

توسعه و تدوین مدل تعیین سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی بر اساس فاکتورهای فنی و زمین‌شناسی و عناصر قراردادی در پروژه‌های نفت و گاز ایران

علی امامی میبیدی^{*}، حسن بویری منجی، دانشگاه علامه طباطبائی

چکیده

این پژوهش به بررسی، توسعه و تدوین مدل ریاضی تعیین سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی، بر اساس فاکتورهای فنی و زمین‌شناسی و عناصر قراردادی در پروژه‌های نفت و گاز ایران می‌پردازد. مقصود از سطح بهینه تولید، سطحی از تولید است که به‌ازای آن سطح از تولید، منافع اقتصادی حاصل از پروژه نفت و گاز 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 برای تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز در پروژه‌های نفت و گاز ایران پیشنهاد گردید. مدل پیشنهادی در این پژوهش از شاخه مدل‌های بهینه‌یابی غیرخطی و پویاست که در آن، حداکثرسازی ارزش خالص فعلی هر یک از پروژه‌های نفت و گاز به‌ازای سطح تولید مورد نظر به‌عنوان تابع هدف تنظیم گردیده و فاکتورهای فنی، تکنولوژیکی و عناصر قراردادی به‌عنوان قیود (محدودیت) به مدل تحمیل شده‌اند. نتایج حاصل از این پژوهش در تعیین سطح تولید نفت خام و گاز غنی و نیز تدوین طرح جامع توسعه میادین نفت و گاز کشور از سوی واحد برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران قابل استفاده است. همچنین نتایج 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.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۷/۰۱/۲۴

تاریخ ارسال به داور: ۹۷/۰۲/۱۰

تاریخ پذیرش داور: ۹۷/۰۳/۲۱

واژگان کلیدی:

بهینه‌یابی، سطح تولید، فاکتورهای زمین‌شناسی، فاکتورهای تکنولوژیکی، قراردادهای نفت و گاز، ارزش خالص فعلی پروژه.

مقدمه

ترتیبات قراردادی مربوط به پرداخت مالیات اشاره نمود. بنابراین، شناسایی مهم‌ترین 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 بهینه کردن منافع اقتصادی طرفین قرارداد نشان دهد، خالی از لطف نبوده و به آنها در انعقاد قراردادهایی با انعطاف بیشتر، طراحی بهتر استراتژی‌های توسعه و تدوین مؤثرتر و کارا تر طرح‌های جامع توسعه کمک خواهد نمود.

در پروژه‌های بین‌المللی، تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز یکی از چالش‌های اصلی در تهیه طرح جامع توسعه میادین نفت و گاز به‌شمار می‌رود. آنچه بدیهی است، این است که 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. این تحقیق به دنبال بررسی بندها و عناصر قراردادهای نفت و گاز شامل زمان، سرمایه‌گذاری، نرخ بازگشت سرمایه و سود و مالیات بر تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز از یک پروژه نفت و گاز است و برای این منظور 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 و گاز باید متحمل گردد، به صورت کمی، مدل‌سازی می‌شود.

سؤالاتی که این پژوهش در صدد پاسخگویی به آن است به شرح زیر است:

با توجه به توزیع ناهمگون منابع نفت و گاز در نقاط مختلف دنیا و تفاوت کشورها در میزان توسعه‌یافتگی اقتصادی، عرضه و تقاضا برای نفت و گاز در بسیاری از نقاط دنیا همواره موضوع بااهمیت و محل مناقشه و درگیری بوده است. در چنین شرایطی، چندین کشور در پروژه‌های نفت و گاز به صورت رقابتی مشغول فعالیت بوده و روز به روز به این رقابت افزوده می‌شود. توسعه میادین 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 محصولات 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 در صدد هستند با افزایش سرعت تولید نفت و گاز، مخارج سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی خود را باز یافت نمایند (گاستاوسون، ۱۹۹۹)؛ اما در این میان برخی محدودیت‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی نظیر ساختار هیدرو کربوری، محدودیت‌های دانشی و تکنولوژیکی نظیر سیستم بهبود باز یافت و نیز برخی فاکتورهای حقوقی کشور میزبان و بندهای مندرج در قرارداد نظیر سقف باز یافت هزینه‌ها، عملاً به سرمایه‌گذار اجازه دسترسی به منافع اقتصادی زیاد و باز یافت سریع مخارج را نمی‌دهد (ژائوگانگ 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

