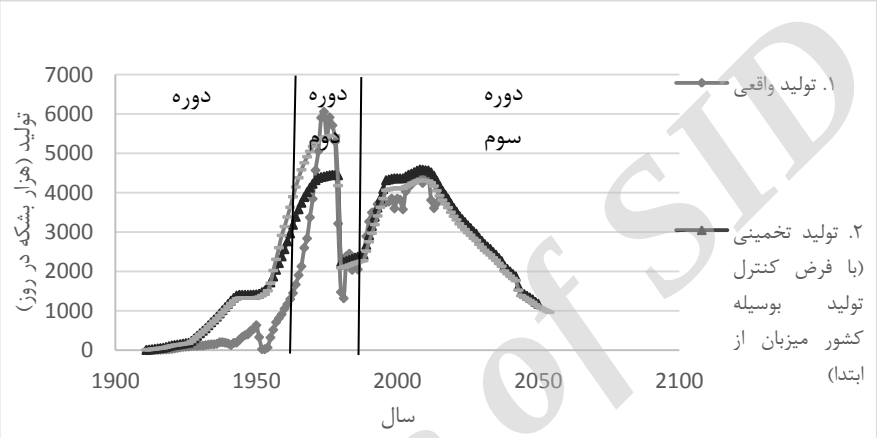
ذکر این نکته ضروری است که این تخمین صرفاً شامل پیش‌بینی روند تولید مخازنی است که تا سال ۲۰۱۵ تولیدی شده‌اند و در برگیرنده مخازن توسعه نیافته و منابعی که در آینده ممکن است تولیدی شوند[1] نیست. همچنین میزان ذخیره میادین بر اساس تکنولوژی و قیمت‌های کنونی نفت خام می‌باشد. تأثیر تکنولوژی بر میزان ضریب بازیافت از مخازن مثبت است، یعنی با بهبود تکنولوژی ضریب بازیافت و در نتیجه میزان تولید تجمعی از یک مخزن افزایش می‌یابد. اما تأثیر قیمت نفت خام متفاوت است. هر چه قیمت نفت خام بالاتر رود، تولید نفت خام در نتیجه اعمال روش‌های پرهزینه ازدیاد برداشت اقتصادی‌تر می‌شود و بر عکس در در صورت افت قیمت، به دلیل هزینه بالای استخراج بر اساس این مکانسیم، تولید تجمعی نفت خام از میدان کاهش می‌یابد. لذا روند تخمینی ممکن است تحت تأثیر این دو عامل تغییر کند.

1 Yet to Find

Archive of SID

www.SID.ir

همچنین این تخمین، پیش‌بینی‌کننده روند تولید آینده نفت خام دو کشور نیست و صرفاً به بررسی تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید پرداخته است. جهت پیش‌بینی روند تولید آتی بایستی میزان تولید محقق نشده در ابتدای دوره، به دلیل عدم وجود زیرساخت‌های لازم صادراتی و پالایشی، به ذخیره باقیمانده میادین اضافه شده و پیش‌بینی روند بر اساس ذخیره باقیمانده واقعی تخمین زده شود که خارج از حوزه این مطالعه می‌باشد.

