پژوهش نفت شماره ۱۳۷، مهر و آبان ۱۴۰۳، صفحه ۴۰-۱۶

بهینه‌سازی چندهدفه تزریق گاز در میادین مشترک با تأکید بر رژیم مالی قراردادهای نفتی (مطالعه موردی)

علی اکبر کارگر[۱]، بهنام صدایی[۱*] و علی وطنی[۲]

۱- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکدگان فنی، دانشگاه تهران، ایران

۲- انستیتو گاز طبیعی مایع، دانشکده مهندسی شیمی، دانشکدگان فنی، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۱۶ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۲۴

چکیده

برداشت از میادین نفتی مشترک به دلایل سیاسی و حاکمیتی همواره در اولویت بوده است. این اولویت در اسناد بالادستی کشور درج شده است. برنامه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، برنامه ششم توسعه و نهایتاً برنامه هفتم که «افزایش حداکثری تولید نفت خام و گاز طبیعی در میادین مشترک» و «افزایش ضریب بازیافت در میادین مستقل» در آن تصریح شده است. روش‌های متعدد ازدیادبرداشت برای افزایش ضریب بازیافت در میادین در حال تولید اجرا می‌شوند. در کنار عوامل فنی توسعه میدان، تأمین مالی توسعه‌ای میدان نیز عامل اثرگذار در میزان پیشرفت فازهای توسعه‌ای میدان است. از مهم‌ترین عوامل مؤثر در تأمین مالی پروژه‌های افزایش برداشت از مخزن، نظام مالی قراردادهای نفتی است. در مطالعه حاضر، یکی از میادین واقع در جنوب غربی ایران شبیه سازی شده، با متغیرهای نرخ تولید نفت و تزریق گاز و موقعیت چاه‌های جدید، دو تابع فنی تولید تجمعی و مهاجرت نفت در مخزن مورد بررسی قرار گرفت. بهینه سازی متغیرهای موجود برای نیل به توابع فنی مطلوب با روش تکاملی NSGA-II صورت گرفته است. NSGA-II یک الگوریتم بهینه‌سازی ژنتیکی است که برای حل مسائل بهینه‌سازی چندهدفه استفاده می‌شود. ابتدا با یک جمعیت تصادفی شروع می‌کند سپس این جمعیت را از طریق ترکیب و جایگزینی اعضا بهبود می‌بخشد. این فرآیند تا رسیدن به مجموعه‌ای از حل‌های بهینه که به آن‌ها جبهه پارتو می‌گویند ادامه می‌یابد. بعد از دست یابی به مجموعه‌ای از پاسخ‌های بهینه هم ارز (جبهه پارتو)، دو تابع اقتصادی ارزش خالص فعلی و عایدی مالی دولت در سه مدل قراردادی بیع متقابل، نوین نفتی و مشارکت در تولید مورد بررسی قرار گرفت. پس از پایان فرایند بهینه سازی توابع هدف فنی، صد سناریو بهینه مختلف پیشنهاد داده شده است. پس از بررسی‌های فنی و مالی، در مقایسه بین سه قرارداد، مشخص شد ارزش خالص فعلی قراردادهای نوین نفتی ایران بیشتر از دو نوع قرارداد دیگر بوده است. همچنین عایدی مالی نهایی میدان به طور کلی از سناریوهای با تأکید بر تولید تجمعی به سمت سناریوها با تأکید بر مهاجرت کمتر، روند کاهشی داشته است. در قرارداد بیع متقابل، ارزش خالص فعلی مستقل از توابع فنی بوده و با تغییر متغیرهای فنی در سناریوهای مختلف تغییری نکرده است. دو نوع قرارداد دیگر در سناریوهای مختلف ارزش خالص فعلی و عایدی دولت مختلفی تولید کرده‌اند.

کلمات کلیدی: بهینه‌سازی چند هدفه ازدیادبرداشت، قراردادهای نفتی، میادین مشترک، قرارداد نوین نفتی ایران.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی sedaee@ut.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5298.3350)

مقدمه

تا سال ۲۰۴۵ میلادی، تقاضا برای نفت به شرایط با ثبات و با تغییر کم‌تری می‌رسد ولی تقاضا برای سایر حامل‌های انرژی غیر از زغال سنگ در همان زمان هم در حال افزایش خواهد بود. به این جهت برای کشورهای تولیدکننده نفت، اهمیت راهبردی اقتصادی دارد تا در این مدت ظرفیت تولید خود را برای حضور در بازار جهانی نفت بالا ببرند چرا که بعد از رسیدن به نقطه ثبات یا کاهش تقاضای نفت، احتمال توسعه پایدار بازار فروش نفت برای این کشورها سخت خواهد بود. لذا پروژه‌های ازدیاد برداشت و تقویت حضور در بازار نفت و گاز برای کشور ما هم راهبردی است. تولید ایران از لایه نفتی پارس جنوبی روزانه کمتر از ۱۰ هزار بشکه نفت است اما کشور قطر روزانه حدود ۳۰۰ هزار بشکه نفت از این میدان برداشت می‌کند. برخلاف روند رو به پیشرفت برداشت عربستان از میادین مشترک به خصوص تولید ۱۵۰ هزار بشکه‌ای از میدان نفتی فروزان، طی یک دهه اخیر میزان برداشت ایران از این میدان نفتی از ۱۰۰ هزار بشکه در روز به کمتر از ۴۰ هزار بشکه رسیده است. مثال‌های ذکر شده وضعیت نامناسب ایران در بهره‌گیری از میادین مشترک نفت و گاز را به خوبی نشان می‌دهند. ضرورت توسعه میادین مشترک در اسناد بالادستی از جمله سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، قانون برنامه ششم و هفتم توسعه و سند ملی راهبرد انرژی کشور مورد توجه قرار گرفته است. بند ۱۵ سیاست کلی اقتصاد مقاومتی بر«افزایش ارزش افزوده از طریق تکمیل زنجیره ارزش صنعت نفت و گاز، توسعه تولید کالاهای دارای بازدهی بهینه (براساس شاخص شدت مصرف انرژی) و بالا بردن صادرات برق، محصولات پتروشیمی و فرآورده‌های نفتی با تأکید بر برداشت صیانتی از منابع» صراحت دارد. همچنین در سیاست‌های ابلاغی ششم و هفتم توسعه بر افزایش حداکثری تولید در میادین مشترک تأکید شده است. به دلیل شروع زود هنگام تولید کشورهای همسایه از مخازن هیدروکربوری، مهاجرت منفی سیال در آن‌ها شروع شده است. این مهاجرت هم منجر به از دست رفتن سرمایه کشور بوده و تولید آتی چاه‌ها تولیدی ایران در مرز مشترک را تحت الشعاع قرار می‌دهد. برای جبران این پدیده توسعه پروژه‌های ازدیاد برداشت از میادین مشترک با مدنظر قراردادن پدیده مهاجرت، ضرورت پیدا می‌کند. در شرایط فعلی کشور، پروژه‌های نفتی و به خصوص پروژه‌های مربوط به میادین مشترک، بیش از پیش با مشکل تأمین مالی رو به رو شده‌اند. از طرفی مدل‌های مالی انحصاری ارائه شده برای همه میادین نفتی نمی‌تواند بهینه باشد و با تغییر شرایط مخزن در میادین مختلف مدل مالی ارائه شده بهینگی خود را از دست می‌دهد. به همین دلیل لازم هست مدل توسعه‌ای ارائه شده اولاً محدودیت‌های فنی میدان را (مثل نرخ تزریق و تولید، مکان‌یابی چاه‌ها، تکمیل چاه‌ها و مهاجرت سیال) در قالب تعریف توابع فنی مناسب پوشش بدهد و ثانیاً مدل مالی قراردادهای متعدد را مدنظر قرار داده و توابع اقتصادی مناسب را پیشنهاد دهد.

بهینه‌سازی

بهینه‌سازی را می‌توان، جست و جو برای یافت بهترین پاسخ‌های ممکن تعریف کرد. این پاسخ‌ها، اکسترمم بیشینه یا کمینه هستند. مسائل بهینه‌سازی را معمولاً به صورتی تعریف می‌کنند که حالت کمینه‌سازی داشته باشد. در این حالت زمانی می‌گوییم یک پارامتر ورودی بهتر است که خروجی آن در تابع هدف، مقدار کم‌تری داشته باشد. معادلات کلی بهینه‌سازی به این صورت است:

$$\begin{aligned} &\min f(x) \\ &g_i(x) \le 0_{i=1,2,.....,m_1} \\ &g_i(x) = 0_{i=m_1,m_1+1,\cdots,m_2} \end{aligned} \qquad (۱)$$

که $f(x)$ را مقدار هدف می‌نامند. معادله‌ها و نامعادله‌هایی که با $g_i(x)$ نشان داده شده‌اند،

پژوهش نفت شماره ۱۳۷، مهر و آبان ۱۴۰۳، صفحه ۴۰-۱۶

محدودیت‌های مسئله هستند. در واقع هدف یافتن ورودی بهینه (Xopt) در بین مقادیر ممکن ورودی‌ها (X) متعلق به فضای مسئله R^n می‌باشد به صورتی که برای مسائل کمینه‌سازی:

$$f(x_{opt}) \le f(x) \quad (۲)$$

الگوریم‌های بهینه‌سازی بر اساس تابع هدف به الگوریتم‌های یک هدفه یا چندهدفه تقسیم می‌شوند. الگوریتم‌های چند هدفه همان طور که از نام آنها پیداست به جای یک تابع هدف، چند تابع هدف را مورد بررسی و مقایسه قرار می‌دهند. معادلات ریاضی بهنیه‌سازی یک هدفه به صورت زیر نمایش داده می‌شوند [۱]:

$$\begin{aligned} &\min f(x) \\ &X \in E^n \\ &g_i(X) \ge 0 \\ &i = 1,2,\cdots,m \end{aligned} \quad (۳)$$

وقتی یک مسئله به جای یک تابع هدف، چندین تابع هدف دارد، یک مسئله چند هدفه خواهیم داشت. این اهداف معمولاً با هم ناسازگار هستند و بهتر شدن یکی به معنای بدتر شدن دیگری است. به همین دلیل همانند مسائل تک هدفه، پاسخ واحد نخواهد بود و ما دسته‌ای از پاسخ‌ها را خواهیم داشت. در این گونه مسائل در میان پاسخ‌ها مفهوم غلبه را خواهیم داشت. بنابراین اگر ما دو تابع هدف f_1 و f_2 داشته باشیم و به دنبال بهینه کردن آن باشیم، آن دسته از جواب‌ها که از هر دو جهت از سایر جواب‌ها بهتر هستند یعنی هم f_1 کمتر و هم f_2 کمتری دارند، غلبه دارند. رابطه زیر معادله ریاضی بهینه‌سازی چندهدفه را نمایش می‌دهد:

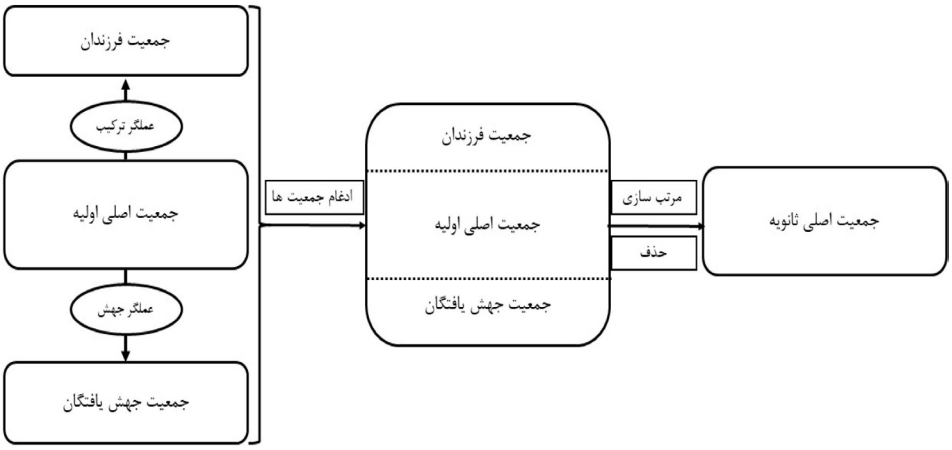
$$\pi = Max Q_t \sum_{t=0}^{T} \beta^t [P_t Q_t - C(P_t Q_t - C(Qt, g_t, PR_t))] \quad (۴)$$

الگوریتم‌های برگرفته از طبیعت و مهندسی نفت

به طور کلی الگوریتم‌های بهینه‌سازی الهام گرفته از طبیعت را می‌توان الگوریتم‌های تکاملی و ازدحامی هوشمند تقسیم کرد. الگوریتم ژنتیک و ازدحام ذرات[1] متداول ترین الگوریتم‌ها از هر نوع هستند. الگوریتم ژنتیک از تلاش‌های جان‌هالند و گولدنبرگ در سال ۱۹۷۰ حاصل شد. الگوریتم ازدحام هوشمند در سال ۱۹۹۵ توسط کندی و هارت معرفی شد. در ابتدا کاربرد الگوریتم‌های تکاملی بیشتر از الگوریتم‌های ازدحامی بود ولی در سال‌های اخیر الگوریتم‌های ازدحامی بیشتر مورد استفاده و بررسی قرار گرفته‌اند. در سال‌های اخیر آقایان کوئلو و دب در مورد الگوریتم‌های چند هدفه کار کرده‌اند [۲]. الگوریتم‌های برگرفته از طبیعت به طور کلی به دو دسته تکاملی و هوش اجتماعی تقسیم می‌شوند. متداول‌ترین روش تکاملی، الگوریتم ژنتیک و متداول‌ترین روش هوش اجتماعی، روش ازدحام ذرات است عملکرد این الگوریتم‌ها در مسائل مربوط به جایابی چاه‌ها بستگی به شرایط مسئله فرق می‌کند ولی به طور کلی می توان گفت الگوریتم ژنتیک در مقایسه با ازدحام ذرات، تعداد دفعات بیشتری برای تکرار دارد ولی دقت بالایی هم در رسیدن به پاسخ دارد. [۳ و ۴]. در مطالعه پیش رو ما به این دلیل که ما به دنبال جبهه پارتو به جای یک پاسخ هستیم، از الگوریتمی با پایه الگوریتم ژتتیک استفاده خواهیم کرد. الگوریتم ژنتیک چندهدفه کارآیی بهتری در پیدا کردن جبهه پارتو دارد. الگوریتم ژنتیک از تکامل طبیعی الهام گرفته شده و و سازوکار کلی الگوریتم آن مطابق شکل ۱ می‌باشد [۵].

روش‌های بهینه‌سازی تکاملی و ازدحامی هوشمند برای اولین بار در سال ۱۹۹۸ وارد مسائل مهندسی نفت شد [۶]. در سال‌های بعد، یک روش الگوریتم ژنتیک را برای بهینه‌سازی پورتفوی یک میدان نفت و گازی به کار بردند [۷]. در پژوهشی دیگر، از تلفیق الگوریتم‌های ژنتیک و شبکه عصبی برای بهینه‌سازی تولید، استفاده شد. مدلی که برای بهینه‌سازی فرآیندهای صنعت نفت مناسب بود. روش الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی همزمان تعداد، مکان و جهت چاه‌های تولیدی و تزریقی استفاده شد و نهایتاً توانست ارزش خالص فعلی[2] و تولید تجمیعی نفت را افزایش بدهد [۸].