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (A.ememi@yahoo.com)

■ در تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز از یک میدان، کدام عناصر و فاکتورهای قراردادی بااهمیت می‌باشند؟

■ چگونگی می‌توان مدلی طراحی نمود که بتواند با در نظر گرفتن عناصر و فاکتورهای قراردادی شناسایی شده، سطح بهینه تولید را در پروژه‌های نفت و گاز تعیین نماید؟

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، برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران، از مهم‌ترین کاربران و استفاده‌کنندگان 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 نفت و گاز، از بندهای فاکتورهای منعطف‌تری استفاده نموده و برای توسعه و بهره‌برداری از میادین نفت و گاز، استراتژی‌ها و برنامه‌های مؤثرتر و سودمندتری طراحی نمایند.

۱- مبانی نظری و پیشینه تحقیق

سطح تولید عبارت است از نسبت تولید سالانه نفت یا گاز بر حسب بشکه و مترمکعب به کل ذخایری که به لحاظ زمین‌شناسی، اثبات شده تلقی می‌شود و منعکس‌کننده سرعت استخراج ذخایر در یک میدان نفتی (یا گازی) است (واژه‌نامه مهندسی مخازن، ۲۰۰۵). 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 عبارتند از: شرایط ذاتی زمین‌شناسی ذخایر، فاکتورهای تکنولوژیکی و قراردادهای کشور میزبان (لیانمین و همکاران، ۲۰۰۵)، فاکتورهای زمین‌شناسی ذخایر در بردارنده‌ی ویژگی‌های ساختاری ذخایر، نحوه توزیع ذخایر، ویژگی‌های فیزیکی ذخایر، نوع مخزن نفت و گاز و غیره در طراحی طرح جامع توسعه برای هر میدان، تمام این فاکتورها مدنظر قرار می‌گیرند و بر سطح بهینه تولید نیز اثرات بنیادی و غیرقابل‌انکاری دارند. فاکتورهای تکنولوژیکی نیز شامل برنامه توسعه، ترکیب لایه‌ها (سازند)، فاصله‌گذاری بین چاه‌ها، فناوری حفاری و تولید، روش‌های تزریق آب و غیره می‌باشد. این فاکتورها نیز نقش مهمی در بهینه‌سازی ورودی‌ها و خروجی‌های پروژه‌های توسعه‌ای ایفا می‌کنند. این نکته را باید در نظر داشت که اثرگذاری فاکتورهای تکنولوژیکی در سطح بهینه تولید

به ویژگی‌های زمین‌شناسی وابسته است؛ زیرا برنامه‌ریزی برای تدوین طرح جامع توسعه ذخایر تا حدودی منعکس‌کننده تجارب انباشته‌ی توسعه مخازنی است که به لحاظ فاکتورهای زمین‌شناسی به یکدیگر شبیه بوده‌اند. در بین فاکتورهای تکنولوژیکی، تراکم چاه‌ها بسیار حائز اهمیت است و به گونه‌ی محسوسی بر سطح تولید اثر می‌گذارد. هرچه تراکم چاه‌های تولیدی در یک منطقه بیشتر باشد، سیلاب‌زنی 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 تمام‌شده هر بشکه نفت یا مترمکعب گاز بالا رفته و در نتیجه، منافع اقتصادی کاهش می‌یابد (لی ژوآن، ۲۰۰۶).

قراردادهای نفت و گاز، حقوق و تکالیف طرفین در گیر در یک عملیات تولید و اکتشاف 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 آنجایی 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 عایدات پروژه را متأثر خواهد نمود. هر چند قالب‌های مختلفی برای انعقاد 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 به‌شمار می‌روند. لذا می‌توان گفت منافع اقتصادی حاصل از توسعه پروژه‌های نفت و گاز به نوع قرارداد یا صرفاً یک‌بند قرارداد بستگی ندارد بلکه اثر ترکیبی چندین فاکتور 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 گیرد (لئودانکن، ۲۰۱۰).

کیتایی و ونکسینگ (۱۹۹۸) اطلاعات مربوط به سیلاب‌زنی در ۷۰ میدان نفتی ماسه‌سنگ در چین و ۱۳ میدان نفتی ماسه‌سنگ 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. آنها 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، گرانروی و میزان نفوذپذیری (کیتایی و ونکسینگ، ۱۹۹۸).

