بهینه‌سازی چندهدفه تزریق گاز در میادین مشترک با تاکید بر رژیم مالی قرارداد های نفتی(مطالعه موردی)

علی اکبر کارگر، بهنام صدایی* و علی وطنی

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

sedaee@ut.ac.ir

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 متغیر های 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[1] 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.

*مسئول مکاتبات:

آدرس ایمیل: sedaee@ut.ac.ir

[1] NPV

Accepted Paper

واژه های کلیدی:

بهینه سازی چند هدفه ازدیادبرداشت، قراردادهای نفتی، بیع متقابل، مشارکت در تولید، قرارداد نوین نفتی ایران، میادین مشترک، مهاجرت سیال مخزن

۱- 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 تولید کننده 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 نقطه‌ی 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 می کند. برخلاف روند رو به پیشرفت برداشت عربستان از میادین مشترک به خصوص تولید ۱۵۰ هزاربشکه‌ای 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. مثال های 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. .(آتش فروز،۱۴۰۱). 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 کشور های همسایه از مخازن هیدروکربوری، مهاجرت منفی سیال در آن ها شروع شده است. این مهاجرت هم منجر به از دست رفتن سرمایه کشور بوده و تولید آتی چاه ها تولیدی ایران در مرز مشترک را تحت الشعاع قرار می دهد. برای جبران این پدیده توسعه پروژه های ازدیادبرداشت از میادین مشترک با مدنظر قراردادن پدیده مهاجرت، ضرورت پیدا می کند. 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، مکان یابی چاه‌ها، تکمیل چاه‌ها و مهاجرت سیال) در قالب تعریف توابع فنی مناسب پوشش بدهد و ثانیاً مدل مالی قرارداد های متعدد را مدنظر قرار داده و توابع اقتصادی مناسب را پیشنهاد دهد.

۱-۱- بهینه سازی

بهینه سازی را می توان، جست و جو برای یافت بهترین پاسخ(ها) ی ممکن تعریف کرد. این پاسخ‌ها، اکسترمم بیشینه یا کمینه هستند. مسائل بهینه سازی را معمولاً به صورتی تعریف می‌کنند که حالت کمینه سازی داشته باشد.

Accepted Paper

در این حالت زمانی می‌گوییم یک پارامتر ورودی بهتر است که خروجی آن در تابع هدف، مقدار کم‌تری داشته باشد. معادلات کلی بهینه سازی به ای صورت است:

معادله ۱

$$\begin{aligned} &minf(x) \\ &Subject\ to: \\ &g_i(x) \le 0\ i = 1,2.....,m1 \quad g_i(x) = 0\ i = m1,m1+1,.....m \qquad X \in R^n \end{aligned}$$

که $f(x)$ را مقدار هدف می‌نامند. معادله‌ها و نا معادله هایی که با $g_i(x)$ نشان داده شده اند، محدودیت‌های مسئله هستند. در واقع هدف یافتن ورودی بهینه ($Xopt$) در بین مقادیر ممکن ورودی ها (X) متعلق به فضای مسئله R^n می باشد به صورتی که برای مسائل کمینه سازی:

معادله ۲

$$f(Xopt) \le f(X)$$

یکی از چالش های مسائل بهینه سازی برخورد با اکسترمم های محلی است. الگوریتم‌های بهینه سازی باید به گونه‌ای طراحی شوند که این دچار تشخیص اشتباه بهینه‌ترین پاسخ نشوند. به طور کلی روش‌های بهینه سازی در دو روش مبتنی بر محاسبه گرادیان و غیر مبتنی بر محاسبه گرادیان تقسیم می‌شوند. در روش نوع اول گرادیان‌های تابع هدف نسبت به متغیرهای طراحی، مورد بررسی قرار می‌گیرد. ولی در روش دوم مقادیر خود توابع موردمقایسه قرار می‌گیرد. الگوریتم‌های بهینه سازی ژنتیک و ازدحام ذرات ازجمله روش هلی غیر مبتنی بر محاسبه گرادیان هستند. الگوریم های بهینه سازی بر اساس تابع هدف به الگوریتم های یک هدفه یا چندهدفه تقسیم می‌شوند. الگوریتم‌های چند هدفه همان طور که از نام آن‌ها پیداست به جای یک تابع هدف$f(x)$ ، چند تابع هدف $f_i(x)$ را مورد بررسی و مقایسه قرار می‌دهند. الگوریتم‌های بهینه سازی در همه برخی حالات یک پاسخ منحصر به فرد بهینه پیشنهاد نمی‌دهند. به طور مثال زمانی که مسئله چندهدفه باشد، در صورت ناسازگار بودن توابع هدف، دسته‌ای از پاسخ‌ها که بر همدیگر غلبه‌ای ندارند تولید می‌شود. روش‌های بهینه سازی به جهت رویکرد محاسبه تنوع بسیاری دارند. به طور کلی این روش‌ها را می توان‌ها در روش‌های شمارشی، روش‌های محاسباتی، روش‌های ابتکاری و روش‌های فراابتکاری تقسیم بندی کرد. به علت وسعت دامنه محل جست و جوی مسائل نفتی و درگیر نشدن با پاسخ های محلی، الگوریتم های فراابتکاری دراین دست مسائل مورد استفاده قرار می گیرند. الگوریتم‌های ملهم از طبیعت از جنس روش‌های فرابتکاری هستند. در مطالعه پیش رو از روش‌های فرابتکاری استفاده شده است.

معادلات ریاضی بهنیه سازی یک هدفه به صورت زیر نمایش داده می‌شوند (ولفگانگ2007):

معادله ۳

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

Accepted Paper

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 دوجهت از سایر جواب‌ها بهتر هستند یعنی هم f_1 کمتر و هم f_2 کمتری دارند، غلبه دارند. جواب‌هایی که از یک جهت بهتر و از جهت دوم بدتر هستند، جواب‌های نامغلوب نسبت به هم هستند و ما به طور منطقی در فضای مسئله نمی‌توانیم از بین این جواب‌ها انتخاب کنیم البته در فرایند بهینه‌سازی برخی جواب‌ها از لحاظ فاصله‌ی ازدحامی[۲] جواب‌های بهتری هستند و پوشش بیشتری در فضای جواب مسئله دارند و دست تصمیم گیران پروژه را باز می‌گذارند. رابطه‌ی زیر معادله‌ی ریاضی بهینه سازی چندهدفه را نمایش می‌دهد:

$$\begin{aligned} &\text{Minimize} && y = f(x) = (f_1(x), \ldots, f_n(x)) \\ &\text{where} && x = (x_1, \ldots, x_m) \in X \\ & && y = (y_1, \ldots, y_n) \in Y \end{aligned}$$

معادله ۴

۱-۱-۱- الگوریتم‌های برگرفته از طبیعت و مهندسی نفت

به طور کلی الگوریتم‌های بهینه سازی الهام گرفته از طبیعت را طبق شکل ۱، می توان الگوریتم‌های تکاملی و ازدحامی هوشمند تقسیم کرد. الگوریتم ژنتیک[۳] و ازدحام ذرات[۴] متداول ترین الگوریتم‌ها از هر نوع هستند. الگوریتم ژنتیک از تلاش‌های جان هالند 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.

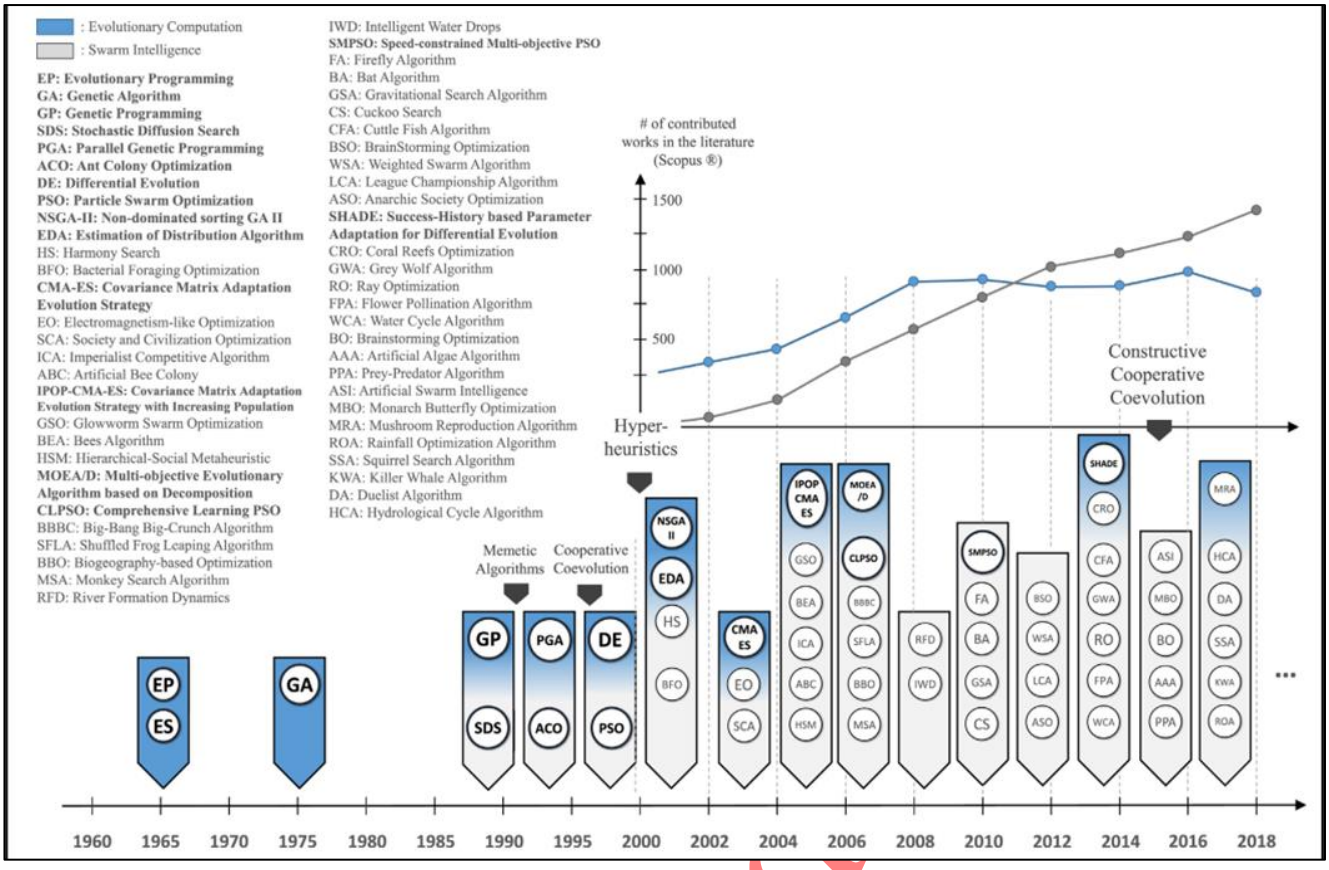
Accepted Paper

---

۲ Cowding distance

۳ GA

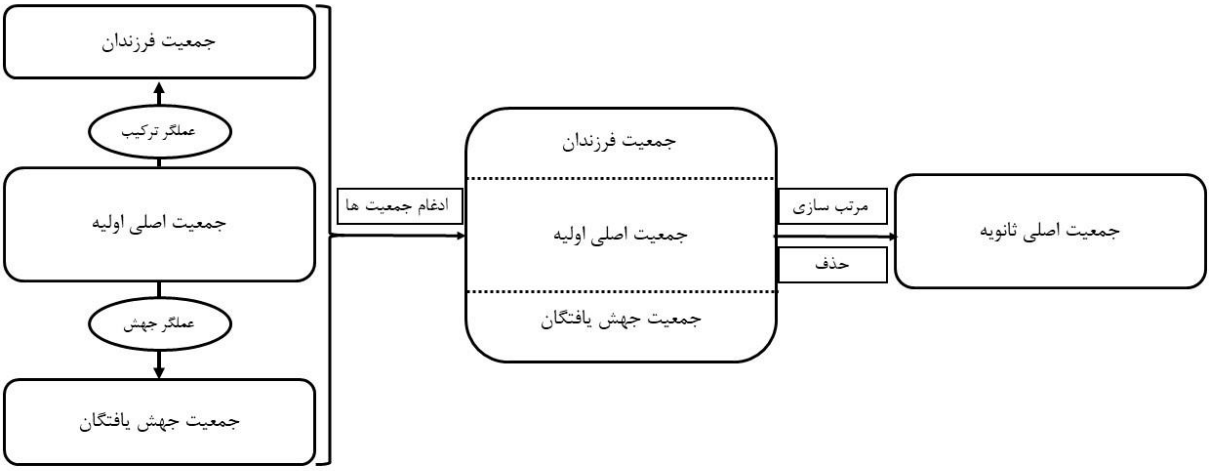
۴ PSO



شکل ۱- تاریخچه الگوریتم های ریاضی برگرفته از طبیعت (دل سر و وهمکاران ۲۰۱۹)

