

استفاده از مدل های برنامه ریزی تحقیق در عملیات به منظور تعیین سطوح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی در پروژه های صنعت نفت و گاز ایران (مطالعه موردی: پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ میدان گازی پارس جنوبی)

عاطفه تکلیف

a.taklif@atu.ac.ir، استادیار اقتصاد انرژی دانشگاه علامه طباطبائی

حمیدرضا ارباب

دانشیار اقتصاد انرژی دانشگاه علامه طباطبائی، hamidrezaarbab@gmail.com

حسن بویری منجی

دانشجوی دکتری اقتصاد انرژی دانشگاه علامه طباطبائی، hassan.bovairi@gmail.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۰/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۱۲/۲۰

چکیده

سطح تولید نفت و گاز از پروژه های بالادستی کشور یکی از چالش های اساسی در تدوین طرح های جامع توسعه میادین به شمار می رود. در قراردادهای نفت و گاز ایران، مسیر تولید از پروژه های نفت و گاز توسط واحد مدیریت و برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، صرفاً بر اساس عومل فنی-زمین شناسی برآورد و به طرف قرارداد ارائه می شود. هدف این پژوهش توسعه دامنه استفاده از مدل های برنامه ریزی تحقیق در عملیات به منظور تعیین سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی، بر اساس فاکتورهای فنی، زمین شناسی و پارامترهای قراردادی در پروژه های نفت و گاز است. برای این منظور پس از بررسی نقاط ضعف مدل های رایج، مدل جامعی مبتنی بر روش های برنامه ریزی تحقیق در عملیات برای تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز در پروژه های نفت و گاز پیشنهاد گردید. مدل پیشنهادی در این پژوهش از شاخه مدل های بهینه یابی غیرخطی پویاست که در آن حداکثر سازی ارزش خالص فعلی پروژه های نفت و گاز به عنوان تابع هدف تنظیم گردیده و فاکتورهای فنی، تکنولوژیکی و عناصر قراردادی به عنوان مدل تعبیه شده اند. نتایج حاصل نشان می دهد استفاده از مدل های برنامه ریزی تحقیق در عملیات در تعیین سطح تولید نفت خام و گاز غنی نتایج قابل اتکایی را فراهم نموده و تدوین طرح جامع توسعه میادین نفت و گاز کشور از سوی واحد برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران را تسهیل می کند.

طبقه بندی JEL: C61, Q35, K32

کلید واژه ها: بهینه یابی، تحقیق در عملیات، عوامل زمین شناسی، عوامل تکنولوژیکی، قراردادهای نفتی ایران، خالص ارزش فعلی

۱- مقدمه

با توجه به توزیع ناهمگون منابع نفت و گاز در نقاط مختلف جهان و تفاوت کشورها در میزان توسعه یافتگی اقتصادی، مسئله عرضه و تقاضای نفت و گاز همواره به عنوان یک موضوع بااهمیت، قابل بحث بوده است. در چنین شرایطی، چندین کشور در پروژه‌های نفت و گاز به صورت رقابتی مشغول فعالیت بوده و روزبه‌روز به این رقابت افزوده می‌شود. توسعه میداین نفت و گاز با ریسک‌های زیادی مواجه است که عمده این ریسک‌ها و مخاطرات به عدم قطعیت در مورد میزان ذخایر، محیط طبیعی، شرایط سیاسی کشورهای دارنده منابع، شرایط محیط اقتصادی، مسائل حقوقی، مسائل زیربنایی، بازار فرآورده‌های نفتی و گازی و ... گره خورده‌اند. در چنین محیطی، سرمایه‌گذاران که اغلب در قالب پیمانکار به توسعه و بهره‌برداری از پروژه‌های نفت و گاز مشغول‌اند، پیوسته درصددند با افزایش سرعت تولید نفت و گاز، مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی خود را بازیافت نمایند (گاستاوسون^۱، ۱۹۹۹)، اما در این میان برخی محدودیت‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی نظیر ساختار هیدروکربوری^۲، محدودیت‌های دانشی و تکنولوژیکی نظیر سیستم بهبود بازیافت و نیز برخی عوامل حقوقی کشورهای میزبان و بندهای مندرج در قرارداد نظیر سقف بازیافت هزینه‌ها، عملاً به سرمایه‌گذار اجازه دسترسی به منافع اقتصادی زیاد و بازیافت سریع مخارج را نمی‌دهد (ژیائوگانگ^۳ و همکاران، ۲۰۰۳). در میان عناصر قراردادی، حقوق و تکالیفی وجود دارند که بر منافع اقتصادی سرمایه‌گذار (پیمانکار) و کارفرما (دولت) اثر مستقیم دارند. از جمله مهم‌ترین این موارد می‌توان به بندهای مالی و ترتیبات قراردادی مربوط به پرداخت مالیات اشاره نمود. مسئله اساسی این پژوهش تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز از پروژه‌های نفت و گاز کشور با در نظر گرفتن همزمان مؤلفه‌های فنی، اقتصادی و قراردادی است. در این راستا، تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز به کمک شناسایی عوامل قراردادی مؤثر بر سطح بهینه تولید نفت و گاز و بررسی یک مدل ریاضی که بتواند ضمن در نظر گرفتن محدودیت‌های ذکر شده، سطح بهینه تولید نفت و گاز را برای حداکثر نمودن منافع اقتصادی طرفین قرارداد نشان دهد، نوآوری کاربردی قابل ملاحظه‌ای است که می‌تواند طرفین قرارداد را در انعقاد قراردادهایی با انعطاف بیشتر،

1. Gustavson, J. B.

2. Hydrocarbon structure (Kopidakis, G., & Aubry, S. (2001). Discrete breathers in realistic models: hydrocarbon structures. *Physica B: Condensed Matter*, 296(1-3), 237-250).

3. Xiaoguang, T., Lirong, D., & Zuoji, T.

طراحی بهتر استراتژی‌های توسعه و تدوین مؤثرتر و کارا تر طرح‌های جامع توسعه^۱ کمک نماید.

تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز چه در پروژه‌های بالادستی کشور و چه در پروژه‌های بین‌المللی^۲ یکی از عوامل مهم و اساسی در تدوین طرح‌های جامع توسعه میداین به شمار می‌رود و تأثیر قابل توجهی در بازگشت سرمایه و سودآوری طرفین قرارداد به ویژه پیمانکار دارد. در قراردادهای نفت و گاز ایران از آنجا که تهیه طرح جامع توسعه از وظایف و مسئولیت‌های وزارت نفت به شمار می‌رود، مسیر تولید از پروژه‌های نفت و گاز توسط واحد مدیریت و برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران برآورد و در قالب MDP^۳ به طرف قرارداد (پیمانکار خارجی) ارائه می‌شود. در حال حاضر پروفایل تولید نفت و گاز از پروژه‌های صنعت نفت و گاز کشور در طرح‌های جامع توسعه صرفاً با اتکا به عوامل فنی و زمین‌شناسی و بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های اقتصادی و قراردادی ترسیم می‌شود و از دقت کافی برخوردار نیستند. پژوهش حاضر درصدد است این شکاف دانشی-کاربردی را با تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز به کمک مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات، پوشش دهد. در این پژوهش ابتدا مدل بهینه‌یابی پویای غیرخطی پیشنهادی معرفی و تابع هدف و قیود (محدودیت‌های) آن تصریح می‌شود. نوآوری ملموس استفاده از مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات در تعیین سطح بهینه تولید از پروژه‌های نفت و گاز را می‌توان وارد کردن مجموعه‌ای از محدودیت‌های فنی، زمین‌شناسی، قراردادی تحت عنوان قیود و انعطاف‌پذیری بالای آن در تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز دانست. در مرحله بعد به منظور ارزیابی میزان قابلیت اتکا به مدل پیشنهادی و ترسیم ساز و کار آن، اطلاعات میدانی و قراردادی پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ میدان گازی پارس جنوبی به مدل وارد شده و سطح (مسیر) بهینه تولید گاز غنی از پروژه فوق بر اساس عوامل فنی، زمین‌شناسی و قراردادی برآورد می‌گردد. همچنین به‌منظور بررسی میزان انعطاف‌پذیری مدل در واکنش به تغییر در پارامترهای پیرامون پروژه، تحلیل حساسیت سطح بهینه تولید نسبت به تغییر در پارامترهای قراردادی- با فرض استفاده از مدل قراردادهای جدید نفت ایران^۴ موسوم به IPC - انجام خواهد شد.

1. Master Development Plan.
2. International operations (Daniel Johnston. (1994). International petroleum fiscal systems and production sharing contracts. PennWell Books).
3. Master Development Plan.
4. Iranian Petroleum Contract (IPC)

سطح تولید تعیین شده در طرح جامع توسعه میدان نقش مهمی در طراحی و ایجاد ظرفیت مورد نیاز برای تجهیزات سطح الارضی و تحت الارضی ایفا می‌کند؛ بنابراین ضروری است مدل مناسبی برای تعیین سطح بهینه تولید از پروژه‌های نفت و گاز کشور تدوین شده و توسعه یابد. پرواضح است که تولید از پروژه‌های نفت و گاز زمانی بهینه خواهد بود که با در نظر گرفتن محدودیت‌های زمین شناسی و ژئوفیزیکی، تکنولوژیکی و قراردادی، بیشترین منافع اقتصادی را برای سرمایه‌گذار به ارمغان آورده و ایجاد ارزش نماید. این تحقیق همچنین به دنبال بررسی اثرات بندها و عناصر قراردادهای نفت و گاز شامل زمان^۱، میزان سرمایه‌گذاری^۲، نرخ بازگشت سرمایه^۳، سود^۴ و مالیات بر سطح بهینه تولید^۵ از پروژه‌های نفت و گاز است. به همین منظور ابتدا لازم است ارتباط بین سطح بهینه تولید با عناصر قراردادی نظیر مدت زمان تولید، میزان سرمایه‌گذاری و موارد دیگر که برای توسعه و بهره‌برداری از میدان نفت ضروری است، به صورت کمی، مدل سازی شود. کلیه شرکت‌های پیمانکاری و سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز، مؤسسات و پژوهشگاه‌های انرژی و اقتصادی کشور، دانشگاه‌ها و مؤسسات آموزشی کشور، شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، از مهم ترین کاربران و استفاده کنندگان از نتایج این پژوهش به شمار می‌روند. نتایج این پژوهش به تصمیم‌گیری مدیران وزارت نفت در طراحی استراتژی‌های توسعه میادین نفت و گاز، تدوین طرح جامع توسعه میادین و نیز پویایی و انعطاف بیشتر در تدوین عناصر و بندهای قراردادی کمک می‌کند. همچنین نتایج حاصل از این پژوهش برای شرکت‌های فعال در صنعت نفت و گاز حائز اهمیت بوده و به آن‌ها کمک خواهد کرد تا بتوانند در هنگام مذاکره برای انعقاد قراردادهای، از بندها و عوامل منعطف‌تری استفاده نموده و برای توسعه و بهره‌برداری از میادین نفت و گاز، استراتژی‌ها و برنامه‌های مؤثرتر و سودمندتری طراحی نمایند.

ساختار ادامه پژوهش به این شرح است: بخش دوم به بیان مبانی نظری و پیشینه تحقیق اختصاص دارد. روش‌شناسی و طرح پژوهش در بخش سوم ارائه شده است. بخش چهارم و پنجم به ترتیب به تصریح مدل بهینه‌یابی و بررسی مشخصات فنی -

-
1. Contract duration
 2. Investment
 3. Return on Investment-ROI (Erdogmus, H., Favaro, J., & Strigel, W. (2004). Return on investment. IEEE Software, 21(3), 18-22).
 4. Profits and incomes
 5. Severance tax (Kunce, M. (2003). Effectiveness of severance tax incentives in the US oil industry. International Tax and Public Finance, 10(5), 565-587).

قراردادی مورد مطالعه (فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی) می‌پردازند. نتایج تجربی حاصل از اجرای مدل بهینه به همراه تحلیل حساسیت سطح بهینه تولید نسبت به عوامل قراردادی نیز در بخش ششم ارائه شده‌اند. جمع‌بندی مطالب، نتیجه‌گیری و ارائه پیشنهادها کاربردی و تحقیقاتی نیز بخش پایانی مقاله را تشکیل می‌دهند.

۲- مبانی نظری و پیشینه تحقیق

سطح تولید عبارت است از نسبت تولید سالانه نفت یا گاز برحسب بشکه و مترمکعب به کل ذخایری که به لحاظ زمین‌شناسی، اثبات شده^۱ تلقی می‌شود و منعکس‌کننده سرعت استخراج ذخایر در یک میدان نفتی (گازی) است (واژه‌نامه مهندسی مخازن^۲، ۲۰۰۵). طبق واژه‌نامه مهندسی مخازن، سطح بهینه تولید نیز سطحی از تولید است که به ازای آن منافع اقتصادی حاصل از میدان نفت و گاز حداکثر می‌گردد. از دیدگاه اقتصاددانان، حداکثرسازی ارزش اقتصادی همیشه برای مالکان منابع به عنوان یکی از اهداف اصلی توسعه میادین نفت و گاز شناخته می‌شود (حاجی میرزایی و همکاران، ۱۳۹۵). رسیدن به چنین هدفی زمانی میسر خواهد بود که ارزش جریان‌های نقدی خالص که در نتیجه برداشت از منابع حاصل می‌شود، حداکثر باشد. منابع نفت و گاز نیز از این قاعده کلی مستثنی و هدف مهم و اصلی دولت‌ها از توسعه میادین نفت و گاز صرف نظر از اهداف جانبی، در وهله اول، حداکثرسازی منافع اقتصادی است. در تعیین جریان‌های نقدی و سود خالص حاصل از بهره‌برداری مخازن نفت و گاز عوامل مختلفی تأثیرگذارند. در حالت کلی (با قبول تعریف سطح بهینه تولید به عنوان حداکثرکننده ارزش فعلی جریان‌های نقدی آتی) می‌توان گفت جریان‌های نقدی به دست آمده از میادین نفت و گاز تابعی از حجم تولید، قیمت فروش، هزینه‌های تولید و نرخ تنزیل یا نرخ بهره خواهد بود. تولید انباشته در طی عمر مخزن زمانی می‌تواند حداکثر باشد که شرایط فنی و زمین‌شناسی مخزن در برنامه‌ریزی برای استخراج سالانه در کنار استفاده از فناوری به روز و تکنیک‌های مدرن مدیریتی، مدنظر کارشناسان قرار گیرد (حاجی میرزایی و همکاران، ۱۳۹۵). در ادبیات مهندسی نفت به چنین سطح تولیدی که با در نظر گرفتن عوامل زمین‌شناسی و مهندسی برآورد گردد اصطلاحاً حداکثر نرخ تخلیه کارا (MER)^۳ می‌گویند. حداکثر نرخ کارا، بالاترین نرخ