لیانمین و دوژ داه (۲۰۰۵) با در نظر گرفتن برخی فاکتورهای زمین‌شناسی به‌عنوان متغیر مستقل، مدل رگرسیون چندمتغیره‌ای برآورد نمود که در آن، نرخ برداشت نفت برای مخازن هیدروکربوری متغیر مستقل بود [۷].

ارائه نموده‌اند. هدف از این مدل نسبتاً پیچیده، ارائه الگویی برای تعیین سطح بهینه تولید با در نظر گرفتن شرایط ژئوفیزیکی و فنی-مهندسی می‌باشد. در این مدل، 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 و ثانیاً اینکه این مدل‌ها صرفاً به عوامل و فاکتورهای 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 مطرح شده در بالا برای تعیین سطح بهینه تولید از میدان 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.

تحقیق حاضر درصدد است پس از شناسایی عوامل و عناصر قراردادی اثرگذار بر سطح بهینه تولید، در مرحله بعد با ارائه مدل بهینه‌سازی تولید نفت و گاز بر اساس عوامل شناسایی شده، به شکاف دانشی موجود در این زمینه پل بزند. 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، از مدل بهینه‌یابی استفاده خواهد شد. عوامل زمین‌شناسی، فنی و تکنولوژیکی به‌صورت غیرمستقیم و در ارتباط با عناصر قراردادی به‌صورت یکجا و یکپارچه مدنظر قرار خواهند گرفت تا سطح بهینه تولید به‌دست آمده و بررسی گردد.

در مورد نوآوری و اصالت پژوهش باید گفت، این پژوهش درصدد است برای اولین بار عوامل و عناصر قراردادی مؤثر بر سطح بهینه تولید را شناسایی و سپس در قالب مدل ریاضی بررسی نماید. همچنین در بررسی مدل موردنظر بر اساس عناصر شناسایی شده، به‌جای استفاده از مدل‌های

جیان شان و همکاران (۲۰۰۱) نیز یک مدل آماری رگرسیون طراحی نمودند که ارتباط بین سطح بهینه تولید و نحوه فاصله‌بندی و تراکم چاه‌ها را در ۱۳ بلوک نفتی با نفوذ پذیری اندک نشان می‌داد. آنها برای پژوهش خود، از فرمولی استفاده نمودند که با میزان ضریب خطای ۱۲/۳ درصد، سطح بهینه تولید در ۱۳ بلوک نفتی دارای نفوذپذیری اندک را نشان می‌داد (لیانمین و دوژداه، ۲۰۰۵).

احتمالاً برای نخستین بار وانگ نیوتو و همکاران (۲۰۰۵) بودند که به‌منظور دسترسی به تولید بهینه میداین نفتی به سراغ استفاده از مدل‌های بهینه‌سازی رفتند. 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 فاکتورهای زمین‌شناسی و تکنولوژیکی، با استفاده از یک تابع هدف، حداکثر شده بود. آهلر (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 غیرقابل‌انکاری دارد (آهلر، 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، راگاوندرا (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).

مطالعات اندکی صورت گرفته است که به نقش مفاد قراردادی در تولید نفت و گاز پردازد 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، ۲۰۱۲). او و همکارانش رفتار شرکت ملی نفت ایران در قبال تولید نفت را به‌صورت واقعی و بر اساس نظام قراردادی در دو میدان نفتی سروش و نوروز واقع در فراساحل که توسط شرکت شل و تحت قرارداد بیع متقابل توسعه داده شده، 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 قراردادن و 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 نموده است. مدل آنها برای اصلاح چارچوب فعلی نظام قراردادی شرکت ملی نفت ایران پیشنهادات کاربردی ارائه نموده است. یوسگانتر و فرانک (۱۹۹۳) با در نظر گرفتن مدل قراردادی از نوع مشارکت در تولید در کشور اندونزی، مدلی برای تولید بهینه نفت و گاز

رگرسیون که هیچ گونه قید و محدودیتی در نظر نمی گیرند، از مدل بهینه یابی استفاده می شود. نوآوری دیگر تحقیق در این است که به طور غیرمستقیم اثرات ترکیبی عوامل زمین شناسی، فنی و عناصر قراردادی را در قالب جریان های نقدی ورودی و خروجی در طراحی مدل تعیین سطح بهینه تولید میدان نفت و گاز در نظر می گیرد.