الگوریتم های برگرفته از طبیعت به طور کلی به دو دسته تکاملی و هوش اجتماعی تقسیم می شوند. متداول ترین روش تکاملی، الگوریتم ژنتیک و متدوال ترین روش هوش اجتماعی، روش ازدحام ذرات است. دارلوسفکی و همکاران (۲۰۱۰) نشان داهند عملکرد این الگوریتم ها در مسائل مربوط به جایابی چاه ها بستگی به شرایط مسئله فرق می کند 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(سیاوشی و همکاران ۲۰۱۸) . در مطالعه پیش رو ما به این دلیل که ما به دنبال جبهه پارتو به جای یک پاسخ هستیم، از الگوریتمی با پایه الگوریتم ژنتیک استفاده خواهیم کرد. چرا که به گفته حجتی و همکاران ۲۰۱۸ الگوریتم ژنتیک چندهدفه کارایی بهتری در پیدا کردن جبهه پارتو دارد. الگوریتم ژنتیک از تکامل طبیعی الهام گرفته شده و و ساز کار کلی الگوریتم آن به صورت زیرمی باشد:

Accepted



شکل ۲- فلوچارت الگوریتم ژنتیک

روش‌های بهینه سازی تکاملی و ازدحامی هوشمند برای اولین بار از سال ۱۹۹۸ با پژوهش‌های هاردینگ[۵] و همکارانش وارد مسائل مهندسی نفت شد. در سال‌های بعد فیچر[۶] (۲۰۰۰) یک روش الگوریتم ژنتیک[۷] را برای بهینه سازی پورتفوی یک میدان نفت و گازی به کار بردند. اندرسون (۲۰۰۹) با استفاده از الگوریتم‌های ژنتیک و شبکه‌ی عصبی برای بهینه سازی تولید، یک مدل ارائه داد. مدلی که برای بهینه سازی فرایندهای صنعت نفت مناسب بود. امریک و همکاران (۲۰۰۹) یک روش الگوریتم ژنتیک برای بهینه سازی همزمان تعداد، مکان و جهت چاه‌های تولیدی و تزریقی ارائه داده‌اند. با معرفی این روش، آن‌ها توانستند یک نرم افزار را توسعه داده بر روی سه مدل میدان کامل نفتی اجرا کنند. نهایتاً آن‌ها توانستند ارزش خالص فعلی و تولید تجمیعی نفت را افزایش بدهند.همچنین حاجی زاده در سال ۲۰۰۷ یک مدل تخمین ویسکوزیته برپایه الگوریتم ژنتیک را به کار بردند. روش‌های بهینه سازی چندهدفه[۸] برای اولین بار توسط ولفگانگ[۹] برای یک مسئله تطبیق ر در سال ۲۰۰۷ مسائل مهندسی نفت شدند و آن را به عنوان رویکردی قابل استفاده برای مسائل چندهدفه نفتی با توابع هدف متعارض معرفی کرد. سال‌های بعد هان[۱۰] و همکاران (۲۰۱۰) یک روش بهینه سازی چندهدفه تکاملی را برای تطبیق پیشینه‌ی تولید[۱۱]عملیات سیلاب زنی به کار بردند در مقایسه با روش متداول تطبیق نشان دادند که روش بهینه سازی 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. در سال ۲۰۱۳، یساری از روش NSGA-II برای طراحی عملیات ازدیاد برداشت سیلاب زنی استفاده کرد. نشان داد در مقایسه با روش‌های عددی که گرادیان توابع را مورد مطالعه قرار می‌دهند، بدون نیاز به داشتن اطلاعات پیشینی در مورد مدل مخزن می توان دسته‌ای از پاسخ‌ها را یافت. در آن پژوهش ذکر شده اکثر

---

[۵] Harding
[۶] Fitcher
[۷] GA
[۸] MOO
[۹] Wolfgang
[۱۰] Han
[۱۱] History matching

Accepted P

استراتژی‌های بهینه سازی مدل-پایه بوده و درصورتی می‌توانند پیش‌بینی درستی ارائه بدهند که مدل های 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. آن ها با تعریف توابع هدف ویژه ای وابستگی نتایج بهنه سازی به زمان را حذف کردند. کریستی و همکاران[۱۲] (۲۰۱۳)، کارکرد مدل‌های یک هدفه و چندهدفه روش‌های ازدحام ذرات[۱۳] را برای بهینه سازی تطبیق پیشینه تولید با هم مقایسه کرده است. سرعت بالای تطابق و پیشنهاد تنوعی از مدل‌ها، کارآمدی بهتر الگوریتم چندهدفه نسبت به تک هدفه بود. همچنین باقری نژاد و همکاران (۲۰۱۷) یک روش بهینه سازی چندهدفه را در مکان یابی و کنترل چاه‌ها در سیلاب زنی 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 حل های هم ارز (جبهه پارتو) و نهایتا به دلیل پرکاربرد بودن آن برای حل مسئله پژوهشان مورد استفاده قرار گرفته است. در سال ۲۰۱۹، مناد و همکاران[۱۴] یک روش جامع با ایجاد مدل پروکسی با ساختار شبکه عصبی[۱۵] که نهایتاً با روش بهینه سازی چندهدفه NSGA-II ترکیب شده را ارائه کرده است. طبق فرایندی که در مطالعه آن ها اشاره شده است، برای اینکه یک تصمیم بهینه مدیریتی برای تعیین نرخ تولید و تزریق چاه‌ها اتخاذ بشود، نیازمند به دانستن پارامترهایی است که در طول زمان تغییر می‌کنند. به همین دلیل ما مجهولات بسیار زیادی داریم که باید توسط شبیه ساز[۱۶] مخزن پیش بینی بشوند. 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[۱۷] برای محدود کردن محاسبات و ذخیره زمان به جهت گرفتن خروجی استفاده می‌شود. این پروکسی به صورت دینامیک کار می‌کند و پایدار[۱۸] خواهد بود. از سوی دیگر برای ترکیب مدل پروکسی ایجاد شده با یک روش بهینه سازی چندهدفه (NSGA-II) توابع هدف فنی و اقتصادی استاندارد شده تعریف شده و نهایتاً مدل پروکسی روش بهینه سازی ترکیب می‌شود و یک دسته پاسخ برای تصمیم گیری پیشنهاد می‌شود. سال ۲۰۱۷ مرادی و همکاران به ترتیب سه تابع هدف، افت فشار، کنترل نرخ تزریق و حداکثر نرخ تولید تعریف و نرما شده‌اند. استاندارد سازی که در مقاله گفته شده به‌این معنا بوده که خروجی توابع هدف بین صفر و یک باشد. پس از معرفی توابع هدف، رویکرد مدیریت مخزن SA[19] زا به عنوان رویکرد واقعی بهینه سازی تولید و تزریق میدان نفتی پیشنهاد داده‌اند. طبق این رویکرد با توجه به شرایط مخزن در توابع هدف در سه سطح ترجیحی، مطلوب و نامطلوب قرار می‌گیرند. سال ۲۰۲۱ وانگ[۲۰] و همکاران روش جدیدی برای بهینه‌سازی چند هدفه مسائل کنترل چاه را معرفی کردند که با نام MOO-PM شناخته می‌شود و از مدل پروکسی رگرسیون بردار پشتیبانی (SVR) همراه با الگوریتم ژنتیکی تفکیک نشده-II (NSGA-II) استفاده کرده‌است. این روش ارزش فعلی خالص (NPV) و تولید نفت تجمعی (COP) را با تنظیم فشار پایین‌ترین سوراخ و نرخ تزریق آب بهینه‌سازی کرد. مدل پروکسی SVR به طور قابل توجهی کارایی

---

[۱۲] Christie

[۱۳] PSO

[۱۴] Menad

[۱۵] ANN

[۱۶] Reservoir simulator

[۱۷] Proxy Model

[۱۸] Robust

[19] Situation awareness

[۲۰] Wang

Accepted Paper

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. سال ۲۰۲۳ کنعانی و همکاران به بررسی بهینه‌سازی پارامترهای عملیاتی برای ذخیره‌سازی زیرزمینی هیدروژن و دی‌اکسید کربن با استفاده از روش‌های یادگیری ماشین و الگوریتم NSGA-II پرداختند. تمرکز آن بر حداکثر کردن ارزش خالص فعلی، بازیابی هیدروژن و کارایی CCS است. نتایج نشان می‌دهند 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 می‌دهند که ارتباط قوی‌تری بین ارزش خالص فعلی و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن در مقایسه با بازیابی هیدروژن وجود دارد.

۱-۱-۲- توابع هدف فنی

در فرایند بهینه سازی، یک سری توابع هدف فنی بهینه می‌شوند، به همین دلیل لازم هست در ابتدا توابع متاسب با مسئله تعریف شده و برای استفاده در بهینه سازی استاندارد بشوند. برای متغیرهای ورودی مختلف این توابع مورد بررسی قرار می‌گیرند. بسته به موضوع پژوهش، توابع هدف می توانند 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. همه‌ی 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.

۱-۱-۳- توابع اقتصادی

در مسائل واقعی بهینه سازی 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[۲۱] پیمانکار می‌توانند به عنوان توابع 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.

مهم ترین تابع اقتصادی در مسائل بهینه سازی مهندسی نفت، تابع ارزش خالص فعالی است. معمولاً پژوهش‌های بهینه سازی تک هدفه، این تابع اقتصادی را مورد بررسی قرار داده اند.

شکری و همکاران (۱۳۹۶) تأکید بر روی توابع اقتصادی بوده و تابع هدف ارزش خالص فعلی به صورت زیر تعریف شده است، در این رابطه، npv نشانگر ارزش خالص فعلی است. Q_t تولید سالانه نفت، PRt *حجم نفت درجای اثبات شده*، gt *میزان تجمعی گاز تزریق شده و* Pt *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 بدست می‌آید. در این نطالعه، با استفاده از روش بهینه سازی ازدحام ذرات مسیر بهینه تولید پیشنهاد شده است.

---

[۲۱] IRR

Accepted Paper

$$\pi = Max_{Q_t} \sum_{t=0}^{T} \beta^t \left[P_t Q_t - C(Q_t, g_t, PR_t) \right]$$ معادله ۵

$$C_t = A Q_t^{\alpha} PR_t^{\gamma} g_t^{\theta}$$ معادله ۶

۱-۲- پدیده مهاجرت

پیرامون مهاجرت در میادین مشترک، در دو بعد حقوقی، فنی پژوهش‌هایی صورت گرفته است. در حوزه حقوقی، کامرون [۲۲] و همکاران در سال ۲۰۰۸ توافق دریای شمالی- کارائیب را در توسعه هماهنگ میادین نفتی مورد بررسی حقوقی قرار داده است. در سال ۲۰۱۲، آقای ویمز به طور کلی استراتژی‌های 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 کرده است. حسنوند و همکاران در سال ۱۳۹۲، با یادآوری معادله‌های پایه مهندسی نفت، معادله دارسی و معادله نفوذ خاطرنشان 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، طبقه بندی کرده‌اند. زمان بهره برداری 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 پدیده‌ی 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 می تواند تولید نفت از چاه ها 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 بهره وری را جبران می کند. در پژوهش آن ها مخزن گازی رفتار متفاوت‌تری نسبت به مخزن نفتی نشان داده است. فشار موج در مخزن گازی سریع تر حرکت می کند. مهاجرت در مخزن گازی غالبا برگشت پذیر نیست.