1. Particle Swarn Optimization
2. NPV



شکل ۱ نمودار الگوریتم ژنتیک.

استفاده از این الگوریتم‌ها محدود به جایابی و تعیین تعداد چاه‌ها نبوده و در موارد دیگری مانند تخمین ویسکوزیته کار برده شده‌است [۹]. ورود روش‌های بهینه‌سازی چندهدفه[1] به مسائل نفتی در موضوعات تطبیقی با توابع هدف متعارض بوده است [۱]. سال‌های بعد یک روش بهینه‌سازی چندهدفه تکاملی را برای تطبیق پیشینه تولید[2] عملیات سیلاب‌زنی به کار بردند. در مقایسه با روش متداول تطبیق نشان دادند که روش بهینه‌سازی چندهدفه دقت بیشتری در تخمین دارد و همچنین در شرایطی که تولید از چاه‌ها نامنظم بوده به دلیل ارائه جبهه پارتو، عدم قطعیت در پیش بینی‌های مختلف را به خوبی پوشش می‌دهد [۱۰]. در پژوهشی با استفاده از روش NSGA-II [3] برای طراحی عملیات ازدیادبرداشت سیلاب‌زنی روشن شد در مقایسه با روش‌های عددی که گرادیان توابع را مورد مطالعه قرار می‌دهند، بدون نیاز به داشتن اطلاعات پیشینی در مورد مدل مخزن می‌توان دسته‌ای از پاسخ‌ها را یافت. در آن پژوهش ذکر شده اکثر راهبردهای بهینه‌سازی مدل-پایه بوده و درصورتی می‌توانند پیش‌بینی درستی ارائه بدهند که مدل‌های فرض شده رفتار مخزن در آینده را به درستی تخمین زده باشند. به همین دلیل عدم قطعیت تخمین حاصل از این روش‌ها بالا خواهد بود. آن‌ها با تعریف توابع هدف ویژه‌ای وابستگی نتایج بهینه‌سازی به زمان را حذف کردند [۱۱]. مدل‌های یک هدفه و چندهدفه روش‌های ازدحام ذرات برای بهینه‌سازی تطبیق پیشینه تولید با هم مقایسه شده‌اند. سرعت بالای تطابق و پیشنهاد تنوعی از مدل‌ها، کارآمدی بهتر الگوریتم چندهدفه نسبت به تک هدفه بود [۱۲]. یک روش بهینه‌سازی چندهدفه در مکان‌یابی و کنترل چاه‌ها در سیلاب‌زنی مخازن نفتی شکاف‌دار به کاربرده است. در آنجا ذکر شده به دلیل نخبه گرا بودن الگوریتم NSGA-II، پشتیبانی الگوریتم از حالات متکثر، مهیا نمودن راه حل‌های هم ارز (جبهه پارتو) و نهایتاً به دلیل پرکاربرد بودن آن برای حل مسئله پژوهشان مورد استفاده قرار گرفته است [۱۳]. در مطالعه‌ای یک روش جامع با ایجاد مدل پروکسی با ساختار شبکه عصبی که نهایتاً با روش بهینه‌سازی چندهدفه NSGA-II ترکیب شده را ارائه کردند. طبق فرآیندی که در مطالعه آن‌ها اشاره شده است برای اینکه یک تصمیم بهینه مدیریتی برای تعیین نرخ تولید و تزریق چاه‌ها اتخاذ شود، نیازمند به دانستن پارامترهایی است که در طول زمان تغییر می‌کنند. به همین دلیل ما مجهولات بسیار زیادی داریم که باید توسط شبیه‌ساز مخزن

1. (MOO) Multi Objective Optimization
2. History Matching
3. Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm Version II

پیش‌بینی شوند. از آن جایی که تعداد مورد نیاز اجرا کردن این نرم افزار بسیار بالاست و به تبع آن زمان زیادی را می‌گیرد، از یک مدل پروکسی برای محدود کردن محاسبات و ذخیره زمان به جهت گرفتن خروجی استفاده می‌شود. این پروکسی به صورت دینامیک کار می‌کند و پایدار خواهد بود. از سوی دیگر برای ترکیب مدل پروکسی ایجاد شده با یک روش بهینه‌سازی چندهدفه NSGA-II توابع هدف فنی و اقتصادی استاندارد شده تعریف شده و نهایتاً مدل پروکسی روش بهینه‌سازی ترکیب می‌شود و یک دسته پاسخ برای تصمیم‌گیری پیشنهاد می‌شود [۱۴]. در پژوهشی دیگر سه تابع هدف، افت فشار، کنترل نرخ تزریق و حداکثر نرخ تولید تعریف و استانداردسازی شده‌اند. استانداردسازی به‌این معنا که خروجی توابع هدف بین صفر و یک باشد. پس از معرفی توابع هدف، رویکرد مدیریت مخزن SA [1] را به عنوان رویکرد واقعی بهینه‌سازی تولید و تزریق میدان نفتی پیشنهاد داده‌اند. طبق این رویکرد با توجه به شرایط مخزن توابع هدف در سه سطح ترجیحی، مطلوب و نامطلوب قرار گرفتند [۱۵]. روش جدیدی برای بهینه‌سازی چند هدفه مسائل کنترل چاه با نام MOO-PM معرفی شده و از مدل پروکسی رگرسیون بردار پشتیبانی (SVR)[2] همراه با الگوریتم ژنتیکی تفکیک نشده استفاده کرده‌است. این روش ارزش فعلی خالص و تولید نفت تجمعی (را با تنظیم فشار پایین‌ترین سوراخ و نرخ تزریق آب بهینه‌سازی کرد. مدل پروکسی SVR به طور قابل توجهی کارایی محاسباتی را نسبت به مدل‌های شبیه‌سازی مخزن سنتی افزایش داده است. اثربخشی و دقت روش MOO-PM از طریق شبیه‌سازی‌ها بر روی داده‌های می‌دانی مصنوعی و واقعی مورد تأیید قرار گرفته و نتایج بهبود یافته و کارایی بالاتری را نشان داده است. در پژوهش‌های اخیر بررسی بهینه‌سازی پارامترهای عملیاتی برای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن و دی‌اکسید کربن با استفاده از روش‌های یادگیری ماشین و الگوریتم NSGA-II پرداخته شده‌است. تمرکز آن بر حداکثر کردن ارزش خالص فعلی، بازیابی هیدروژن و کارایی است. نتایج نشان دادند که مدل نماینده توسعه یافته به طور دقیق این اهداف را پیش‌بینی می‌کند که نشان می‌دهد افزودن ارزش خالص فعلی به عنوان سومین هدف اقتصادی، نتایج اقتصادی بهتری را به همراه دارد. یافته‌ها نشان دادند که ارتباط قوی‌تری بین ارزش خالص فعلی و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در مقایسه با بازیابی هیدروژن وجود دارد [۱۶].

توابع هدف فنی

در فرایند بهینه‌سازی، یک سری توابع هدف فنی بهینه می‌شوند. به همین دلیل لازم هست در ابتدا توابع متناسب با مسئله تعریف شده و برای استفاده در بهینه‌سازی استاندارد شوند. برای متغیرهای ورودی مختلف این توابع مورد بررسی قرار می‌گیرند. بسته به موضوع پژوهش، توابع هدف می‌توانند میزان تولید تجمعی یا تزریق تجمعی سیال مخزن پس از مدتی معین باشند، می‌تواند مربوط به فشار مخزن و فشارهای ته چاهی باشد و یا اینکه در مسائل خاص مثل مسئله میادین مشترک، مسئله مهاجرت مورد مطالعه قرار بگیرد. همه این موارد در جایگاه توابع هدف فنی هستند. برای این توابع فنی، متغیرهایی از قبیل نرخ تولید و تزریق، طول مشبک کاری، جایابی چاه‌ها و عمق تولید همگی متغیرهای ورودی نفتی هستند [۱۷]..

توابع اقتصادی

در مسائل واقعی بهینه‌سازی که ابعاد اقتصادی پروژه هم مدنظر هست، توابع هدف اقتصادی هم محل بررسی قرار می‌گیرند. این توابع یا مربوط به کل عایدی پروژه یا میزان و سهم عایدی دولت/کارفرما و در نهایت میزان ارزش خالص فعلی و نرخ بازگشت داخلی[3] پیمانکار می‌توانند به عنوان توابع

1. Situation Awareness
2. Support Vector Regressor
3. Internal Rate of Return

هدف مورد بررسی و مقایسه قرار بگیرند. مدل مالی قرارداد، قیمت نفت، نرخ تنزیل، میزان درامد و میزان هزینه‌ها ورودی های ثابت و متغیر این توابع هستند. مهم‌ترین تابع اقتصادی در مسائل بهینه‌سازی مهندسی نفت، تابع ارزش خالص فعالی است. معمولاً پژوهش‌های بهینه‌سازی تک هدفه، این تابع اقتصادی را مورد بررسی قرار داده‌اند.

در بررسی یکی از پژوهش‌هایی که تأکید بر روی توابع اقتصادی بوده، تابع هدف ارزش خالص فعلی به صورت زیر تعریف شده است. در این رابطه، π نشانگر ارزش خالص فعلی است. Q_t تولید سالانه نفت، PR_t حجم نفت درجای اثبات شده، g_t میزان تجمعی گاز تزریق شده و P_t قیمت نفت را نشان می‌دهد. تابع هزینه تولید نفت C یک تابع نمایی وابسته به مقادیر تولید نفت، حجم ذخیره اثبات شده و میزان گاز تزریق شده می‌باشد، ضرایب و توان‌های تابع C تحت تأثیر مدل مالی قرار داد و به صورت محاسباتی و تجربی به‌دست می‌آید. در این مطالعه، با استفاده از روش بهینه‌سازی ازدحام ذرات مسیر بهینه تولید پیشنهاد شده است [۱۸].

$$\pi = Max Q_t \sum_{t=0}^{T} \beta^t [P_t Q_t - C(Q_t, g_t, PR_t)]$$
$$C_t = A Q_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta} \quad (۵)$$

پدیده مهاجرت

پیرامون مهاجرت در میادین مشترک، در دو بعد حقوقی، فنی پژوهش‌هایی صورت گرفته است. در حوزه حقوقی، کامرون توافق دریای شمالی- کارائیب را در توسعه هماهنگ میادین نفتی مورد بررسی حقوقی قرار داد [۱۹]. ویمز به طور کلی راهبردهای مختلف توسعه در میادین مشترک را در سه بخش برنامه‌های توسعه دوجانبه، تک جانبه و همسایگانی که در تعیین مرز زمینی خودشان هم چالش دارند طرح نمود [۲۰]. حسنوند با یادآوری معادله‌های پایه مهندسی نفت، معادله دارسی و معادله نفوذ خاطر نشان کردند که جهت و مقدار مهاجرت سیال تابع از قاعده بر هم نهی موج‌های فشار است. در نتیجه اختلاف فشار ایجاد شده حاصل از افت فشار، سیال از آن سوی مرز به سمت مبدأ افت فشار حرکت می‌کند. آن‌ها عوامل مؤثر در مهاجرت را در دو دسته عوامل توسعه‌ای میدان و خصوصیات درجای مخزنی، طبقه‌بندی کرده‌اند. زمان بهره‌برداری از میدان، فاصله چاه‌ها از مرز و حفر چاه‌های افقی از عوامل توسعه‌ای مؤثر در مهاجرت و شیب مخزن هیدروکربوری، خواص سنگ دو طرف مرز، وجود سفره آبده و نوع آن خصوصیات درجای مؤثر مخزن در پدیده مهاجرت هستند. با بررسی یک مدل ساختگی و مدل میدان پارس جنوبی نتیجه گرفتند، محل چاه‌های تولیدی و افقی بودن آن‌ها تأثیر چشمگیری در حرکت سیال از مرز دارد. تولید باید بدون توقف و با بیشترین نرخ از این چاه‌ها انجام شود تا برای هدایت سیال مرزی به سمت خودی، موج افت فشار مناسب به مرز ارسال گردد. حفاری و تولید چاه‌هایی که در ناحیه‌ای از مخزن با نفوذپذیری بیشتر و تخلخل کمتر قرار دارند باید در اولویت قرار بگیرند. وجود شیب مناسب در مخزن می‌تواند تولید نفت از چاه‌ها را برای مدت بیشتری افزایش دهد؛ چرا که کلاهک گازی در تیغ مخزن ایجاد شده و افت فشار را کنترل می‌کند. این مسئله در کشوری که تیغ مخزن در آن قرار دارد باعث کاهش تولید نفت خواهد شد. حفر چاه‌های افقی موازی با مرز تا حدودی عقب ماندگی بهره‌وری را جبران می‌کند. در پژوهش آنها مخزن گازی رفتار متفاوت‌تری نسبت به مخزن نفتی نشان داده است. فشار موج در مخزن گازی سریع‌تر حرکت می‌کند. مهاجرت در مخزن گازی غالباً برگشت‌پذیر نیست [۲۱].

قراردادهای نفتی

از زمان کشف نفت در دوران قاجار (۱۲۸۷)، استخراج نفت به صورت امتیازی در اختیار کشورهای استعمارگر قرار می‌گرفت تا این که تحت تأثیر نهضت ملی شدن صنعت نفت در سال ۱۳۳۶، این

پژوهش نفت شماره ۱۳۷، مهر و آبان ۱۴۰۳، صفحه ۴۰-۱۶

امتیازهـا کنـار گذاشـته شـد و قراردادهـای مشـارکت در تولیـد جایگزیـن شـدند. از سـال ۱۳۵۳، قراردادهـای خدمـت جایگزیـن قراردادهـای مشـارکت در تولیـد شـده‌اند. پـس از انقـلاب قراردادهـای بیـع متقابـل در سـه نسـل طراحـی شـدند. نهایتاً به دلیـل اقتضائـات مدیریتی و اکتشـاف میدان‌هـا پرریسـک کوچـک و متوسـط، بـا هدف جذاب‌تـر کـردن قراردادهـا و انعطـاف بیشـتر قـراردادی، قراردادهـای نویـن نفتـی (IPC) در سـال ۱۳۹۴ پیشـنهاد شـد. بـرای مقایسـه عملکـرد قراردادهـای جدیـد معرفـی شـده بـا قراردادهـای قبلـی، مطالعـات زیـادی انجـام شـده اسـت. در جـدول ۱ برخـی از ایـن مطالعـات لیسـت شـده اسـت. در رابطـه بـا ایـن موضـوع کـه چـه قـراردادی بـرای کشـور مناسـب‌تر اسـت، بـه ایـن بسـتگی دارد کـه هـر کشـور در چـه موقعیـت ژئوپلتیـک و شـرایط منطقـه‌ای و بین‌المللـی قـرار دارد. اساسـاً نمـی تـوان گفـت قـراردادی خـوب یـا بـد اسـت. بلکـه شـرایطی کـه در مفـاد قـرارداد موردانتظـار طرفیـن اسـت آن را تبدیـل بـه قـرارداد بهینـه می‌کنـد. البتـه ظرفیـت، عملکـرد و موقعیـت سیاسـی شـرکت‌های طـرف قـرارداد ایـران بایـد ارزیابـی همـه جانبـه شـود [۲۱].