۲- متدولوژی پژوهش

تحقیق حاضر از نوع کاربردی و شاخه توسعه ای است. علت کاربردی بودن این پژوهش استفاده بالقوه از نتایج آن در تدوین طرح جامع توسعه و استراتژی های توسعه میدان نفت و گاز کشور و دلیل توسعه ای بودن آن این است که در راستای برخی پژوهش ها به منظور رفع کاستی ها و نواقص آنها صورت گرفته است. روش تحقیق مورد استفاده در این پژوهشی آمیزه ای از روش های تحقیق کمی و کیفی است؛ به این صورت که در تحلیل های اولیه به منظور دست یابی به سطوح بهینه تولید تحت ترتیبات قراردادی مختلف، از اطلاعات کمی و در ادامه، به منظور تفسیر ساختار مدل پیشنهادی، از روش های تحقیق کیفی و به خصوص روش توصیفی - تحلیلی استفاده شده است.

اطلاعات مورد نیاز برای این پژوهش از روش کتابخانه ای جمع آوری گردید. این اطلاعات شامل کتاب ها، مقالات، مجلات، نشریات، مقالات و غیره است که به نحوی به موضوع فاکتورهای اثرگذار بر سطح بهینه تولید، مدل سازی تعیین سطح بهینه تولید و انواع قراردادهای رایج در صنعت نفت و گاز ایران و جهان پرداخته اند؛ لذا می توان روش کتابخانه ای را مناسب این بخش از پژوهش دانست.

۳- تشریح مدل پیشنهادی تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز

همان طور که گفته شد، تعیین سطوح بهینه تولید، یک فرایند بهینه سازی است که در آن، اثرات ترکیبی عوامل فنی و عناصر قراردادی بر روی ورودی ها و خروجی های پروژه باید به صورت جامع در نظر گرفته شود و حداکثرسازی منافع اقتصادی پروژه به عنوان هدف برنامه ریزی برای تعیین سطوح تولید بهینه در طول عمر پروژه مورد توجه قرار گیرد. به همین منظور در این پژوهش از مدل برنامه ریزی غیرخطی پویا برای تعیین سطوح بهینه تولید گاز استفاده می شود که در آن، حداکثر نمودن خالص ارزش فعلی پروژه به عنوان تابع هدف و عوامل فنی و اثرات ترکیبی عناصر قراردادی به عنوان محدودیت های خطی و غیرخطی در نظر گرفته می شوند. خالص ارزش فعلی در علم اقتصاد مهندسی، یکی از روش های استاندارد ارزیابی طرح های اقتصادی است. در این روش، جریان نقدینگی عواید و مخارج بر پایه زمان وقوع (درآمد یا هزینه) به نرخ روز تنزیل می شود. به این ترتیب در جریان نقدینگی، ارزش زمان انجام هزینه یا به دست آمدن درآمد نیز لحاظ می گردد. ارزش خالص فعلی در محاسبات اقتصادی، اقتصاد مهندسی، بودجه کشورها و مباحث اقتصاد خرد و اقتصاد کلان،

تجارت و صنعت به طور گسترده ای به کار می رود. ارزش خالص فعلی در پروژه های نفت و گاز کشور متشکل از جریان های نقدی ورودی و خروجی شرکت ملی نفت/گاز و دولت است که با توجه به سطح تولید به عنوان متغیر اصلی، بهینه می شود؛ از این رو در تدوین و توسعه مدل تعیین سطح بهینه تولید نفت و گاز باید ارتباط بین سطح تولید و جریان های ورودی و خروجی را استخراج و سپس، تابع هدف را حداکثر نمود؛ بنابراین، با توجه به مبانی نظری و آنچه عنوان شد، می توان گفت که مدل بهینه تعیین سطح تولید نفت و گاز از پروژه های مذکور باید دارای اجزای زیر باشد (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲):