۱-۳- 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 امتیازها کنار گذاشته شد و قراردادهای مشارکت در تولید جایگزین شدند. از سال ۱۳۵۳، قراردادهای خدمت جایگزین قراردادهای مشارکت در

---

[۲۲] Cameron

Accepted Paper

تولید شده‌اند. پس از انقلاب قرارداد های بیع متقابل در سه نسل طراحی شدند. نهایتاً به دلیل اقتضائات مدیریتی و اکتشاف میدان‌ها پرریسک کوچک و متوسط، با هدف جذاب‌تر کردن قرارداد ها و انعطاف بیشتر قراردادی، قراردادهای نوین نفتی (IPC) در سال ۱۳۹۴ پیشنهاد شد. برای مقایسه عملکرد قرارداد های جدید معرفی شده با قرارداد های قبلی، مطالعات زیادی انجام شده است. در جدول ۱ برخی از این مطالعات لیست شده است. در رابطه با این موضوع که چه قراردادی برای کشور مناسب‌تر است، به این بستگی دارد که هر کشور در چه موقعیت ژئوپلتیک و شرایط منطقه‌ای و بین المللی قرار دارد. اساساً نمی توان گفت قراردادی خوب یا بد است. بلکه شرایطی که در مفاد قرارداد موردانتظار طرفین است آن را تبدیل به قرارداد بهینه می‌کند. البته ظرفیت، عملکرد و موقعیت سیاسی شرکت‌های طرف قرارداد ایران باید ارزیابی همه جانبه شود. (آرامی و همکاران ، ۱۴۰۱)

جدول ۱- لیست پژوهش های پیرامون قراردادهای نفتی ایران

نویسنده	عنوان	سال
امامی میبدی و همکاران	بررسی مسیر بهینه بهره برداری از مخازن نفتی با استفاده از قراردادهای بیع متقابل:یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران	۱۳۹۵
منظور و همکاران	ارزیابی مالی قرارداد های منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قراداد های مشارکت در تولید	۱۳۹۵
شکوهی و همکاران	مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قراردادهای بیع متقابل و قراردادهای نوین نفتی ایران	۱۳۹۵
صاحب هنر و همکاران	مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید: آزادگان جنوبی	۱۳۹۵
صاحب هنر و همکاران	ارزیابی مالی اقتصادی قراداد های جدید ایران: دارخوین	۱۳۹۶
فرخی و عبانیان	مطالعه مقایسه ای جذابیت اقتصادی و مالی قراردادهای جدید و بیع متقابل: اناران	۱۳۹۶
کاوسی و همکاران	مقایسه تطبیقی توزیع منافع بین طرفین قراردادهای نفتی بیع متقابل، مشارکت در تولید و قراردادهای جدید نفتی ایران:سروش و نوروز	۱۳۹۷
دیباوند و همکاران	مقایسه ابعاد مالی قرارداد های جدید نفتی ایران و بیع متقابل: پارس جنوبی	۱۳۹۷
محمودی و همکاران	مقایسه مسیر بهینه تولید شرکتهای بین المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چارچوب قراردادهای جدیدی نفتی ایران با تأکید بر تولید صیانتی	۱۳۹۸
امامی میبدی و همکاران	بررسی مقایسه‌ای نظام مالی قراردادهای خدماتی در صنعت نفت ایران و عراق	۱۴۰۰
آرامی و همکاران	ارزیابی میادین مشترک و قرارداد های نفتی کشور های دارای میادین مشترک با ایران	۱۴۰۱

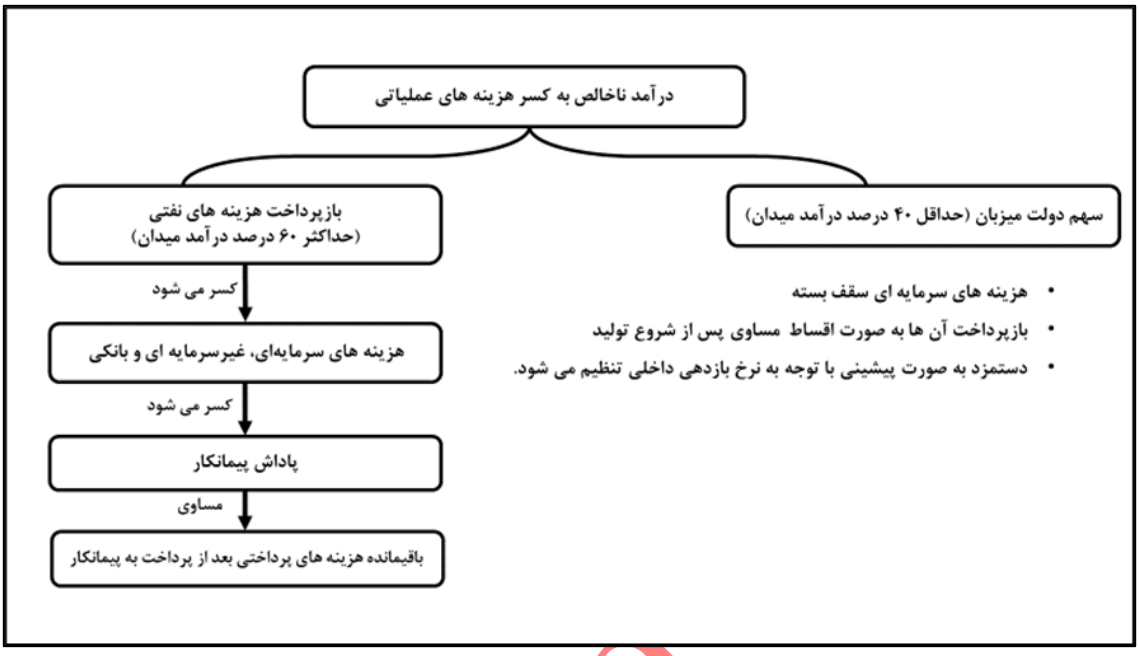
در ادامه به کلیات این سه قرارداد اشاره می شود:

۱-۳-۱- قراداد های بیع متقابل

قرارداد بیع متقابل نوعی از قراردادهای ریسک پذیر محسوب می‌شود. این قرارداد طی بیش از بیست سال اخیر قرارداد حاکم بر حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور بوده و تاکنون در قالب سه نسل طراحی و مورد استفاده قرار گرفته است. در این قرارداد از ظرفیت شرکت‌های نفتی خارجی به عنوان پیمانکار در سه مرحله اکتشاف، ارزیابی و توسعه استفاده و پس از اتمام عملیات توسعه و تحقق اهداف مندرج در طرح جامع توسعه میدان جهت انجام عملیات

Accepted Paper

تولید و بهره برداری به شرکت ملی نفت ایران واگذار می‌شود. در مقابل شرکت ملی نفت نیز متعهد شده که از محل حداکثر ۶۰ درصد عواید فیزیکی و یا نقدی تولیدات همان میدان اقدام به بازیافت هزینه‌ها و حق‌الزحمه قراردادی خویش نماید (ابراهیمی و همکاران، ۱۳۹۳)



شکل ۳- ساختار مالی قرارداد های بیع متقابل (چنگ یان و همکاران ۲۰۱۷)

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 پیش بینی شده در طرح جامع توسعه میدان که از تاریخ مؤثر شدن قرارداد تا پایان مرحله توسعه توسط پیمانکار پرداخت می‌شود، از جمله هزینه های طراحی و مهندسی، خرید مواد و تجهیزات، بیمه پروژه، هزینه های مدیریت پروژه و غیره و هزینه‌های غیرسرمایه ای 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 هزینه های غیرسرمایه ای این است که بر مبنای درصدی از هزینه های سرمایه ای (به طورمتوسط بین ۱۱تا ۲۱درصد) منظور میگردد. مجموع هزینه‌های سرمایه ای و غیرسرمایه ای برآورد شده و توزیع آن در دوره ساخت (سرمایه گذاری) به عنوان هزینه‌های سرمایه گذاری 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 هزینه ها در اقساط مساوی به پیمانکار بازپرداخت می‌گردد (امامی و همکاران ۱۳۹۵). اگر در یکی از بازپرداخت‌ها، مقدار بازپرداخت بیشتر از سقف تعین شده باشد (۶۰ درصد عایدی میدان) مازاد از سقف به برای بازپرداخت به ماه بعد موکول می‌شود.

هزینه های مالی (بانکی) در هر دوره به صورت ماهانه در نظر گرفته می‌شود. براساس بهره بانکی مربوط هزینه های 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.

Accepted

پرداخت حق الزحمه پیمانکار بر اساس توافق ظرفیت در دوره بازپرداخت در اقساط ماهانه باز پرداخت می‌شود. مقدار کل حق الزحمه پرداختی معمولاً بین ۵۰ تا ۶۰ درصد مقدار سرمایه گذاری خواهد بود. میزان این اقساط بر اساس نرخ بازدهی داخلی طبق رابطه زیرتنظیم می‌شود. (At میزان سرمایه گذاری توافق شده، Bt میزان بازپرداخت در هر قسط، Ct بازپرداخت‌های مربوط به هزینه‌های بانکی، Dt هزینه های مربوط به بازپرداخت سرمایه گذاری)

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

معادله ۷

$$NPV_{contractor} = \sum_{t=0}^{T} \frac{-A_t}{(1+RoR_{contractor})^t} + \sum_{t=t+1}^{T} \frac{(B_t+C_t+D_t}{(1+RoR_{contractor})^t} = 0$$

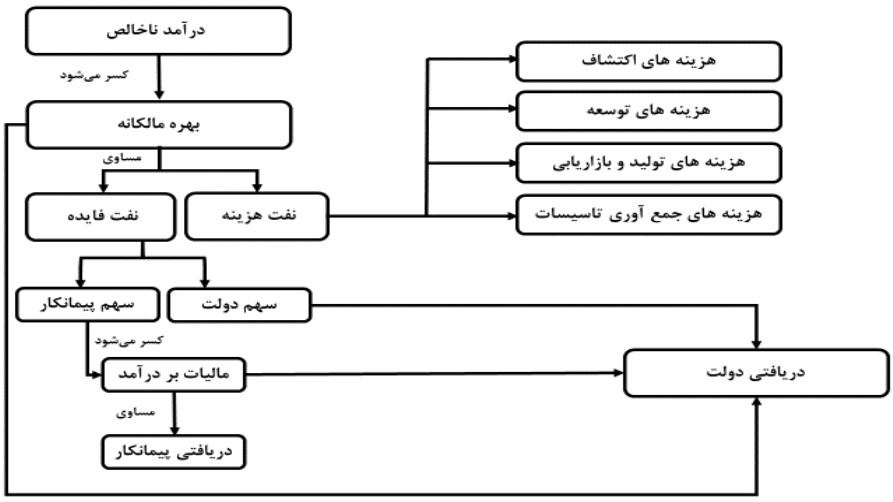
به دلیل اینکه بازپرداخت هزینه‌های سرمایه گذاری در اقساط ثابت و هزینه‌های بانکی بر پایه نرخ بهره مشخص پرداخت می‌شوند، تنها مورد منعطف که بتواند نرخ بازدهی داخلی را تأمین کند، مقدار حق الزحمه است. معادله ۱۱، نحوه محاسبه ارزش خالص فعلی بر حسب جریان مالی (CFt) و نرخ تنزیل (i) را نمایش می دهد. طبق این معادله در صورتی که نرخ تنزیل با نرخ بازگشت داخلی جایگزین بشود، مقدار ارزش خالص فعلی برابر با صفر خواهد بود.