1. Proved reserves.

2. "Terms of oil/gas reservoir engineering. Oil and Gas Industry"; 2005. Standard of PRC, SY/T 6174e2005

3. Most Efficient Rate.

تولید از یک مخزن است به گونه‌ای که بالاترین میزان بازیافت نهایی از مخزن که در عمل امکان تحقق آن وجود دارد را کاهش ندهد (درخشان، ۱۳۹۳)^۱. هر چه این سطح بالاتر باشد طبیعتاً جریان های نقدی خالص (سود خالص) حاصل از برداشت ذخایر نفت و گاز حداکثر خواهد شد. از دیگر عوامل مؤثر بر کسب منافع اقتصادی از پروژه‌های نفت و گاز، قیمت نفت و گاز است. تعیین قیمت نفت و گاز و کنترل آن امروزه کاملاً از اراده و توان دولت‌ها خارج شده و مکانیزم عرضه و تقاضای حاکم بر بازار است که تعیین تکلیف در مورد آن را برعهده گرفته است (سکراتریات^۲، ۲۰۰۷). اگر ساختار بازار نفت و گاز را یک ساختار رقابتی بدانیم در بهره برداری از ذخایر نفت و گاز، قیمت نفت و گاز به جای آنکه یک متغیر درون‌زا باشد، به عنوان یک متغیر برون‌زا عمل می‌نماید. در پروژه‌های نفت و گاز، بخشی از جریان های نقدی ورودی باید صرف بازپرداخت هزینه‌ها شود. در تعیین میزان هزینه‌های تولید در عملیات نفت و گاز عوامل مختلفی نظیر قیمت نهاده‌های تولید یعنی تجهیزات، ماشین آلات، مواد و ملزومات مصرفی، نیروی کار متخصص و ماهر، ویژگی‌ها و خصوصیات زمین شناسی مخزن، موقعیت مکانی و شرایط آب و هوایی منطقه و ... اثر گذارند. مخارج تولید نفت و گاز اعم از مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی، بر ارزش فعلی عایدات و در نتیجه سطح بهینه تولید مؤثرند (کالیش^۳، ۱۹۸۳). پس از تشخیص پارامترهای مؤثر بر جریان‌های نقدی، به منظور رسیدن به حداکثر ارزش فعلی لازم است جریان های نقدی تنزیل^۴ گردند. تنزیل، روشی است برای تخمین ارزش حال یا ارزش فعلی جریان وجوه نقدی که در زمان بندی مشخصی در آینده قابل دریافت می‌باشند. مبنای تئوری و منطق این روش، براساس این حقیقت است که "یک دلار امروز، بیشتر از یک دلار فردا ارزش دارد" که این حقیقت به دلایل مختلف، از جمله وجود تورم و هزینه نگهداری پول و ... ، بدیهی به نظر می‌رسد. نرخ تنزیل که از آن در محاسبات اقتصادی به منظور محاسبه ارزش فعلی عایدات آتی به طور مکرر استفاده می‌شود نیز به عنوان یک متغیر برون‌زا در مدل های محاسباتی وارد می‌گردد و از این رو تغییر در آن بر منافع اقتصادی دولت‌ها از میادین نفت و گاز مؤثر خواهد بود (آرتور و پستال^۵، ۲۰۰۷).

۱. قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی، مجله اقتصاد اسلامی،

شماره ۶، نوبت ۱۲، بهار و تابستان ۱۳۹۳، صص ۷ - ۵۲.

2. Secretariat, E. C. Arthur D. Postal.

3. Kalish, S.

4. Discounting.

5. Arthur D. Postal.

قراردادهای نفت و گاز، توافق دو یا چندجانبه بین یک یا چند شخص حقیقی و حقوقی است که براساس آن انجام تمام یا بخشی از عملیات بالادستی و یا پایین دستی یا تجارت نفت، فراورده‌های نفتی و محصولات پتروشیمی مورد تعهد قرار می‌گیرد. قراردادهای نفت و گاز ترتیباتی هستند که حقوق و تکالیف طرفین درگیر در یک عملیات را تعیین نموده و نحوه تسهیم درآمدها و هزینه‌ها را نیز مشخص می‌کنند (شیروی، ۱۳۹۶). امروزه عناصر مالی قراردادهای از تنوع بسیار زیادی برخوردار هستند که می‌توان آن‌ها را در هر نوع قراردادی مورد استفاده قرارداد تا به نظام مالی مطلوب و مورد نظر دولت (نظام مالی که بتواند بین جذب حداکثری منافع و قدرت جذب سرمایه‌ی لازم توازن برقرار نماید) دست یافت. نحوه تسهیم درآمدها و هزینه‌های شرکت طرف قرارداد و دولت از جمله مواردی است که در قراردادهای نفت و گاز تصریح می‌گردد (آرتور و پستال، ۲۰۰۷). بازدهی و ریسک حاصل از انجام عملیات بهره‌برداری در میدان نفت و گاز با تأثیرپذیری مداومی که از نوع قرارداد و رژیم مالی حاکم بر آن دارد بر تعیین منافع اقتصادی طرفین و متقابلاً تعیین سطح بهینه تولید از میدان نفت و گاز مؤثر است (دانک گان و ژائو، ۲۰۱۳). از آنجا که عناصر مالی قراردادی نظیر بهره مالکانه، مالیات، تقسیم سود و غیره در اکثر کشورها به صورت تصاعدی تعیین می‌شود، هرگونه تغییر در سطح تولید، تأثیرات قابل توجهی بر نحوه تسهیم درآمدها و هزینه‌ها خواهد داشت و متعاقباً ارزش خالص فعلی^۱ عایدات پروژه و سطح بهینه تولید را متأثر خواهد نمود (لئودانگ کان، ۲۰۱۰).

برای تعیین عوامل مؤثر بر سطح تولید نفت و گاز تاکنون مدل‌های زیادی طراحی و بررسی شده است. در پروژه‌های بین‌المللی توسعه ذخایر نفت و گاز برای حداکثر نمودن سودآوری، سطح بهینه تولید نفت و گاز را بر اساس مدل‌های مهندسی-ریاضی به دست می‌آوردند. سطح بهینه تولید در هر میدان نفتی و گازی به وسیله سه عامل اصلی تحت تأثیر قرار می‌گیرد. این شرایط عبارت‌اند از: پارامترهای زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی^۲ مخزن، عوامل تکنولوژیکی^۳ و قراردادهای کشور میزبان (لیانمین و همکاران، ۲۰۰۵). عوامل زمین‌شناسی مخزن در بردارنده ویژگی‌های ساختاری ذخایر، نحوه توزیع ذخایر، ویژگی‌های فیزیکی ذخایر، نوع مخزن نفت و گاز و ... می‌باشد. در طراحی طرح جامع

1. NPV- Net Present Value

2. Geological and Geophysical situations (Sengupta, S. (1966). Geological and geophysical studies in western part of Bengal basin, India. AAPG Bulletin, 50(5), 1001-1017).

3. Technological factors

4. Li, L., Du, Z., Du, J., & He, G.

توسعه برای هر میدان، تمام این فاکتورها مدنظر قرار می‌گیرند و بر سطح بهینه تولید نیز تأثیر قابل توجهی دارند. عوامل تکنولوژیکی نیز شامل برنامه توسعه^۱، ترکیب لایه‌ها (سازندها)^۲، فاصله‌گذاری بین چاه‌ها^۳، فناوری حفاری و تولید، روش‌های تزریق آب و غیره می‌باشد. این عوامل نیز نقش مهمی در بهینه‌سازی ورودی‌ها و خروجی‌های پروژه‌های توسعه‌ای ایفا می‌کنند. این نکته را باید در نظر داشت که اثرگذاری عوامل تکنولوژیکی در سطح بهینه تولید به ویژگی‌های زمین‌شناسی وابسته است؛ زیرا برنامه‌ریزی برای تدوین طرح جامع توسعه ذخایر تا حدودی منعکس‌کننده تجارب انباشته توسعه مخازنی است که به لحاظ عوامل زمین‌شناسی به یکدیگر شبیه بوده‌اند. در بین عوامل تکنولوژیکی، تراکم چاه‌ها بسیار حائز اهمیت است و به گونه محسوسی بر سطح تولید اثر می‌گذارد. هرچه تراکم چاه‌های تولیدی در یک منطقه بیشتر باشد، سیلاب‌زنی^۴ با کنترل بیشتری انجام می‌شود و سطح بیشتری از تولید به دست می‌آید. در صورتی که تعداد چاه‌ها در یک منطقه بیش از اندازه باشد نیز، ذخایر قابل بازیافت از یک چاه واحد کاهش یافته، بهای تمام شده هر بشکه نفت یا مترمکعب گاز بالا رفته و در نتیجه منافع اقتصادی کاهش می‌یابد (لی ژوان^۵، ۲۰۰۶).

قراردادهای نفت و گاز، حقوق و تکالیف طرفین درگیر در یک عملیات اکتشاف و تولید را تعیین نموده و معیاری برای نحوه تسهیم درآمدها و مخارج سرمایه‌ای به دست می‌دهند. تأثیر قراردادهای نفتی بر منافع پیمانکار در سطوح مختلف تولید، متفاوت خواهد بود. از آنجاکه عناصر مالی قراردادی نظیر بهره مالکانه، مالیات، تقسیم سود و غیره در اکثر کشورها به صورت تصاعدی تعیین می‌شود، هرگونه تغییر در سطح تولید، تأثیرات قابل توجهی بر نحوه تسهیم درآمدها و هزینه‌ها خواهد داشت و متعاقباً ارزش خالص فعلی عایدات پروژه را متأثر خواهد نمود. هرچند قالب‌های مختلفی برای انعقاد

1. Development scheme (Frair, L., & Devine, M. (1975). Economic optimization of offshore petroleum development. *Management Science*, 21(12), 1370-1379).
2. Formations composition (Tissot, B., & Welte, D. (2012). *Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration*. Springer Science & Business Media).
3. Well spacing (Holditch, S. A., Jennings, J. W., Neuse, S. H., & Wyman, R. E. (1978, January). The optimization of well spacing and fracture length in low permeability gas reservoirs. In *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers).
4. Aquifer (Rooney-Varga, J. N., Anderson, R. T., Fraga, J. L., Ringelberg, D., & Lovley, D. R. (1999). Microbial communities associated with anaerobic benzene degradation in a petroleum-contaminated aquifer. *Applied and Environmental Microbiology*, 65(7), 3056-3063).
5. Li Juan.

قرارداد در صنعت نفت و گاز وجود دارد، اما تمامی آن‌ها را می‌توان در نحوه تدارک منابع و نحوه تسهیم سود خلاصه نمود. این دو ویژگی، از مشترکات کلیه قراردادهای نفت و گاز به شمار می‌روند. لذا می‌توان گفت منافع اقتصادی حاصل از توسعه پروژه‌های نفت و گاز به نوع قرارداد یا صرفاً یک بند قرارداد بستگی ندارد، بلکه اثر ترکیبی چندین عامل قرارداد است که منافع اقتصادی پروژه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. از این رو اثر ترکیبی بندهای قراردادی بر سطح بهینه تولید باید در تعیین تولید بهینه نیز مدنظر قرار بگیرد (لئودانکن، ۲۰۱۰).

کیتایی و ونکسینگ^۱ (۱۹۹۸)، اطلاعات مربوط به سیلاب زنی در ۷۰ میدان نفتی ماسه سنگ در چین و ۱۳ میدان نفتی ماسه سنگ در اتحادیه جماهیر شوروی را جمع‌آوری نمودند. آن‌ها در پژوهش خود ۴ عنصر که ضریب برداشت ذخایر قابل برداشت را تحت تأثیر قرار می‌دهد، شامل سطح تولید طی دوره، ویژگی‌های فیزیکی و زمین‌شناسی، افزایش در میزان ذخایر قابل برداشت و هرگونه اقدام اصلاحی در میدان نفتی را در نظر گرفتند. پس با استفاده از این داده‌ها یک مدل رگرسیون چند متغیره طراحی نمودند که در آن ضریب برداشت ذخایر قابل برداشت در پایان دوره ثبات تولید مخزن برای هر میدان نفتی به‌عنوان متغیر مستقل به دست آمد. متغیرهای وابسته نیز عبارت بودند از: درصد بازیافت ذخایر، گرانشی و میزان نفوذپذیری (کیتایی و ونکسینگ، ۱۹۹۸). لیانمین و دوژ داه^۲ (۲۰۰۵) با در نظر گرفتن برخی عوامل زمین‌شناسی به‌عنوان متغیر مستقل، مدل رگرسیون چندمتغیره‌ای برآورد نمودند که در آن نرخ برداشت نفت برای مخازن هیدروکربوری متغیر مستقل بود. جیان شان و همکاران (۲۰۰۱) نیز یک مدل آماری رگرسیون طراحی نمودند که ارتباط بین سطح بهینه تولید و نحوه فاصله بندی و تراکم چاه‌ها را در ۱۳ بلوک نفتی بانفوذپذیری اندک نشان می‌داد. آن‌ها در پژوهش خود، با استفاده از یک فرمولی با میزان ضریب خطای ۱۲/۳ درصد، سطح بهینه تولید در ۱۳ بلوک نفتی دارای نفوذپذیری اندک را به‌دست‌آوردند (لیانمین و دوژ داه، ۲۰۰۵).

نخستین بار وانگ نیوتو و همکاران^۳ (۲۰۰۵) به‌منظور دسترسی به تولید بهینه میادین نفتی به استفاده از مدل‌های بهینه‌سازی روی آوردند. آن‌ها یک مدل بهینه‌سازی برای نشان دادن سطح بهینه تولید نفت و گاز ارائه نمودند. در این مدل، ارزش آتی عایدات حاصل از پروژه بر اساس تحلیل‌ها عوامل زمین‌شناسی و تکنولوژیکی، با

1. Yu Qitai, Li Wenxing.

2. Li, L., Du, Z., Du, J., & He, G.

3. Wang, N., Zhong, F., Dai, W., Xiaoshan, X., & Dingcai, C.

استفاده از یک تابع هدف، حداکثر شده بود. آهler (۱۹۷۹) رفتار فیزیکی مخزن را با دید یکپارچه و در ارتباط با شرایط اقتصادی و مهندسی مورد بررسی قرارداد و متوجه شد که کنترل فشار مخزن بر سطح بهینه تولید اثر محسوسی دارد (آهler^۱، ۱۹۷۹). اسکویی (۱۹۹۲) توالی زمانی حداکثرسازی سود عملیات مشترک نفت و گاز را استخراج نمود تا سطح بهینه تولید را با استفاده از میانگین سطح قیمت‌ها و هزینه‌های مربوط به نفت و گاز هر میدان نفتی تعیین نماید (اسکویی، ۱۹۹۲). علاوه بر این راگاوندر^۲ (۲۰۰۰) یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی ارائه نمود که تابع هدف آن حداقل کردن ارزش فعلی مخارج آتی مربوط به استخراج و انتقال نفت از مخزن به محل مصرف بود تا با استفاده از این مدل به سطح بهینه تولید دست یابد. در مدل او، سطح بهینه تولید تابعی از میزان کل ذخایر قابل بازیافت، ضریب برداشت و فشار وارده بر مخزن از درون زمین بود (اسکویی، ۱۹۹۲).