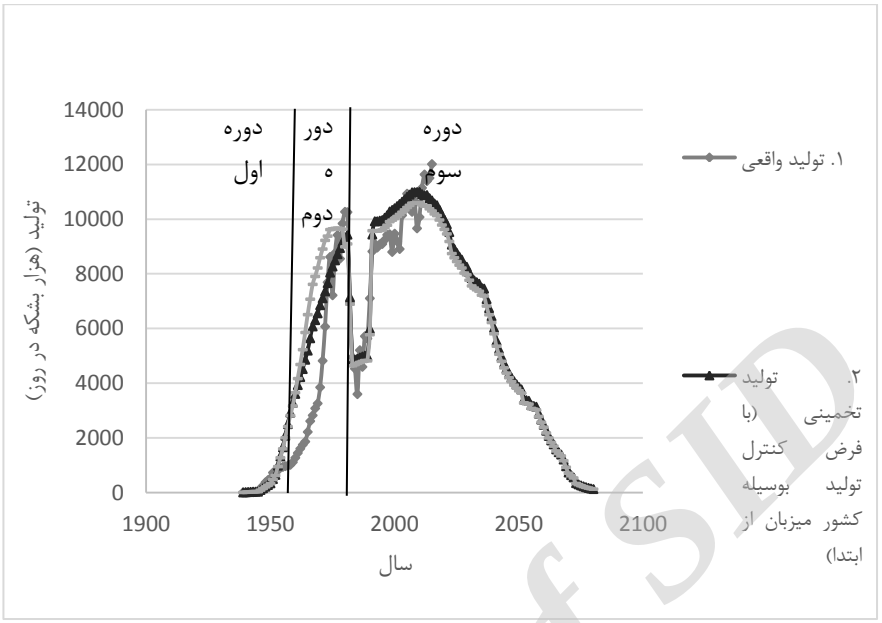


نمودار ۵: اثر قراردادها بر میادین در حال تولید کنونی ایران

منبع: محاسبات پژوهش

Archive of SID

www.SID.ir



نمودار ٦: اثر قراردادها بر میادین در حال تولید کنونی عربستان سعودی

منبع: محاسبات پژوهش

با توجه به نمودارهای فوق مشاهده می‌گردد که تولید دو کشور به سه دوره تقسیم شده است. دوره اول و دوم مربوط به زمانی است که دو کشور دارای قرارداد بلند مدت با شرکت‌های بین‌المللی نفتی بوده‌اند. اما تفاوت این دو دوره در آن است که در دوره اول برخلاف دوره دوم زیرساخت‌های لازم صادراتی، از قبیل خطوط انتقال، مخازن ذخیره‌سازی، اسکله صادراتی و همچنین پالایشگاه کافی برای پالایش نفت خام وجود نداشته است. دوره سوم نیز زمانی است که دو کشور کنترل تولید از میادین نفتی خود را به صورت کامل در دست گرفته‌اند.

همچنین با توجه به نتایج بدست آمده مشاهده می‌گردد که در دوره اول، میزان پیش‌بینی تولید بیشتر از میزان واقعی آن در سال‌های اولیه است. دلیل این امر نیز عدم وجود زیرساخت‌های لازم جهت پالایش و صادرات می‌باشد. در واقع میدان پتانسیل تولید را داشته ولی تسهیلات کافی برای صادرات یا پالایش آن وجود نداشته است.

Archive of SID

www.SID.ir

تولید واقعی دو کشور در دوره دوم بصورت تصاعدی افزایش می‌یابد. در این دوره که کنترل تولید در دست شرکت‌های بین‌المللی نفتی بوده است، هم بسترهای لازم صادراتی و پالایشی فراهم شده و هم میادین بزرگ زیادی در دو کشور توسط شرکت‌های بزرگ نفتی کشف شده‌اند. مشاهده می‌گردد که تولید واقعی بیشتر از حالتی است که اگر دولت میزبان خود راهبری عملیات تولید را در دست داشت. این اثر برای کشور ایران بیشتر محسوس است. دلیل این امر آن است که تولید نفت خام در ایران از سال ۱۹۰۸ و ۲۹ سال قبل از عربستان سعودی شروع شده و همین امر باعث موجب گشته که شرکت‌های طرف قرارداد هم زیرساخت‌های تولید را فراهم کرده و هم شناخت کافی از رفتار میادین را بدست آورند.

شروع دوره سوم از ابتدای دهه ۸۰ میلادی مصادف با تغییر نوع قراردادهای نفتی و کنترل کل عملیات تولید بدست دولت‌های میزبان[1] و همچنین وقوع انقلاب اسلامی و جنگ در ایران و سیاست تولیدکننده تعدیل‌گر نوسان در عربستان سعودی است. اثر این اتفاقات با اعمال متغییر مفهومی دیده شده است. مطابق نتایج، هر دو روند تخمینی در تطابق بیشتر با روند واقعی هستند زیرا نوع قراردادهای اعمالی در هر دو سناریو از نوع قراردادهای کوتاه مدت می‌باشد. همچنین مشاهده می‌گردد که میزان تولید واقعی ایران و عربستان سعودی در سال‌های اخیر به ترتیب کمتر و بیشتر از میزان تولید پیش‌بینی شده است. دلیل این مسئله برای ایران اعمال تحریم‌ها و سقف تولید و برای عربستان سعودی تولید بیش از پتانسیل مخزن و یا اعمال روش‌های بهبود و ازدیاد برداشت با بهره‌گیری از تکنولوژی روز است.