۱-۳-۲- 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 زمینه ساز جواز استفاده از قراردادهای مشارکتی برای توسعه حوزه بالادستی صنعت نفت و گاز کشور باشد (منظور و همکاران، ۱۳۹۴). نظام مالی این نوع قراردادها تا حدی متأثر از ساختار مالی قرارداد امتیازی است، با این تفاوت که از مکانیزم‌هایی 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 ثروت های بادآورده سهم پیمانکار از عایدی نفت با استفاده از فاکتور R [۲۳]تعدیل می‌شود.

$$R-factor = \frac{\text{تجمعی دریافتی پیمانکار از تاریخ موثر قرارداد تا انتهای هر فصل مالی}}{\text{تجمعی هزینه نفتی پرداخت شده توسط پیمانکار از تاریخ موثر قراداد تا انتهای هر فصل مالی}}$$

Accepted Paper



شکل ۴- ساختار مالی قرارداد های مشارکت در تولید (کاووسی و همکاران ، ۱۳۹۷)

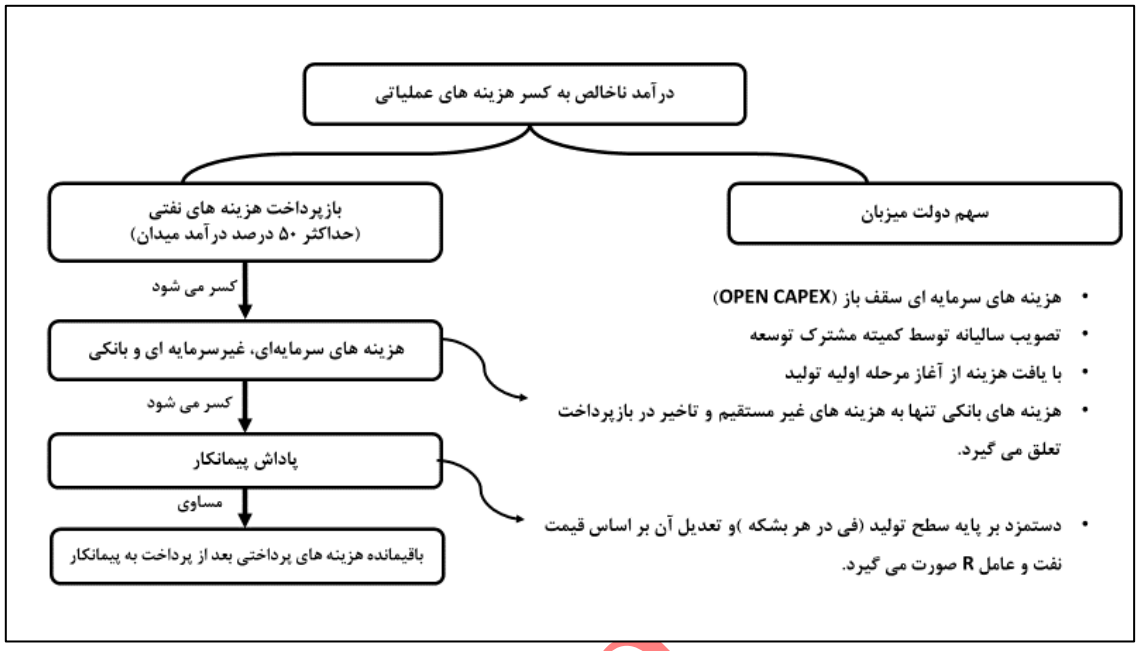
طبق شکل ۵، قبل از هرگونه توزیع منفعت خالص، بخشی از تولیدات میدان صرف تسویه هزینه های عملیاتی پیمانکار و مطالبات قانونی دولت میزبان می شود. از عایدات ناخالص میدان، نخست شرکت نفتی به دولت میزبان بهره مالکانه پرداخت می کند. پس از پرداخت مالکانه از مابقی تولیدات آن دوره، درصد مشخصی به منظور بازیافت هزینه ها به پیمانکار تخصیص داده می شود باقی مانده تولیدات یا نفت فایده طبق نسبت از پیش تعیین شده بین طرفین تقسیم می شود. نهایتا درصدی از عایدی سود پیمانکار به عنوان مالیات بر درآمد کسر می گردد. منظور و همکاران (۱۳۹۵) اعلام کرده اند نرخ بهره مالکانه بدون توجه به اینکه عملیات سودآور بوده یا خیر، به میزان ۸ الی ۱۵ درصد از عواید ناخالص میدان کسر می گردد. میزان سقف بازیافت هزینه ها بین ۳۰ تا ۶۰ درصد بیان شده و مهم ترین فرق قرارداد مشارکت در تولید و قرارداد های امتیازی محسوب می شود. سهم پیمانکار از نفت سود، ۱۰ تا ۵۵ درصد هم می تواند ثابت باشد و هم متغیر. مالیات بردرآمد تا سقف ۵۶ درصد هم می تواند افزایش پیدا بکند. چون ماهیت این قرارداد به با قرارداد های 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 قرارداد های خدماتی آمده، مورد استفاده قرار می گیرد.

۱-۳-۳- قراردادهای نوین نفتی

قراردادهای جدید نفتی ایران در پاسخ به نارسایی‌ها و خلاهای موجود در نسل‌های مختلف قراردادهای بیع متقابل و غیر جذاب بودن آن‌هااز 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 (بهادری، ۱۳۹۵). 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 بهره برداری تقسیم بندی می‌شود(حسینی، ۱۳۹۳). 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 بهره برداری به صورت جاری تسویه می‌گردند. هزینه‌های بانکی برحسب

Accepted Paper

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 بهره برداری نیز حضور داشته و دستمزد مشخصی را به ازای نفت تولیدی دریافت می کند.



شکل ۵- ساختار مالی قرارداد های نوین نفتی ایران، کاووسی ۱۳۹۷

۲- معرفی مخزن مورد مطالعه

برای شبیه سازی 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 گرفته است و اعتبار مدل مورد تایید است.

جدول ۲ - مشخصات مخزن مورد مطالعه

خواص مدل	مقدار در سیستم واحد Field
تعداد بلوک‌ها	49×129×11
میانگین تخلخل مخزن- φ(٪)	10.77 (3.98 با انحراف معیار)
میانگین تراوایی افقی مخزن-$K_{x,y}$(md)	15.28 (28.68 با انحراف معیار)
میانگین تراوایی عمودی مخزن- K_z(md)	12.53 (23.52 با انحراف معیار)
میانگین اشباع آب مخزن -S_w(%)	29.84 (30.1 با انحراف معیار)
بالاترین عمق مخزن- D(ft)	13163
فشار اولیه مخزن- P(psi)	8750

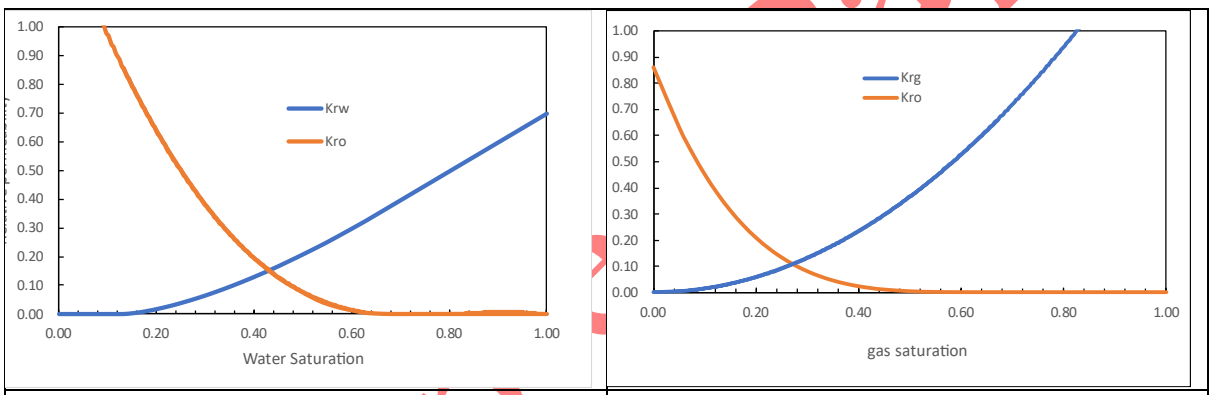
جدول بعدی خواص دیگر سنگ و سیال مخزن به کار برده شده در مدل میدان شبیه سازی شده نمایش می دهد:

Accepted

جدول ۳- خواص سنگ و سیال مدل میدان (در فشار مبتای 8750 psi)

تراکم پذیری سنگ (psi^-1)	3.54×10^{-6}
تراکم پذیزی آب (psi^-1)	3.22×10^{-6}
ویسکوزیته آب (cP)	0.2213
دانسیته آب (lb/ft^3)	66.03
دانسیته نفت (lb/ft^3)	41.53
دانسیته گاز (lb/ft^3)	18.81
نفت API	33.61

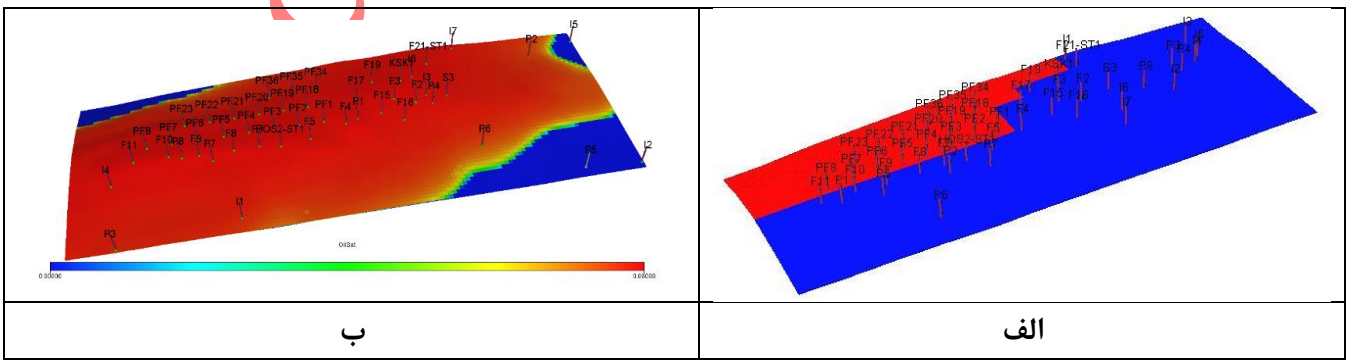
نمودار تراوایی نسبی نفت و گاز و نفت و آب برای مخزن به این صورت گزارش شده است که نشان دهنده یک مخزن نفت دوست است:



ب | الف

شکل ۶- نمودار تراوایی نسبی نفت و گاز مخزن (الف)- نمودار تراوایی نسبی نفت و آب مخزن (ب)

شکل ۷ مرز میان ایران و کشور همسایه و همچنین اشباع نفت را قبل از شروع برداشت نمایش می دهد. نمایش داده شده است.



ب | الف

شکل ۷- نمای کلی مخزن: مرز بین ایران و کشور همسایه (الف)- اشباع اولیه نفت مخزن (ب)

۳- روش تحقیق

بعد از بررسی ادبیات موضوع و نتایج پژوهش های گذشته، در این بخش ابتدا توابع فنی هدف و پارامتر های مورد بررسی مشخص شده، در فرایند کوپل[۲۴] مدل شبیه سازی شده و برنامه بهینه سازی، جبهه پارتو به دست می آید. بررسی های فنی در چهار سناریو، یک سناریو از داده های اولیه و سه سناریو از نسل نهایی الگوریتم مورد مقایسه قرار می گیرند. تاکید بر تولید حداکثری نفت، تاکید بر مهاجرت حداقلی و تاکید بر هردو مورد، به ترتیب سناریوهای مورد بررسی از نسل نهایی خواهند بود. در گام بعدی تمامی اعضای جبهه ی پارتو نسل نهایی الگوریتم در چارچوب سه مدل قراردادی ذکر شده مورد بررسی های مالی قرار می گیرند و با هم مقایسه می شوند. در این مقایسه پارامتر های عایدی میدان، ارزش خالص فعلی پیمانکار و عایدی دولت مورد بررسی قرار می گیرد.