در خصوص نقش مفاد و ترتیبات قراردادی در تولید نفت و گاز، مطالعات اندکی انجام گرفته است و از جمله مهم‌ترین آن‌ها می‌توان به پژوهش عباس قندی و لین (۲۰۱۲) در مورد تولید بهینه نفت و گاز تحت قراردادهای خدماتی از نوع بیع متقابل اشاره نمود (قندی و لین^۳، ۲۰۱۲). او و همکارانش رفتار شرکت ملی نفت ایران در قبال تولید نفت را به صورت واقعی و بر اساس نظام قراردادی در دو میدان نفتی سروش و نوروز واقع در فراساحل که به وسیله شرکت شل و تحت قرارداد بیع متقابل توسعه داده شده را مدنظر قرار داده و آن را با برنامه تولیدی که طبق مفاد قرارداد، بهینه به‌شمار می‌رفت مقایسه نمودند. آن‌ها سطح بهینه تولید را در پژوهش خود تابعی از میزان ذخایر درجا، ذخایر قابل برداشت، ضریب برداشت، هزینه‌های ثابت و نرخ تنزیل قراردادند. نتیجه پژوهش آن‌ها نشان داد که رفتار شرکت ملی نفت ایران در قبال تولید نفت در این دو میدان بهینه نبوده و منافع اقتصادی را حداکثر ننموده است. مدل آن‌ها برای اصلاح چهارچوب فعلی نظام قراردادی شرکت ملی نفت ایران پیشنهادهای کاربردی ارائه نموده است. یوسگانتر و فرانک^۴ (۱۹۹۳) با در نظر گرفتن مدل قراردادی از نوع مشارکت در تولید در کشور اندونزی، مدلی برای تولید بهینه نفت و گاز ارائه نموده‌اند. هدف از این مدل که نسبتاً پیچیده نیز است، ارائه الگویی برای تعیین سطح بهینه تولید با در نظر گرفتن شرایط ژئوفیزیکی و فنی - مهندسی بود. در این مدل

1. Ohler, K.
2. Rao, R. D.
3. Ghandi, A. Lin, M.
4. Yusgiantoro, P., & Hsiao, F. S.

متغیرهای کل میزان ذخایر، قیمت نفت خام، ضریب برداشت، مخارج اکتشاف و مخارج توسعه در نظر گرفته شدند که بر اساس آن‌ها سطح بهینه تولید تحت قراردادهای مشارکتی اندونزی محاسبه شد (یوگاستر و فرانک، ۱۹۹۳).

همان‌گونه که دیده شد برخی از پژوهش‌های فوق از مدل‌های رگرسیونی برای تعیین تولید بهینه میدان نفتی استفاده نموده‌اند. این مدل‌ها دو ایراد اساسی دارند که در تحقیق ما به کار نمی‌آیند و مورد استفاده این پژوهش قرار نمی‌گیرند. نخست اینکه در این مدل‌ها هیچ‌گونه محدودیتی را نمی‌توان در نظر گرفت و اثر آن بر سطح تولید بهینه را بررسی نمود. به‌علاوه این مدل‌ها صرفاً بر عوامل و عوامل زمین‌شناسی، ژئوفیزیکی، مهندسی و تکنولوژیکی تمرکز نموده و بندها و عناصر قراردادی را نادیده گرفته‌اند. این در حالی است که قبل از این گفته شد محدودیت‌های حاکم بر فعالیت در صنعت نفت و گاز و نیز بندها و مفاد قرارداد می‌توانند به‌طور مستقیم بر منافع اقتصادی طرفین درگیر در یک پروژه نفت و گاز اثر بگذارند. با نگاهی به مدل‌های بهینه‌سازی نیز می‌توان گفت هرچند این مدل‌ها محدودیت‌ها را در نظر می‌گیرند اما همه آن‌ها از مشکل پیچیدگی زیاد رنج می‌برند. استفاده از هر یک از مدل‌های بهینه‌سازی مطرح‌شده در بالا برای تعیین سطح بهینه تولید از میادین نفت و گاز، مستلزم جمع‌آوری و تحلیل حجم وسیعی از اطلاعات فنی و مهندسی مربوط به ذخایر است که این موضوع متعاقباً بر پیچیدگی محاسبات افزوده و فهم و پیاده‌سازی مدل را دچار نقصان می‌نماید. همچنین ناگفته نماند که در بسیاری از این مدل‌ها همچنان نقص دوم یعنی نادیده گرفتن محدودیت‌ها و مفاد حاکم بر قرارداد در تعیین سطح بهینه تولید و منافع اقتصادی سرمایه‌گذاران به قوت خود باقی است. در مورد نوآوری و اصالت این پژوهش باید گفت در این پژوهش به‌منظور تعیین سطح بهینه تولید بر اساس عناصر قراردادی، به‌جای استفاده از مدل‌های رگرسیونی که هیچ‌گونه قید و محدودیتی در نظر نمی‌گیرند، یک مدل بهینه‌یابی از خانواده مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات پیشنهاد می‌شود که در آن عوامل زمین‌شناسی، فنی و تکنولوژیکی به‌صورت غیرمستقیم و در ارتباط با عناصر قراردادی به صورت یکجا و یکپارچه مدنظر قرار خواهند گرفت تا سطح بهینه تولید به‌دست‌آمده و بررسی گردد.

۳- روش‌شناسی پژوهش

تحقیق حاضر از نوع کاربردی و شاخه توسعه‌ای است. روش تحقیق مورد استفاده در این پژوهشی آمیزه‌ای از روش‌های تحقیق کمی و کیفی است؛ به این صورت که در

تحلیل‌های اولیه به منظور تفسیر ساختار مدل پیشنهادی از روش‌های تحقیق کیفی و به خصوص روش توصیفی-تحلیلی و در مرحله بعد به منظور ارزیابی میزان قابلیت استفاده و پایایی مدل و دست‌یابی به سطوح بهینه تولید تحت ترتیبات قراردادی مختلف از اطلاعات کمی مربوط به پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی استفاده شده است. بخشی از اطلاعات موردنیاز برای این پژوهش از روش کتابخانه‌ای جمع‌آوری گردید. این اطلاعات به نحوی به موضوع عوامل اثرگذار بر سطح بهینه تولید و مدل‌سازی تعیین سطح بهینه تولید مرتبط است؛ لذا می‌توان روش کتابخانه‌ای را مناسب این بخش از پژوهش دانست. بخش دیگری از اطلاعات پژوهش را اطلاعات میدانی مشتمل بر اطلاعات فنی، زمین‌شناسی، اقتصادی و قراردادی مربوط به مطالعه موردی تشکیل می‌دهند که حسب مورد از طرح جامع توسعه پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی، واحد امور قراردادها شرکت نفت و گاز پارس و شرکت ملی گاز ایران، واحد مدیریت و برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران و برخی گزارش‌های منتشرشده از سوی نهادهای بین‌المللی نظیر مؤسسه پژوهشی وودمکنزی^۱، آژانس بین‌المللی انرژی^۲، وزارت انرژی ایالت متحده^۳ و ... جمع‌آوری شده است.

معادلات ارائه شده در این پژوهش به صورت گسسته تعریف شده‌اند؛ البته فرم پیوسته روابط را می‌توان به راحتی با کوچک‌تر کردن بازه‌های زمانی انتخاب شده تعریف نمود. در این مطالعه با توجه به آمارهای در دسترس تنها فرم گسسته قابل کاربرد است. برای این منظور متغیر قیمت گاز غنی به صورت برون‌زا در نظر گرفته شد و توابع مخارج سرمایه‌ای و عملیاتی با توجه به پارامترهای قراردادی و فنی فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی برآورد گردید. پس از مدل‌سازی توابع درآمدی و هزینه‌ای، تابع هدف مورد نظر با هدف حداکثرسازی خالص ارزش فعلی جریان‌های نقدی آتی پروژه از دیدگاه کارفرما (شرکت ملی نفت)، با استفاده از روش بهینه‌سازی پویا یا همان کنترل بهینه برآورد گردید. از آنجاکه هدف این مطالعه دستیابی به مسیر بهینه تولید گاز از پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی مبتنی بر منطق حداکثرسازی ارزش فعلی عایدات آن است، لذا می‌بایست از روش‌های بهینه‌سازی پویا بدین منظور استفاده نمود. برای حل معادلات بهینه‌سازی روش‌های مختلفی نظیر عددگذاری بلمن، روش کان-تاکر، روش تکرار تابع ارزش و ... وجود دارد. روش بهینه‌سازی مورد استفاده در این پژوهش، روش گرادیان

1. Wood Mackenzie
2. International Energy Agency
3. Energy Information Administration

کاهش‌ی تعمیم یافته^۱ - به اختصار GRG- است که دلیل استفاده از آن قابلیت حل مسائل برنامه‌ریزی غیرخطی در چارچوب قیود خطی و حتی غیرخطی است (لی^۲، ۲۰۰۴) و مکانیزم تحلیل آن مبتنی بر منطق جایگذاری^۳ قیود در معادلات بهینه‌سازی مقید و تبدیل آن به یک مسئله غیر مقید می‌باشد. برای تنظیم ماتریس متغیرهای اساسی این مسئله در روش گرادیان کاهش‌ی تعمیم یافته از ابزار سالور^۴ با قابلیت نصب بر نرم‌افزار اکسل و برای حل مسئله بهینه‌سازی به روش گرادیان کاهش یافته از نرم‌افزار لینگو استفاده به عمل آمده است.

۴- تشریح ساختار مدل پیشنهادی تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز

تعیین سطوح بهینه تولید یک فرایند بهینه‌سازی است که در آن باید، اثرات ترکیبی عوامل فنی و عناصر قراردادی بر روی ورودی‌ها و خروجی‌های پروژه به صورت جامع در نظر گرفته شود و حداکثر سازی منافع اقتصادی پروژه به عنوان هدف برنامه‌ریزی برای تعیین سطوح تولید بهینه در طول عمر پروژه در نظر گرفته شود. به همین منظور در این پژوهش از مدل برنامه‌ریزی غیرخطی پویا برای تعیین سطوح بهینه تولید گاز استفاده شده است. در این مدل حداکثر نمودن خالص ارزش فعلی پروژه به‌عنوان تابع هدف و عوامل فنی و اثرات ترکیبی عناصر قراردادی به عنوان محدودیت‌های خطی و غیرخطی در نظر گرفته می‌شوند. خالص ارزش فعلی در علم اقتصاد مهندسی، یکی از روش‌های استاندارد ارزیابی طرح‌های اقتصادی است. در این روش، جریان نقدینگی عواید و مخارج بر پایه زمان وقوع (درآمد یا هزینه) به نرخ روز تنزیل می‌شود. به این ترتیب در جریان نقدینگی، ارزش زمان انجام هزینه یا به دست آمدن درآمد نیز لحاظ می‌گردد. ارزش خالص فعلی در محاسبات اقتصادی، اقتصاد مهندسی، بودجه کشورها و مباحث اقتصاد خرد و کلان، تجارت و صنعت به‌طور گسترده‌ای به کار می‌رود. ارزش خالص فعلی در پروژه‌های نفت و گاز کشور متشکل از جریان‌های نقدی ورودی و خروجی شرکت ملی نفت/گاز و دولت است که با توجه به سطح تولید به‌عنوان متغیر اصلی، بهینه می‌شود؛ از این رو در تدوین و توسعه مدل تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز باید ارتباط بین سطح تولید و جریان‌های ورودی و خروجی را استخراج و سپس تابع هدف را حداکثر نمود، بنابراین با توجه به مبانی نظری و آنچه عنوان شد می‌توان گفت

1. Generalized Reduced Gradient

2. Li, M.

3. Putting up

4. Solver

که مدل بهینه تعیین سطح تولید نفت و گاز از پروژه های مذکور باید دارای اجزای زیر باشد (ژائو و همکاران^۱، ۲۰۱۲):

- جریان های نقدی ورودی (یوگاستر و فرانک، ۱۹۹۳؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).
- جریان های نقدی خروجی (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).
- میزان سرمایه گذاری آتی (یوگاستر و فرانک، ۱۹۹۳؛ قندی و لین، ۲۰۱۲).
- هزینه های عملیاتی آتی (آهله، ۱۹۷۹؛ اسکویی، ۱۹۹۲؛ قندی و لین، ۲۰۱۲؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).
- مالیات بر درآمد پروژه (اسکویی، ۱۹۹۲؛ قندی و لین، ۲۰۱۲؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

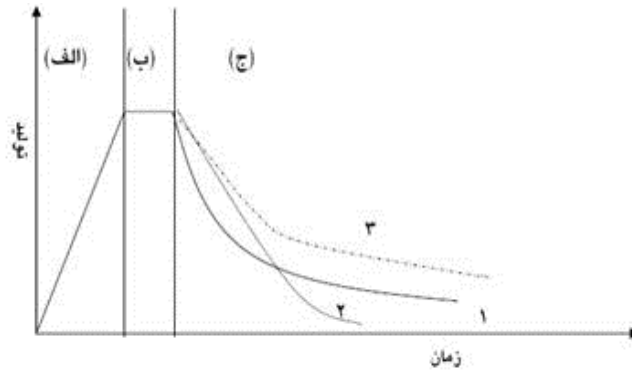
- نقطه تعطیلی پروژه (بنگاه) به لحاظ اقتصادی^۲ (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).
از ویژگی های مدل فوق این است که می توان با تغییر در پارامترهای ورودی، اثر آن بر روی خروجی را بررسی نمود. این فرآیند که تحلیل حساسیت نامیده می شود در تعیین سطح بهینه تولید حائز اهمیت بالایی است. به این صورت که با تغییر در مفاد و ترتیبات قراردادی سطح بهینه تولید مجدداً محاسبه و به روزرسانی می شود.
نحوه توزیع جریان نقدی ورودی طرح با توجه به بندها و عناصر قراردادی متفاوت است. جریان نقدی ورودی پس از کسر نمودن هزینه ها و مالیات بر درآمد از کل درآمد، به دست می آید. از این رو نخست باید درآمدها و کسورات را مطابق با مفاد قرارداد محاسبه نموده و سپس جریان های نقدی ورودی تعیین گردد. درآمد ناخالص هر سال از فرمول زیر محاسبه می شود:

$$TR_t = (p_t * q_t)$$

که در آن p_t قیمت فروش گاز در سال t ، q_t میزان تولید سالانه گاز در سال t و TR_t نیز کل درآمد ناخالص ناشی از فروش گاز است. این نکته را نباید از نظر دور داشت که تولید نفت و گاز از یک میدان همیشه ثابت نبوده بلکه از مرحله افزایش دبی، الف: Build up، به مرحله تثبیت، ب: plateau و سپس به مرحله کاهش دبی، ج: Decline، بر اثر افت فشار وارد می شود. نمودار ۱ پروفایل تولید نفت و گاز در میداین را به خوبی نشان می دهد.