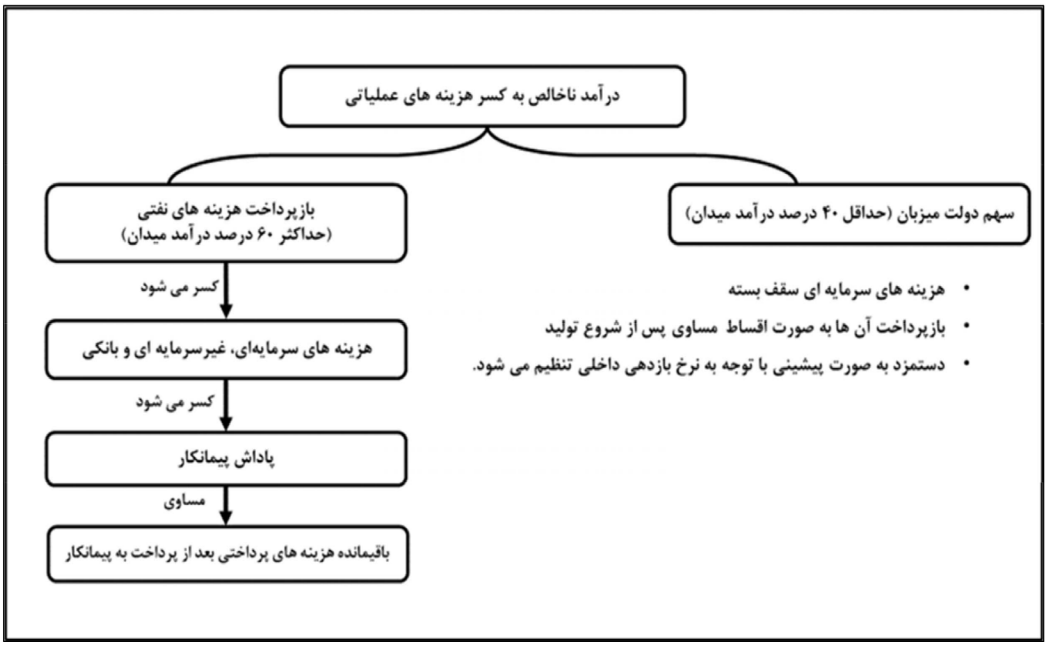
جدول ۱ لیست پژوهش‌های پیرامون قراردادهای نفتی ایران.

سال	عنوان	نویسنده
۱۳۹۵	بررسی مسیر بهینه بهره‌برداری از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای بیع متقابل: یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران [۲۲]	امامی میبدی و همکاران
۱۳۹۵	ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قرادادهای مشارکت در تولید [۲۳]	منظور و همکاران
۱۳۹۵	مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران [۲۴]	شکوهی و همکاران
۱۳۹۵	مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید: آزادگان جنوبی [۲۵]	صاحب هنر و همکاران
۱۳۹۶	ارزیابی مالی اقتصادی قرادادهای جدید ایران: دارخوین [۲۶]	صاحب هنر و همکاران
۱۳۹۶	مطالعه مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید و بیع متقابل [۲۷]	فرخی و عبانیان
۱۳۹۷	مقایسه تطبیقی توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران: سروش و نوروز [۲۸]	کاوسی و همکاران
۱۳۹۷	مقایسه ابعاد مالی قرارداد های جدید نفتی ایران و بیع متقابل: پارس جنوبی [۲۹]	دیباوند و همکاران
۱۳۹۸	مقایسه مسیر بهینه تولید شرکت‌های بین‌المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چارچوب قراردادهای جدیدی نفتی ایران با تأکید بر تولید صیانتی [۳۰]	محمودی و همکاران
۱۴۰۱	ارزیابی میادین مشترک و قرارداد های نفتی کشورهای دارای میادین مشترک با ایران [۳۱]	آرامی و همکاران

در ادامه به کلیات این سه قرارداد اشاره می‌شود:

قرادادهای بیع متقابل

قـرارداد بیـع متقابـل نوعـی از قراردادهـای ریسـک‌پذیر محسـوب می‌شـود. ایـن قـرارداد طـی بیـش از بیسـت سـال اخیـر قـرارداد حاکـم بـر حـوزه بالادسـتی صنعـت نفـت و گاز کشـور بـوده و تاکنـون در قالـب سـه نسـل طراحـی و مـورد اسـتفاده قـرار گرفتـه اسـت. در ایـن قـرارداد از ظرفیـت شـرکت‌های نفتـی خارجـی بـه عنـوان پیمانـکار در سـه مرحلـه اکتشـاف، ارزیابـی و توسـعه اسـتفاده و پـس از اتمـام عملیـات توسـعه و تحقـق اهـداف منـدرج در طـرح جامـع توسـعه میـدان جهـت انجـام عملیـات تولیـد و بهره‌بـرداری بـه شـرکت ملـی نفـت ایـران واگـذار می‌شـود. در مقابـل شـرکت ملـی نفـت نیـز متعهـد شـده کـه از محـل حداکثـر ۶۰٪ عوایـد فیزیکـی و یـا نقـدی تولیـدات همـان میـدان اقـدام بـه بازیافـت هزینه‌هـا و حق‌الزحمـه قـراردادی خویـش نمایـد؛ شـکل ۲ سـاختار مالـی ایـن قـرارداد را نمایـش می‌دهـد [۳۲].



شکل ۲ ساختار مالی قراردادهای بیع متقابل.

طبق تعریف، در قراردادهای بیع متقابل توسعه‌ای، هزینه‌های سرمایه‌ای به آن دسته از هزینه‌هایی اطلاق می‌شود که به طور مستقیم در ارتباط با انجام عملیات توسعه و خدمات پیش‌بینی شده در طرح جامع توسعه میدان که از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا پایان مرحله توسعه توسط پیمانکار پرداخت می‌شود، از جمله هزینه‌های طراحی و مهندسی، خرید مواد و تجهیزات، بیمه پروژه، هزینه‌های مدیریت پروژه و غیره و هزینه‌های غیرسرمایه‌ای طبق تعریف شامل تمامی هزینه‌هایی که به طور غیرمستقیم برای انجام عملیات قرارداد ضروری بوده و از سوی پیمانکار پرداخت شود مثل مالیات، بیمه تأمین اجتماعی، حقوق و عوارض گمرکی و آموزش. روال معمول دربرآورد کل هزینه‌های غیرسرمایه‌ای این است که بر مبنای درصدی از هزینه‌های سرمایه‌ای (به طور متوسط بین ۱۱٪ تا ۲۱٪) منظور می‌گردد. مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای برآورد شده و توزیع آن در دوره ساخت (سرمایه‌گذاری) به عنوان هزینه‌های سرمایه‌گذاری در برنامه مالی مورد توافق کارفرما و پیمانکار قرار می‌گیرد. پیمانکار موظف به اجرای عملیات و تأمین مالی آن در دوره ساخت است و با شروع دوره بازپرداخت، این هزینه‌ها در اقساط مساوی به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد [۲۲]. اگر در یکی از بازپرداخت‌ها، مقدار بازپرداخت بیشتر از سقف تعین شده باشد (۶۰٪ عایدی میدان) مازاد از سقف به برای بازپرداخت به ماه بعد موکول می‌شود. هزینه‌های مالی (بانکی) در هر دوره به صورت ماهانه در نظر گرفته می‌شود. براساس بهره بانکی مربوط هزینه‌های سرمایه گذاری قابل بازپرداخت به پیمانکار در پایان دوره قبل و نرخ بهره (لیبور + اضافه مورد توافق در قرارداد) و پرداخت آن در دوره باز پرداخت به پیمانکار صورت می‌گیرد. پرداخت حق‌الزحمه پیمانکار بر اساس توافق ظرفیت در دوره بازپرداخت در اقساط ماهانه باز پرداخت می‌شود. مقدار کل حق‌الزحمه پرداختی معمولاً بین ۵۰ تا ۶۰٪ مقدار سرمایه‌گذاری خواهد بود. میزان این اقساط بر اساس نرخ بازدهی داخلی طبق معادله ۷ تنظیم می‌شود. (A میزان سرمایه‌گذاری توافق شده، B میزان بازپرداخت در هر قسط، C بازپرداخت‌های مربوط به هزینه‌های بانکی، D هزینه‌های مربوط به بازپرداخت سرمایه‌گذاری)

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

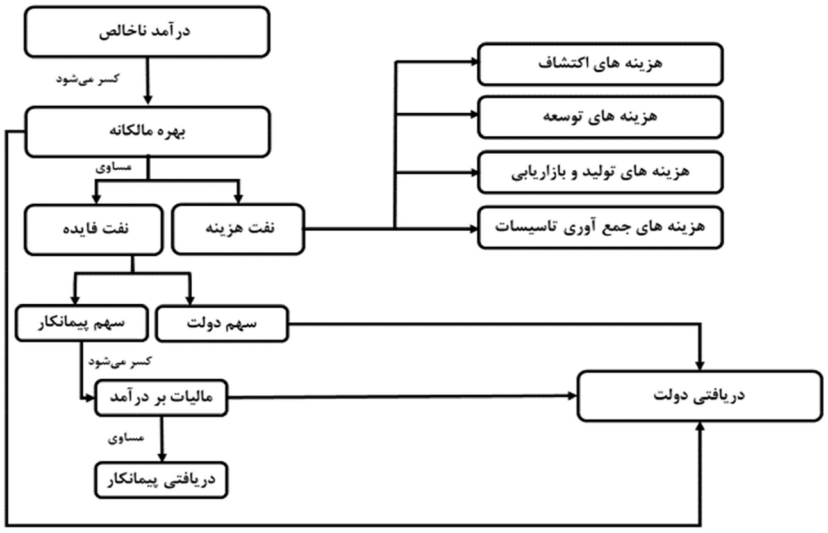
$$NPV_{CONT.} = \sum_{t=0}^{T} \frac{-A_t}{(1+RoR_{cont.})^t} + \sum_{t=t+1}^{T} \frac{(B_t + C_t + D_t)}{(1+RoR_{cont.})^t} = 0 \quad (۶)$$

به دلیل اینکه بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌گذاری در اقساط ثابت و هزینه‌های بانکی بر پایه نرخ بهره مشخص پرداخت می‌شوند، تنها مورد منعطف که بتواند نرخ بازدهی داخلی را تأمین کند، مقدار حق‌الزحمه است. معادله ۷، نحوه محاسبه ارزش خالص فعلی بر حسب جریان مالی (CF) و نرخ تنزیل (i) را نمایش می‌دهد. طبق این معادله در صورتی که نرخ تنزیل با نرخ بازگشت داخلی جایگزین بشود، مقدار ارزش خالص فعلی برابر با صفر خواهد بود.

قراردادهای مشارکت در تولید

همان‌گونه که در مقدمه بیان شد، قراردادهای مشارکتی را باید حاصل تشدید احساسات ملی‌گرایانه کشورهای در حال توسعه دارای منابع هیدروکربوری و علاقه دولت‌ها به انتفاع حداکثری از عایدات این منابع دانست. در ایران اولین نوع قراردادهای مشارکتی در سال ۱۹۵۴، بین شرکت ملی نفت ایران و کنسرسیومی متشکل از ۸ شرکت نفتی خارجی منعقد شد. سپس دوازده قرارداد مشارکتی در سه مقطع زمانی ۱۹۵۷، ۱۹۶۴ و ۱۹۷۱ با تعدادی از شرکت‌های نفتی خارجی منعقد شد. پس از پیروزی انقلاب، در ماده سوم قانون «وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب سال ۱۳۹۰» برای نخستین بار به الگوهای جدید قراردادی از جمله مشارکت با سرمایه گذاران و پیمانکاران داخلی و خارجی بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و با رعایت موازین تولید صیانت شده اختصاص داشته که می‌تواند زمینه‌ساز جواز استفاده از قراردادهای مشارکتی برای توسعه حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور باشد. نظام مالی این نوع قراردادها تا حدی متأثر از ساختار مالی قرارداد امتیازی است، با این تفاوت که از سازوکارهایی به منظور تأمین حداکثری دولت میزبان از عایدات حاصله از میدان هیدروکربوری برخوردار است در این نوع قرارداد همانند قراردادهای امتیازی و مالیات دولت میزبان می‌تواند اقدام به دریافت بهره مالکانه بر عایدات میدان از پیمانکار نماید. البته شرکت پیمانکار نیز جدای از این که نسبت به بخشی از تولیدات میدان سهیم می‌شود، می‌تواند نفت هزینه خود را نیز از محل بخشی تولیدات میدان مستهلک کند. برای جلوگیری از ثروت‌های بادآورده سهم پیمانکار از عایدی نفت با استفاده از فاکتور R که حاصل نسبت «تجمعی دریافتی پیمانکار» بر «تجمعی هزینه‌های پرداختی توسط پیمانکار» در هر فصل مالی، تعدیل می‌شود.

طبق شکل ۳، قبل از هرگونه توزیع منفعت خالص، بخشی از تولیدات میدان صرف تسویه هزینه‌های عملیاتی پیمانکار و مطالبات قانونی دولت میزبان می‌شود. از عایدات ناخالص میدان، نخست شرکت نفتی به دولت میزبان بهره مالکانه پرداخت می‌کند. پس از پرداخت مالکانه از مابقی تولیدات آن دوره، درصد مشخصی به منظور بازیافت هزینه‌ها به پیمانکار تخصیص داده می‌شود باقی‌مانده تولیدات یا نفت فایده طبق نسبت از پیش تعیین شده بین طرفین تقسیم می‌شود. نهایتاً درصدی از عایدی سود پیمانکار به عنوان مالیات بر درآمد کسر می‌گردد. نرخ بهره مالکانه بدون توجه به اینکه عملیات سودآور بوده یا خیر، به میزان ۸٪ الی ۱۵٪ از عواید ناخالص میدان کسر می‌گردد. میزان سقف بازیافت هزینه‌ها بین ۳۰٪ تا ۶۰٪ بیان شده و مهم‌ترین فرق قرارداد مشارکت در تولید و قراردادهای امتیازی محسوب می‌شود. سهم پیمانکار از نفت سود، ۱۰ تا ۵۵٪ هم می‌تواند ثابت باشد و هم متغیر. مالیات بردرآمد تا سقف ۵۶٪ هم می‌تواند افرایش پیدا بکند. چون ماهیت این قرارداد به با قراردادهای خدماتی متفاوت است و دولت و شرکت پیمانکار در نفت تولید شده شراکت دارند، الفاظ «نفت هزینه» و «نفت فایده» به جای دستمزد و پرداختی دولت به شرکت که در قراردادهای خدماتی آمده، مورد استفاده قرار می‌گیرد.



شکل ۳ ساختار مالی قراردادهای مشارکت در تولید [۲۹].