۳-۱- انتخاب پارامترهای تصمیم و توابع هدف در مدل شبیه سازی شده

برای پروژه‌های ازدیاد برداشت مکان یابی 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. بیشینه سازی تولید نفت در ناحیه ایران پس از ۲۰ سال تولید نفت و تزریق گاز.

۲. کمینه سازی مهاجرت نفت ایران به کشور همسایه در طول ۲۰ سال تولید نفت

مهاجرت با رابطه زیر قابل محاسبه است:

معادله ۷

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

جدول ۴- پارامتر های به کاربرده شده در محاسبه‌ی 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)
$ROPT_t$	میزان نفت تجمعی تولید شده (STB)

پس از تعیین توابع هدف، پارامترهای ثابت، پارامترهای کنترلی و متغیرها به جهت ورودی برنامه بهینه سازی مشخص می‌شوند.

[۲۴] coupling

Accepted Paper

جدول ۵- پارامتر ها و محدودیت های طرح توسعه میدان

پارامترهای مدل میدان	وضعیت پارامتر در مسئله
موقعیت چاه‌های جدید	متغیر بهینه سازی (دامنه تغییرات: تمام ناحیه ایران با فاصله حداقل دو بلوک از مرزها و چاه ها)
حداکثر فشار تزریق گاز (psi)	۱۰۵۰۰
دبی تزریق گاز در ناحیه ایران (MMSCFD)	هر چاه ۳۰ و مجموعا ۲۰۰
دبی تولید نفت ایران (STB/day)	هر چاه جدید حداکثر ۷۰۰۰ در روز، چاه‌های قبلی طبق نرخ گذشته‌شان تولید خواهند کرد.
حداقل فشار ته چاهی تولید (psi)	۲۰۰۰
بازه شروع و پایان تکمیل چاه‌های جدید	متغییر بهینه سازی (دامنه تغییر: لایه ۱ تا ۱۱)
تعداد چاه‌های جدید تزریقی گاز ایران	۷
تعداد چاه‌های تولیدی جدید ایران	۸
دبی مطلوب تولیدی در کشور همسایه STB/day	۱۲۰هزار
سقف GOR در چاه‌های تولیدی Mscf/STB	۳.۶۳
سقف WCT در چاه‌های تولیدی (٪)	۷۰

۳-۲- پیاده سازی الگوریتم بهینه سازی و ایجاد معیار تصمیم در میدان

در مسائل بهینه سازی توسعه عملیات در میادین نفتی، به دلیل متعدد بودند 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 الگوریتم های شناخته شده چندهدفه یعنی NSGA-II [۲۵] استفاده شده است.

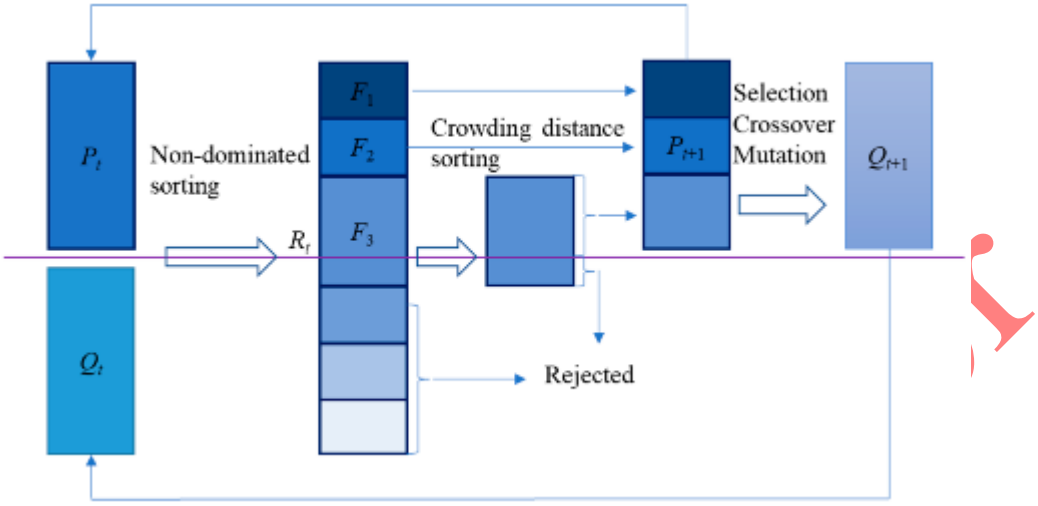
در این بخش به فرایند NSGA-II که بر اساس الگوریتم ژنتیک طراحی شده است می پردازیم. ابتدا جمعیت اصلی قبلی، جمعیت فرزندان و جمعت جهش یافتگان با هم ادغام می‌شوند. سپس با دو معیار غیرغلبگی[۲۶] و فاصله ازدحامی مرتب می‌شوند. در مرتب سازی غیرغلبگی، اعضا بر اساس تعداد دفعاتی که مغلوب شده‌اند، مرتب می‌شوند و سپس در هر رتبه غلبگی اعضا بر طبق فاصله ازدحامی مرتب می شوند. یعنی هرچقدر فاصله‌یشان از اعضای هم مرتبه

[۲۵] Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm version II

[۲۶] Non-dominated Sorting

Accepted Paper

خود بیشتر باشد، اولویت بالاتری برای ماندن و حذف نشدن در یک دوره بررسی الگوریتم خواهند داشت. شکل زیر یک نمونه رتبه بندی اعضای یک جمعیت را نمایش داده است:



شکل ۸- فرایند الگوریتم NSGA-II (Jiang2021)

معادله ۸- محاسبه فاصله ازدحامی

$$d_i = \sum_{j=1}^{n} d_i^j$$

j، شمارشگر تابع هدف

i، شمارشگر عضو در بررسی یک تابع هدف

$$d_i^j = \frac{|f^{i+1} - f^i|}{f_j^{Max} - f_j^{min}}$$

ویژگی‌های الگوریتم ژنتیک به کار برده شده در این پژوهش مطابق جدول زیر می‌باشد:

جدول ۶- ویژگی های الگوریتم به کار برده شده در بهینه سازی تولید در میدان

مشخصه	مدل مخزن شبیه سازی شده
نوع تزریق	بازتزریق پیوسته گاز تولید شده
تعداد نسل	با رسیدن به شرایط خاتمه معلوم می شود.
تعداد جمعیت	۱۰۰
تعداد متغیر	۶۰
ضریب *Crossover*	۰.۷
ضریب *Mutation*	۰.۴
نرخ *Mutation* برای هر عضو	۰.۰۲
شدت *Mutation*	۰.۲

ضریب تقاطع و ضریب جهش، نشان می دهد در هر نسل الگریتم، چه تعداد از جمعیت برای حضور در فرایند تقاطع یا فرایند جهش انتخاب می شوند. نرخ جهش، تعداد متغیرهای انتخاب شده برای جهش را در هر عضو روشن

Accepted Paper

می کند. شدت جهش هم میزان تحرک هر متغیر نسبت به وضع قبلی آن متغیر را مشخص می کند. مشخصه های 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 بهینه سازی، رسیدن به ثبات در پاسخ های تولید شده است. پس از ایجاد جبهه پارتو، پارامتر های مالی بر هز صد سناریو اعمال کرده و می توان بین سناریو های مختلف ارزش گذاری اقتصادی کرد.

۳-۳- پیاده سازی مدل های مالی

در پژوهش حاضر مدل مالی سه نوع قرارداد بیع متقابل[۲۷]، قرارداد های نوین نفتی[۲۸] و مشارکت در تولید[۲۹] در نرم افزار اکسل پیاده شده‌اند. هزینه‌های سرمایه‌ای، غیر سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی و بانکی میدان به این صورت محاسبه شده‌اند:

جدول ۷- هزینه‌های سرمایه‌ای میدان

عنوان هزینه سرمایه‌ای[۳۰]	مقدار هزینه (میلیون دلار)
مطالعات مخزن، آزمایشگاهی و مهندسی	۳
حفاری چاه توصیفی	۱۳
تأسیسات سطح الارضی	۲۶۰
حفاری چاه تولیدی	۹۴
هزینه ها مدیریت و نظارت	۳۰
سایر هزینه ها (راه اندازی و بیمه)	۶
مجموع هزینه‌های سرمایه‌ای	۴۰۰

جدول ۸- هزینه‌های سغیر سرمایه‌ای میدان

مشخصات	مقدار هزینه / نرخ
هزینه غیر سرمایه‌ای	۲۰ درصد هزینه‌های سرمایه ای
نرخ هزینه بانکی	۰.۰۰۷۵ + نرخ لایبور
نرخ لایبور[۳۱]	۰.۰۵۵
طول دوره ساخت و توسعه	۶ سال

Accepted Paper

---

[۲۷] BuyBack

[۲۸] IPC

[۲۹] PSC

[۳۰] CAPEX

[۳۱] LIBOR

هزینه جداسازی نفت به ازای هر بشکه، ۵ دلار، هزینه تزریق گاز به ازای هر هزار فوت مکعب، ۵ دلار و ضریب تورم هزینه های عملیاتی ۵ درصد است. در این پژوهش عایدی میدان[۳۲] را بعد از کسر هزینه های عملیاتی از ارزش نفت تولیدی مورد بررسی قرار داده شده است.طبق روش صاحب کار و همکاران (۱۳۹۵) برای محاسبه قیمت نفت میادین جنوب غربی ایران، با معادله زیر و طبق نمودار پیش بینی 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. برای تعیین نرخ بازگشت داخلی طبق روش فرخی و عبانیان (۱۳۹۷) که 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 پاداش ها تعیین نمودند. در این پژوهش، میزان مالیات قرارداد مشارکت در تولید نیز با نرخ بازگشت داخلی مرتبط شده و مقدار درصد مالیات تعیین گردیده است.

۳-۳-۱- مشخصات قرارداد های استفاده شده در این مطالعه

دستمزد در قرارداد بیع متقابل یک مقدار ثابت بوده و مستقل از قیمت نفت می باشد. اگر میزان بازپرداخت سالانه بیشتر از ۶۰ درصد عایدی میدان باشد، ما به تفاوت پرداختی به سال بعد برای پرداخت منتقل می شود. مدت قرارداد بیع متقابل استفاده شده، شش سال می باشد. یعنی اینکه بعد از شش سال، حقوق پیمانکار از عایدی میدان به اتمام می رسد. ولی برای بررسی اثرات بلند مدت این قرارداد عواید میدان در طول مدت سی سال مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

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[۳۳] 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 درآمد های بادآورده به علت افزایش ناگهانی قیمت نفت، ضریب تعدیل R برای تعدیل سهم شرکت پیمانکار در نظر گرفته شده است.

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.

[۳۲] Gross Revenue

[۳۳] IRR

Accepted Paper

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
	۰.۵-۱	۱.۲
	۱-۱.۵	۱.۵
	۱.۵<	۱.۶

در پیاده سازی قرارداد نوین نفتی (IPC) مانند قرارداد های 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 می گیرد، برای آن دستمزد متغیر برای آن فرض شده است. دستمزدی که به طور تعدیل شده ای رابطه ی مستقیمی با قیمت نفت دارد.

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 مشخصمی‌شود.	
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**
	۵۰-۷۰	۱.۲
	۷۰-۹۰	۱.۳
	۹۰-۱۲۰	۱.۵
	۱۲۰<	۱.۷
تعدیل دستمزد بر اساس عامل R	**R-Factor**	**ضریب تغییر دستمزد پایه**
	۱>	۱
	۱.۵-۱	۰.۸
	۲-۱.۵	۰.۶
	۲<	۰.۵

Accepted Paper

۳-۳-۲- پارامترهای مالی و توابع اقتصادی در میدان

در جدول‌های گذشته مقادیر مشخص شده 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 مقایسه پذیری بهتری داشته باشند تنظیم می شوند.