1. Zhao, X., Luo, D. and Xia, L.

۲. نقطه تعطیلی بنگاه به لحاظ اقتصادی، در پروژه توسعه یک میدان نفت یا گاز زمانی رخ می دهد که در یک سطح تولید مشخص، هزینه های عملیاتی با عواید حاصل از میدان برابر باشند و مخارج اکتشاف و توسعه بازیافت نشده و نیز هیچ حاشیه سودی به همراه نداشته باشد. بدیهی است که این متغیر نیز باید در بررسی مدل بهینه تولید مدنظر قرار گیرد



نمودار ۱: پروفایل تولید نفت و گاز از مخازن

تولید نفت و گاز در مرحله افزایش و ثبات (الف و ب) به ظرفیت طراحی شده بستگی دارد که به وسیله نرخ تولید و ذخایر اثبات شده به لحاظ زمین شناسی تعیین می‌شود. تولید در مرحله کاهش دبی مخزن (ج) نیز تحت تأثیر نرخ تولید قرار دارد (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲). تولید در مراحل اولیه میدان به صورت زیر مدل سازی می‌شود:

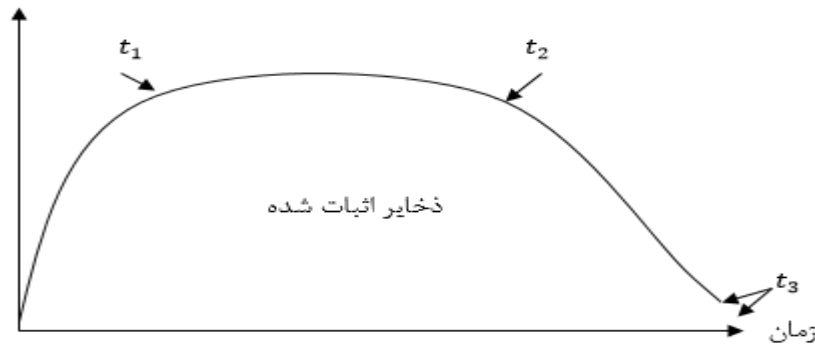
$$q_t = \frac{t}{t_1} * N * v_0 \quad \text{و} \quad 0 < t \leq t_1$$

تولید در مرحله تثبیت دبی را می‌توان به عنوان ظرفیت تعبیه شده (طراحی شده) به صورت زیر در نظر گرفت:

$$t_1 < t \leq t_2 \quad \text{و} \quad q_t = N * v_0$$

که در آن‌ها t_1 سال خاتمه یافتن مرحله افزایش دبی (نمودار ۱)، t_2 سال خاتمه یافتن مرحله تثبیت دبی (نمودار ۱)، N میزان ذخایر اثبات شده زمین شناسی و v_0 میانگین نرخ تولید در مرحله تثبیت دبی است که به صورت درصدی بیان می‌گردد.

تولید



نمودار ۱. پروفایل تولید از یک مخزن نفت و گاز

تولید در مرحله کاهش دبی نیز به صورت زیر محاسبه می‌شود (وانگ و همکاران، ۲۰۰۵):

$$q_t = N * V_0 * \frac{1}{2} * \sum_{k=1}^{12} (a * t_{(i-1)*12+k}^b * e^{-cV_0 t_{(i-1)*12+k}})$$

که در آن $t_{(i-1)*12+k}$ معرف مرحله کاهش بر اساس ماه است و i نشان‌دهنده زمان پیش‌بینی است. برای مثال اگر i برابر ۱ باشد به معنی سال اول و اگر ۲ باشد به معنی دومین سال است. a , b , c نیز ضرایب این مدل پیش‌بینی تولید در مرحله کاهش دبی به شمار می‌روند. اکنون جریان نقدی ورودی پروژه به‌طور کلی به صورت زیر مدل‌سازی می‌شود:

$$CI = R_t * (1 - r_g)$$

که در آن CI جریان نقدی ورودی سهم شرکت ملی نفت ایران است و r_g نشان‌دهنده ضریب مشارکت پیمانکار (در صورت وجود مشارکت) است.

عمده‌ترین جریان‌های خروجی شامل مخارج اکتشاف، توسعه و هزینه‌های عملیاتی (مربوط به پیمانکار) می‌باشند. مالیات‌ها نیز جریان خروجی دیگری به شمار می‌روند که نمی‌توان اهمیت آن را انکار نمود. جریان نقدی خروجی طرح به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$CO = I_k * (1 + i_0)^{-n_1} + I_e * (1 + i_0)^{-n_2} + C_t + T_t$$

که در آن CO نشان‌دهنده جریان نقدی خروجی، I_k مخارج سرمایه‌ای در مرحله توسعه، I_e مخارج اکتشاف، C_t هزینه‌های عملیاتی سالانه در سال t است. n_1 و n_2 دوره

زمانی تنزیل با نرخ تنزیل i_0 است. T_t نیز معرف میزان مالیات بر درآمد حاصل از پروژه است. مخارج سرمایه‌ای ممکن است توسط پیمانکار یا توسط کارفرما (وزارت نفت) در طرح جامع توسعه برآورد گردد. در صورت عدم محاسبه مخارج سرمایه‌ای آتی باید نسبت به برآورد آن اقدام نمود. سرمایه‌گذاری در دوره‌های بعد را می‌توان به دو بخش سرمایه‌گذاری بر روی تأسیسات تولیدی و سطح الارضی و سرمایه‌گذاری مجدد روی چاه‌های اضافی تولیدی تقسیم‌بندی نمود (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲؛ قندی ولین، ۲۰۱۲). تعداد چاه‌های تولیدی را می‌توان به این صورت برآورد نمود:

$$n_c = \frac{N \cdot V_0}{t_a \cdot q_0}$$

که در آن n_c معرف تعداد چاه‌های تولیدی، t_a تعداد روزهای تولیدی در یک سال و q_0 میانگین تولید ثابت روزانه از هر چاه است. تعداد چاه‌های تزریق‌کننده را نیز می‌توان از طریق نسبت تزریق به تولید و با داشتن تعداد چاه‌های تولیدی محاسبه نمود. محاسبه کل تعداد چاه‌ها به‌صورت زیر است:

$$n_k = \frac{(1+k_z) \cdot N \cdot V_0}{t_a \cdot q_0}$$

که در آن n_k معرف تعداد کل چاه‌ها، k_z نسبت تزریق به تولید و i_k میانگین سرمایه‌گذاری برای یک چاه است. با استفاده از دو معادله فوق می‌توان به مدل زیر برای برآورد کل مخارج چاه‌ها دست یافت.

$$I_k = i_k \cdot n_k$$

کل میزان سرمایه‌گذاری در چاه‌های تولیدی را نیز می‌توان به‌صورت زیر مدل‌سازی نمود:

$$I_k = i_k \frac{(1+k_z) \cdot N \cdot V_0}{t_a \cdot q_0}$$

علاوه بر موارد بالا، جمع‌آوری و انتقال گاز تولیدشده، هزینه‌های برداشت ثانویه، هزینه آب و برق و ... وجود دارند که متغیر هستند. همچنین برخی هزینه‌ها نظیر احداث جاده و ... وجود دارند که ثابت هستند؛ بنابراین هزینه‌های سطح الارضی را می‌توان به‌صورت زیر برآورد نمود. هزینه‌های مهندسی زمین‌شناسی نیز به‌صورت زیر برآورد می‌گردد (وانگ و همکاران، ۲۰۰۵):

$$I_d = i_d \cdot N \cdot V_0 + I_{d0}$$

که در آن I_d کل هزینه‌های مهندسی زمین‌شناسی، i_d مخارج متغیر هر چاه بسته به میزان ظرفیت، و I_{d0} نشان‌دهنده میزان سرمایه‌گذاری ثابت است. بنابراین کل مخارج سرمایه‌ای را می‌توان به‌صورت تابعی از سطح تولید به‌صورت ذیل نوشت:

$$I = \left(\frac{i_k * (1 + k_z)}{t_a * q_0} \right) + i_d * N * V_0 + I_{d0}$$

هزینه های عملیاتی طرح نیز ممکن است توسط پیمانکار یا کارفرما در طرح جامع توسعه برآورد شده باشند. با این حال برای برآورد هزینه های عملیاتی در صورت نیاز، مدل زیر ارائه می شود:

$$C_t = C_{nt} * n_k + C_{qt} * q_t$$

بر اساس این مدل، C_{nt} هزینه های عملیاتی (تعمیر و نگه داشت و هزینه های مدیریتی) به ازای هر چاه و C_{qt} هزینه های عملیاتی به ازای هر واحد گاز تولیدی است (برای مثال هر هزار مترمکعب). مهم ترین مالیات پرداختی، همان مالیات بر درآمد است که از فرمول زیر محاسبه می شود:

$$T_t = (R_t - D_t - C_t - i_{rt}) * \text{tax rate}$$

که در آن D_t هزینه استهلاک تجهیزات و tax rate نشان دهنده نرخ مالیات بر درآمد است. همچنین i_{rt} نشان دهنده هزینه بهره پرداختی است که برای به دست آوردن آن از توابع زیر استفاده می شود (وانگ و همکاران، ۲۰۰۵):

$$A = I * r_d * \left(\frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right)$$

$$i_{rt} = \frac{(I_{t-1} - A) * r_d * i}{1 - r_d * i}$$

که در آن A جمع اصل و بهره پرداختی است. r_d میزان سرمایه فراهم شده از طریق بدهی است، i نرخ بهره سالانه بدهی است، n تعداد دوره های بازپرداخت بدهی و i_{rt} بهره پرداختی در سال t است. I_{t-1} نیز میزان باقی مانده از اصل بدهی در سال $t-1$ است. علاوه بر موارد فوق، ممکن است در طول عمر پروژه زمانی فرارسد که درآمدهای حاصل، پوشش دهنده هزینه های عملیات نبوده و به لحاظ اقتصادی، تولید فاقد توجیه اقتصادی باشد. سطح تولیدی که در آن سطح، تولید دارای توجیه اقتصادی نیست عمدتاً در مرحله کاهش دبی مخزن اتفاق می افتد و به صورت زیر برآورد می گردد:

$$q_t = \frac{C_t}{p(1 - r_g)} \quad t_2 < t \leq t_3$$

که در آن t_3 سال خاتمه مرحله (نمودار ۱) کاهش دبی است. با در نظر گرفتن توابع فوق، حداکثر نمودن عایدات در طول عمر میدان با استفاده از مدل بهینه سازی و برنامه ریزی پویا به شکل زیر است

$$\text{Max}\{\text{NPV}(V_0)\} = \text{MAX}\left\{\sum_{n=1}^{\infty} (CI(V_0) - CO(V_0))_t * (1 + i_0)^{-t}\right\}$$

با در نظر گرفتن محدودیت‌های زیر:

$$\frac{\partial NPV(V_0)}{\partial (V_0)}$$

$$s.t. N > 0$$

$$\sum_{t=1}^3 q_t \leq N * \text{efficient rate}$$

$$0 < V_0 \leq \frac{q_{\max} * t_a}{N}$$

$$q_t \geq \frac{C_t}{p(1-r_g)} \quad t_2 < t \leq t_3$$

$$0 \leq r_g < 1$$

محدودیت نخست بیان می‌کند (قید ریاضی مدل) که تابع حداکثرکننده خالص ارزش فعلی عایدات آتی پروژه باید دارای نقطه ماکسیسم باشد تا بتوان ادعا نمود که مقدار V_0 متناظر با آن بهینه است. محدودیت دوم به عنوان یک قید فنی - زمین شناسی به این موضوع اشاره دارد که کل ذخایر اثبات شده گاز یا نفت خام باید مثبت باشد. قید سوم (فنی - تکنولوژیکی) نیز نشان دهنده محدودیت حداکثر تولید یا سقف تولید از پروژه است که نشان می‌دهد تولید تجمعی از محل پروژه نباید از حاصل ضرب ذخایر اثبات شده در حداکثر نرخ تخلیه کارای میدان تجاوز نماید. حداکثر نرخ تخلیه کارا، حداکثر نرخ ثابت تولید روزانه ذخایر نفت و گاز است که به لحاظ اقتصادی دارای توجیه بوده و بدون صدمه زدن به بازیافت نهایی از میدان، قابل برداشت است (مک فرلاند، ۱۹۷۶). نرخ تخلیه کارا، نرخ تخلیه میدان در هر دوره است که بر اساس مطالعات انجام شده توسط انجمن مطالعه تولید حداکثری نفت ایالات متحده، حداکثر مقدار این شاخص ۵ درصد ارائه شده است^۱. قید چهارم که نشان می‌دهد سطح تولید بهینه نمی‌تواند بیشتر از سطح تولید در حالت خنثی^۲ باشد به طور ضمنی در بردارنده یک محدودیت قراردادی است و اطمینان می‌دهد که سطح بهینه به دست آمده برای تولید گاز غنی تحت قالب قرارداد IPC الزاماً کمتر از ۵۶/۶ میلیون مترمکعب در روز (۱/۹۹ میلیارد فوت مکعب در روز) خواهد بود. قید پنجم تابع حداکثرسازی فوق بیانگر شرایط

۱. در پژوهش که توسط صاحب هنر و همکاران (۱۳۹۶) انجام شده است نیز این نرخ برابر ۵ درصد در نظر گرفته شده است که برابر حداکثر نرخ استاندارد جهانی در بهترین حالت برای میادین نفت و گاز است.

2. Neutral pathway (Koopen, N. R., Post, S. M., Wolters, H., Havinga, R., Stellaard, F., Boverhof, R., ... & Princen, H. M. (1999). Differential effects of 17 α -ethinylestradiol on the neutral and acidic pathways of bile salt synthesis in the rat. *Journal of lipid research*, 40(1), 100-108).