قراردادهای نوین نفتی

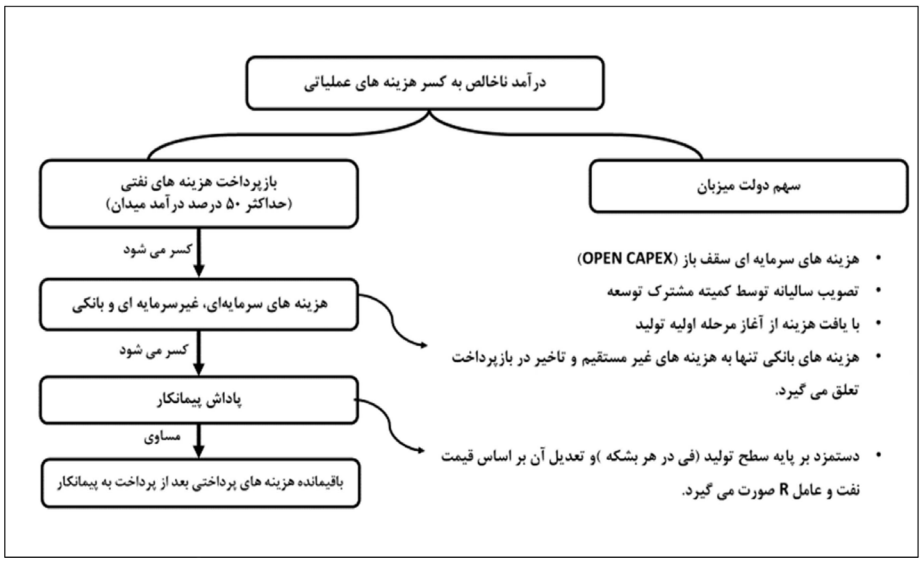
قراردادهای جدید نفتی ایران در پاسخ به نارسایی‌ها و خلاهای موجود در نسل‌های مختلف قراردادهای بیع متقابل و غیر جذاب بودن آن‌ها از نظرگاه شرکت‌های نفتی خارجی تهیه شده و کلیدی‌ترین هدف از تدوین آن از دید نظریه قراردادی، افزایش منافع طرفین قرارداد نسبت به قراردادهای یادشده هست. رژیم مالی این قرارداد، از نوع خدماتی با ریسک است و هزینه‌های عملیاتی که توسط شرکت خارجی و مبتنی بر رژیم مالی صورت می‌گیرد به چهار دسته هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، هزینه‌ها غیرمستقیم، هزینه‌های پول و هزینه‌های بهره‌برداری تقسیم‌بندی می‌شود. هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم و هزینه‌های غیر مستقیمی که تا هنگام شروع تولید اولیه صورت‌گرفته حداکثر ظرف ۵ الی ۷ سال از زمان شروع بازپرداخت تسویه خواهند شد. اما هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیمی که از تاریخ تولید اولیه به بعد انجام شده؛ ظرف ۵ الی ۷ سال از تاریخ هزینه کرد و هزینه‌های غیرمستقیم بعد از تولید اولیه نیز مشابه با هزینه‌های بهره‌برداری به صورت جاری تسویه می‌گردند. هزینه‌های بانکی برحسب فرمول مشخص در قرارداد محاسبه و بر اقساط هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم منظور و در دوره بازیافت مستهلک می‌شوند. در قراردادهای جدید نفتی، طرف دوم قرارداد علاوه بر دریافت هزینه‌های یاد شده در دوران بهره‌برداری نیز حضور داشته و دستمزد مشخصی را به ازای نفت تولیدی دریافت می‌کند. همچنین، ساختار مالی قراردادهای نوین نفتی ایران در شکل ۴ نشان داده شده است.

معرفی مخزن مورد مطالعه

برای شبیه‌سازی فرایند ازدیاد برداشت میدان مشترک مورد پژوهش در نرم افزار اکلیپس، از مدل آماده پترل این میدان خروجی گرفته شده است. ابتدا مدل استاتیک مخزن ساخته شده و تطابق تاریخچه صورت گرفت. در جدول ۲ خواص دیگر سنگ و سیال مخزن به کار برده شده در مدل میدان شبیه‌سازی شده نمایش می‌دهد: در جدول ۳ خواص دیگر سنگ و سیال مخزن به کار برده شده در مدل میدان شبیه‌سازی شده نمایش می‌دهد:

روش تحقیق

بعد از بررسی ادبیات موضوع و نتایج پژوهش‌های گذشته، در این بخش ابتدا توابع فنی هدف و پارامترهای مورد بررسی مشخص شده، در فرایند کوپل مدل شبیه‌سازی شده و برنامه بهینه‌سازی، جبهه پارتو به دست می‌آید.



شکل ۴ ساختار مالی قراردادهای نوین نفتی ایران [۲۹].

جدول ۲ مشخصات مخزن مورد مطالعه.

خواص مدل	مقدار در سیستم واحد Field
تعداد بلوک‌ها	۴۹×۱۲۹×۱۱
میانگین تخلخل مخزن- (٪) φ	۷۷/۱۰ (۳/۹۸ با انحراف معیار)
میانگین تراوایی افقی مخزن- (mD) $k_{x,y}$	۱۵/۲۸ (۲۸/۶۸ با انحراف معیار)
میانگین تراوایی عمودی مخزن- (mD) k_z	۱۲/۵۳ (۲۳/۵۳ با انحراف معیار)
میانگین اشباع آب مخزن -(٪) Sw	۲۹/۸۴ (۳۰/۱ با انحراف معیار)
بالاترین عمق مخزن- (ft) D	۱۳۱۶۳
فشار اولیه مخزن- (psi) P	۸۷۵۰

جدول ۳ خواص سنگ و سیال مدل میدان (در فشار مبنای ۸۷۵۰ psi).

تراکم‌پذیری سنگ (psi^{-1})	۵۴/۳ ×۱۰-۶
تراکم‌پذیزی آب (psi^{-1})	۲۲/۳ ×۱۰-۶
ویسکوزیته آب (cP)	۲۲۱۳
دانسیته آب	۶۶/۰۳
دانسیته نفت	۴۱/۵۳
دانسیته گاز	۱۸/۸۱
API نفت	۳۳/۶۱

بررسی‌های فنی در چهار سناریو، یک سناریو از داده‌های اولیه و سه سناریو از نسل نهایی الگوریتم مورد مقایسه قرار می‌گیرند. تأکید بر تولید حداکثری نفت، تأکید بر مهاجرت حداقلی و تأکید بر هردو مورد، به ترتیب سناریوهای مورد بررسی از نسل نهایی خواهند بود. در گام بعدی تمامی اعضای جبهه‌ی پارتو نسل نهایی الگوریتم در چارچوب سه مدل قراردادی ذکر شده مورد بررسی‌های مالی قرار می‌گیرند و با هم مقایسه می‌شوند. در این مقایسه پارامترهای عایدی میدان، ارزش خالص فعلی پیمانکار و عایدی دولت مورد بررسی قرار می‌گیرد.

انتخاب پارامترهای تصمیم و توابع هدف در مدل شبیه‌سازی شده

برای پروژه‌های ازدیاد برداشت مکان‌یابی چاه‌های تولیدی و تزریقی، نحوه‌ی تکمیل چاه‌ها، نرخ تولید و تزریق چاه‌ها به عنوان متغیرها در نظر گرفته شده‌اند.

برای مسئله بهینه سازی ازدیاد برداشت در میدان مشترک، دوتابع فنی در نظر گرفته شده است.

۱- بیشینه‌سازی تولید نفت در ناحیه ایران پس از ۲۰ سال تولید نفت و تزریق گاز.

۲- کمینه‌سازی مهاجرت نفت ایران به کشور همسایه در طول ۲۰ سال تولید نفت

مهاجرت با رابطه زیر قابل محاسبه است:

$$MIG_t = ROIP_{initial} - (ROIP_t + ROPT_t) \quad (۷)$$

که پارامترهای آن در جدول ۴ مشخص شده است.

پس از تعیین توابع هدف، طبق جدول ۵ پارامترهای ثابت، پارامترهای کنترلی و متغیرها به جهت ورودی برنامه بهینه‌سازی مشخص می‌شوند.

جدول ۴ پارامترهای به کاربرده شده در محاسبه میزان مهاجرت

MIG_t	میزان مهاجرت نفت در زمان t (STB)
$ROIP_{initial}$	نفت درجای اولیه ((t=0) (STB)
$ROIP_t$	نفت درجا در زمان t (STB)
$ROIP_t$	میزان نفت تجمعی تولید شده (STB)

جدول ۵ پارامترها و محدودیت‌های طرح توسعه میدان

وضعیت پارامتر در مسئله	پارامترهای مدل میدان
متغیر بهینه‌سازی (دامنه تغییرات: تمام ناحیه ایران با فاصله حداقل دو بلوک از مرزها و چاه‌ها)	موقعیت چاه‌های جدید
۱۰۵۰۰	حداکثر فشار تزریق گاز (psi)
هر چاه ۳۰ و مجموعا ۲۰۰	دبی تزریق گاز در ناحیه ایران (MMSCFD)
هر چاه جدید حداکثر ۷۰۰۰ در روز، چاه‌های قبلی طبق نرخ گذشته‌شان تولید خواهند کرد.	دبی تولید نفت ایران (STB/day)
۲۰۰۰	حداقل فشار ته چاهی تولید (psi)
متغیر بهینه‌سازی (دامنه تغییر: لایه ۱ تا ۱۱)	بازه شروع و پایان تکمیل چاه‌های جدید
۷	تعداد چاه‌های جدید تزریقی گاز ایران
۸	تعداد چاه‌های تولیدی جدید ایران
۱۲۰هزار	دبی مطلوب تولیدی در کشور همسایه (STB/day)
۶۳/۳	سقف GOR در چاه‌های تولیدی (Mscf/STB)
۷۰	سقف WCT در چاه‌های تولیدی (٪)

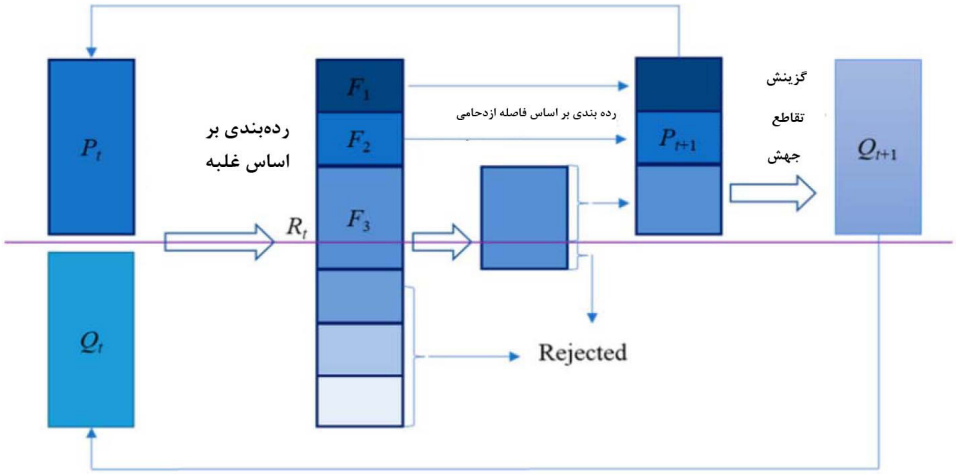
پیاده‌سازی الگوریتم بهینه‌سازی و ایجاد معیار تصمیم در میدان

در مسائل بهینه‌سازی توسعه عملیات در میادین نفتی، به دلیل متعدد بودن متغیرها و مطلوبیت‌ها اگر توابع هدف با یکدیگر بهینه شوند، پاسخ‌هایی که الگوریتم می‌دهد به واقعیت مسئله نزدیک‌تر خواهد بود. در این جنس پاسخ‌ها ما دیگر یک پاسخ واحد نداریم و چند جواب که در بررسی الگوریتم هیچ ترجیحی نسبت به هم ندارند ایجاد می‌شوند. در این پژوهش از یکی از الگوریتم‌های شناخته شده چندهدفه یعنی NSGA-II استفاده شده است.

در این بخش به فرایند NSGA-II که بر اساس الگوریتم ژنتیک طراحی شده است می‌پردازیم. ابتدا جمعیت اصلی قبلی، جمعیت فرزندان و جمعیت جهش یافتگان با هم ادغام می‌شوند. سپس با دو معیار غیرغلبگی[1] و فاصله ازدحامی مرتب می‌شوند. در مرتب‌سازی غیرغلبگی، اعضا بر اساس تعداد دفعاتی که مغلوب شده‌اند، مرتب می‌شوند و

1. Non-dominated Sorting

سپس در هر رتبه غلبگی اعضا بر طبق فاصله ازدحامی مرتب می‌شوند یعنی هرچقدر فاصله‌شان از اعضای هم مرتبه خود بیشتر باشد، اولویت بالاتری برای ماندن و حذف نشدن در یک دوره بررسی الگوریتم خواهند داشت. شکل ۵ یک نمونه رتبه‌بندی اعضای یک جمعیت را نمایش داده است.



شکل ۵ فرایند الگوریتم NSGA-II.

$$d_i = \sum_{j=1}^{n} d_i^j$$
$$d_i^j = \frac{\left| f^{i+1} - f^{i} \right|}{f_j^{Max} - f_j^{\min}} \quad (۸)$$

در معادله بالا، (j) شمارشگر تابع هدف و (i) شمارشگر عضو در بررسی یک تابع هدف است. ویژگی‌های الگوریتم ژنتیک به کار برده شده در این پژوهش مطابق جدول ۶ می‌باشد:

جدول ۶ ویژگی‌های الگوریتم به کار برده شده در بهینه‌سازی تولید در میدان.

مشخصه	مدل مخزن شبیه‌سازی شده
نوع تزریق	بازتزریق پیوسته گاز تولید شده
تعداد نسل	با رسیدن به شرایط خاتمه معلوم می‌شود.
تعداد جمعیت	۱۰۰
تعداد متغیر	۶۰
ضریب تقاطع	۷/۰
ضریب جهش	۰/۴
نرخ جهش برای هر عضو	۰/۰۲
شدت جهش	۰/۲

ضریب تقاطع و ضریب جهش، نشان می‌دهد در هر نسل الگریتم، چه تعداد از جمعیت برای حضور در فرایند تقاطع یا فرایند جهش انتخاب می‌شوند. نرخ جهش تعداد متغیرهای انتخاب شده برای جهش را در هر عضو روشن می‌کند. شدت جهش هم میزان تحرک هر متغیر نسبت به وضع قبلی آن متغیر را مشخص می‌کند. مشخصه‌های الگوریتم طبق جدول بالا از آزمون و خطا با شرایط مسئله مورد مطالعه برای حفظ پایداری و سرعت الگوریتم به دست آمده است. شرایط خاتمه برای الگوریتم بهینه‌سازی، رسیدن به ثبات در پاسخ‌های تولید شده است. پس از ایجاد جبهه پارتو، پارامترهای مالی بر هر صد سناریو اعمال کرده و می‌توان بین سناریوهای مختلف ارزش گذاری اقتصادی کرد.

پیاده‌سازی مدل‌های مالی

در پژوهش حاضر مدل مالی سه نوع قرارداد بیع متقابل[1]، قراردادهای نوین نفتی (IPC)[2] و مشارکت در تولید (PSC)[3] در نرم‌افزار اکسل پیاده شده‌اند.

1. BuyBack
2. Iran Petroleum Contracts
3. Product sharing Contracts

هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی و بانکی میدان به این صورت محاسبه شده‌اند: در جدول ۷، هزینه های سرمایه ای میدان و در جدول ۸ هزینه‌های غیر سرمایه‌ای میدان ذکر شده‌اند.