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

۱) عایدی ناخالص میدان[۳۴] 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 می آید.

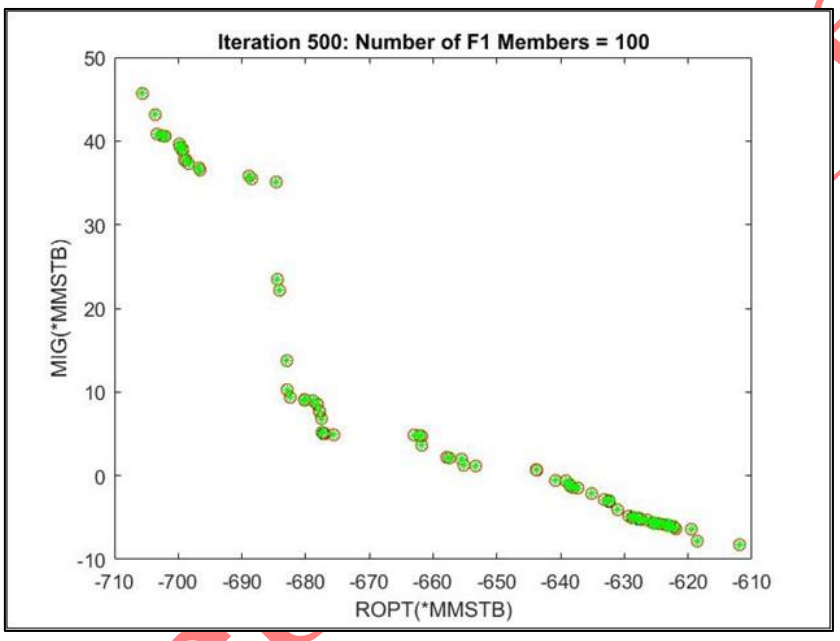
Accepted Paper

[۳۴] Field gross Revenue (GR)

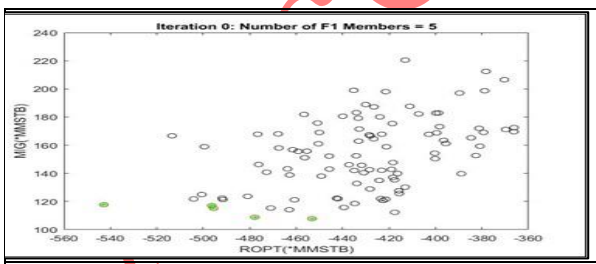
۴- بحث و نتایج

۴-۱- نتایج بهینه سازی چندهدفه ازدیاد برداشت در میدان

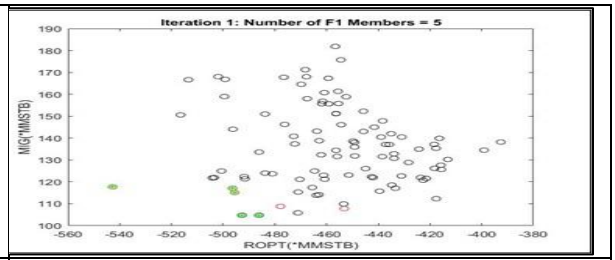
نتایج الگوریتم بهینه سازی در جدول و نمودار زیر آمده است. گستره ی تابع هدف مربوط به تولید تجمعی نفت، پس از بیست سال تولید حدودا ۶۰۰ الی ۷۰۰ میلیون بشکه نفت و گستره تابع هدف مرتبط با مهاجرت به بیرون از مرز، از منفی ۱۰ تا ۴۷ میلیون بشکه نفت می باشد. پس از مدت حدود ۷۳ روز[۳۵] اجرای الگوریتم و۵۰۰ بار تکرار فرایند الگوریتم بهینه سازی NSGA-II با ۶۰ متغیر و دو تابع هدف مهاجرت، با ۱۰۰ پاسخ هم ارز در یک جبهه پارتو به پایان رسیده است.



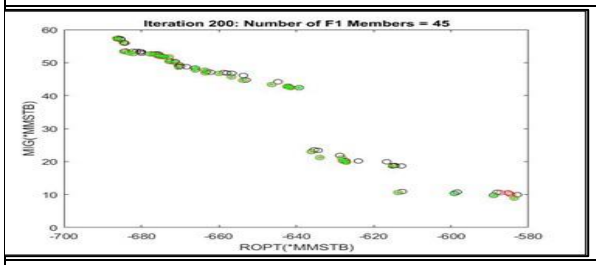
شکل ۹- جبهه پارتو بدست آمده از نسل ۵۰۰ ام بهینه سازی شبیه سازی مخزن - تولید تجمعی نفت پس از بیست سال در برابر مهاجرت نفت مخزن



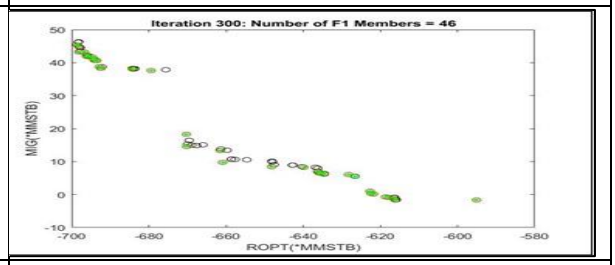
(۱)



(۲)

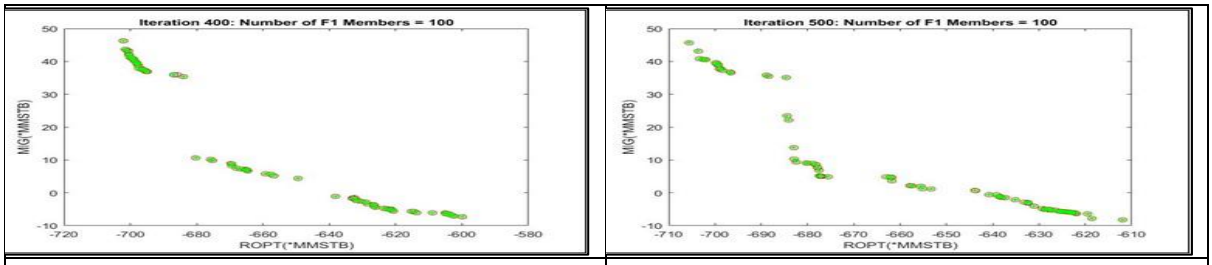


(۳)



(۴)

[۳۵] Run time

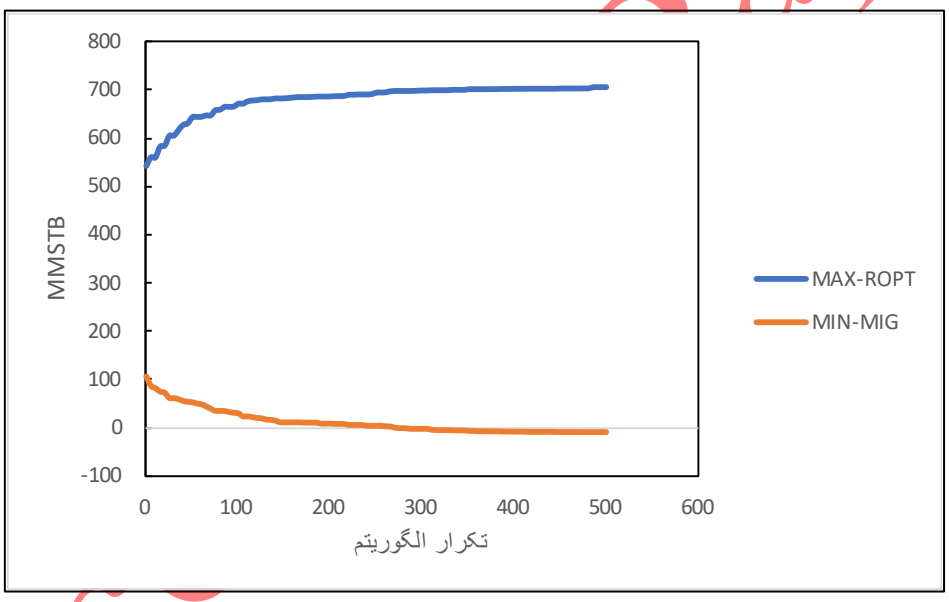


(۵) (۶)

شکل ۱۰- پیشروی جبهه پاسخ پارتو در تکرار های های مختلف الگوریتم: ورودی های اولیه (الف)-تکرار اول (ب) - تکرار ۱۰۰ (ج)- تکرار ۲۰۰ (د) - تکرار ۳۰۰ (ه) - تکرار ۴۰۰ (و) - تکرار ۵۰۰ (ز)

جدول ۱۲- شرایط خاتمه الگوریتم بهینه سازی NSGA-II در شبیه سازی میدان

زمان سپری شده روز	زمان سپری شده-ساعت	NFE	کمترین مهاجرت ثبت شده MMSTB	بیشترین تولید تجمعی ثبت شده-MMSTB	تکرار
73.45	1762.74	55101	-8.21	705.39	500



شکل ۱۱- روند پیشروی الگوریتم بهینه سازی در شبیه سازی میدان

طبق جدول ۱۱، تابع NFE[۴۶]، نمایانگر تعداد دفعات فراخوانی تابع اصلی بهینه سازی است. در این مطالعه تابع اصلی همان فرایند اجرای شبیه سازی میدان تعیین شده است. در شکل ۱۱، از بین تمام پاسخ های پیدا شده در هر نسل وتکرار الگوریتم، کمترین مهاجرت و بیشترین تولید تجمعی نفت در نمودار ثبت 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.

[۴۶] NET Function Evaluation

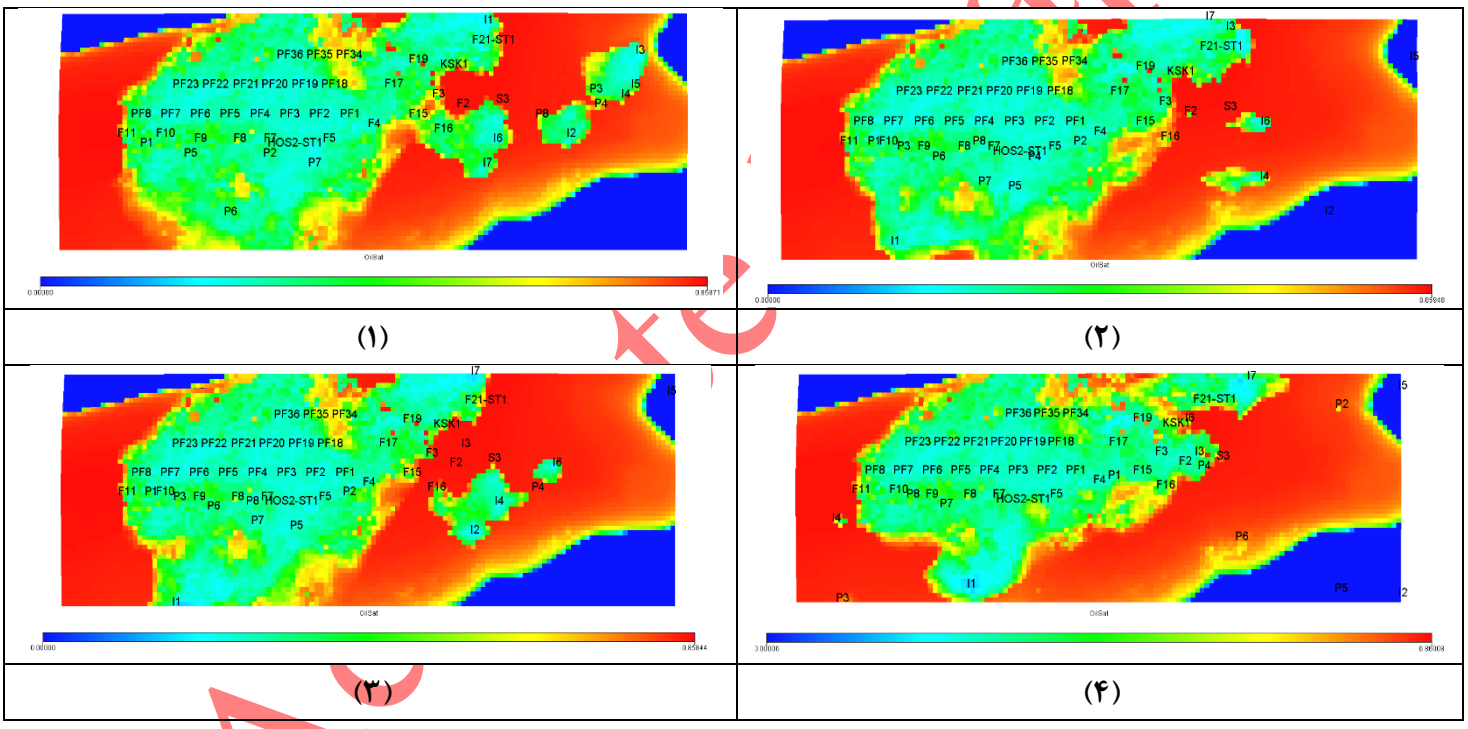
۴-۲- شبیه سازی مخازن

در ابتدا به دلیل برتری پاسخ های نسل ۵۰۰، سه سناریو از جبهه آن پاسخ ها انتخاب می‌شوند. سناریوی اول تأکید بر حداکثر سازی تولید تجمعی، سناریوی دوم تأکید بر حداقل سازی مهاجرت و سناریوی سوم تأکید همسان بر دو تابع هدف است. سناریوی چهارم نیز یک حالت از داده های نسل اولیه تصادفی الگوریتم است.