تراگردی^۱ در تولید گاز غنی است. بر اساس این محدودیت اقتصادی، در صورتی ادامه عملیات تولید گاز غنی به لحاظ اقتصادی توجیه پذیر و مقرون به صرفه خواهد بود که عواید حاصل از عملیات (پس از کسر ضریب مشارکت طرف دوم قرارداد) به هزینه‌ها و مخارج آن عملیات در آن دوره بچرید. با توجه به اینکه در زمان t_۳ ناخواسته این اتفاق برای تمامی پروژه‌های نفت و گاز از رخ خواهد داد (که آن مرحله خاتمه پروژه و برچیدتأسیسات^۲ است) نمی‌توان آن را محدودیت دانست؛ بلکه شرایط تراگردی زمانی به عنوان محدودیت قابل اعتنا خواهد بود که قبل از رسیدن به پایان عمر پروژه (t_۳) باشد. در نهایت ششمین قید این محدودیت قراردادی را بیان می‌کند که ضریب مشارکت پیمانکاران داخلی یا خارجی در اجرای طرح‌های جدید گاز (پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی) نمی‌تواند ۱۰۰ درصد یعنی بدون حضور شرکت ملی نفت ایران باشد؛ درحالی که این ضریب در قراردادهای مهندسی، تدارکات و ساخت موسوم به EPC^۳ برابر صفر و در قراردادهای IPC برابر ۵۰ درصد است.

۵- معرفی مورد مطالعه: پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی

بلوک مخزنی فازهای ۱۷ و ۱۸ به مساحت حدود ۲۲۰ کیلومتر مربع در یال غربی میدان گازی پارس جنوبی است که دربردارنده ذخایر اثبات شده به میزان ۱۶۰۰۰ میلیارد فوت مکعب استاندارد گاز و ۱۷۸۳ میلیون بشکه معیانات گازی می باشد. تعداد ۴۴ حلقه چاه شامل ۴۲ حلقه چاه توسعه‌ای و دو حلقه چاه توصیفی- توسعه‌ای در موقعیت چهار سکوی دریایی برای فازهای ۱۷ و ۱۸ حفاری شده است (اداره مدیریت مهندسی نفت شرکت نفت و گاز پارس، ۱۳۹۶). به لحاظ حقوقی و قراردادی، قرارداد فازهای ۱۷ و ۱۸ به عنوان یک پروژه واحد و از طریق یک قرارداد خدماتی به صورت EPC قیمت مقطوع فی مابین شرکت ملی نفت ایران با کنسرسیوم متشکل از پیمانکاران ایرانی به رهبری سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران (ایدرو) در سال ۱۳۸۵ منعقد گردید. طبق برآورد واحد مدیریت و برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت

۱. شرط تراگردی یا (transversely condition) به این معنا است که دولت یا پیمانکار تا زمانی به عملیات ادامه می‌دهد که منافع و عواید حاصل از میدان نفتی یا گازی پوشش‌دهنده هزینه‌ها و مخارج باشد. در صورت بیشتر بودن هزینه‌ها و مخارج یک میدان از عواید آن هرچند ممکن است ذخایر اثبات شده‌ای وجود داشته باشد؛ اما تولید بیشتر به لحاظ اقتصادی فاقد توجیه بوده و در نتیجه عمر اقتصادی میدان پیش از اتمام ذخایر آن به اتمام می‌رسد (صاحب هنر و همکاران، ۱۳۹۶).

2. Decommissioning

3. Engineering, Procurement, Construction (EPC).

در رابطه با سطح تولید، سطح تولید گاز از فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی در حال حاضر (مرحله تثبیت دبی) ۵۶/۶ میلیون مترمکعب گاز در روز برابر با ۱/۹۹ میلیارد فوت مکعب در روز (۷۲۶ میلیارد فوت مکعب در سال) برآورد گردیده است که نرخ استخراجی معادل ۴/۵۴ درصد به همراه دارد. میزان کل مخارج سرمایه‌ای انجام گرفته براساس تعدیلات، مبلغ ۶ میلیارد و ۲۳۶ میلیون دلار، همچنین مخارج غیرسرمایه‌ای شامل بیمه، مالیات، عوارض گمرکی برابر با ۱۵ درصد مخارج سرمایه‌ای معادل ۹۳۵ میلیون دلار، بابت هزینه‌های تأمین قطعات یدکی دوسالانه و دوران راه‌اندازی معادل ۱۸۷ میلیون دلار، بابت هزینه‌های تأمین مالی این طرح معادل ۷۶۵ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. هزینه‌های دوران عملیات و بهره برداری، تعمیرات و نگهداری برای بخش پالایشگاه حدود ۷۵ میلیون دلار و بخش سکوها‌ی دریایی حدود ۲۵ میلیون دلار، مجموعاً یکصد میلیون دلار در سال بر اساس هزینه کرد سالانه شرکت ملی گاز ایران و شرکت نفت و گاز پارس در طرح جامع توسعه برآورد گردیده است. برای مدل‌سازی و برآورد درآمد پروژه به اطلاعات قیمت باید دسترسی داشت. در این پژوهش برای برآورد قیمت میعانات گازی از برآوردهای انجام گرفته در مدل اقتصادی ارائه شده توسط مؤسسه وودمکنزی استفاده می‌شود که تفاوت معناداری با قیمت‌های پیش‌بینی شده وزارت انرژی ایالات متحده ندارند. لیکن با توجه به اینکه مرجع مشخصی برای پیش‌بینی قیمت گاز غنی وجود ندارد، سری زمانی قیمت گاز غنی تولید شده با استفاده از روش‌های اقتصادسنجی برای دوره زمانی سال ۲۰۱۴ لغایت ۲۰۶۴ برآورد گردیده است. اطلاعات لازم برای برآورد قیمت گاز غنی در طول عمر میدان از پایگاه اطلاعاتی وزارت انرژی ایالات متحده^۱ اقتباس و به منظور انعکاس بهتر قیمت گاز غنی تولیدی از پروژه فاز ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی، مطابق با پژوهش مؤسسه وودمکنزی (۲۰۱۶) تعدیل شده است. کلیه اطلاعات لازم در خصوص جریان‌های نقدی خروجی طرح برای سال‌های بعد از سال ۲۰۱۸ نیز حسب مورد از طرح جامع توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ و در برخی موارد نیز از گزارش اقتصادی ارائه شده توسط مؤسسه وودمکنزی در خصوص فازهای ۱۷ و ۱۸ جمع‌آوری و در مدل‌سازی مورد استفاده قرار گرفته است. فرض بر این است که کلیه مخارج اکتشاف و توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی (تقریباً ۸/۸ میلیارد دلار) به‌طور مساوی در قالب ۷ قسط از سال ۲۰۰۷ لغایت ۲۰۱۴ به وقوع پیوسته و در دوره‌های آتی از محل ۵۰ درصد عواید میدان به‌طور کامل بازیافت شده است. در رابطه با نرخ تنزیل مورد استفاده، بر اساس پژوهش‌های آدلمن (۱۹۹۳)، ۱۰ درصد نرخ تنزیل استاندارد مربوط به کشورهای تولیدکننده نفت و گاز است که در این

پژوهش هم با توجه به عدم اختلاف معنادار با میانگین موزون هزینه سرمایه پروژه، نرخ تنزیل مناسبی است. سایر مفروضات مدل سازی به شرح جدول ۱ است:

جدول ۱. مفروضات مدل سازی مسیر بهینه استخراج گاز غنی از پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس

جنوبی جم

ذخایر اثبات شده گاز	۱۵/۹۹ هزار میلیارد فوت مکعب
سطح تولید فعلی در مرحله تثبیت دبی (سالانه)	۴/۵۴ درصد
کل دوره تولید (عمر میدان)	۲۰۱۵-۲۰۶۴
دوره Build up	۲۰۱۵-۲۰۱۷
دوره حداکثر تولید یا Plateau	۲۰۱۷-۲۰۳۴
دوره کاهش تولید یا Decline (شامل EOR ^۱ و خاتمه تولید)	۲۰۳۴-۲۰۶۴
تاریخ تنزیل جریان های نقدی	ژانویه ۲۰۱۸
نرخ مالیات	معاف از مالیات
نوع پروژه و میزان دستمزد پیمانکار	فراساحل از نوع کم ریسک، نرخ پایه پاداش به ازای هر هزار فوت مکعب گاز، ۰/۱۲ دلار (۱۲۰ دلار به ازای هر یک میلیون فوت مکعب گاز) در نظر گرفته شده که در هر سال بر اساس فاکتور R تعدیل می گردد (بهادری، ۱۳۹۵).
درصد نفت هزینه ^۲	۵۰ درصد
دوره بازیافت مخارج پیمانکار	۵ الی ۷ سال
ارزش بازیافتنی (ارزش اسقاط) ^۳ تجهیزات و تأسیسات در خاتمه تولید	صفر

منبع: طرح جامع توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ مجتمع گازی پارس جنوبی و مصوبه هیئت وزیران در خصوص IPC

۱. اجرای روش های بهبود/ افزایش بازیافت (Enhanced Oil Recovery)

۲. نفت هزینه یا cost oil حداکثر میزان تولید نفت و گاز در یک دوره است که باید صرف بازپرداخت مخارج سرمایه ای پیمانکار شود. نفت هزینه در قراردادهای نفتی به صورت درصدی از کل تولید ناخالص در هر دوره تعیین می شود. به عنوان مثال در قراردادهای نفتی جدید ایران (IPC) تصریح شده است که ۵۰ درصد از عایدات فروش نفت خام یا گاز تولیدی در هر دوره باید به عنوان نفت هزینه، صرف بازیافت مخارج سرمایه ای پیمانکار شود.

۳. ارزش اسقاط (Salvage Value) که به آن ارزش بازیافتنی یا ارزش باقیمانده نیز گفته می شود، عواید حاصل از کنارگذاری (اعم از فروش و یا معاوضه) یک دارایی در پایان عمر مفید آن دارایی یا در پایان عمر اقتصادی پروژه است.

در قراردادهای IPC تقسیم عواید حاصل از اجرای پروژه بین دولت میزبان یا نماینده قانونی وی و شرکت طرف قرارداد به شرح ذیل است:

$$GT = p_t * q_t - [(1-g) * \phi t * (p_t * q_t * R_t) + \frac{DCC}{\beta} * s + IDC_t + COM_t + OPEX_t - CF_t]$$

$$FOCT = [(1-g) * \phi t * (p_t * q_t * R_t) - CF_t]$$

که در آن GT نشان دهنده عایدات دولت میزبان (در اینجا وزارت نفت)، FOCT نشان دهنده عایدات شرکت خارجی و ϕt میزان دستمزد یا پاداش پیمانکار در سال t است که تابعی از قیمت، تولید، عامل R و نوع میدان می‌باشد، R_t همان عامل R است که برابر است با نسبت «هزینه بازپرداخت شده به پیمانکار» به «کل هزینه طرح» که توسط پیمانکار پرداخت شده است. β نشان دهنده طول دوره تقسیط بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم^۱ است (بین ۵ الی ۷ سال عنوان شده است) و CF نیز میزان مطالبات بهره‌بردار است که به دلیل فزونی بازپرداخت از سقف در نظر گرفته شده به دوره بعد منتقل می‌گردد. بر این اساس اگر $\beta < t$ باشد، مقدار s برابر ۱ و در غیر این صورت برابر صفر خواهد بود. متغیر دیگری که مقدار آن در هر دوره به مقادیر دوره قبل مرتبط است و انتخاب‌های متغیر کنترل وابسته به آن است، معوقات انباشتی پیمانکار است، که با ACF_t نشان داده می‌شود. معادله حالت این متغیر به صورت زیر است:

$$ACF_{t+1} = ACF_t + CF_t * (1 + CoM)$$

در قرارداد IPC در هر دوره حداکثر ۵۰ درصد از درآمد میدان می‌تواند جهت بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار تخصیص یابد، و در صورتی که مطالبات پیمانکار در دوره مذکور از سقف تعیین شده تجاوز نماید، بازپرداخت مازاد مربوطه به دوره بعد موکول می‌گردد. بنابراین قید مذکور را می‌توان به صورت زیر در نظر گرفت:

$$AP_t = TP_t - CF_t \leq 0.5 * p_t * q_t$$

این عبارت بیان می‌کند که میزان بازپرداخت تحقق یافته در دوره t که با AP_t نشان داده می‌شود، برابر است با کل مطالبات قابل بازپرداخت پیمانکار در دوره مذکور (TP_t) منهای مبلغ منتقل شده به دوره بعد (CF_t). میزان بازپرداخت تحقق یافته (AP_t) نباید از ۵۰ درصد درآمد میدان تجاوز نماید. با در نظر گرفتن اجزای مطالبات قابل بازپرداخت پیمانکار (TP_t) می‌توان تابع فوق را به صورت زیر بیابیم:

$$AP_t = ((1-g)\phi_t + (S * DCC_t / \beta + COM_t + OPX_t) - CF_t \leq 50\% * p_t * q_t$$

معوقات پیمانکار در قراردادهای IPC نیز در هر دوره از طریق رابطه زیر به دست

می آید:

$$CF_t = \max (TP_t - \mu P_t Q_t, -ACF_t)$$

تابع هزینه‌های مالی (پول)^۱ نیز به صورت زیر برآورد می‌گردد:

$$COM_t = (1 + LIBOR + prm) * CF_{t-1}$$

که در آن نرخ لایبور^۲ (نرخ بهره استقراض بین بانکی لندن) برای هر سال از سایت www.global-rates.com استخراج شده و میزان پاداش^۳ مطابق قراردادهای IPC به اندازه ۱ درصد نظر گرفته شده است. با توجه به قیود فنی، اقتصادی و قراردادی مورد ملاحظه بر فازهای ۱۷ و ۱۸ میدان گازی پارس جنوبی، در نهایت چارچوب کلی مسئله بهینه‌سازی پویا در قالب قرارداد IPC و در مرحله تثبیت دبی (پلاتیو) از سال ۲۰۱۷ لغایت ۲۰۳۴ (پلاتیو به مدت ۱۷ سال) به صورت تابع زیر خواهد بود:

$$\begin{aligned} \text{Max} \{NPV (V_0)\} = & \sum_{t=1}^{17} p_t * 15990bcf * v_0 - \{(1-g) * \phi_t * (p_t \\ & * 15990bcf * v_0 * R_t) + \frac{DCC}{7} * s + IDC_t + (1 + LIBOR + 1\%) * CF_{t-1}\}_t + \\ & OPEX_t - CF_t\} * (1+10\%)^{-t} \end{aligned}$$

که g تا قبل از بازیافت مخارج پیمانکار (۷ سال اول) برابر ۵۰٪ و بعد از آن برابر صفر خواهد بود. محدودیت‌های حاکم بر این مدل همان محدودیت‌های حاکم بر تابع هدف بخش قبلی می‌باشند.