جدول ۷ هزینه‌های سرمایه‌ای میدان

عنوان هزینه سرمایه‌ای (CAPEX)	مقدار هزینه (میلیون دلار)
حفاری چاه توصیفی	۱۳
تأسیسات سطح‌الارضی	۲۶۰
حفاری چاه تولیدی	۹۴
هزینه‌ها مدیریت و نظارت	۳۰
سایر هزینه‌ها (راه‌اندازی و بیمه)	۶
مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای	۴۰۰

جدول ۸ هزینه‌های غیر سرمایه‌ای میدان

مشخصات	مقدار هزینه / نرخ
هزینه غیرسرمایه‌ای	۲۰٪ هزینه‌های سرمایه‌ای
نرخ هزینه بانکی	۰/۰۰۷۵ + نرخ لایبور
نرخ لایبور[1]	۰/۰۵۵
طول دوره ساخت و توسعه	۶ سال

هزینه جداسازی نفت به ازای هر بشکه، ۵ دلار، هزینه تزریق گاز به ازای هر هزار فوت مکعب، ۵ دلار و ضریب تورم هزینه‌های عملیاتی ۵٪ است [۲۶]. در این پژوهش عایدی میدان[2] را بعد از کسر هزینه‌های عملیاتی از ارزش نفت تولیدی مورد بررسی قرار داده شده است. رای محاسبه قیمت نفت میادین جنوب غربی ایران، با معادله‌ای از پیش‌بینی قیمت نفت برنت محاسبه شده است. در این پژوهش هم قیمت پایه نفت و هم قیمت خوشبینانه و بدبینانه آن مورد بررسی قرار گرفته است. تعیین نرخ بازگشت با مرتبط کردن میزان پاداش قرارداد بیع متقابل و دستمزد نوین نفتی ایران با نرخ بازگشت داخلی و سعی خطا، مقداری را برای نرخ بازگشت داخلی و میزان پاداش‌ها تعیین می‌گردد. در این پژوهش، میزان مالیات قرارداد مشارکت در تولید نیز با نرخ بازگشت داخلی مرتبط شده و مقدار درصد مالیات تعیین گردیده است [۲۷ و ۲۸].

مشخصات قراردادهای استفاده شده در این مطالعه

دستمزد در قرارداد بیع متقابل یک مقدار ثابت بوده و مستقل از قیمت نفت می‌باشد. اگر میزان بازپرداخت سالانه بیشتر از ۶۰٪ عایدی میدان باشد، ما به التفاوت پرداختی به سال بعد برای پرداخت منتقل می‌شود. مدت قرارداد بیع متقابل استفاده شده، شش سال می‌باشد یعنی اینکه بعد از شش سال، حقوق پیمانکار از عایدی میدان به اتمام می‌رسد. ولی برای بررسی اثرات بلند مدت این قرارداد عواید میدان در طول مدت سی سال مورد بررسی قرار خواهد گرفت (جدول ۹).

جدول ۹ مشخصات قرارداد بیع متقابل پیاده شده در این مطالعه

مشخصه	مقدار
دستمزد ($M)	بعد از محاسبه نتایج پارتو و در تناسب با نرخ بازده داخلی[3] مشخص می‌شود.
سقف نسبت باز پرداخت سالانه	۰/۶
طول دوره بازپرداخت (سال)	۶
طول دوره بررسی (سال)	۲۰

برخلاف قرارداد بیع متقابل برای قرارداد مشارکت در تولید یک دوره ۱۲ ساله بازپرداخت در نظر گرفته شده است. برای جلوگیری از درآمدهای بادآورده به علت افزایش ناگهانی قیمت نفت، ضریب تعدیل R برای تعدیل سهم شرکت پیمانکار در نظر گرفته شده است. همچنین، مشخصات قرارداد مشارکت در تولید پیاده شده در این مطالعه در جدول ۱۰ در طول دوره بازپرداخت ۱۲ ساله بیان شده‌اند. در پیاده‌سازی قرارداد نوین نفتی (IPC) مانند قراردادهای مشارکت در تولید، از یک دوره ۱۲ ساله بازپرداخت استفاده شده است. در این قرارداد برخلاف قرارداد مشارکت در تولید که بخشی از نفت به عنوان سود در اختیار شرکت پیمانکار قرار می‌گیرد برای آن دستمزد متغیر برای آن فرض شده است.

1. LIBOR
2. Gross Revenue
3. IRR

پژوهش نفت شماره ۱۳۷، مهر و آبان ۱۴۰۳، صفحه ۴۰-۱۶

جدول ۱۰ مشخصات قرارداد مشارکت در تولید پیاده شده در این مطالعه.

مشخصه		مقدار
نرخ بهره مالکانه		۰/۱۵
سقف بازیافت		۰/۶
سهم پیمانکار از نفت سود		۰/۴
مالیات		بعد از محاسبه نتایج پارتو و در تناسب با نرخ بازده داخلی مشخص می‌شود.
طول دوره بازپرداخت (سال)		۱۲
طول دوره بررسی (سال)		۲۰
تعدیل سهم دولت بر اساس عامل R	R-Factor	ضریب تغییر سهم دولت
	۰/۵>	۱
	۱ -۰/۵	۱/۲
	۱/۵-۱	۱/۵
	۱/۵<	۱/۶

دستمزدی که به طور تعدیل شده‌ای رابطه مستقیمی با قیمت نفت دارد. همچنین، مشخصات قرارداد مشارکت در تولید پیاده شده در این مطالعه، در جدول ۱۱ اشاره شده‌اند.

پارامترهای مالی و توابع اقتصادی در میدان

در جدول‌های گذشته مقادیر مشخصشده به عنوان پیشفرض‌های ثابت برای پارامترهای مالی در نظر گرفته شده‌اند. ولی موارد مجهول (دستمزد در بیع متقابل، مالیات در مشارکت در تولید و دستمزد پایه در قرارداد نوین نفتی ایران) برای حالتی که هر سه قرار داد IRR یکسان و به تبع آن مقایسه‌پذیری بهتری داشته باشند تنظیم می‌شوند.

جدول ۱۱ مشخصات قرارداد مشارکت در تولید پیاده شده در این مطالعه.

مشخصه		مقدار
دستمزد پایه		بعد از محاسبه نتایج پارتو و در تناسب با نرخ بازده داخلی مشخص می‌شود.
سقف بازیافت		۰/۵
طول دوره بازپرداخت (سال)		۱۲
طول دوره بررسی (سال)		۲۰ سال
تعدیل دستمزد بر اساس قیمت نفت	قیمت نفت	ضریب تغییر دستمزد پایه
	۷۰-۵۰	۱/۲
	۹۰-۷۰	۱/۳
	۱۲۰-۹۰	۱/۵
	۱۲۰<	۱/۷
تعدیل دستمزد بر اساس عامل R	R-Factor	ضریب تغییر دستمزد پایه
	۱>	۱
	۱-۱/۵	۰/۸
	۱/۵-۲	۰/۶
	۲<	۰/۵

پس از پایان چرخه الگوریتم بهینه‌سازی و پدید آمدن جبهه پارتو، ۱۰۰ سناریو هم ارز و توابع اقتصادی زیر در آن‌ها بررسی می‌شود:

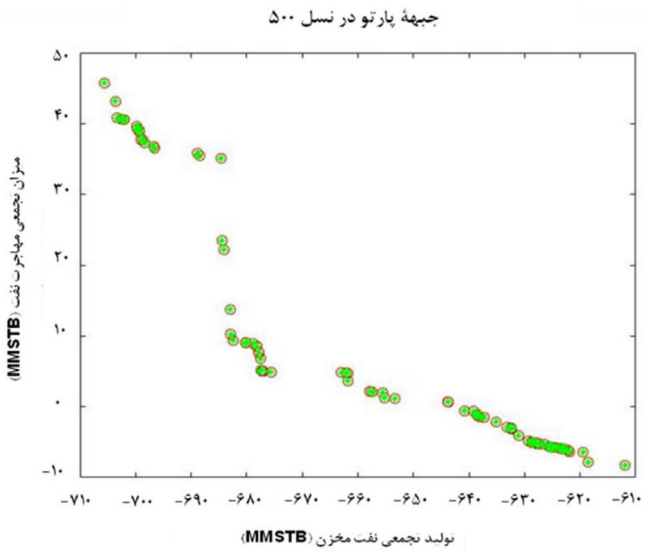
۱- عایدی ناخالص میدان در دوره بررسی ۶ ساله، ۱۲ ساله و ۲۰ ساله
۲- ارزش خالص فعلی در دو نرخ تنزیل صفر و ده برای هرسه نوع قرار داد
۳- درصد عایدی دولت میزبان در دوره بیست ساله برای هر سه نوع قرارداد
۴- IRR بعد از محاسبه جبهه پارتو و تنظیم روابط مالی به دست می‌آید.

بحث و نتایج

نتایج بهینه‌سازی چندهدفه ازدیاد برداشت در میدان

نتایج الگوریتم بهینه‌سازی در شکل ۶ آمده است. گستره‌ی تابع هدف مربوط به تولید تجمعی نفت پس از بیست سال تولید حدوداً ۶۰۰ الی ۷۰۰ میلیون بشکه نفت و گستره تابع هدف مرتبط با مهاجرت به بیرون از مرز، از منفی ۱۰ تا ۴۷ میلیون بشکه نفت می‌باشد. پس از مدت حدود ۷۳ روز اجرای الگوریتم و ۵۰۰ بار تکرار فرایند الگوریتم بهینه‌سازی NSGA-II با ۶۰ متغیر و دو تابع هدف مهاجرت، با ۱۰۰ پاسخ هم ارز در یک جبهه پارتو به پایان رسیده است. همچنین، شرایط خاتمه الگوریتم بهینه سازی NSGA-II در شبیه‌سازی میدان در جدول ۱۲ ذکر شده‌اند.

طبق جدول ۱۲، تابع NFE[1]، نمایانگر تعداد دفعات فراخوانی تابع اصلی بهینه‌سازی است. در این مطالعه تابع اصلی همان فرایند اجرای شبیه‌سازی میدان تعیین شده است. پیشروی مقدار توابع هدف از نسل ۴۵۰ شروع به پایدار شدن کرده واز نسل ۴۸۶ ام به وضعیت پایداری رسیده است و شرایط خاتمه الگوریتم محقق شده است.



شکل ۶ جبهه پارتو به‌دست آمده از نسل ۵۰۰ ام بهینه‌سازی شبیه‌سازی مخزن - تولید تجمعی نفت پس از بیست سال در برابر مهاجرت نفت مخزن

جدول ۱۲ شرایط خاتمه الگوریتم بهینه‌سازی NSGA-II در شبیه‌سازی میدان.

زمان سپری شده روز	NFE	کمترین مهاجرت ثبت شده MMSTB	بیشترین تولید تجمعی ثبت شده-MMSTB	تکرار
۷۳/۴۵	۵۵۱۰۱	-۸/۲۱	۷۰۵/۳۹	۵۰۰

1. NET Function Evaluation

پژوهش نفت شماره ۱۳۷، مهر و آبان ۱۴۰۳، صفحه ۴۰-۱۶

شبیه‌سازی مخازن

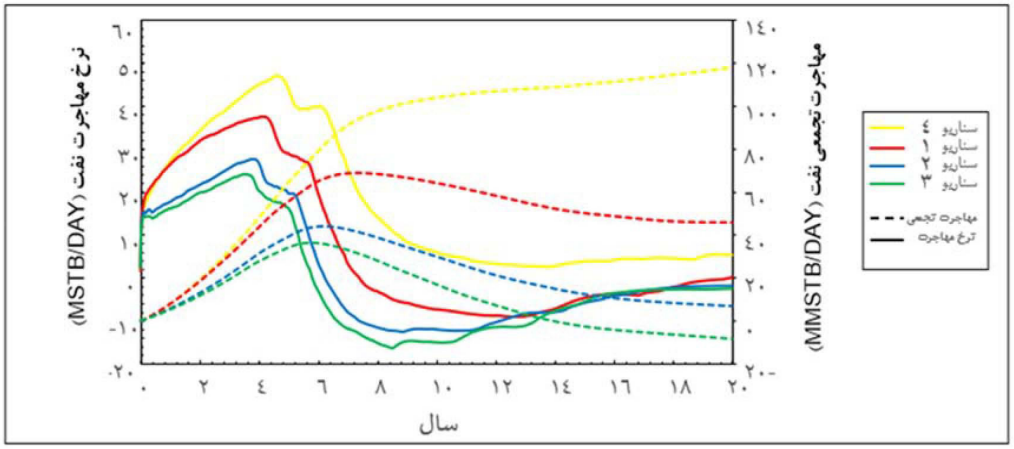
در ابتدا به دلیل برتری پاسخ‌های نسل ۵۰۰، سه سناریو از جبهه آن پاسخ‌ها انتخاب می‌شوند. سناریوی اول تأکید بر حداکثرسازی تولید تجمعی، سناریوی دوم تأکید بر حداقل‌سازی مهاجرت و سناریوی سوم تأکید همسان بر دو تابع هدف است. سناریوی چهارم نیز یک حالت از داده‌های نسل اولیه تصادفی الگوریتم است. جدول ۱۳ توابع هدف را در این چهار انتخاب نمایش می‌دهد.

بررسی پارامترهای فنی ازدیادبرداشت

در این بخش توابع هدف فنی، مهاجرت و تولید نفت و سایر پارامترهای تولید و تزریق مانند میزان و دبی تزریق گاز و اثر آن در مخزن مورد بررسی قرار می‌گیرد. در بررسی نمودار فشار مشاهده، از حدود سال پنجم تولید سیال مخزن شروع به دوفازی شدن می‌کند. هم چنین سناریوی «تأکید بر تولید بیشتر» افت فشار بیشتری را به مخزن تحمیل می‌کند. طبق شکل ۷ مهاجرت نفت در سناریوهای بهینه شده، مقادیر کم‌تری نسبت به سناریوی قبل از بهینه سازی (سناریوی چهار) دارد. ابتدا مهاجرت مثبت نفت اتفاق می‌افتد. بعد از ایجاد جریان دوفازی در مخزن، روند مهاجرت نفت تغییر می‌کند. با فائق آمدن امواج افت فشار ناشی از ناحیه ایران به امواج افت فشار کشور همسایه به دلیل افت تولید چاه‌های مرزی، جهت مهاجرت به سمت کشور همسایه به تدریج کاهش یافته و در برخی سناریوها، مهاجرت به سمت ایران اتفاق می‌افتد. بعد از دوفازی شدن سیال در مخزن و آزادشدن گاز، بخشی از گاز آزاد شده در لایه‌ها بالایی مخزن شروع به حرکت کرده و تحرک کلی نفت در صفحه مرز را کاهش می‌دهد.

جدول ۱۳ گزیده‌ای از نتایج به‌دست آمده برای توابع هدف فنی در میدان.