جدول ۱۳- گزیده‌ای از نتایج بدست آمده برای توابع هدف فنی در میدان

سناریو/ردیف	سناریوی ۱ (تأکید بر تولید تجمعی حداکثری)	سناریوی ۲ (تأکید بر مهاجرت حداقلی)	سناریوی ۳ (تاکید بر هر دو هدف)	سناریوی ۴ (حالت اولیه تصادفی)
ROPT(MMB)	705.39	611.93	647.52	542.80
MIG(MMB)	45.86	-8.25	3.78	117.74

مکان یابی چاه‌های تولیدی و تزریقی در سه سناریو گفته شده به این صورت است:



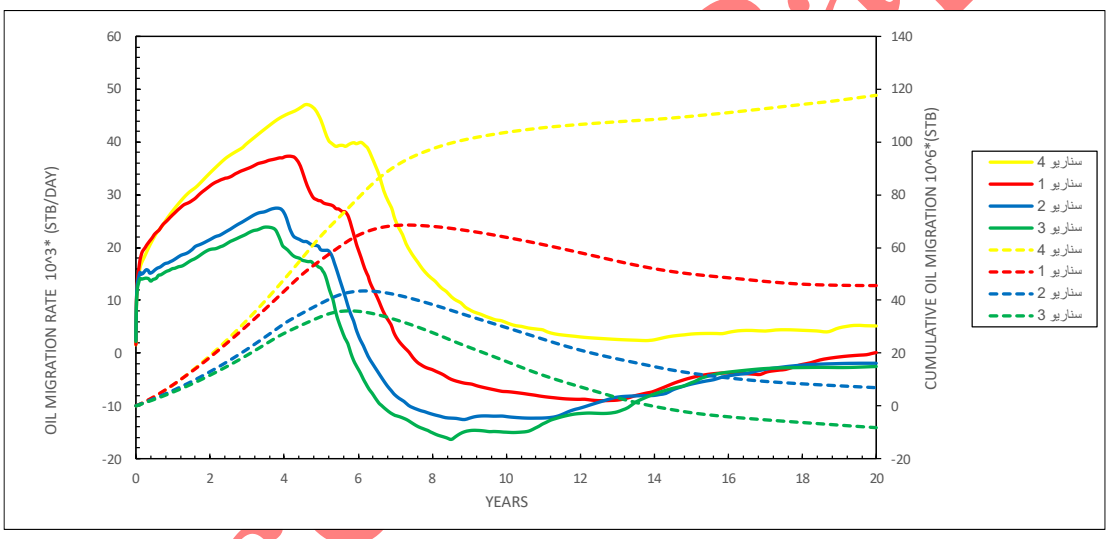
شکل ۱۲- مکان یابی چاه های تولیدی و تزریقی در چهار سناریو (۱-تاکید برافزایش تولید نفت در نسل ۵۰۰ ۲- تاکید بر کاهش مهاجرت در نسل ۵۰۰ ۳- تاکید بر هردو در نسل ۵۰۰ ۴-سناریو تصادفی اولیه) – فلش های زرد رنگ رو به پایین نشان دهنده چاه های تزریقی،

در شکل ۱۲ مشاهده می شود، سناریو های با تاکید بر افزایش تولید(شکل ۱۲-۱) ، علاوه بر آرایش چاه های تولیدی در موازات مرز جهت کنترل مهاجرت سیال، چاه های تزریقی و تولیدی جدید با فاصله از مرز در مجاورت یکدیگر آرایش گرفته اند تا تولید را افزایش بدهند. در سناریو های با تاکید بر مهاجرت (شکل ۱۲-۲) ، آرایش چاه های تولیدی در راستای مرز شدت پیدا کرده و چاه های تزریقی دور از مرز مکان یابی شده اند.

۴-۳- بررسی پارامترهای فنی ازدیادبرداشت

در این بخش توابع هدف فنی ، مهاجرت و تولید نفت و سایر پارامتر های تولید و تزریق مانند میزان و دبی تزریق گاز و اثر آن در مخزن مورد بررسی قرار می گیرد. در بررسی نمودار فشار مشاهده ، از حدود سال پنجم تولید سیال مخزن شروع به دوفازی شدن می کند. هم چنین سناریوی با تاکید بر تولید بیشتر افت فشار بیشتری را به مخزن تحمیل می کند.

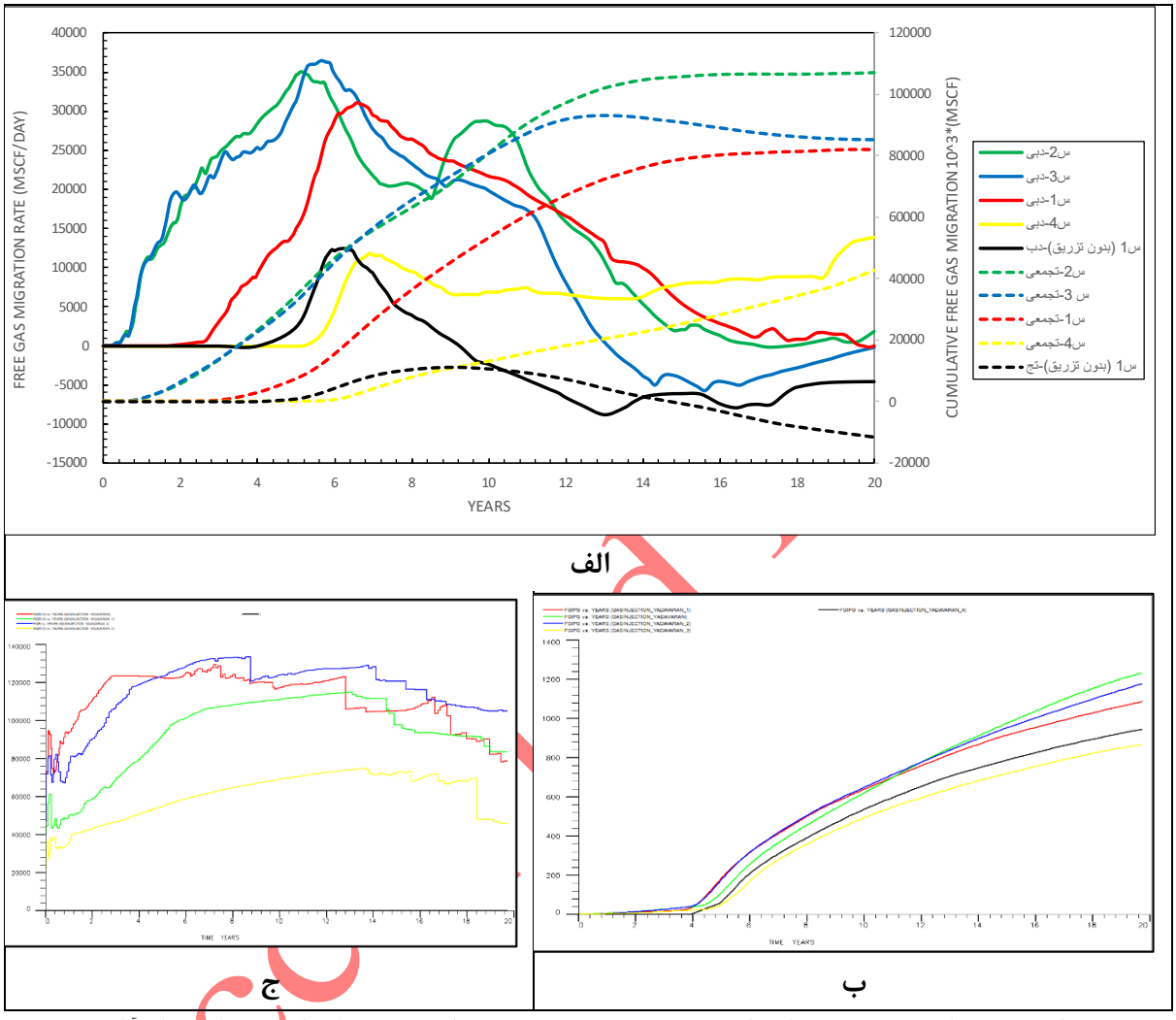
طبق شکل ۱۳ مهاجرت نفت در سناریو های بهینه شده، مقادیر کمتری نسبت به سناریوی قبل از بهینه سازی (سناریوی چهار) دارد. ابتدا مهاجرت مثبت نفت اتفاق می افتد. بعد از ایجاد جریان دوفازی در مخزن، روند مهاجرت نفت تغییر می کند. با فائق آمدن امواج افت فشار ناشی از ناحیه ایران به امواج افت فشار کشور همسایه به دلیل افت تولید چاه های مرزی، جهت مهاجرت به سمت کشور همسایه به تدریج کاهش یافته و در برخی سناریو ها، مهاجرت به سمت ایران اتفاق می افتد. بعد از دوفازی شدن سیال در مخزن و آزادشدن گاز، بخشی از گاز آزاد شده در لایه ها بالایی مخزن شروع به حرکت کرده و تحرک کلی نفت در صفحه مرز را کاهش می دهد.



شکل ۱۳- دبی و میزان تجمعی مهاجرت نفت در طی بیست سال تولید (خط چین ها، نمودار تجمعی و خط های پر نمودار دبی مهاجرت هستنند.)