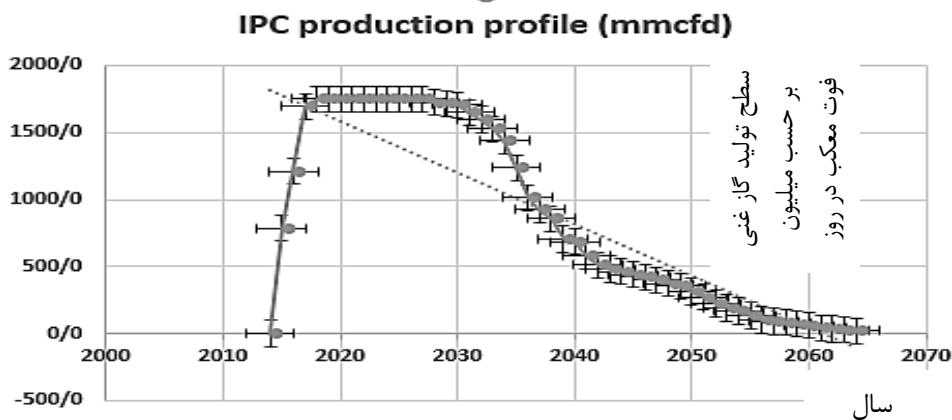
۱. مقصود از این هزینه (Cost of Money)، هزینه فرصت سرمایه‌گذاری انجام شده از سوی پیمانکار است. کارکرد این هزینه شبیه کارکرد نرخ بهره در اقتصاد است. در صورت عدم کفایت درصد مشخص شده از تولیدات میدان که قرار است در هر دوره صرف بازیافت مخارج سرمایه‌ای پیمانکار شود، بخشی از مخارج سرمایه‌ای پیمانکار معوق شده و تا زمان پرداخت آن در دوره‌های بعدی مشمول نرخ بهره مشخص شده در قرارداد خواهد شد که به این هزینه، هزینه مالی یا هزینه پول می‌گویند.

2. London Inter Bank Offered Rate (LIBOR).

۳. پاداش یا Premium، میزان پاداشی است که مازاد بر نرخ بهره بین بانکی لندن به مطالبات معوق پیمانکار تعلق می‌گیرد. توضیح اینکه در قراردادهای IPC برای محاسبه هزینه‌های مالی از نرخ پایه لایبور استفاده می‌کنند. این نرخ در واقع معادل نرخ بهره بدون ریسک است؛ در حالیکه در پروژه‌های نفت و گاز پیمانکاران محتمل ریسک‌های مختلفی می‌شوند. بنابراین میزان افزایش یک درصدی در نرخ لایبور به دلیل تحمل ریسک اضافی توسط پیمانکار و به‌عنوان یک گزینه تشویقی گنجانده شده است و می‌توان آن را نوعی پاداش تحمل ریسک دانست.

۶- نتایج حاصل از پیاده‌سازی مدل و تحلیل حساسیت

براساس نتایج به دست آمده، سطح تولید بهینه گاز غنی از فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی در مرحله تثبیت دبی و تحت ترتیبات قراردادی IPC تقریباً برابر ۱/۷۷ میلیارد فوت مکعب در روز برآورد می‌شود که با توجه به ثابت درنظر گرفتن ذخایر اثبات شده، نرخ استخراج سالانه معادل ۰/۰۴۰۵ درصد (تقریباً ۴ درصد) خواهد بود و نشان می‌دهد که سطح بهینه به دست آمده بر اساس ترتیبات قراردادی IPC با سطح تولید برآوردی در طرح جامع توسعه میدان ازسوی واحد مدیریت و برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران تفاوت نسبتاً معناداری دارد. متعاقباً، بدون احتساب هرگونه مالیات، با درنظر گرفتن ترتیبات قراردادی IPC و آثار و محدودیت‌های مترتب بر آن، ارزش فعلی جریان‌های نقدی خالص این پروژه (از دیدگاه کارفرما) بر اساس ارقام اسمی ژانویه ۲۰۱۸ تقریباً برابر ۳۱۴۰۲ میلیون دلار برآورد می‌شود که دلیل اصلی این کاهش، تغییر در ترتیبات قراردادهای IPC در خصوص بازیافت مخارج سرمایه‌ای، غیرسرمایه‌ای و عملیاتی، هزینه‌های مالی (پول) و از همه مهم‌تر پاداش به پیمانکار می‌باشد. پروفایل تولید گاز غنی از فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی تحت ترتیبات قراردادی IPC به‌صورت نمودار ۲ (نمودار مبنا) است:



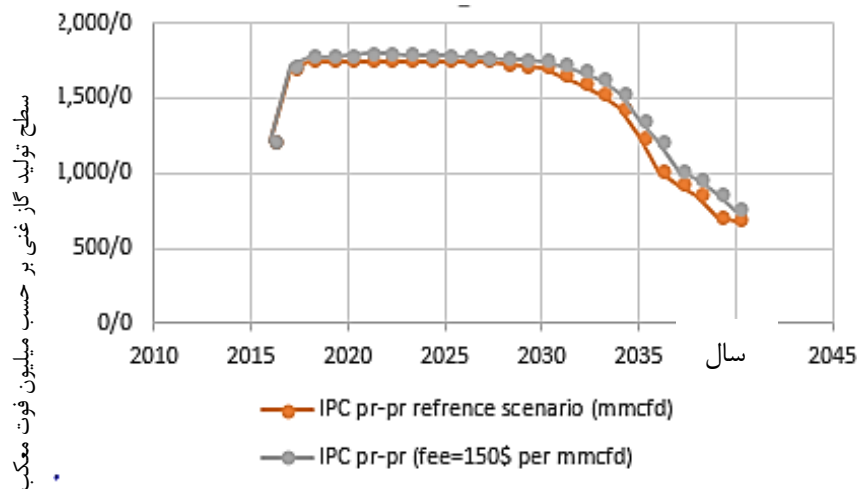
نمودار ۲. سطح بهینه تولید گاز غنی از فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی در حالت خنثی (سناریوی پایه)

منبع: یافته‌های تحقیق

اکنون باید حساسیت سطح/مسیر تولید بهینه به دست آمده را نسبت به پارامترهای قراردادی مورد بررسی و ارزیابی قرار داد. قیمت نفت و گاز، دستمزد یا حق الزحمه پیمانکار، نحوه تقسیط مخارج سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای و سقف و زمانبندی بازپرداخت (بازیافت) مخارج از جمله مهم ترین عوامل و مؤلفه‌های قراردادی هستند که بر عایدات حاصل از پروژه‌های نفت و گاز (و البته سطح بهینه تولید در این پژوهش) مؤثرند (قندی و لی، ۲۰۰۵). با توجه به اینکه قیمت گاز در این پژوهش به عنوان یک عامل اقتصادی و صورت برون‌زا در نظر گرفته شده است و نیز با عنایت به این موضوع که در قراردادهای IPC همچون قراردادهای خدماتی، سودآوری پیمانکار در اثر افزایش قیمت نفت محدود و کنترل شده است، از تحلیل حساسیت سطح بهینه تولید نسبت به این متغیر خودداری شده است.

سناریو شماره ۱: کاهش دستمزد پیمانکار

در این سناریو فرض بر این است که نرخ پایه پاداش به ازای هر هزار فوت مکعب گاز نسبت به سناریوی پایه (۰/۱۲ دلار به ازای هر هزار فوت مکعب) کاهش یابد (۶۰ دلار به ازای هر یک میلیون فوت مکعب گاز). مسیر بهینه تولید در این سناریو بر اساس قرارداد IPC به صورت نمودار ۳ است:

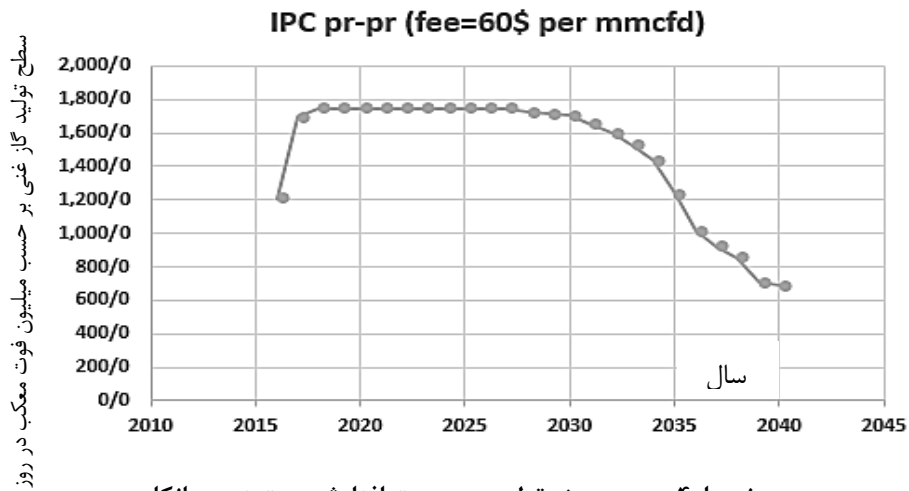


نمودار ۳. مسیر بهینه تولید در صورت کاهش دستمزد پیمانکار

منبع: یافته‌های تحقیق

سناریو شماره ۲: افزایش دستمزد پیمانکار

در این سناریو فرض بر این است که نرخ پایه پاداش به ازای هر هزار فوت مکعب گاز نسبت به سناریوی پایه (۰/۱۵ دلار به ازای هر هزار فوت مکعب) افزایش یابد (۱۵۰ دلار به ازای هر یک میلیون فوت مکعب گاز). سطح بهینه تولید گاز غنی در این سناریوی برای دوران تثبیت دبی تقریباً برابر ۱/۸۰ میلیارد فوت مکعب در روز است که مسیر بهینه تولید براساس قرارداد IPC به‌صورت نمودار ۴ است.

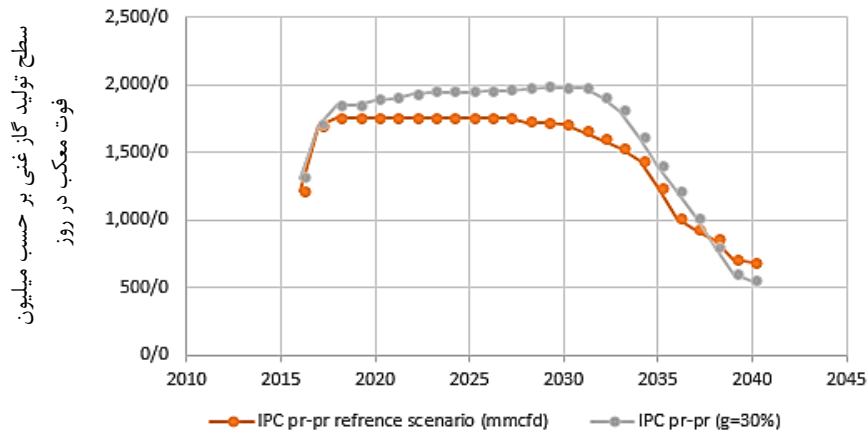


نمودار ۴. مسیر بهینه تولید در صورت افزایش دستمزد پیمانکار

منبع: یافته‌های تحقیق

سناریوی شماره ۳: کاهش دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای

در این سناریو بر خلاف سناریوی مرجع (دوره تقسیط ۷ ساله) دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای ۵ سال در نظر گرفته شده است. سطح بهینه تولید گاز غنی در این سناریوی برای دوران تثبیت دبی تقریباً برابر ۱/۸۵ میلیارد فوت مکعب در روز است که مسیر بهینه تولید بر اساس قرارداد IPC به‌صورت نمودار ۵ است:

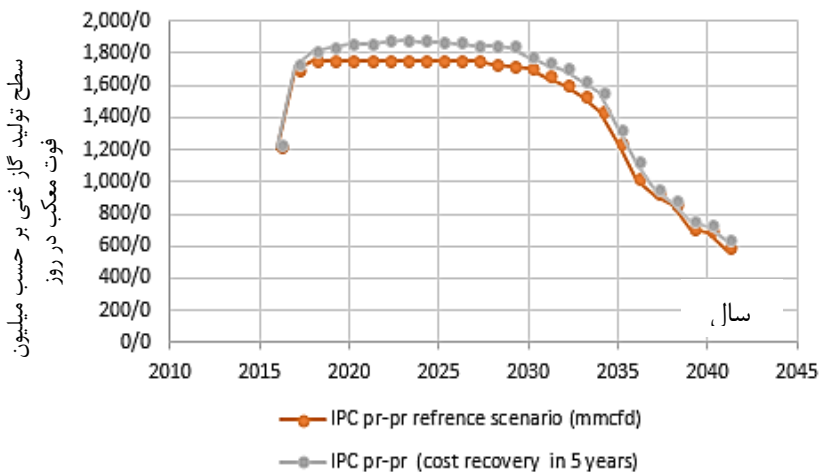


نمودار ۵. مسیر بهینه تولید در صورت کاهش دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای

منبع: یافته‌های تحقیق

سناریوی شماره ۴: افزایش دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای

در این سناریو بر خلاف سناریوی مرجع (دوره تقسیط ۷ ساله) دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای ۱۰ سال در نظر گرفته شده است. سطح بهینه تولید گاز غنی در این سناریوی برای دوران تثبیت دبی تقریباً برابر ۱/۶۹ میلیارد فوت مکعب در روز است که مسیر بهینه تولید بر اساس قرارداد IPC به صورت نمودار ۶ است.

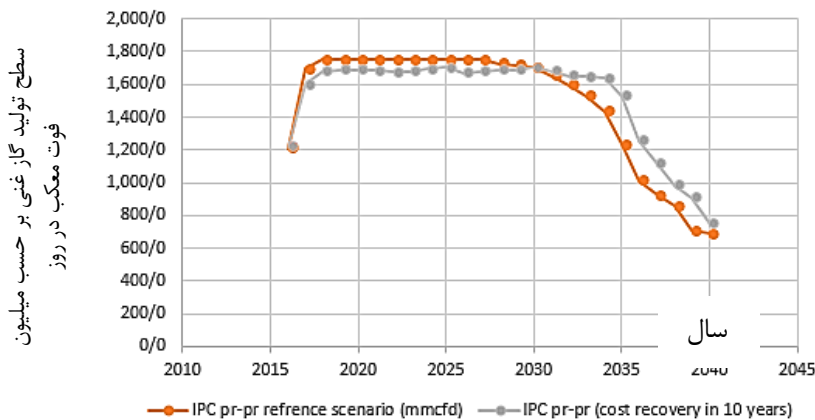


نمودار ۶. مسیر بهینه تولید در صورت افزایش دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای

منبع: یافته‌های تحقیق

سناریوی شماره ۵: کاهش سقف بازپرداخت مخارج پیمانکار

در این سناریو بر خلاف سناریوی مرجع (سقف بازپرداخت مخارج ۵۰ درصد) فرض بر این است که سقف بازپرداخت در نظر گرفته شده برای مخارج پیمانکار در قرارداد برابر ۳۰ درصد باشد. سطح بهینه تولید گاز غنی در این سناریوی برای دوران تثبیت دبی تقریباً برابر ۱/۸۹ میلیارد فوت مکعب در روز است که مسیر بهینه تولید بر اساس قرارداد IPC به‌صورت نمودار ۷ است.