۵. نتیجه گیری

بررسی تأثیر پارامترهای اقتصادی و قراردادی بر تولید نفت خام بدون در نظر گرفتن خواص مخزنی امکان‌پذیر نیست. لذا در این مطالعه ابتدا با توجه به محدودیت‌های مخزنی، الگوی تولید از مخزن بدست آمده و سپس روند تولید از مخزن با اعمال پارامترهای اقتصادی و قراردادی در سناریوهای مختلف برآورد گشته است. بر اساس نتایج بدست

۱ با آغاز این دهه، کلیه شرکت‌های بین‌المللی نفتی از ایران خارج شده و همچنین کل سهام شرکت نفتی آرامکو در اختیار دولت قرار می‌گیرد.

Archive of SID

www.SID.ir

آمده، هر میزان که سهم شرکت‌های بین‌المللی نفتی در قراردادهای نفتی افزایش یابد، این شرکت‌ها جهت حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود در دوره قراردادی، سرمایه‌گذاری بالاتری جهت استحصال نفت خام بیشتر انجام داده‌اند. در واقع سهم بیشتر از نفت خام تولیدی، سرمایه‌گذاری بیشتر را جهت کسب سود بیشتر توجیه می‌کند. اما در صورت کنترل تولید توسط دولت‌های میزبان، آن‌ها خالص ارزش فعلی خود را در کل عمر میدان حداکثر می نماید، لذا میزان تولید در دوره نگهداشت کمتر و طول دوره بیشتر خواهد بود.

در قسمت بعدی مطالعه، با در اختیار داشتن اطلاعات میادین ایران و عربستان سعودی، روند تولید هر میدان با اعمال اثر قراردادها و بدون اعمال آن برآورد شده و سپس تولید کل دو کشور از تجمیع تولید تک تک میادین بدست آمده است. مطابق نتایج بدست آمده، در ابتدای کشف و تولید نفت در دو کشور، بدلیل عدم وجود زیرساخت‌های لازم میزان تولید از تولید بهینه میادین کمتر بوده است. سپس با ایجاد بسترهای لازم پالایشی و صادراتی و تسلط شرکت‌های بین‌المللی نفتی بر صنعت نفت دو کشور، میزان تولید جهت حداکثر کردن منافع این شرکت‌ها بصورت تصاعدی افزایش یافته است که در تطابق با یافته‌های پژوهش است. از ابتدای دهه ۸۰ میلادی نیز این دو کشور کنترل عملیات تولید از منابع نفتی خود را بدست گرفته که در نتیجه آن نرخ تولید از مخازن نفتی کاهش یافته است.

به عنوان یک نتیجه کلی از این پژوهش، می‌توان گفت که در صورت وجود قراردادهای بلندمدت با شرکت‌های بین‌المللی نفتی، این شرکت‌ها به منظور حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود در دوره قرارداد، سرمایه‌گذاری بیشتری انجام داده و میزان نفت بیشتری استخراج می‌کنند؛ در نتیجه میزان تولید نفت خام در آن مقطع افزایش می‌یابد. اما در حالتی که کنترل تولید در دست دولت میزبان است، بدلیل وزن بیشتر ارقام سرمایه‌گذاری در جریان نقدینگی (چون سرمایه‌گذاری بایستی در ابتدای پروژه صورت پذیرد) و همچنین حداکثر کردن خالص ارزش فعلی خود در طول عمر میدان، وی نفت خام را با نرخ کمتر اما مدت زمان بیشتر تولید می‌کند.

Archive of SID

www.SID.ir

٦. منابع

الف) فارسی

درخشان، مسعود (۱۳۹۲)، ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی - تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی در ایران، *فصلنامه اقتصاد انرژی ایران*، شماره ۹، صص ۵۳-۱۱۳

طاهری فرد، علی و سلیمی‌فر، مصطفی (۱۳۹۴)، بهینه‌سازی فرایند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل (مطالعه موردی: میدان درود)، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*. شماره ۴۴، صص ۱۷۳-۱۵۸

عسکری، محمد مهدی؛ صادقی شاهدانی، مهدی؛ شیریجیان، محمد و طاهری‌فرد، علی (۱۳۹۵)، الگوی تولید بهینه نفت خام مبتنی بر قرارداد بیع متقابل: مطالعه موردی میدان نفتی فروزان، *نظریه‌های کاربردی اقتصاد*، شماره ۲، صص ۱۸۶-۱۵۹