سناریو/ردیف	سناریوی ۱ (تأکید بر تولید تجمعی حداکثری)	سناریوی ۲ (تأکید بر مهاجرت حداقلی)	سناریوی ۳ (تأکید بر هر دو هدف)	سناریوی ۴ (حالت اولیه تصادفی)
تولید تجمعی نفت (MMB)	۷۰۵/۳۹	۶۱۱/۹۳	۶۴۷/۷۲	۵۴۲/۸۰
مهاجرت (MMB)	۴۵/۸۶	-۸/۲۵	۳/۷۸	۱۱۷/۷۴



شکل ۷ دبی و میزان تجمعی مهاجرت نفت در طی بیست سال تولید

بررسی پارامترهای اقتصادی توسعه میدان

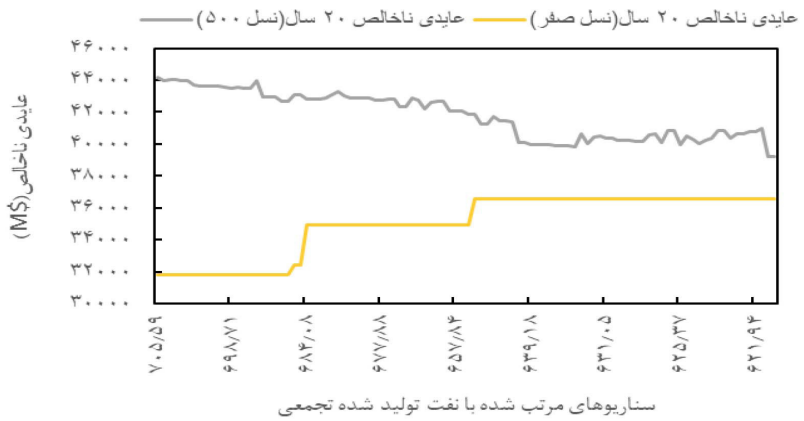
عایدی ناخالص میدان (GR_t) از ضرب میزان نفت تولید شده‌ی یک دوره (Q_t) در قیمت نفت آن دوره (P_t) و کسر هزینه‌های عملیاتی (Opex) محاسبه می‌گردد. مزیت این بررسی به آن است که فارغ از نوع قرارداد، سناریوهای مختلف تولید، مورد بررسی اولیه اقتصادی قرار خواهند گرفت. پس از بررسی اولیه اقتصادی، رژیم مالی قراردادهای مختلف مورد مطالعه قرار می‌گیرند. قابل ذکر است، این نمودارها در قیمت پایه نفت رسم شده‌اند. لازم به ذکر است در بررسی‌های اقتصادی، اعداد موجود در محور افقی نماینده سناریوهای مختلف جبهه پارتو هستن و تولید تجمعی نهایی نفت را در هر سناریو نمایش می‌دهند. ۱۰۰ سناریو طبق تولید تجمعی نفت از چپ به راست چیده شده‌اند. پس با این حساب سناریوهای با تأکید بر تولید تجمعی نفت در سمت چپ این نمودارها و نسناریوهای باتأکید بر تابع مهاجرت در سمت راست این نمودار ها قرار می‌گیرند. ۱۰۰ سناریو، اعضای جبهه پارتو نسل ۵۰۰ الگوریتم بهینه سازی هستند.

$$GR_t = P_t \times Q_t - Opex \quad (۹)$$

با هدف بررسی بازدهی مالی سناریوهای بهینه پیشنهاد شده توسط الگوریتم، شکل ۸ نمودارهای عایدی خالص میدان سناریوهای تصادفی اولیه و سناریوهای جبهه پارتو نسل ۵۰۰ رسم شده است. در مقایسه سناریوهای مختلف ،به طور کلی پس از بیست سال سناریوهای با تأکید بر تولید تجمعی، عایدی بیشتری از میدان خواهند داشت.

بررسی تأثیر قراردادها

به جهت مقایسه‌پذیری قرار داد بیع متقابل، مشارکت در تولید و نوین نفتی ایران، یک سری چهار چوب‌های کلی یکسانی در نظر گرفته شده است. در پژوهش حاضر، نرخ بازده داخلی سرمایه برای پیمانکار با آزمون و خطا برای این حجم میانگین از تولید میدان برای هر سه نوع قرار داد ۲۵٪ قرار داده شد. برای قیمت نفت، حالت پایه آن در نظر گرفته شده است. به تبع آن پارامترهای مرتبط شده با نرخ بازده داخلی، مشخص می‌شوند. در جدول ۱۴ مقادیر پایه پارامترهای قراردادها نمایش داده شده است:



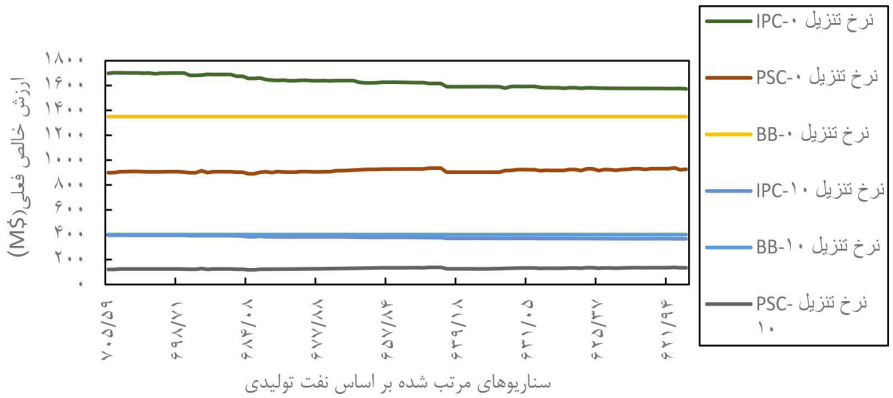
شکل ۸ عایدی مالی ناخالص میدان در سناریوهای جبهه پارتو در نسل اولیه و نسل پونصد الگوریتم ژنتیک

جدول ۱۴ پارامترهای متناسب‌سازی شده با نرخ بازده داخلی۲۵٪ در مخزن (قیمت پایه نفت)

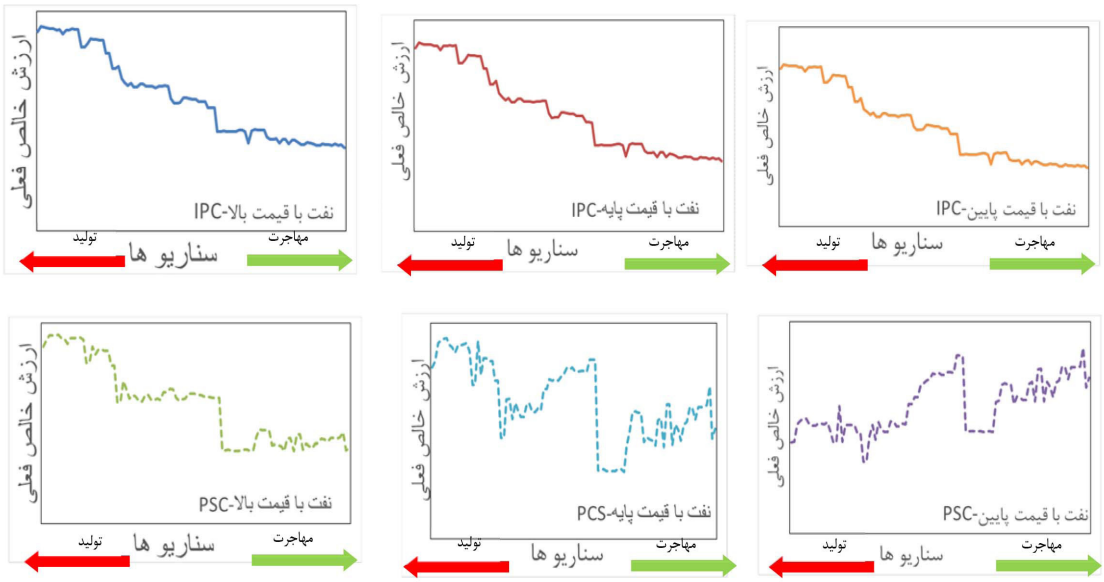
پارامتر	قرارداد	مقدار
دستمزد ($M)	BB	۱۱۷۱
مالیات (٪)	PSC	۴۸/۵
دستمزد پایه ($/STB)	IPC	۵/۹۲
نرخ بازده داخلی (٪)	تمامی قراردادها	۲۵

تابع ارزش خالص فعلی(NPV) هم در نرخ تنزیل صفر و هم در نرخ تنزیل ده برای سه حالت قیمت پیش بینی نفت مورد بررسی قرار گرفته است. در هردو نرخ تنزیل قراردادهای نوین نفتی در سه حالت قیمت نفت پایین، مرجع و بالا بیشترین ارزش خالص را برای پیمانکار خواهد داشت. از شکل ۹ برداشت می‌شود، تغییر در نرخ تنزیل، ترجیح انتخاب قرارداد را تغییر می‌دهد. در این شکل در نرخ تنزیل صفر، قرارداد بیع متقابل کمترین جذابیت را برای پیمانکار داشته ولی در نرخ تنزیل ده، قرارداد مشارکت در تولید کمترین جذابیت را برای شرکت پیمانکار در نرخ قیمت نفت مرجع داراست.

در شکل ۱۰، روند تغییرات ارزش خالص فعلی (با نرخ تنزیل صفر) در طی سناریوهای جبهه پارتو نشان داده شده‌اند. قراردادهای بیع مقابل به طور کلی فارغ از نوع سناریو و قیمت نفت عمل می‌کنند و ارزش خالص فعلی ثابتی دارند. روند تغییرات ارزش خالص فعلی در قراردادهای نوین نفتی در قیمت‌های مختلف نفتی مشابه است ولی به طور کلی از سناریوهای با تأکید بر تولید نفت به سمت سناریوهای تأکید برکاهش مهاجرت، روند کاهشی دارد. قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) رفتار غیرخطی از خودشان نشان داده‌اند. در قیمت‌های نفتی پایین برخلاف روند قیمت‌های بالاتر عمل کرده و در سناریوهای به سمت مهاجرت نفت عایدی بیشتری تولید کرده است.



شکل ۹ نمودارهای ارزش خالص فعلی برای سه قرارداد مورد بررسی در مخزن پس از پایان دوره قرارداد -قیمت مرجع نفت.

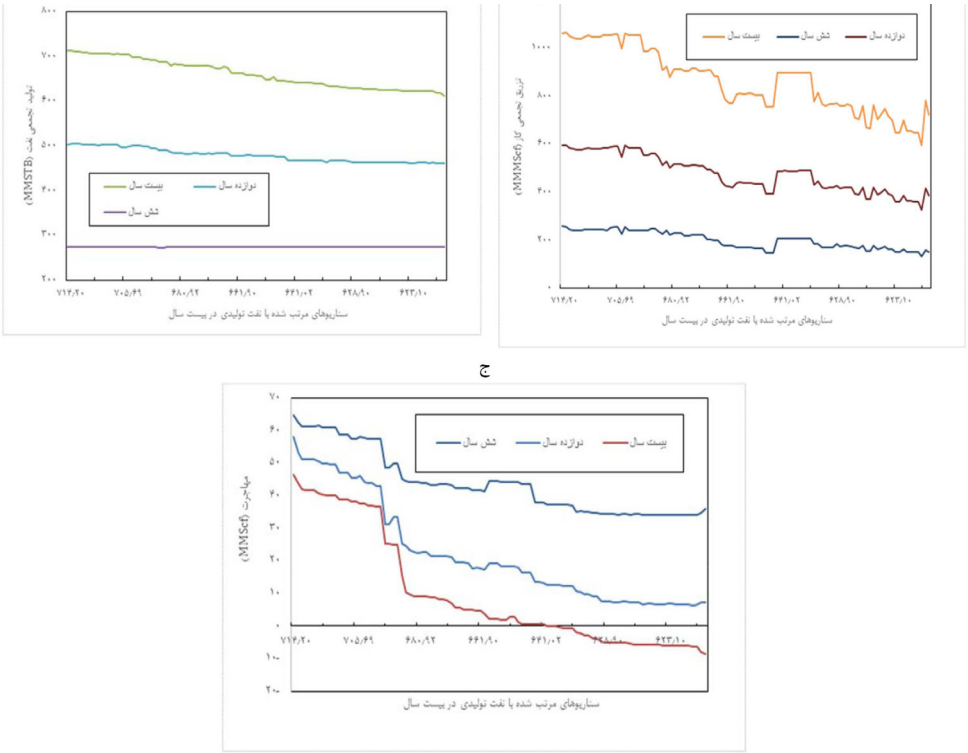


شکل ۱۰ بررسی روند تغییرات ارزش خالص قراردادها در سناریوها و قیمت‌های مختلف.

نمودارهای شکل ۱۱، سهم دولت از عایدی میدان را در پس از بیست سال تولید برای همه‌ی صد سناریو و در سه سطح قیمتی نشان می‌دهند. در سطح قیمتی مرجع و سطح قیمتی بالای نفت، بیع متقابل بیشترین سهم را برای دولت محقق می‌کند و در سطح قیمتی پایین، قرارداد مشارکت در تولید، درصد بیشتری از عایدی را برای دولت خواهد داشت. در مقایسه بین قراردادهای بیع متقابل و نوین نفتی ایران، در سطوح قیمتی مرجع و پایین، قراردادهای نوین نفتی برای شرکت پیمانکار بهتر عمل می‌کنند. ولی برای شرایط قیمتی بالا، قرارداد مشارکت درتولید برای شرکت پیمانکار در اغلب سناریوها عایدی بیشتری در مقایسه با سایر قرارداد خواهد داست. در قیمت بالای نفت و سناریوهای تأکید بر تولید حداکثری، قراردادهای نوین نفتی و مشارکت در تولید مشابه یک دیگر عمل می‌کنند. در قیمت پایین نفت روند نمودارها تحت تأثیر حجم گاز تزریقی است یعنی در سناریویی که گاز بیشتری تزریق شده است، سهم عایدی کم‌تری برای دولت به‌دست آمده و بر خلاف آن در قیمت‌های بالا، تحت أثیر تولید تجمعی نفت، هر چقدر سطح تولید بیشتر باشد، دولت سهم بیشتری در عایدی میدان خواهد داشت.