■ جریان های نقدی ورودی: که برابر حاصلضرب تولید بر آوردی در نرخ فروش خواهد بود و از بابت نرخ تجاری سازی نیز تعدیلاتی در صورت لزوم صورت خواهد پذیرفت. در محاسبه جریان نقدی ورودی باید حجم تولید در فاز راه اندازی، تثبیت و کاهش دبی را برآورد نمود؛ زیرا جریان تولیدات میدان یکنواخت نخواهد بود. حجم یا سطح تولید در برآورد جریان های نقدی ورودی، همان سطح بهینه ای است که به ازای آن، ارزش خالص فعلی پروژه حداکثر می گردد. همچنین کل جریان نقدی مورد نظر عاید دولت نخواهد شد و اغلب، این جریان نقدی با پیمانکار تسهیم می گردد. سطح یا حجم تولید، یک فاکتور زمین شناسی و تکنولوژیکی است که با عناصر قراردادی نیز در ارتباط است (یوگاستر و فرانک، ۱۹۹۳؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

■ جریان های نقدی خروجی: شامل وجوه یا مقدار تولیدی است که به پیمانکار خارجی پرداخت می گردد. اولویت و زمان بندی این مخارج نیز هم یک عامل فنی و هم عنصر قراردادی است. برای تنزیل مخارج مربوط به توسعه ای آتی نیز باید از نرخ تنزیل مناسبی استفاده شود (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

■ میزان سرمایه گذاری: سرمایه مورد نیاز برای توسعه آتی، به تراکم چاه ها که یک عامل تکنولوژیکی است، بستگی دارد. حتی سرمایه گذاری در این زمینه نیز به دو قسمت سرمایه گذاری اولیه و سرمایه گذاری مجدد تقسیم خواهد شد. سرمایه گذاری اولیه روی چاه های تولیدی و زمین صورت می گیرد در حالی که سرمایه گذاری مجدد فقط بر روی چاه های تولیدی اضافی تمرکز دارد. لذا تعداد و مخارج کل چاه های تولیدی (اولیه، اضافی و تزریقی) باید محاسبه و در مدل مدنظر قرار گیرد (یوگاستر و فرانک، ۱۹۹۳؛ قندی و لین، ۲۰۱۲).

■ هزینه های عملیاتی آتی: هزینه های مربوط به برداشت، جمع آوری نفت خام و ذخیره سازی، هزینه تعمیرات و نگهداشت تجهیزات و چاه ها، هزینه های کنترل کیفی و ... باید برآورد گردد. برای برآورد این هزینه ها باید محل فیزیکی مخزن، نحوه استخراج، ویژگی های فیزیکی و واحد بودن یا نبودن چاه را در نظر گرفت (آهله، ۱۹۷۹؛ اسکویی، ۱۹۹۲؛ قندی و لین، ۲۰۱۲؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

■ مالیات: نرخ مالیات بر درآمد پیمانکار نیز از جمله عناصر قراردادی است

تولید در مراحل اولیه میدان به صورت زیر مدل سازی می شود:

$$q_t = \frac{t}{t_1} \times N \times v_0 \quad 0 < t \leq t_1 \quad (2)$$

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

$$q_t = N \times v_0 \quad t_1 < t \leq t_2 \quad (3)$$

که در آن، t_1 سال خاتمه یافتن مرحله افزایش دبی، t_2 سال خاتمه یافتن مرحله تثبیت دبی، N میزان ذخایر اثبات شده و v_0 میانگین نرخ تولید در مرحله تثبیت دبی است که به صورت درصدی بیان می گردد.

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

$$q_t = N \times V_0 \times \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{12} (a \times t_{(i-1) \times 12 + k}^b \times e^{-c v_0 t_{(i-1) \times 12 + k}}) \quad (4)$$

که در آن $(i-1) \times 12 + k$ معرف مرحله کاهش بر اساس ماه است و i نشان دهنده زمان پیش بینی 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 پیش بینی تولید در مرحله کاهش دبی به شمار می روند.

اکنون جریان نقدی ورودی پروژه به طور کلی به صورت زیر مدل سازی می شود:

$$CI = R_t \times (1 - r_g) \quad (5)$$

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

۴-۱- مدل سازی جریان های نقدی خروجی پروژه

عمده ترین جریان های خروجی شامل مخارج اکتشاف، توسعه و هزینه های عملیاتی (مربوط به پیمانکار) می باشند. مالیات ها نیز جریان خروجی دیگری به شمار می روند که نمی توان اهمیت آن را انکار نمود. جریان نقدی خروجی طرح به صورت زیر محاسبه می گردد:

$$CO = I_k \times (1 + i_0)^{-n_1} + I_e \times (1 + i_0)^{-n_2} + C_t + T_t \quad (6)$$

که در آن، CO نشان دهنده جریان نقدی خروجی، I_k مخارج سرمایه ای در مرحله توسعه، I_e مخارج اکتشاف و C_t هزینه های عملیاتی سالانه در سال t ام است. n_1 و n_2 دوره زمانی تنزیل با نرخ تنزیل i_0 می باشد. T_t نیز معرف میزان مالیات بر درآمد حاصل از پروژه است.