قربانی پاشاکلایی، وحید؛ خورسندی، مرتضی؛ محمدی، تیمور؛ خالقی، شهلا؛ شاکری، عباس و ابطحی، سیدتقی (۱۳۹۳)، الگوی بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی در چارچوب مدل کنترل بهینه-مطالعه موردی یکی از میادین نفت ایران، *پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران*. شماره ۳، صص ۲۲۰-۱۹۱

محمدی، تیمور؛ مومنی، فرشاد؛ کاظمی نجف‌آبادی، عباس و بهادری، شیرکو (۱۳۹۵).تأثیر قراردادهای نفتی بر روند تولید نفت ایران *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، شماره ۵۰، صص ۵۲-۲۶

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی (۱۳۹۵)، شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز مصوبات هیأت وزیران. شماره مسلسل ۵۷۲۲۵/ت۵۳۳۶۷هـ

ب) انگلیسی

Adelman, M. A., & Shahi, M. (1989). Oil Development-Operating Cost Estimates, 1955-1985. *Energy Economics, Vol. 11, Issue 1*, pp. 2-10.

Ahmad, T. (2006). *Reservoir engineering handbook*. (Vol. 13). Gulf Professional Publishing.

Archive of SID

www.SID.ir

Arps, J. J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of AIME 160, no. 1*, pp. 228-247.

Bardi, U. (2009). Peak oil: The four stages of a new idea. *Energy, Vol. 34, Issue. 3*, pp. 323-326.

Brandt, A. R. (2010). Review of Mathematical Models of Future Oil Supply: Historical Overview and Synthesizing Critique. *Energy, Vol. 35*, pp. 3958-3974.

Campbell, C. j. (1995). The next oil price shock- the world's remaining oil and its depletion . *Energy Explor Exploit, Vol. 13, Issue. 1* , pp. 19-46.

Citino, N. J. (2002). From Arab Nationalism to OPEC: Eisenhower, King Saūd, and the making of U.S-Saudi relations . Mumbai: Indian University Press.

Colorado Oil & Gas Conservation Commission. (2016, November 10). *Glossary of Oil and Gas Terms*. Retrieved from COGCC: https://cogcc.state.co.us/COGIS_Help/glossary.htm

Energy Information Administration. (2015). *Costs of Crude Oil and Natural Gas Wells Drilled*. Retrieved from http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_wellcost_s1_a.htm

Ernst and Young. (2015). *Global oil and gas tax guide.* London: EY (formerly Ernst & Young).

Fisher, F. (1964). *Supply and costs in the United Sates petroleum industry*. Baltimore MD: Johns Hopkins University Press.

Gao, W., Hartley, P. R., & Sickles, R. C. (2009). Optimal Dynamic Production from a large oil field in Saudi Arabia. *Empirical Economics, Vol. 37, Issue 1*, pp. 153-184.

Ghandi, A., & Lin, C. (2017). On the Rate of Return and Risk Factors to International Oil Companies in Iran's Buy-Back Service Contracts. *Energy Policy, Vol. 103*, pp. 16-29.

Holland , S. (2008). Modeling peak oil. *Energy Journal, Vol. 29, Issue. 2*, pp. 61-79.

Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Polit Econ, Vol. 39, Issue. 2*, 137-175.

Hubbert, K. M. (1956). Nuclear energy and the fossil fuel. *Drilling and production practice.* American Petroleum Institute.

Islamic Parliment Research center. (2015, November 20). *Law*. Retrieved from Islamic Parliment Research center: http://rc.majlis.ir/fa/law

Jakobsson, K., Bentley, R., Soderbergh, B., & Aleklett, K. (2012). The end of cheap oil: Bottom-up economic and geologic modeling of aggregate oil production curves. *Energy Policy*,Vol. 41, pp. 860-870.

Kaufmann , R., & Cleveland , C. (2001). Oil production in the lower 48 states: economic, geological, and institutional determinants:. *Energy Journal, Vol. 22, Issue. 1*, pp. 27-49.

Krautkraemer , J. (1998). Nonrenewable resource scarcity. *J Econ Literat,Vol. 36, Issue. 4*, pp. 2065-2107.