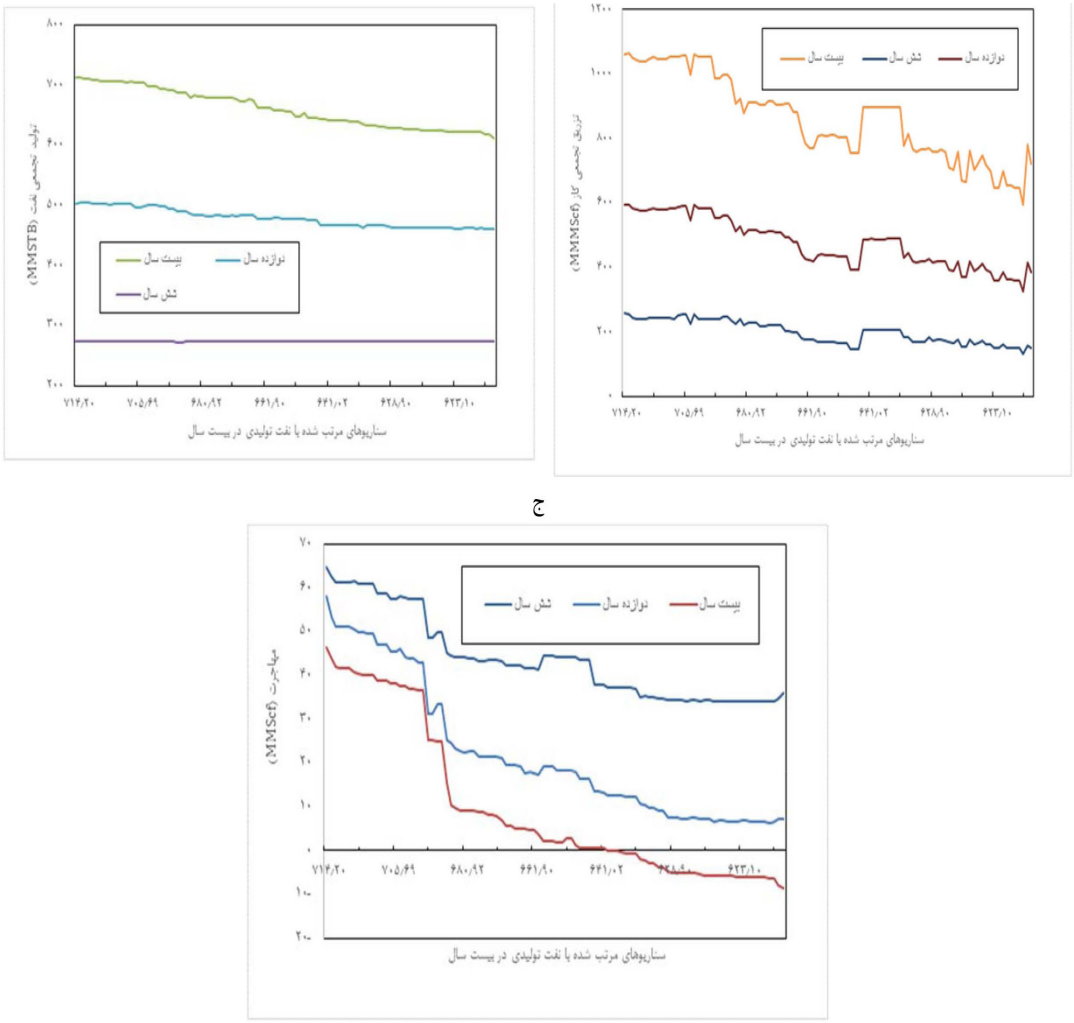
بررسی تطبیقی توابع مالی و فنی

در تطبیق توابع فنی در شکل ۱۲ استنباط می‌شود، در دروه ابتدای تولید (شش سال ابتدایی)، مهاجرت تحت تأثیر تزریق گاز و نرخ تولید تجمعی تغییر می‌کند. در سال‌های بعدی تولید، اثر تزریق گاز کمتر شده و تولید نفت تجمعی، همبستگی خود با تابع مهاجرت را حفظ می‌کند. دلیل این موضوع ایجاد تدریجی جریان دوفازی در ناحیه فوقانی مرز، گاز تزریق شده جریان جداگانه از نفت پیدا می‌کند.عایدی میدان و میزان عایدی دولت در بلند مدت وابستگی دارند. ساختار عایدی کل میدان تحت تأثیر میزان نفت تجمعی تولیدی، میزان گاز تزریقی و قیمت نفت می‌باشد. در قیمت‌های پایین نفتی، ساختار عایدی میدان به ساختار گاز تزریقی تجمعی (شکل ۱۲-ب و شکل ۱۳) و در قیمت نفتی پایه و همچنین قیمت نفتی بالا، ساختار عایدی میدان تحت تأثیر ساختار نفت تولیدی تجمعی خواهد بود. (شکل ۱۲-الف و شکل ۱۳).

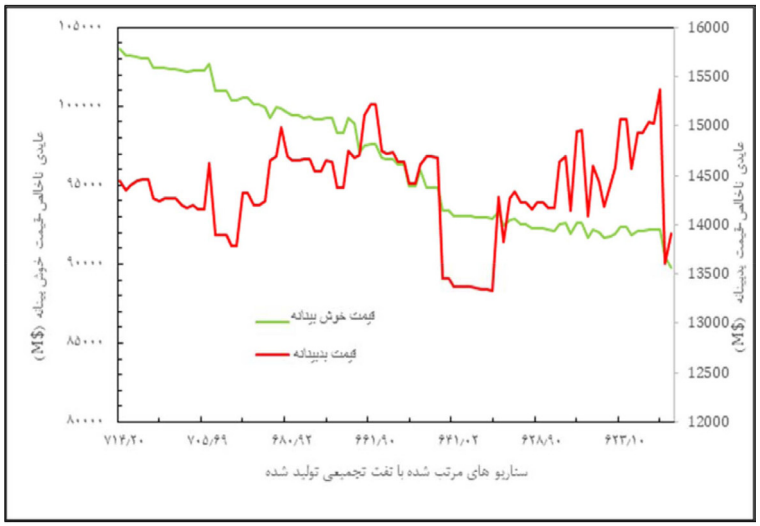


شکل ۱۱ درصد دریافتی دولت از عایدی میدان برای همه سناریوهای جبهه پارتو پس از ۲۰ سال تولید- هر سه قرارداد (الف. قیمت نفت مرجع- ب. قیمت نفت بدبینانه - ج. .قیمت نفت خوش بینانه)

پژوهش نفت شماره ۱۳۷، مهر و آبان ۱۴۰۳، صفحه ۴۰-۱۶



شکل ۱۲ توابع فنی میدان در تمامی سناریوها پس از ۶ سال، ۱۲ سال و ۲۰ سال تولید (الف. تابع تولید تجمعی نفت ب. تابع تزریق تجمعی نفت ج. تابع مهاجرت تجمعی نفت



شکل ۱۳ عایدی میدان پس از بیست سال در قیمت خوشبینانه و بد بینانه نفت

نتیجه‌گیری

۱- در سناریوهای با تأکید بر مهاجرت کمتر، چاه‌های تزریقی در حالت دورتری از مرز قرار گرفته‌اند. چاه‌های تولیدی هم به موازات مرز کشیده شده‌اند. این آرایش تحت تأثیر عامل موج فشار شکل گرفته است. هم چنین در سناریوهای با تولید بیشتر، علاوه بر آرایش چاه‌ها در راستای مرز، چندین چاه تولیدی و چاه تزریقی نزدیک یک دیگر و با فاصله از مرز تجمع کرده‌اند تا افزایش تولید را محقق کنند.

۲- اگر برای حداکثرسازی تولید در میدان توافق شود و کشوری به دنبال تأکید بر کاهش مهاجرت نباشد در این صورت برای هردو کشور تولید بهتری محقق خواهد شد. بعد از سال پنجم افت شدید تولید در دوطرف مرز داریم. علت عمده این افت دوفازی شدن مخزن، بالارفتن نسبت گاز به نفت و همچنین تعدیل تولید چاه‌ها به جهت کنترل نسبت گاز به نفت تولیدی اتفاق می‌افتد. این افت به علت نزدیکی چاه‌ها به تاقدیس، افت تولید زیادی را در کشور همسایه ایجاد می‌کند.

۳- تابع مهاجرت نفت در سال‌های ابتدای (قبل از جریان دوفازی در مخزن) تحت تأثیر تزریق گاز و تولید از کشور همسایه روند افزایشی دارد ولی بعد از تشکیل جریان دوفازی، تأثیر کاهشی تولید نفت در ایران بر روی تابع مهاجرت بیشتر است. نهایتاً در سال‌های انتهایی مورد بررسی در صورت تزریق گاز به خاطر تجمع گاز آزاد در ناحیه مرز تحرک سیال در مرز کم می‌شود.

۴- در بررسی تطبیقی سناریوهای مختلف در قراردادها با پارامترهای مالی فرض شده پس از یکسان‌سازی نرخ بازده داخلی، در قیمت نفت پایین و مرجع قرادادهای نوین نفتی بیشترین جذابیت را برای شرکت‌های پیمانکار خواهد داشت. در قیمت‌های بالای نفت با قراردادهای مشارکت در تولید جذابیت خواهند داشت.

۵- در میدان نفتی مورد بررسی، در قیمت‌های بالا و پایه نفتی، قرارداد بیع متقابل و سناریوهای تأکید بر تولید تجمعی بیشترین عایدی را برای دولت پس از بیست سال تولید دارند. در قیمت‌های پایین نفتی، قراردادهای مشارکت در تولید، در سناریوهای تأکید همزمان بر تولید تجمعی نفت و مهاجرت بیشترین عایدی را برای دولت خواهد داشت.

۶- تغییر در نرخ تنزیل، ترجیح انتخاب قرارداد را تغییر می‌دهد. در این شکل در نرخ تنزیل صفر، قرارداد بیع متقابل کمترین جذابیت را برای پیمانکار داشته ولی در نرخ تنزیل ده، قرارداد مشارکت در تولید کمترین جذابیت را برای شرکت پیمانکار در نرخ قیمت نفت مرجع داراست.

۷- روند تغییرات ارزش خالص فعلی (با نرخ تنزیل صفر) در طی سناریوهای جبهه پارتو نشان داده شده‌اند. قراردادهای بیع مقابل به طور کلی فارغ از نوع سناریو و قیمت نفت عمل می‌کنند و ارزش خالص فعلی ثابتی دارند. روند تغییرات ارزش خالص فعلی در قراردادهای نوین نفتی در قیمت‌های مختلف نفتی مشابه است ولی به طور کلی از سناریوهای با تأکید بر تولید نفت به سمت سناریوهای تأکید برکاهش مهاجرت، روند کاهشی دارد. قراردادهای مشارکت در تولید (PSC) رفتار غیرخطی از خودشان نشان داده‌اند. در قیمت‌های نفتی پایین برخلاف روند قیمت‌های بالاتر عمل کرده و در سناریوهای به سمت مهاجرت نفت عایدی بیشتری تولید کرده است.

۸- ساختار نمودار عایدی میدان، در شش سال پس از تولید متفاوت از ساخت آن در ۱۲ سال و ۲۰ سال پس از تولید است. به این جهت ممکن است برای شرکتی که قرارداد شش ساله امضا می‌کند سناریویی را انتخاب بکند که در کوتاه مدت عایدی بیشتری برای خود داشته اما در بلند مدت عایدی کم‌تری برای دولت محقق کند. به این جهت قراردادهای کوتاه مدت مانند بیع متقابل تحت تأثیر این ریسک هستند.

علائم و نشانه‌ها

NFE: تعداد فراخوانی تابع

GR: عایدی ناخالص از میدان

GR-nyears: عایدی ناخالص پس از n سال تولید

GV. TAKE: برداشت دولت از عایدی میدان

NPV: ارزش خالص فعلی

IRR: نرخ بازگشت داخلی

R-factor: نسبت عایدی شرکت به هزینه کرد آن

IPC: قراردادهای نوین نفتی ایران

PSC: قراردادهای مشارکت در تولید

BB: قراردادهای بیع متقابل

GV%: سهم دولت از عایدی میدان

مراجع

[1]. Schulze-Riegert, R., Krosche, M., Fahimuddin, A., & Ghedan, S. (2007). Multiobjective optimization with application to model validation and uncertainty quantification. In SPE Middle East Oil and Gas Show And Conference (pp. SPE-105313). SPE. doi.org/10.2118/105313-MS.

[2]. Del Ser, J., Osaba, E., Molina, D., Yang, X.S., Salcedo-Sanz, S., Camacho, D., Das, S., Suganthan, P.N., Coello, C.A.C. and Herrera, F., (2019). Bio-inspired computation: Where we stand and what's next. Swarm and Evolutionary Computation, 48, pp.220-250. doi.org/10.1016/j.swevo.2019.04.008.

[3]. Onwunalu, J. E., & Durlofsky, L. J. (2010). Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type. Computational Geosciences, 14, 183-198. https://doi.org/10.1007/s10596-009-9142-1.

[4]. Siavashi, M. , & Yazdani, M. (2018). A comparative study of genetic and particle swarm optimization algorithms and their hybrid method in water flooding optimization. Journal of Energy Resources Technology, 140(10), 102903. doi: 10.1115/1.4040059

[5]. Hojjati, A., Monadi, M., Faridhosseini, A., & Mohammadi, M. (2018). Application and comparison of NSGA-II and MOPSO in multi-objective optimization of water resources systems. Journal of Hydrology and Hydromechanics, 66(3), 323-329. https://doi.org/10.2478/johh-2018-0006.

[6]. Harding, T. J., Radcliffe, N. J., & King, P. R. (1998). Hydrocarbon production scheduling with genetic algorithms. SPE Journal, 3(02), 99-107. https://doi.org/10.2478/johh-2018-0076

[7]. Fichter, D. P. (2000, October). Application of genetic algorithms in portfolio optimization for the oil and gas industry. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-62970). SPE. doi.org/10.2118/62970-MS.

[8]. Emerick, A. A., Silva, E., Messer, B., Almeida, L. F., Szwarcman, D., Pacheco, M. A. C., & Vellasco, M. M. (2009, February). Well placement optimization using a genetic algorithm with nonlinear constraints. In SPE Reservoir Simulation Conference? (pp. SPE-118808). SPE. doi.org/10.2118/118808-MS.

[9]. Hajizadeh, Y. (2007, April). Viscosity prediction of crude oils with genetic algorithms. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pp. SPE-106763). SPE. doi.org/10.2118/106763-MS.

[10]. Han, Y. M., Park, C., & Kang, J. M. (2010, June). Estimation of future production performance based on multi-objective history matching in a waterflooding project. In SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition? (pp. SPE-130500). SPE. doi.org/10.2118/130500-MS.

[11]. Yasari, E., Pishvaie, M. R., Khorasheh, F., Salahshoor, K., & Kharrat, R. (2013). Application of multi-criterion robust optimization in water-flooding of oil reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 109, 1-11. doi.org/10.1016/j.petrol.2013.07.008.

[12]. Christie, M., Eydinov, D., Demyanov, V., Talbot, J., Arnold, D., & Shelkov, V. (2013, February). Use of multi-objective algorithms in history matching of a real field. In SPE Reservoir Simulation Conference? (pp. SPE-163580). SPE. doi.org/10.2118/163580-MS.

[13]. Bagherinezhad, A., Bozorgmehry, R. B., & Pishvaie, M. R. (2017). Multi-criterion based well placement and control in the water-flooding of naturally fractured reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 675-685. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.013.

[14]. Menad, N. A., & Noureddine, Z. (2019). An efficient methodology for multi-objective optimization of water alternating CO2 EOR process. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, 99, 154-165. doi.org/10.1016/j.jtice.2019.03.016.

[15]. Moradi, T., & Rasaei, M. R. (2017). Automated reservoir management using multi-objective simulation optimization and SA model. Journal of Petroleum Science and Engineering, 150, 91-98. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.024.

[16]. Kanaani, M., Sedaee, B., Asadian-Pakfar, M., Gilavand, M., & Almahmoudi, Z. (2023). Development of multi-objective co-optimization framework for underground hydrogen storage and carbon dioxide storage using

machine learning algorithms. Journal of Cleaner Production, 386, 135785. doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135785.

[۱۷]. محاسنی، م. ر. و صدایی، ب.، (۱۴۰۰)، انتخاب سناریو بهینه ازدیاد برداشت تحت عدم قطعیت با مدل احتمالی سطح پاسخ و معیارهای تصمیم‌گیری کمی برای یکی از مخازن ناهمگن عظیم ایران، دوماهنامه پژوهش نفت، ۱۱۷، (۹۵-۷۸): doi: civilica.com/doc/1348148.

[۱۸]. شکری، پ.، فریدزاد، ع. ، تکلیف، ع. و دهقانی، ت. ، برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تأکید بر تولید صیانتی بر اساس الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO)، (۱۳۹۶)، اقتصاد انرژی ایران (اقتصاد محیط زیست و انرژی)، ۶، (۲۲): (۱۰۵-۷۵). doi.org/10.22054/jiee.2017.7996.

[19]. Cameron, P. D. (2006). The rules of engagement: developing cross-border petroleum deposits in the North Sea and the Caribbean. International & Comparative Law Quarterly, 55(3), 559-586. doi: 10.1093/iclq/lei105.

[20]. Weems, P., & Fallon, A. (2012). Strategies for development of cross-border petroleum reservoirs. King & Spalding: Energy Newsletter, Transactional Transactions.