۴-۲- مدل سازی مخارج سرمایه ای پروژه

مخارج سرمایه ای ممکن است توسط پیمانکار یا توسط کارفرما (وزارت نفت) در طرح جامع توسعه برآورد گردد. در صورتی که مخارج سرمایه ای آتی برآورد نشده باشد، باید اقدام به برآورد آن نمود. سرمایه گذاری در دوره های بعد را می توان به دو بخش سرمایه گذاری بر

که در طراحی و مدل مورد نظر، در محاسبات در نظر گرفته خواهد شد (اسکویی، ۱۹۹۲؛ قندی و لین، ۲۰۱۲؛ ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

■ نقطه تعطیلی پروژه به لحاظ اقتصادی: این نکته را باید در نظر داشت که برخی محدودیت های اقتصادی نظیر نقطه سر به سری یا تعطیلی بنگاه وجود دارند که بر تولید نفت و گاز از میداین نیز اثر گذارند. 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، 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 (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).

۴-۲- مدل سازی جریان های نقدی ورودی پروژه

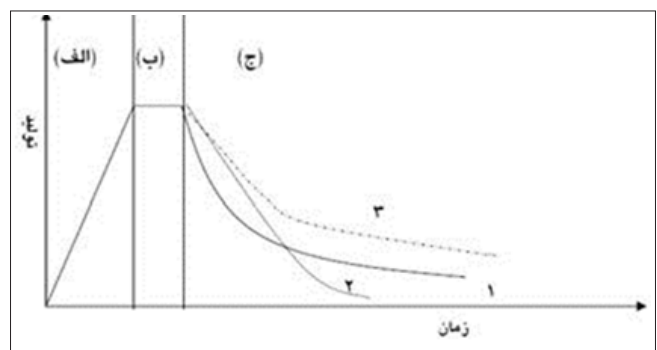
نحوه توزیع جریان نقدی ورودی طرح با توجه به بندها و عناصر قراردادی متفاوت است. جریان نقدی ورودی پس از کسر نمودن هزینه ها و مالیات بر درآمد از کل درآمد، به دست می آید. از این رو، نخست باید درآمدها و کسورات را مطابق با مفاد قرارداد محاسبه کرده و سپس جریان های نقدی ورودی را تعیین نمود.

درآمد ناخالص هر سال از فرمول زیر محاسبه می شود:

$$TR_t = (p_t \times q_t) \quad (1)$$

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 به مرحله تثبیت (plateau) و سپس، به مرحله کاهش دبی بر اثر افت فشار وارد می شود. شکل ۱- پروفایل تولید نفت و گاز در میداین را نشان می دهد.

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 تعیین می شود. تولید در مرحله کاهش دبی مخزن (ج) نیز تحت تأثیر نرخ تولید قرار دارد (ژائو و همکاران، ۲۰۱۲).



شکل ۱ | پروفایل تولید نفت و گاز از مخازن

(۱۲) $C_t = c_{nt} \times n_k + c_{qt} \times q_t$
 بر اساس این مدل، C_{nt} هزینه‌های عملیاتی (تعمیر و نگهداشت و هزینه‌های مدیریتی) به ازای هر چاه و C_{qt} هزینه‌های عملیاتی به ازای هر واحد گاز تولیدی است (برای مثال، هر هزار مترمکعب).

۴-۴- مدل سازی مالیات بر درآمد

مهم‌ترین مالیات پرداختی، همان مالیات بر درآمد است که از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$T_t = (R_t - D_t - C_t - i_{tt}) \times \text{tax rate} \quad (13)$$

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

$$A = I \times r_d \times \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (14)$$

$$i_{tt} = \frac{(I_{t-1} - A) \times r_d \times i}{1 - r_d \times i} \quad (15)$$

که در آن، A جمع اصل و بهره پرداختی، r_d میزان سرمایه فراهم شده از طریق بدهی، i نرخ بهره سالانه بدهی، n تعداد دوره‌های بازپرداخت بدهی، i_{tt} بهره پرداختی در سال t و I_{t-1} میزان باقی مانده از اصل بدهی در سال $t-1$ است.