Microsoft. (2016). *Getting Started with VBA in Excel 2010*. Retrieved from Learn to Develop with Microsoft Developer Network: https://msdn.microsoft.com/en-us/library/office/ee814737(v=office.14).aspx

OPEC. (2016). *OPEC Iran/Saudi Arabia*. Retrieved from www.opec.org/opec_web/en/about_us

Archive of SID

www.SID.ir

Pesaran, M. (1990). An econometric analysis of exploration and extraction of crude oil in the U.K. continental shelf. *The Economic Journal 100, no.* 401, pp. 367-390.
Pindyck , R. (1978). Optimal exploration and production of non-renewable resources. *J Polit Econ, Vol. 86, Issue. 5*, pp. 841-861.
Reynolds, D. B. (2014). World Oil Production Trend: Comparing Hubbert Multi-Cycle Curves. *Ecological Economics*, Vol. 98, pp. 62-71.
Roelofs, M., & Bisschop, J. (2011). *AIMMS: The User's Guide.* Haarlem: Paragon Decision Technology.
Rystad Energy. (2016). *UCube Upstream Database*. Retrieved from Oil & Gas Knowledge House: http://www.rystadenergy.com/Products/EnP-Solutions/UCube/Default
Schols, R. S. (1972). An empirical formula for the critical oil production rate. *Erdoel Erdgas, Vol. 88, Issue. 1*, pp. 6-11.
Skrebowski, C. (2006). Prices holding steady, despite massive planned capacity additions, *Petroleum Review*, pp. 28-31.
Skrebowski, C. (2007). New capacity fails to boost 2006 production-delays or depletion? . *Petroleum Review*, pp. 40-42.
Slade , M. (1982). Trends in natural-resource commodity prices: an analysis of the time domain. *J Environ Econ Manage, Vol. 9, Issue. 6*, pp. 122-137.
Smith, E. E., Dzienkowski, J. S., Anderson, O. L., Lowe, J. S., Kramer, B. M., & L, W. J. (2010). *Materials on International Petroleum Transactions* (3rd ed.). Westminster, Colorado, U.S.: Rocky Mountain Mineral Law Foundation.
Smith, M. (2006). The future for global oil supply: the size of the supply gap. EnergyFiles Ltd.
Sorrell, S. R., Miller, R., Bentley, R., & Speirs, J. (2010). Oil Futures: A Comparison of Global Supply Forecasts. *Energy Policy, Vol. 38*, pp. 4990-5003.
Sorrell, S., Speirs, J., & Bentley, R. (2011). Shaping the global oil peak: a review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. *Energy, Vol. 37, Issue. 1*, pp. 709-724.
Stegner, W. (2007). *Discovery!: The Search for Arabian Oil.* California: Selwa Press.
Stewart, G. (2011). *Well test design & analysis.* PennWell Corporation.
Stiglitz , J. (1976). Monopoly and the rate of extraction of exhaustible resources. *Am Econ Rev, Vol. 66, Issue. 4*, pp. 655-661.
Uri , N. (1982). Domestic crude oil resource appraisal. *Appl Mathem Model, Vol. 6, Issue. 2*, pp. 119-123.
Worl Bank. (2013). Investing in Oil in the Middle East and North Africa: Institutions, Incentives and National Oil Companies. Washington D.C.: World Bank Report 40405-MNA.
World Bank. (2016). *Oil Rents (%GDP) Data*. Retrieved from Data.worldbank.org/Indicator/NY.GDP.PETR.RT.ZS
Archive of SID
www.SID.ir

پیوست

میادین مورد مطالعه

میادین ایران					میادین عربستان سعودی
Masjid Sulaiman	Kupal	Danan Phase 2	Tangu	Yaran South	Ghazal
Chillingar	Salman (x-Sassan)	Danan	Shakeh 2	Homa	Umm Jurf
Naft Shahr	Esfandiar	Nasr	Chahar Bisheh	Arash (Dorra Structure)	Ghinah
Naft Shahr Phase 2	B-Structure	BH Structure	Paydar West	Tosan	Nuayyim
Haft Kel	Tang-E-Bijar	Sirri C	Paydar West Phase 2	Dey	Hazmiyah
Gachsaran (CR in Field)	Fereidoon (x-F Structure)	Aghar Phase 2	Nosrat	Yadavaran Pahe 1	Hawtah
Gachsaran	Foroozan (x-Fereidoon)	Dehloran	Gonbadli	Yadavaran Pahe 2	Abu Jifan
Pazanan (CR in Field)	Reshadat (x-Rakhsh)	Dehloran Phase 2	South Pars Phase 15-16	Yadavaran Pahe 3	Mazalij
Pazanan	T	Garangan	South Pars Phase 4-5	Azadegan North Phase 1	Harmaliyah
Aghajari	Tang-E-Bijar Phase 2	Paydar	South Pars Phase 17-18	Azadegan North Phase 2	Shaybah NGL
Naft Sefid	Nowruz Phase 2	Kangan	South Pars Phase 19	Aran-Bidgol	Shaybah
Lali	Forouzan Gas (FLNG)	Alpha	South Pars Phase 20-21	Balal Gas Field	Karan
Mamatain 9	Ramin	Kabir Kuh	South Pars Phase 2-3	Kish Phase 1	Marjan
Alborz	Iran LNG	Sarvestan	South Pars Phase 9-10	Kish Phase 2	Zuluf
Ahwaz Asmari	Pars North Phase 1	Sarkhun	South Pars Phase 6-8	Kish Phase 3	Berri
Ahwaz Bangestan EOR	Pars North Phase 2	Paydar Phase 2	South Pars Phase 11	Azar (Anaran)	Abbu Sa'fah
Ahwaz Bangestan	Pars North Phase 3	HD	South Pars Phase 13	Band-E-Karkhe	Fazran