[۲۱]. زینلی حسنوند، م. و هاشمی، ا. ، عوامل مؤثر بر مهاجرت سیال و تولید بهینه از میادین مشترک، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۳۹۲، ۱۰۳.

[۲۲]. امامی میبدی ع.، حسینی، م.، ابراهیمی م.، سوری ع. و حاجی میرزایی م. ع. (۱۳۹۵)، بررسی مسیر بهینه بهره برداری اقتصادی از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای خدماتی بیع متقابل-مطالعه موردی یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران، فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی، ۲۴، ۷۷، (۶۳-۹۴): doi. org/10.22054/jiee.2016.8443.

[۲۳]. منظور، د.، کهن هوش‌نژاد، ر. و امانی، م. (۱۳۹۵)، ارزیابی مالی قراردادهای منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراردادهای مشارکت در تولید، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۵، ۱۸، (۲۱۷-۱۷۹): doi.org/10.22054/jiee.2016.3229.

[۲۴]. شکوهی، م. ر.، سلیمانی، م.، شیخی‌نژاد مقدم ر. و کاتبی آ. (۱۳۹۵)، مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۵، ۲۰، (۱۱۳-۷۹). doi.org/10.22054/jiee.2016.3229.

[۲۵]. صاحب هنر، ح.، لطعلی‌پور، م. ر.، هوشمند م.، فیضی م.، (۱۳۹۶) مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید: آزادگان جنوبی، فصلنامه نظریه‌های کاربردی اقتصاد، ۴، ۱، (۸۷-۱۱۸۰ ،L24. dio.org/61/JEL: ،Q48.

[۲۶]. صاحب هنر، ح.، طاهری‌فرد ع.، مریدی فریمانی ف. و مهدوی ر. (۱۳۹۶). ارزیابی مالی-اقتصادی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، فصلنامه تحقیقات مدل‌سازی اقتصادی، ۲۸، doi.org/10.22054/jiee.2016.1338.

[۲۷]. فرخی ع. و عبانیان م.، (۱۳۹۷)، مطالعه مقایسه‌ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید و بیع متقابل: نمونه موردی: میدان نفتی در بلوک اناران، فصلنامه راهبردی سیاست‌گذاری عمومی، ۸، ۲۷. SID. https://sid.ir/paper/229871/fa.

[۲۸]. کاووسی، ش.، فلاحی، م. ع.، رزمی، م. ج. (۱۳۹۷)، مقایسه تطبیقی توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران مطالعه موردی میادین نفتی سروش و نوروز، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۷، ۱۲، (۲۶-۱): doi.org/10.22054/jiee.2016.2734.

[۲۹]. دیباوند ه.، طاهری‌فرد ع.، فریدزاده ع.، تکلیف ع.، بحرالعلوم م. م. (۱۳۹۷)، مقایسه ابعاد مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعه موردی فازهای ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال هفتم، ۲۶، (۷۷-۵۱۴): doi.org/10.22054/jiee.2018.2119.

[۳۰]. محمودی و.، ابراهیمی ن. و قاسمی ص.، (۱۳۹۸)، مقایسه مسیر بهینه تولید شرکت‌های بین المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چارچوب قراردادهای جدید نفت ایران (IPC) با تأکید بر تولید صیانتی- مطالعه موردی میدان نفتی درود، فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه ریزی انرژی، ۵، ۱۷، (۶۶-۳۳): .doi.org/10.22054/jiee.2018.1754

[۳۱]. ابراهیمی، ن.، منتظر، م. و مسعودی، ف. (۱۳۹۳)، اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، ۳، ۱۲. .doi.org/10.22054/jiee.2018.8117

[۳۲]. آرامی، ا.، رستمزاد، ح. و لاجوردی، ا. (۱۴۰۱)، ارزیابی میادین مشترک و قراردادهای نفتی کشورهای دارای میادین مشترک با ایران، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، ۱۴۰۱، ۲۰۶، civilica.com/doc/1678148.

Petroleum Research
Petroleum Research, 2024(October-November), Vol. 34, No. 137, 5-7
DOI:10.22078/pr.2024.5298.3350

Multi-objective Optimization of Gas Injection in Common Fields with Emphasis on the Fisical Regime of Different Type of Oil Contracts (a Case Study)

Aliakbar Kargar[1], Behnam Sedaee[1]*, and Ali Vatani[2]
1. Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran
2. Institute of Liquefied Natural Gas, School of Chemical Engineering, College of Engineering, University of Tehran, Iran
sedaee@ut.ac.ir
DOI:10.22078/pr.2024.5298.3350

Received: November/07/2023 Accepted: May/13/2024

Introduction

In general, nature-inspired optimization algorithms can be divided into evolutionary and swarm intelligence algorithms. Moreover, genetic algorithms and particle swarm are the most common algorithms [1]. Darloseffki et al. in 2010 showed that the performance of these algorithms in wells placement problems depends on the problem conditions [2-4].Iran oil discovery in the Qajar era , oil extraction was provided as a concession to the colonial countries until the influence of the nationalization movement of the oil industry in 1957, these concessions were abandoned and production sharing contracts were replaced. Since 1974, service contracts have replaced sharing contracts at different field development cases. After the Islamic revolution, the Buyback contracts were designed in three generations. Finally, due to management requirements and the exploration of high-risk small and medium-sized fields, with the aim of making contracts more attractive and more contractual flexibility, New Oil Contracts (IPC) was proposed in 2015. To compare the performance of new contracts with previous contracts, many studies have been conducted. As for what is the most appropriate contract for the country, it depends on the geopolitical position and regional and international conditions, each country is in.

Materials and Methods

Selection of Decision Parameters and Objective Functions in Simulated Model

For EOR projects, locating production and injection wells, completion of wells, the rate of production and injection of wells are considered as variables. Two technical functions are considered for optimizing problem in the common field.[3,4]

1. Maximizing oil production in Iran section
2. Minimizing Iran's oil migration to neighboring country

Fisical Parameters and Economic Functions

The specified values are considered as fixed defaults for fisical parameters. However, the unknown values (fee in the buyback, taxes on participation in production and basic fee in the new oil contract of Iran) are adjusted for the case where all three contracts have same IRR and better comparability. After the optimization cycle and the emergence of Pareto front, the following economic functions are examined in 100 scenarios from Pareto front:

1. Gross field Revenue during the 6-year, 12-year and 20-year forecast.
2. Net present value was contracted at two discount rates of zero and ten.

3. host-country revenue over the 20-year period for all three types of contracts.

Results and Discussion

Initially, because of the superiority of 500 generation responses, three scenarios are selected from the front of those responses. The first scenario emphasizes on maximizing cumulative production, the second scenario emphasizes migration minimization, and the third scenario is the same emphasis on two target functions. The fourth scenario is also a state of the algorithm's random first-generation data. Moreover, Results obtained for technical objective functions in the fields shown in Table 1.

According to Fig. 1, oil migration in optimized scenarios has lower values than the pre-optimization scenario (scenario four). First, positive oil migration happens. After creating a two-phase flow in the reservoir, the process of oil migration changes. With the overcoming of the pressure waves from Iran side to the waves of the neighboring country due to the drop in production of border wells, migration to neighboring country gradually decreases and in some scenarios, migration to Iran occurs. After the fluid is biphasic in the reservoir and the release of gas, part of the released gas in the upper layers of the reservoir begins to move and reduces the overall oil mobility in the boundary plate. The net present value function (NPV) is studied both at the zero discount rate and at the discount rate of ten for three oil price prediction cases. In both, the discount rates of new oil contracts in the three modes of low, reference and high oil prices will have the highest net worth for the contractor. (Fig. 2) In this form, at the zero discount rate, the Buyback has the least attraction for the contractor, but at the discount rate of ten, the product sharing is the least attractive to the contractor at the reference oil price rate.

Table 1. Results obtained for technical objective functions in the field.

Scenario / Function	Scenario 1 (focous on maximum cumulative production)	Scenario 2 (focous on minimal migration)	Scenario 3 (focous on both goals)	Scenario 4 (Initial Random Mode)
ROPT(MMB)	705.39	611.93	647.52	542.80
MIG(MMB)	45.86	-8.25	3.78	117.74

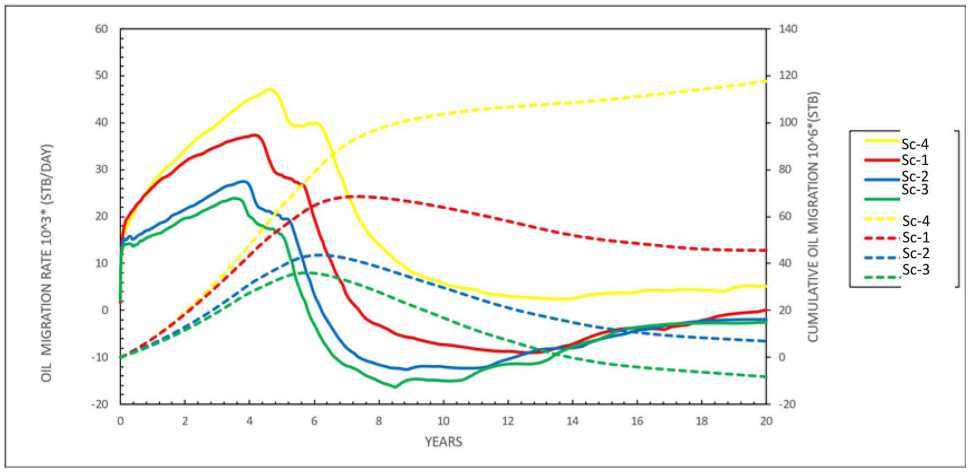


Fig. 1 Rate and the cumulative amount of oil migration over twenty years of production (dashes, cumulative charts and high-charted lines are migration flows).

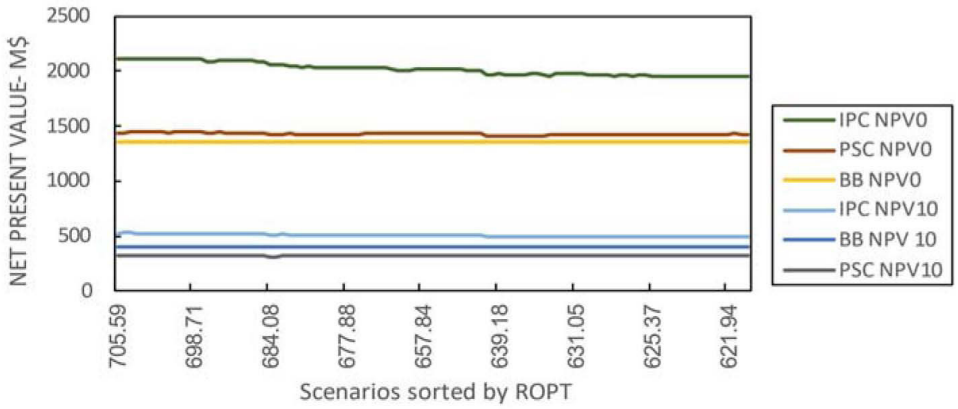


Fig. 2 Net Present Value for the Three Contracts. After the End of the Contract Period.

In Fig. 3, the trend of net present value changes (with zero discount rate) during Pareto Front scenarios is depicted. Buyback contracts generally operate regardless of the scenario and oil price and have a fixed net present value. The trend of changes in net present value in new oil contracts (IPC) is similar at different oil prices, but generally the scenarios with emphasis on oil production towards scenarios emphasizing the reduction of migration, the trend is declining. PSC contracts have shown non-linear behavior. At low oil prices, it has acted against the trend of higher prices and generated more revenue in scenarios towards oil migration.

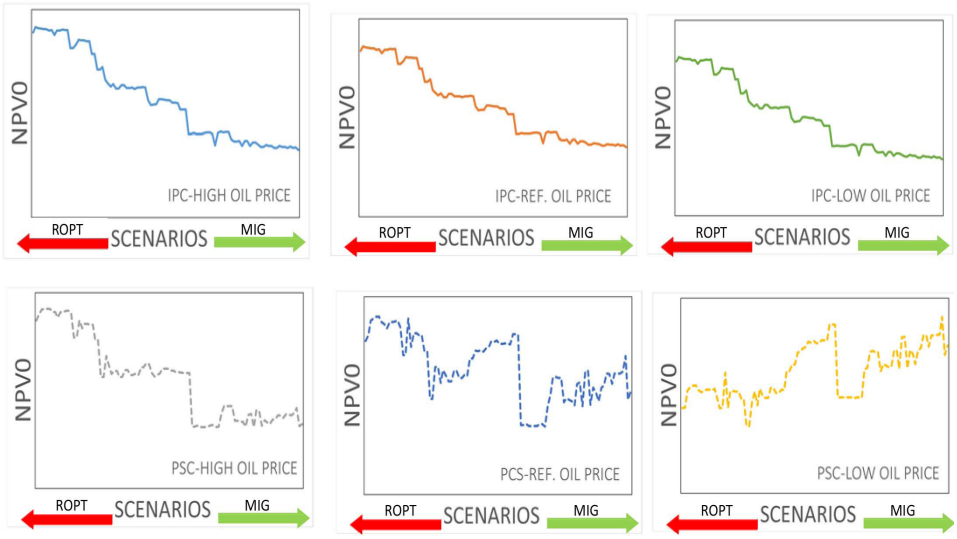


Fig. 3 Trend of changes inNPV of different contracts in different scenarios and prices.

Conclusions

1. The oil migration function is increasing in the early years (before the two-phase flow in the reservoir) under the influence of gas injection and production from neighboring country, but after the formation of the two-phase flow, the decreasing effect of oil production in Iran on the migration function is greater. Finally, in the final years of the study, gas infusion will decrease due to the accumulation of free gas in the region of fluid mobility at the border.
2. In comparative study of different scenarios in contracts with assumed fisical parameters, after unification of IRR, low oil prices and reference of new oil contracts(IPC) will be the most attractive for contractor companies. At high oil prices, they will be attracted by product SHARING agreements.
3. In the oil field, at high prices and oil base, the Buyback agreement and scenarios emphasizing cumulative production have the highest revenue for the government after twenty years of production. At low oil prices, PSC will yield the highest revenue for the government in scenarios of simultaneous emphasis on cumulative oil production and migration.
4. A change in the discount rate changes the preference for contract choice. In this form, at zero discount rate, the Buyback contract has the least attraction for the contractor, but at the discount rate of ten, the contract of PSC is the least attractive to the contractor at the reference rate of oil prices.

References

1. Bagherinezhad, A., Bozorgmehry, R. B., & Pishvaie, M. R. (2017). Multi-criterion based well placement and control in the water-flooding of naturally fractured reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 675-685. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.013.
2. Onwunalu, J. E., & Durlofsky, L. J. (2010). Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type. Computational Geosciences, 14, 183-198. https://doi.org/10.1007/s10596-009-9142-1.
3. Kanaani, M., Sedaee, B., Asadian-Pakfar, M., Gilavand, M., & Almahmoudi, Z. (2023) Development of multi-objective co-optimization framework for underground hydrogen storage and carbon dioxide storage using machine learning algorithms. Journal of Cleaner Production, 386, 135785. doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135785.
4. Mahaseni, M. & Sedaee, B. (2021). Selection of the best EOR method under uncertainty with probabilistic response surface model and quantitative decision criteria for one of Iran'S giant heterogeneous reservoir, Petroleum Research 117. 31. doi: civilica.com/doc/1348148.