۴-۵- سایر محدودیت‌های اقتصادی

ممکن است در طول عمر پروژه زمانی فرا رسد که درآمدهای حاصل، پوشش دهنده هزینه‌های 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 می‌افتد و به صورت زیر برآورد می‌گردد:

$$q_t = \frac{Ct}{p(1-r_g)} t_2 \leq t \leq t_3 \quad (16)$$

که در آن، t_3 سال خاتمه مرحله کاهش دبی است.

۴-۶- مدل سازی تابع هدف

با در نظر گرفتن توابع فوق، حداکثر نمودن عایدات در طول عمر میدان با استفاده از مدل بهینه‌سازی و برنامه‌ریزی پویا به شکل زیر می‌باشد:

$$\text{Max} \{NPV(V_0)\} = \text{MAX} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} (CI(V_0) - CO(V_0))_t \times (1 + i_0)^{-t} \right\} \quad (17)$$

که در آن، محدودیت‌های زیر در نظر گرفته شده است:

روی چاه‌های تولیدی و تأسیسات 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:

$$n_c = \frac{N \times V_0}{t_a \times q_0} \quad (7)$$

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 تزریق کننده را نیز می‌توان از طریق نسبت تزریق به تولید و با داشتن تعداد چاه‌های تولیدی محاسبه نمود.
 محاسبه کل تعداد چاه‌ها به صورت زیر است:

$$n_k = \frac{(1+k_z) \times N \times V_0}{t_a \times q_0} \quad (8)$$

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 ترکیب دو معادله فوق می‌توان به مدل زیر برای برآورد کل مخارج چاه‌ها دست یافت.

$I_k = i_k \times n_k$
 کل میزان سرمایه‌گذاری در چاه‌های تولیدی را نیز به صورت زیر می‌توان مدل سازی نمود:

$$I_k = i_k \times \frac{(1+k_z) \times N \times V_0}{t_a \times q_0} \quad (9)$$

علاوه بر موارد بالا، جمع‌آوری و انتقال گاز تولید شده، هزینه‌های برداشت ثانویه، هزینه آب و برق و ... وجود دارند که متغیر هستند. همچنین برخی هزینه‌ها نظیر احداث جاده و ... هزینه‌های ثابت می‌باشند. هزینه‌های مهندسی زمین‌شناسی نیز به صورت زیر برآورد می‌گردد (وانگ و همکاران، ۲۰۰۵):

$$I_d = i_d \times N \times V_0 + I_{d0} \quad (10)$$

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 به صورت تابعی از سطح تولید به صورت زیر نوشت:

$$I = \frac{i_k \times (1+k_z)}{t_a \times q_0} + i_d \times N \times V_0 + I_{d0} \quad (11)$$

۴-۳- مدل سازی هزینه‌های عملیاتی پروژه

هزینه‌های عملیاتی پروژه نیز ممکن است توسط پیمانکار یا کارفرما در طرح جامع توسعه برآورد شده باشند. با این حال برای برآورد هزینه‌های عملیاتی در صورت نیاز، مدل زیر ارائه می‌شود:

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 برای تعیین سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی در پروژه‌های نفت و گاز ایران پیشنهاد گردید. مدل پیشنهادی در این پژوهش از شاخه مدل‌های بهینه‌سازی غیرخطی و پویاست که در آن، حداکثرسازی ارزش خالص فعلی هر یک از پروژه‌های نفت و گاز به‌زای سطح تولید مورد نظر به‌عنوان تابع هدف تنظیم گردیده و فاکتورهای فنی، تکنولوژیکی و عناصر قراردادی به‌عنوان قیود (محدودیت) به مدل تحمیل شده‌اند. از ویژگی‌های بارز این مدل می‌توان به قابلیت انجام تحلیل حساسیت متغیرهای ورودی و پارامترهای قراردادی و تحلیل اثرات آن بر سطح بهینه تولید اشاره نمود. نتایج حاصل از این پژوهش در تعیین سطح تولید نفت خام و گاز غنی و نیز تدوین طرح جامعه توسعه میادین نفت و گاز کشور از سوی واحد برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران قابل استفاده است. همچنین نتایج 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 و افراد علاقه‌مند توصیه می‌شود با استفاده از داده‌ها و اطلاعات میدانی به ارزیابی کفایت این مدل پرداخته و قابلیت اعتبار این مدل را با استفاده از مدل‌های قراردادی مختلف مورد بررسی قرار دهند. ■