Archive of SID

www.SID.ir

Sarajeh	Pars North Phase 4	Babagir	South Pars Phase 1	Mansouri (Lower Layer Discovery)	Manifa
Binak	Nowruz	Aghar	South Pars Phase 14	Kuh-E-Asmari	Manifa (Redevelop)
Binak (CR in Field)	Cheshmeh Khosh	Bandubast	South Pars Phase 22-24	Binaloud	Khurais
Bahrgansar	Ab Teimur Phase 2	Sirri E	South Pars Phase 12	Changuleh West (Anaran)	Khursaniyah
Abuzar (x-Ardeshir)	Cheshmeh Khosh Phase 2	Veyzenhar	Pol Dokhtar	Sefid Zakhour	Khursaniyah (Redevelop)
Doroud (x-Darius)	Kuh-E-Rig	Kuh-E-Mond	Assaluyeh	BAB-1 (Kuhdasht)	Safaniya
Doroud Phase 2 (x-Darius)	Balal	Nar	Fateh Extension	Arvand	Fadhili
Kharg	Susangerd	Siah Makan	Falah Extension	Masjid Sulaiman (Nearby Discovery)	Ghawar Hawiyah
Bibi Hakimeh	Salman-Dalan	Jufair	Saleh Extension	Sefid Baghoun	Ghawar Ain Dar N
Ramshir	Kilur Karim	Saadat Abad	Mokhtar	Aban Phase 2	Ghawar Ain Dar S
Soroosh Phase 2	Sirri	Qaleh Nar	Darquain Phase 3	Halegan	Ghawar Haradh
Mansuri Bangestan	Par-E-Siah	Dalpari	Golshan (Oil)	Sumar	Ghawar Shedgum
Soroosh (x-Cyrus)	Ab Teymour	Dalan	Khesht	Ferdowsi (Oil)	Ghawar Uthmaniyah
Qeshm	Shadegan	Hengam E (Bukha West)	Golshan	Khayyam	Qatif
Mansuri Bangestan EOR	Khangiran	Varavi	Shur	Sepehr	Abqaiq
Karanj	Maleh Kuh	Gashu South	South Pars (Oil Layer) Phase 2	Madar	Abu Hadriya
Mansuri Bangestan	Hendijan	Mubarek Extension	South Pars (Oil Layer) Phase 1	Sardar-E-Jangal	Dammam
Bushgan	Lab-E-Sefid	Zeloi	Shanul	Sohrab	
Emam Hasan	Resalat (x-Rostam)	Kuh-E-Kaki	Azadegan South Phase 1		

Archive of SID

www.SID.ir

Marun	Gavarzin	Karun Bangestan (Gas Field)	Azadegan South Phase 2		
Gulkhari	Sarkan	Khaviz	Azadegan South Phase 1 Early Production		
Marun (CR in Field)	Karun	Samand	Zireh 2		
Prsi (CR in Field)	Shuroum	Mansur Abad	Ferdowsi		
Rage-E-Sefid	Bushire	Rudak-Milatun	Changule		
Parsi	Sirri D	Gardan	Changule Phase 2		
Kupal (CR in Field)	Huleylan	Zaqeh	Tabnak		
Darquain	Sulabedar	Dalpari Phase 2	Yaran North		
تقسیم بندی صورت گرفته توسط شرکت رایستاد، پروژه محور می باشد.					

منبع: رایستاد انرژی[1]، ۲۰۱۶

1 Rystad Energy

Archive of SID

www.SID.ir