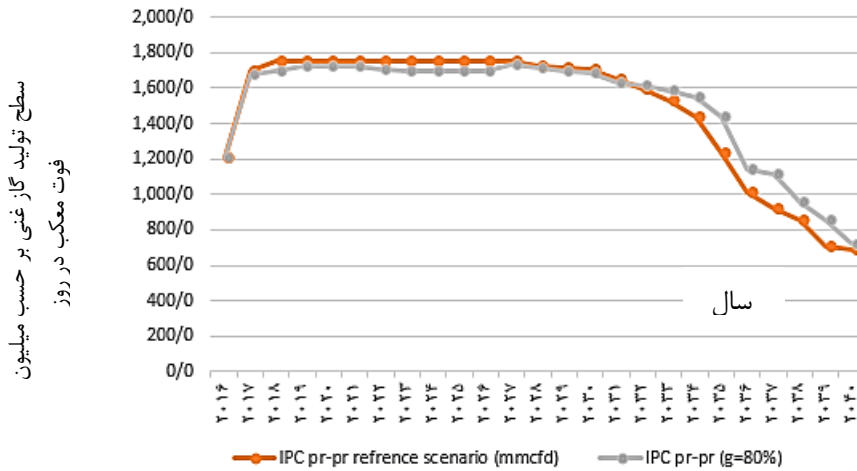


نمودار ۷. مسیر بهینه تولید در صورت کاهش سقف بازپرداخت مخارج پیمانکار

منبع: یافته‌های تحقیق

سناریوی شماره ۶: افزایش سقف بازپرداخت مخارج پیمانکار

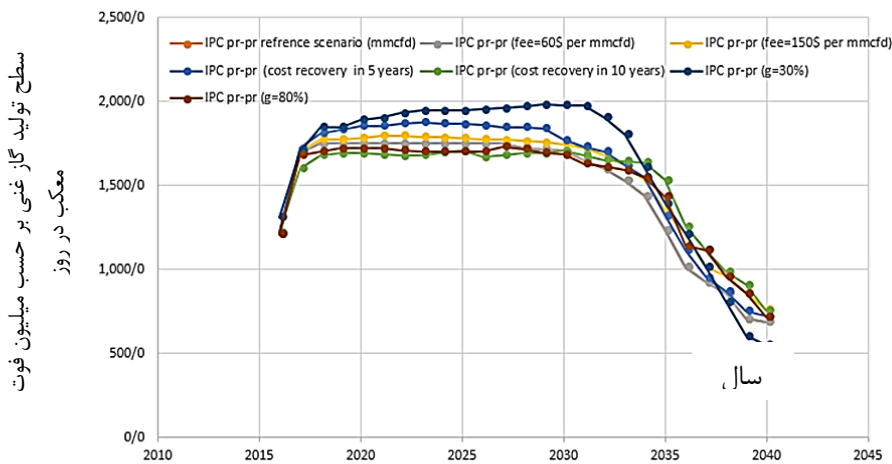
در این سناریو بر خلاف سناریوی مرجع (سقف بازپرداخت مخارج ۵۰ درصد) فرض بر این است که سقف بازپرداخت در نظر گرفته شده برای مخارج پیمانکار در قرارداد برابر ۸۰ درصد باشد. سطح بهینه تولید گاز غنی در این سناریو (تقریباً ۱/۷۳ میلیارد فوت مکعب در روز) بسیار نزدیک به سطح بهینه تولید در سناریوی مرجع است که مسیر بهینه تولید بر اساس قرارداد IPC به‌صورت نمودار ۸ است.



نمودار ۸. مسیر بهینه تولید در صورت افزایش سقف بازپرداخت مخارج پیمانکار

منبع: یافته‌های تحقیق

در ادامه نتایج حاصل از سناریوهای مختلف در نمودار ۹ جمع بندی و توضیحات لازم در ادامه ارائه شده است.



نمودار ۹. جمع بندی نتایج حاصل از سناریوها

منبع: یافته‌های تحقیق

در قراردادهای جدید نفت ایران، مهم‌ترین عاملی که برای افزایش دریافتی و نرخ بازگشت سرمایه در اختیار سرمایه‌گذار قرار دارد، نرخ دستمزد یا همان پاداش^۱ است. با افزایش دستمزد، دریافتی پیمانکار افزایش و دریافتی دولت کاهش می‌یابد. طبق سناریوی شماره ۱، مسیر بهینه تولید در قرارداد IPC با مسیر بهینه مرجع یکسان و منطبق خواهد بود (۱/۷۷ میلیارد فوت مکعب در روز). این امر می‌تواند ناشی از این موضوع باشد که در این سناریو بر خلاف سناریوی مرجع به دلیل پایین بودن دستمزد، بازپرداخت به پیمانکار در هیچ دوره‌ای معوق نشده و بنابراین معوقات پیمانکار (انتقالی به دوره‌های بعدی)^۲ برابر صفر خواهد بود. به عبارت دیگر پایین بودن دستمزد پیمانکار باعث می‌شود که مطالبات پیمانکار از سقف بازپرداخت مقرر (۵۰ درصد) تجاوز نکند. مسیر بهینه تولید در سناریوی شماره ۲ در سالهای حضور پیمانکار نسبت به سناریوی مرجع اندکی متفاوت است و در سطح بالاتری قرار دارد؛ زیرا با افزایش دستمزد پیمانکار به عنوان مهم‌ترین مؤلفه سودآوری، مبالغ دریافتی توسط پیمانکار در هر دوره افزایش یافته و در صورت عدم بازپرداخت کامل در دوره بعد مشمول نرخ بهره نیز می‌گردد. بنابراین در این سناریو باید سطح بالاتری از تولید محقق شود تا با توجه به ارزش زمانی پول و انگیزه پیمانکار، مخارج پیمانکار زودتر بازیافت گردد. به طور کلی از سناریوی شماره ۱ و ۲ می‌توان نتیجه گرفت که در شرایط مورد بررسی، تولید بهینه در چارچوب قرارداد IPC با تغییر در نرخ دستمزد، چندان تغییر نمی‌کند. یکی از دلایل اصلی این مسئله محدودیت شدید سقف تولید در هر دوره است که بر اساس محدودیت‌های فنی و زمین‌شناسی تعیین می‌شود (۱/۹۹ میلیارد فوت مکعب در روز برای فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی). در واقع قید حداکثر سطح تولید در مسئله برنامه‌ریزی پویا بسیار الزام آور و سخت‌گیرانه است.

در سناریوی شماره ۳، سطح بهینه تولید در سال‌های اولیه تثبیت دبی نسبت به سناریوی مرجع در سطح بالاتری قرار دارد، به دلیل که تولید باید به حدی باشد که بتوان مخارج پیمانکار را در مدت ۵ سال از تاریخ برداشت اولیه بازپرداخت نمود. با توجه به وجود محدودیت‌های فنی و زمین‌شناسی نظیر قید حداکثر سقف تولید یا حداکثر نرخ

1. Fee

2. Carry forwards.

کارای تخلیه میدان وجود دارد، کلیه مخارج پیمانکار در مدت ۵ سال بازپراخت نمی‌شود و بخشی از آن به همراه هزینه‌های مالی (پول) مترتب بر آن^۱ در دوره‌های بعد از محل عایدات میدان بازپرداخت می‌شوند. این موضوع باعث می‌شود که اختلاف ناچیز سطح بهینه تولید در این سناریو با سناریوی مرجع برای چندین سال ادامه یابد.

همان‌طور که در سناریوی شماره ۴ ملاحظه می‌شود با افزایش دوره تقسیط بازپرداخت مخارج سرمایه‌ای پیمانکار در سال‌های اولیه سطح تولید بهینه نسبت به سناریوی مرجع در سطح پایین‌تری قرار می‌گیرد. در این سناریو پیمانکار و کارفرما ترجیح می‌دهند عواید حاصل از پروژه را به آینده موکول کنند و نیز با توجه به ذخایر باقیمانده بالا، دوره پلاتیوی مخزن نسبت به سناریوی مرجع طولانی‌تر شده و مخارج سرمایه‌ای لازم برای اجرای روش‌های ازدیاد برداشت نیز به سال‌های بعد موکول می‌شود که با توجه به ارزش زمانی پول، به نفع پیمانکار خواهد بود. به طور کلی می‌توان گفت در سناریوی شماره ۳ و ۴ نیز همانند سناریوهای شماره ۱ و ۲ قید سقف تولید و حداکثر نرخ کارای تخلیه میدان، الزام آور بوده و مانع از اثرگذاری قابل توجه دوره تقسیط بازپرداخت مخارج پیمانکار بر سطح بهینه تولید گاز غنی از فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی می‌گردد.

همان‌طور که در سناریوی شماره ۵ ملاحظه می‌شود، با توجه به اینکه ضریب بازپرداخت مخارج پیمانکار در سطح پایین و در مقابل ضریب مشارکت کارفرما در سطح بالایی قرار دارد، در سال‌های اولیه تثبیت دبی، سطح بهینه تولید گاز غنی نسبت به سناریوی مرجع بالاتر بوده و در برخی سال‌ها به حداکثر نرخ استخراج (۱/۹۹ میلیارد فوت مکعب در روز بر اساس طرح جامع توسعه پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی) نزدیک می‌شود که با در نظر گرفتن ارزش زمانی پول، این رفتار در قبال مخزن هم به نفع پیمانکار و هم به نفع کارفرماست و سبب می‌شود هم مطالبات پیمانکار به دوره‌های بعدی منتقل نشود و هم کارفرما در دوره‌های بعدی هزینه پول کمتری بپردازد. البته در این خصوص نیز قید حداکثر نرخ تولید الزام آور بوده و اجازه نمی‌دهد رفتار غیرصیانتی رخ دهد. همان‌طور که در سناریوی شماره ۶ ملاحظه می‌شود در این سناریو در دوران تثبیت دبی مخزن تفاوت معنی‌داری بین مسیر بهینه در سناریوی

خنثی و سناریوی افزایش سقف پرداخت تا ۸۰ درصد عایدات دیده نمی‌شود و تنها در ۴ الی ۵ سال از دوران تثبیت دبی سطح تولید بهینه کمتر از سناریوی مرجع است و دلیل آن می‌تواند بازیافت شدن مخارج سرمایه‌ای پیمانکار در همان سال‌های آغازین باشد. البته با توجه به اهمیت ارزش زمانی پول برای کارفرما و پیمانکار، این عقب افتادگی از سطح بهینه تولید در سناریوی مرجع بلافاصله پایان یافته و در سال‌های انتهایی دوره تثبیت دبی جبران می‌شود.

با توجه به آنچه گفته شد می‌توان نتیجه گرفت مدل‌های برنامه‌ریزی خطی و غیرخطی تحقیق در عملیات می‌توانند در پروژه‌های نفت و گاز کشور نیز به‌منظور تعیین سطوح بهینه تولید مورد استفاده قرار گیرند. همچنین در این مدل‌ها عوامل و عوامل قراردادی می‌توانند همانند ویژگی‌های زمین‌شناسی و فنی نظیر حداکثر نرخ کارای تخلیه میدان و حداکثر نرخ استخراج، به عنوان قیود مدل برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات عمل نموده و سطح یا مسیر بهینه تولید را در پروژه‌های نفت و گاز تحت تأثیر قرار دهند.

۷- نتیجه‌گیری و پیشنهادها

در پروژه‌های بین‌المللی نفت و گاز، تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز یکی از چالش‌های اصلی در تهیه طرح جامع توسعه میادین نفت و گاز به شمار می‌رود. تولید نفت و گاز زمانی بهینه خواهد بود که با در نظر گرفتن محدودیت‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی، تکنولوژیکی و قراردادی، بیشترین منافع اقتصادی را برای سرمایه‌گذار به ارمغان آورده و ایجاد ارزش نماید. هدف از انجام این پژوهش توسعه استفاده از مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات در تعیین سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی، براساس عوامل فنی و زمین‌شناسی و عناصر قراردادی در پروژه‌های نفت و گاز ایران است. سطح بهینه تولید، به سطحی از تولید نفت خام و گاز غنی اطلاق می‌شود که به ازای آن سطح از تولید، منافع اقتصادی حاصل از پروژه نفت و گاز برای دولت حداکثر می‌گردد. برای این منظور ابتدا مدل‌های رایج در تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز مورد مطالعه و بررسی قرار گرفتند و پس از شناسایی نواقص و اشاره به کاستی‌های هر یک، مدل جامعی از خانواده مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات برای تعیین

سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی در پروژه های نفت و گاز ایران پیشنهاد گردید. با توجه به اینکه بیشتر مطالعات موجود در زمینه بررسی آثار اختلالی رژیم های قراردادی از مدل های رگرسیونی و یا ایستا استفاده می کنند، استفاده از مدل های بهینه یابی پویا با تابع هدف محاسبه ارزش فعلی طرح در کل دوره بهره برداری از میدان از نوآوری های این مقاله به شمار می رود. در واقع جهت مدل سازی واقعگرایانه در چارچوب قراردادهای نفتی، بایستی از یکسو مدل مناسبی برای استخراج و تولید طراحی نمود که مراحل مختلف بهره برداری و قواعد فیزیکی حاکم بر استخراج را در خود داشته باشد. از سوی دیگر مؤلفه های مالی و اقتصادی قرارداد بایستی با جزئیات کامل در تابع هدف و قیود مسئله بهینه سازی وارد گردد. مدل پیشنهادی در این پژوهش از شاخه مدل های بهینه سازی غیرخطی و پویاست که در آن حداکثر سازی ارزش خالص فعلی هریک از پروژه های نفت و گاز به ازای سطح تولید موردنظر به عنوان تابع هدف تنظیم گردیده و عوامل فنی، تکنولوژیکی و عناصر قراردادی به عنوان قیود (محدودیت) به مدل تحمیل شده اند. از ویژگی های بارز این مدل می توان به قابلیت انجام تحلیل حساسیت متغیرهای ورودی و پارامترهای قراردادی و تحلیل اثرات آن بر سطح بهینه تولید اشاره نمود. پس از معرفی مدل برنامه ریزی مورد نظر، به منظور ارزیابی روایی، اطلاعات میدانی پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی به عنوان مطالعه موردی جمع آوری شد و سطح بهینه تولید گاز غنی محاسبه و با سطح بهینه تولید ارائه شده توسط واحد مدیریت و برنامه ریزی شرکت ملی نفت ایران مقایسه گردید. پس از تأیید روایی، به منظور حصول اطمینان از پایایی مدل مزبور و ارزیابی میزان قابلیت اتکای نتایج آن، تحلیل حساسیت سطح بهینه تولید نسبت به برخی متغیرهای ورودی (پارامترهای قراردادی) صورت گرفت.