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

$$s.t. N > 0$$

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

$$V_0 \leq \frac{q \max \times t_a}{N}$$

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

$$0 \leq r_g < 1$$

از ویژگی‌های مدل‌های برنامه‌ریزی غیرخطی و پویا این است که می‌توان با تغییر در پارامترهای ورودی، اثر آن بر روی خروجی را بررسی نمود. این فرآیند که تحلیل حساسیت نامیده می‌شود، در تعیین سطح بهینه تولید حائز اهمیت است؛ به این صورت که با تغییر در مفاد و ترتیبات قراردادی، سطح بهینه تولید مجدداً محاسبه و به‌روزرسانی می‌شود.

نتیجه‌گیری

هدف از انجام این پژوهش، توسعه و تدوین مدل ریاضی تعیین سطح بهینه تولید نفت خام و گاز غنی، بر اساس فاکتورهای 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 به‌زای آن سطح از تولید، منافع اقتصادی حاصل از پروژه نفت و گاز برای دولت حداکثر

پانویس‌ها

1. development scheme.

2. well spacing

منابع

- The optimization method to determine reasonable production rate. Fault-block Oil and Gas Field 2005;12(4):45e7.
- [10] Helmi-Oskoui B, Narayanan R, Glover T, Lyon KS, Sinha M. Optimal extraction of petroleum resources: an empirical approach. Resources and Energy 1992; 14(3):267e85
- [11] Rao Raghavendra D. An integrated modeling framework for exploration and extraction of petroleum resources. Resources Policy 2000;26(3):133e43.
- [12] Ghandi Abbas, Cynthia Lin C-Y. Do Iran's buy-back service contracts lead to optimal production? The case of Soroosh and Nowrooz. EnergyPolicy2012;42(3):181e90
- [13] Yusgiantoro Purnomo, Hsiao Frank ST. Production-sharing contracts and decision making in oil production: the case of Indonesia. Energy Economics 1993.
- [14] Gustavson JB. Valuation of international oil and gas properties SPE 52957 presented at the 1999 SPE hydrocarbon economics and evaluation symposium held in Dallas; 20e23 March 1999.
- [15] Xiaoguang Tong, Lirong Dou, Zuoji Tian. China oil and gas exploration and development strategy in the early of 21st century. Beijing: Petroleum Industry Press; 2003. p. 82e96.
- [16] Zhao, X., Luo, D. and Xia, L., 2012. Modelling optimal production rate with contract effects for international oil development projects. Energy, 45(1), pp.662668-.
- [۱] روش‌های ارزیابی طرح‌های استخراجی. مرجع مهندسی معدن ایران. بازبینی شده در ۲۳ ژوئن ۲۰۱۰.
- [2] Giordano, F. R. , Weir, M. D. , and Fox, W. P. A First Course in Mathematical Modeling. by Brooks/ Cole Publishing Company, 2nd ed. , 1997
- [3] Terms of oil/gas reservoir engineering. Oil and Gas Industry; 2005. Standard of PRC, SY/T 6174e2005
- [4] Li Juan. The choice and appraise of reservoir exploration rate in China. Yanshan University; 2006. p. 16e18
- [5] Luo Dongkun, Yan Na. Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts[J]. Petroleum Exploration and Development 2010;37(6):756e61
- [6] Yu Qitai, Li Wenxing. Production stabilizing pattern for waterflooding reservoirs. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing 1998;17(1):20e5
- [7] Li Lianmin, DuZhimin, DuJuan, He Guanjun. The study on reasonable oil recovery rate model of fracture-VUG type carbonate reservoir in the early development period. Journal of Southwest Petroleum Institute 2005;27(5):29e32.
- [8] Jianshan Qu, Xinbo Zhou, Hongliang Wang. A calculation formula for the prediction of reasonable production rate in low permeable reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing 2001;20(5):25e6.
- [9] Wang Nutao, Zhong Feixiang, Dai Wanbo, Xu Xiaoshan, Chen Dingcai.