نتایج این پژوهش همانند پژوهش وانگ و همکاران (۲۰۱۲) حکایت از آن دارد که تعیین سطح بهینه تولید از پروژه های نفت و گاز علاوه بر آنکه تحت تأثیر عوامل فنی و زمین شناسی قرارداد، شدیداً از مفاد، ترتیبات و سازوکارهای مندرج در قرارداد نیز تأثیر می پذیرد. همچنین طبق نتایج پژوهش، مدل های بهینه یابی پویا، ابزار مناسبی برای برآورد مسیر بهینه تولید نفت و گاز به شمار می روند؛ زیرا این قابلیت را دارند تا با تغییر در شرایط اقتصادی، فنی، تکنولوژیکی و قراردادی، سطح تولید فعلی را مورد بازبینی

قرارداده و مسیر بهینه جدید را کشف نمایند. به‌طور کلی نتایج به دست آمده در این بخش از پژوهش با نتایج ارائه شده توسط وسگانتز و فرانک (۱۹۹۳)، قندی و لین (۲۰۱۲)، وانگ و همکاران (۲۰۱۲) و صاحب هنر و همکاران (۱۳۹۶) همسو بوده و اثرگذاری ترتیبات قراردادی بر مسیر بهینه تولید پروژه‌های نفت و گاز را تأیید می‌کند. بنابراین در تعیین سطوح بهینه تولید از پروژه‌های نفت و گاز کشور می‌توان با توجه به ویژگی‌های فنی-زمین‌شناسی و عناصر قراردادی، از مدل‌های برنامه‌ریزی تحقیق در عملیات استفاده نمود. با توجه به نتایج به دست آمده به واحد مدیریت و برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران و شرکت‌های نفت و گاز اعم از شرکت‌های اکتشاف-تولید داخلی و خارجی پیشنهاد می‌گردد، در تعیین سطح تولید نفت خام و گاز غنی و نیز تدوین طرح جامع توسعه میادین نفت و گاز کشور از نتایج پژوهش استفاده نمایند. به‌لحاظ سیاستی نیز با توجه به اینکه عامل تعیین‌کننده مسیر بهینه تولید در تمام سناریوها، سقف تولید و یا حداکثر نرخ تخلیه کاراست که بر اساس روابط فنی مهندسی تعیین می‌گردد؛ بایستی با تمرکز بیشتر بر مکانیسم‌های انگیزشی جهت ترغیب پیمانکار به استفاده از تکنولوژی‌ها و روش‌های پیشرفته توسعه میادین همچون تکنولوژی‌های شکست هیدرولیکی و یا حفاری‌های مویرگی^۱ و افقی از یکسو و اجرای فاز ازدیاد برداشت از سوی دیگر، حداکثر نرخ تخلیه کارا و به تبع آن ضریب بازیافت از مخازن را افزایش داد. یافته‌های این پژوهش به شرکت‌های فعال در صنعت نفت و گاز کمک می‌کند برای توسعه و بهره‌برداری بهینه از میادین نفت و گاز، استراتژی‌ها و برنامه‌های مؤثرتر و سودمندتری طراحی نمایند. به محققان علاقه‌مند توصیه می‌شود مدل این پژوهش را با درون‌زا نمودن متغیرهایی همچون طول دوره قرارداد، نرخ حداکثر تخلیه کارا و حجم تزریق بهبود دهند و جهت محاسبه میزان بهینه هر یک از آن‌ها در راستای حداکثرسازی ارزش فعلی کل دوره بهره‌برداری اقدام نمایند. تعریف تابع مطلوبیت بین نسلی دولت به عنوان تابع هدف جایگزین و حداکثرسازی مسیر بهینه تولید از منظر دولت، اضافه نمودن متغیرهای کنترل و وضعیت بیشتر و اجرای مدل با گره‌های بیشتر از دیگر پیشنهادها قابل ارائه در این زمینه است.

منابع

روش‌های ارزیابی طرح‌های استخراجی. مرجع مهندسی معدن ایران. بازبینی شده در ۲۳ ژوئن ۲۰۱۰.

Arthur D. Postal, "CFA Attacks Insurers For 'Overcharging'", National Underwriter, Jan 8, 2007.

Board, A. P. (1970). Basic Concepts and Accounting Principles Underlying Financial Statements of Business Enterprises (4th Ed). *New York: American Institute of Certified Public Accountants*.

Boykett, T., Peirano, M., Boria, S., Kelley, H., Schimana, E., Dekrout, A., & O'Reilly, R. (2012). *Oil Contracts, how to Read and Understand a Petroleum Contract*. PennWell books.

Derakhshan, M. (2014). Oil Contracts from the Perspective of Protecting and EOR Production Approach Resistance Economy. *Journal of Islamic Economics*, 6(12), 7-52.

Donkgun, I., & Zhao X. (2013). Modeling Optimal Production Path under Risk Service Contracts. *Chinese University of Technology, Verlage Berlin Heidelberg*, 1, 12-36.

Economides, M. J., Hill, A. D., Ehlig-Economides, C., & Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems*. Pearson Education.

Energy Information Administration. (2015). *Natural Gas Estimation Reports*. Retrieved from <http://ir.eia.gov/ngs/ngs.html>.

Gao, W., Hartley, P. R., & Sickles, R. C. (2009). Optimal Dynamic Production from a Large Oil Field in Saudi Arabia. *Empirical Economics*, 37(1), 153-184.

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

Ghorbani Pashakolaie, V., Khorsandi, M., Mohammadi, T., Khaleghi, S., Shakeri, A., & AbtahiForoshan, T. (2014). Modeling Optimal Oil Extraction using Optimal Control Model: A Case Study of an Iranian Oil Field, *Journal of Iran's energy Economics*, 13, 189-220.

Grynbaum, J. (2004). Alliance Contracting Eliminates the Risks of EPC Contracts. *Power Engineering*, 108(7), 56-59.

Gustavson, J. B. (2000). *Valuation of International Oil and Gas Properties in SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Society of Petroleum Engineers.



- Gunnerud, V., & Foss, B. (2010). Oil Production Optimization—A Piecewise Linear Model, Solved with Two Decomposition Strategies. *Computers & Chemical Engineering*, 34(11), 1803-1812.
- Hajimirzaee.M.A., Emami Meibodi.A., Ebrahimi.M., Souri.A., & Ghorbani.V. (2015). Optimal Petroleum Reserves Extraction Path under Buy-back Contracts, *Journal of Economic Modeling*, 24, 72-88.
- Hotelling, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), 137-175.
- Huse, J. A. (2002). *Understanding and Negotiating Turnkey and EPC Contracts*. Sweet & Maxwell.
- Helmioskoui, B., Narayanan, R., Glover, T., Lyon, K., & Sinha, M. (1992). Optimal Extraction of Petroleum Resources: An Empirical Approach. *Resources and Energy*, 14(3), 267-285.
- Jianshan, Q., Xinbo Zhou, & Hongliang, W. (2001). A Calculation Formula for the Prediction of Reasonable Production Rate in Low Permeable Reservoirs. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 20(5), 25-36.
- Kalish, S. (1983). Monopolist Pricing with Dynamic Demand and Production Cost. *Marketing Science*, 2(2), 135-159.
- Keshavarze Haddad, Gh. (2014). *Time Series Econometrics*. Nashreney Publication.
- Li Juan. (2006). The Choice and Appraise of Reservoir Exploration Rate in China. *Yanshan University Press*, 1, 16-18.
- Li, L., Du, Z., Du, J., & He, G. (2005). The Study on Reasonable Oil Recovery Rate Model of Fracture-vug Type Carbonate Reservoir in the Early Development Period. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 27(5), 29-43.
- Luo, D., & Yan, N. (2010). Assessment of Fiscal Terms of International Petroleum Contracts. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6), 756-762.
- Leighty, W., & Lin, C. Y. C. (2012). Tax Policy Can Change the Production Path: A Model of Optimal Oil Extraction in Alaska. *Energy Policy*, 41, 759-774.
- Mohammadi, T., & Motamedi, M. (2010). Dynamic Optimization of Oil Production in IRAN (Case Study: Haft-Gel Oil Field), *Economic Research Review*, 10 (38), 235 - 265.
- National Iranian Oil Company. (2015). *A Look at the Development Plan of South Pars Phases 17 and 18*. Retrieved from

[http://www.nioc.ir/portal/Home/ShowPage.aspx?](http://www.nioc.ir/portal/Home/ShowPage.aspx?Object=ALBUM&ID=fc581824-41bf-4266-a000-6e068aa935a8&LayoutID=1dab49f9-21ca-4f4a-bd43)

[Object=ALBUM&ID=fc581824-41bf-4266-a000-6e068aa935a8&LayoutID=1dab49f9-21ca-4f4a-bd43.](http://www.nioc.ir/portal/Home/ShowPage.aspx?Object=ALBUM&ID=fc581824-41bf-4266-a000-6e068aa935a8&LayoutID=1dab49f9-21ca-4f4a-bd43)

National Iranian Gas Company. (2017). *New Records in Phase 17 and 18 of South Pars*. Retrieved from

<http://en.nigc.ir/portal/home/showpageobjectrelatedtopics&categoryid>.

Nystad, N. (1985). Reservoir Economic Optimization, *chr. Michelsen Inst. SPE 13775*.

Pars Oil and Gas Company. (2017). *Development Plan of Phases 17&18*. Retrieved from <https://www.pogc.ir/Default.aspx?tabid=105>.

Powell, S. (1990). The Target Capacity-Utilization Model of OPEC and The Dynamic of the World Oil Market. *The Energy Journal*, 11, 27-61.

Ramcharran, H. (2002). Oil Production Responses to Price Changes: An Empirical Application of the Competitive Model to OPEC and Non-OPEC Countries. *Energy Economics*, 24(2), 97-106.

Rao, R. D. (2000). An Integrated Modeling Framework for Exploration and Extraction of Petroleum Resources 1. *Resources Policy*, 26(3), 133-143.

Secretariat, E. C. (2007). Putting a price on energy: International pricing mechanisms for oil and gas. *Brussels: Energy Charter Secretariat*.

Shiravi, A. (2016). *oil and gas law* (3rd Ed.). Mizan Legal Foundation.

Tian, Y., Xu, Z., Zheng, B., & Lo, Y. M. (2013). Optimization of Ultrasonic-Assisted Extraction of Pomegranate (*Punica Granatum L.*) Seed Oil. *Ultrasonics Sonochemistry*, 20(1), 202-208.

Wang, N., Zhong, F., Dai, W., Xiaoshan, X., & Dingcai, C. (2005). The Optimization Method to Determine Reasonable Production Rate. *Fault-block Oil, and Gas Field*, 12(4), 45-57.

Wood Mackenzie. (2016). *Upstream Data Tool*. Retrieved from <https://www.woodmac.com/research/products/upstream/upstream-data-tool>.

Wood Mackenzie. (2016). *Global Economic Model*, Retrieved from <https://www.woodmac.com/research/products/upstream/global-economic-model/>.

Xiaoguang, T., Lirong, D., & Zuoji, T. (2003). China Oil and Gas Exploration and Development Strategy in the Early of 21 Century. *Beijing: Petroleum Industry Press*, 1, 82-96.

Yusgiantoro, P., & Hsiao, F. S. (1993). Production-Sharing Contracts and Decision-Making in Oil Production: The Case of Indonesia. *Energy Economics*, 15(4), 245-256.

Yu Qitai, Li Wenxing. (1998). Production Sstabilizing Pattern for Water Flooding Reservoirs, *Petroleum Geology and Oil Field Development in Daqin*, 17(1), 20-25.

Zhao, X., Luo, D. and Xia, L., (2012). Modeling Optimal Production Rate with Contract Effects for International Oil Development Projects. *Energy Journal*, 45(1), 662-668.

Zohdi, M. (2013). *Structure of International Investment Contracts in oil and gas Industry* (1st Ed.). Third Millennium Publishing.

Use of Operation Research Planning Models to Determine the Optimum Levels of Crude Oil and Gas Production in Iranian Oil and Gas Projects- Case Study: South Pars Project Phases 17 & 18

Atefeh Taklif

Assistant Professor, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University,
a.taklif@atu.ac.ir

Hamidreza Arbab

Associate Professor, Faculty of Economics, Allameh Tabataba'i University
hamidrezaarbab@gmail.com

Hassan Bovairi Monji

Ph.D. Student of Economics, oil and gas contracts law, Allameh

Tabataba'i University, hassanbovairi@gmail.com.

Received: 2019/02/13

Accepted: 2020/02/13

Abstract

Determining the optimal level of oil and gas production from the upstream projects of the country is one of the main challenges in the formulation of Master Development Plans (MDP) for petroleum projects and impacts the return on investment and profitability of contracting parties, especially the contractor. In Iran's oil and gas contracts, since the development of the MDP is the responsibility of the Ministry of Petroleum, the production profile of petroleum projects is determined by the National Iranian Oil Company Management and Consolidated Planning Department, based solely on technical geology and submitted to the contractor. The purpose of this research is to introduce and extend the scope of operation research planning models in order to determine the optimum level of crude oil and gas production based on technical, geological and contractual elements in Iranian oil and gas projects. For this purpose, we first review different common models for determining the optimum level of oil and gas production. After identifying their deficiencies, a comprehensive model based on operation research planning procedures is proposed to determine the optimal level of oil and gas production in petroleum projects. The proposed model in this study is a branch of nonlinear dynamic optimization models in which the maximization of the current net present value of each oil and gas project for the target production level is set as the objective function and the technical, technological and contractual factors are considered as constraints. The results of this research show that the use of operation research planning models in determining the level of crude oil and gas production provides reliable results, and facilitates the development of an MDP for the development of oil and gas fields of the country by the MCP department of the NIOC

JEL Classification: C61, Q35, K32

Keywords: Optimization, Operation Research, Geological Factors, Technological Factors, IPC, NPV