گاز در مخزن مورد بررسی ابتدا به صورت حل شده و پس از چند سال تولید به صورت آزاد حضور دارد. با توجه به شکل ۱۴-الف، می توان دریافت تزریق گاز منجر به مهاجرت زود هنگام وتشکیل مقادیری بیشتری از جریان گاز آزاد می شود. سناریو های با تاکید بر حداقل سازی مهاجرت نفت، مهاجرت گاز آزاد بیشتری دارند. در طی زمان به طور کلی مهاجرت گاز آزاد افزایش یافته و سپس کاهش می یابد و درسناریو های بهینه شده به صفر میل می کند. این روند به علت کاهش سطح تولید و ایجاد جبهه گاز آزاد دز موقیت مرز است. در شکل ۱۴-ب میزان گاز آزاد شده نمایش داده شده است. مشاهده می شود سناریوی تاکید بر افزایش تولید، گاز کمتری آزاد کرده است. در مقایسه ی حالت بدون تزریق سناریوی یک و سناریوی چهارم(سناریو تصادفی اولیه) می توان استنباط کرد حجم گاز آزاد شده حاصل از تولید با نرخ بالا در مواردی بیشتر از گاز تزریق شده به مخزن می تواند باشد. با توجه به شکل ۱۴-ج، برای سناریوی با مهاجرت حداقلی، تزریق کم‌تری صورت گرفته ولی میان سناریوی اول و سوم تفاوتی در نرخ تزریق نبوده است. همچنین میزان تزریق در سناریوی چهارم از نسل اولیه تصادفی، مقدار کمتری است. در نتیجه‌ی محدودیت

های اعمالی در مدل، میزان نسبت گاز به نفت تولیدی بیشتر از ۳.۶۳ هم در ناحیه ایران و هم در کشور همسایه ثبت نشده است. همان طور که در شرایط مسئله مشخص شده بود، هشتاد درصد گاز تولیدی دوباره تزریق می‌شود. این با بررسی نتایج و با توجه به شباهت روند تولید و تزریق گاز، اصلی ترین محدودکننده تزریق گاز، گاز تولیدی می باشد. برش آب تولیدی نیز بررسی شد که کمتر از حد معلوم شده در طراحی مسئله می باشد.



شکل ۱۴- نمودار نرخ مهاجرت گاز و مهاجرت تجمعی گاز برای چهار سناریوی تعریف شده + سناریوی اول بدون تزریق گاز (الف)- نمودار حجم گاز آزاد شده در مخزن در چهارسناریوی تعریف شده +سناریوی اول بدون تزریق گاز (ب)- نمودار نرخ تزریق گاز در سناریو های مختلف (ج)

۴-۴- بررسی پارامتر های اقتصادی توسعه میدان

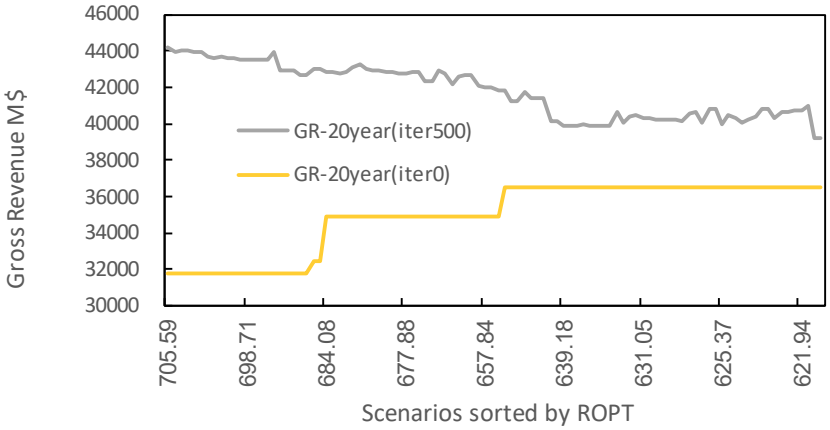
عایدی ناخالص میدان (GRt) از ضرب میزان نفت تولید شده‌ی یک دوره (Qt) در قیمت نفت آن دوره (Pt) و کسر هزینه های عملیاتی (Opex) محاسبه می گردد. مزیت این بررسی به آن است که فارغ از نوع قرارداد، سناریو های مختلف تولید ، مورد بررسی اولیه اقتصادی قرار خواهند گرفت. پس از بررسی اولیه اقتصادی، رژیم مالی قرارداد های مختلف مورد مطالعه قرار می گیرند. قابل ذکر است، این نمودار ها در قیمت پایه نفت رسم شده اند. لازم به ذکر است در بررسی های اقتصادی، اعداد موجود در محور افقی نماینده سناریو های مختلف جبهه پارتو هستن و تولید تجمعی نهایی نفت را در هر سناریو نمایش می دهند. ۱۰۰ سناریو طبق تولید تجمعی نفت از چپ به راست چیده شده اند. پس با این حساب سناریو های با تاکید بر تولید تجمعی نفت در سمت چپ این نمودار ها و نسناریوهای

باتاکید بر تابع مهاجرت در سمت راست این نمودار ها قرار می گیرند. ۱۰۰ سناریو، اعضای جبهه پارتو نسل ۵۰۰ الگوریتم بهینه سازی هستند.

$$GRt = Pt \times Qt - Opex$$

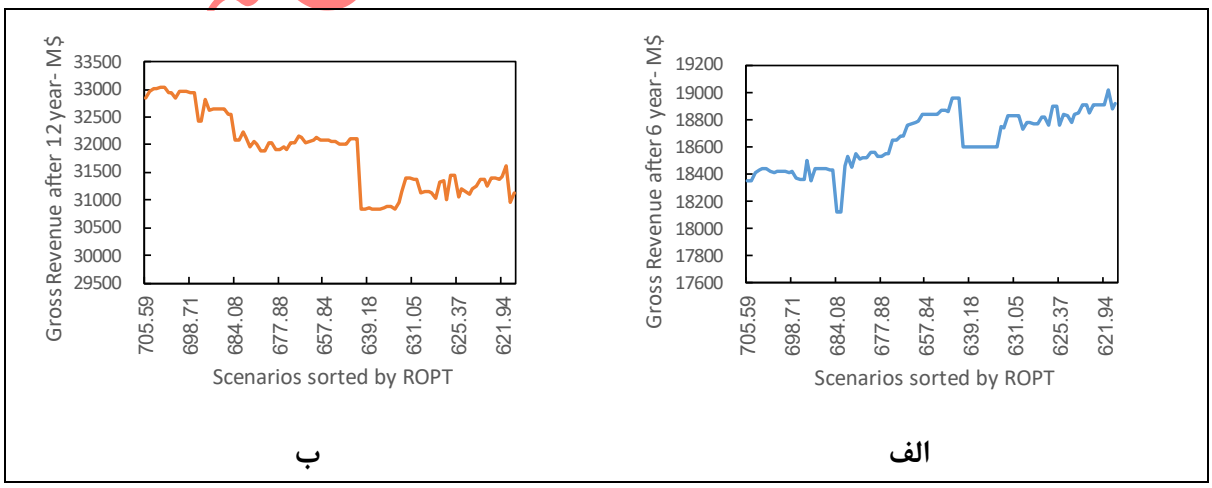
معادله ۹

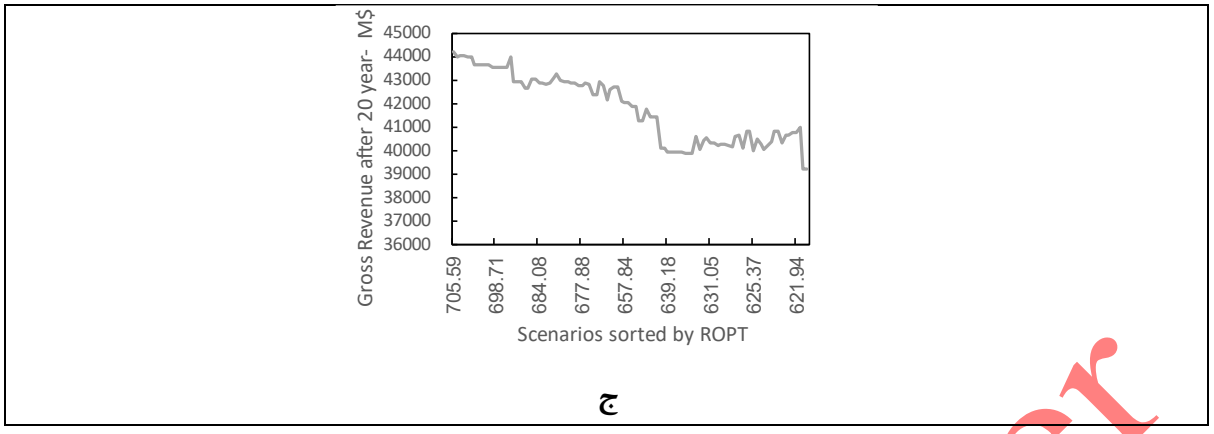
با هدف بررسی بازدهی مالی سناریو های بهینه پیشنهاد شده توسط الگوریتم، شکل ۱۵ نمودار های عایدی خالص میدان سناریو های تصادفی اولیه و سناریو های جبهه پارتو نسل ۵۰۰ رسم شده است:



شکل ۱۵- عایدی مالی ناخالص میدان در سناریو های جبهه پارتو در نسل اولیه و نسل پونصد الگوریتم ژنتیک

با مشاهده‌ی نمودارهای مربوط به شکل ۲۰ می توان دریافت که در مقایسه سناریوهای مختلف که از چپ به راست از تأکید بر تولید نفت تجمعی تا تأکید بر حداقل سازی مهاجرت مرتب شده‌اند، پس از شش سال عایدی میدان به طور کلی از چپ به راست روند صعودی دارد و بیشتزین عایدی مربوط با سناریوهای با تاکید بر تابع مهاجرت هستند. ولی پس از دوازده و بیست سال یک سیر نزولی عایدی تجمعی میدان برای ترییب گفته شده داریم. فلذا به طور کلی پس از بیست سال سناریوهای با تاکید بر تولید تجمعی، عایدی بیشتری از میدان خواهند داشت.





شکل ۱۶- عایدی ناخالص میدان در صد سناریوی جبهه پارتو نسل ۵۰۰ پس از ۶ سال تولید (الف)- پس از ۱۲ سال تولید (ب) و پس از ۲۰ سال تولید (ج)

۴-۴-۱- بررسی تاثیر قراردادها

به جهت مقایسه پذیری 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[۳۷] سرمایه برای پیمانکار با آزمون و خطا برای این حجم میانگین از تولید میدان برای هر سه نوع قرار داد ۲۵ درصد 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 می شوند. در جدول ۱۴ مقادیر پایه پارامتر های قرارداد ها نمایش داده شده است:

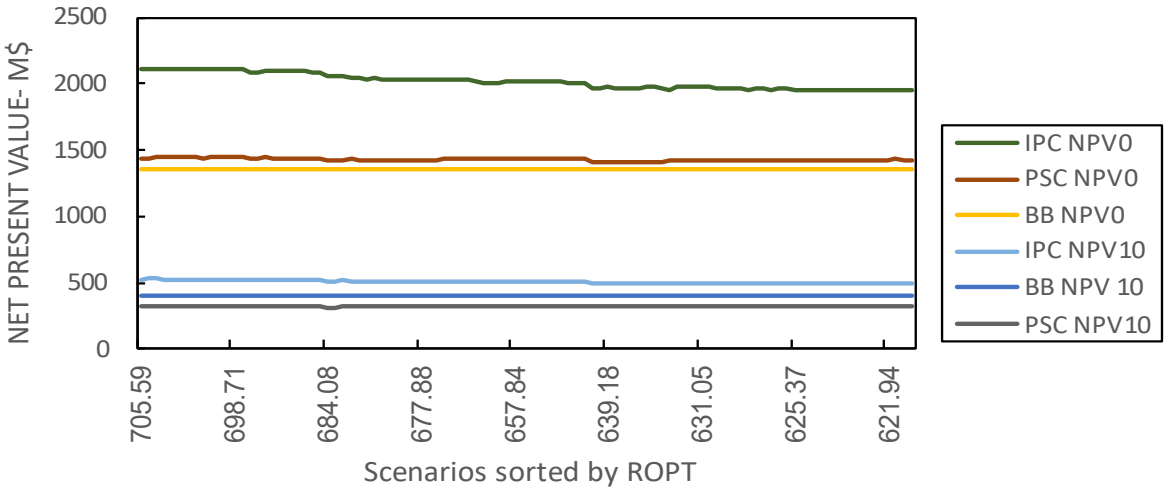
جدول ۱۴- پارامترهای متناسب سازی شده با نرخ بازده داخلی۲۵٪در مخزن (قیمت پایه نفت)

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 ۱۷ برداشت می شود، تغییر در نرخ تنزیل، ترجیح انتخاب قرارداد را تغییر می دهد. 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.

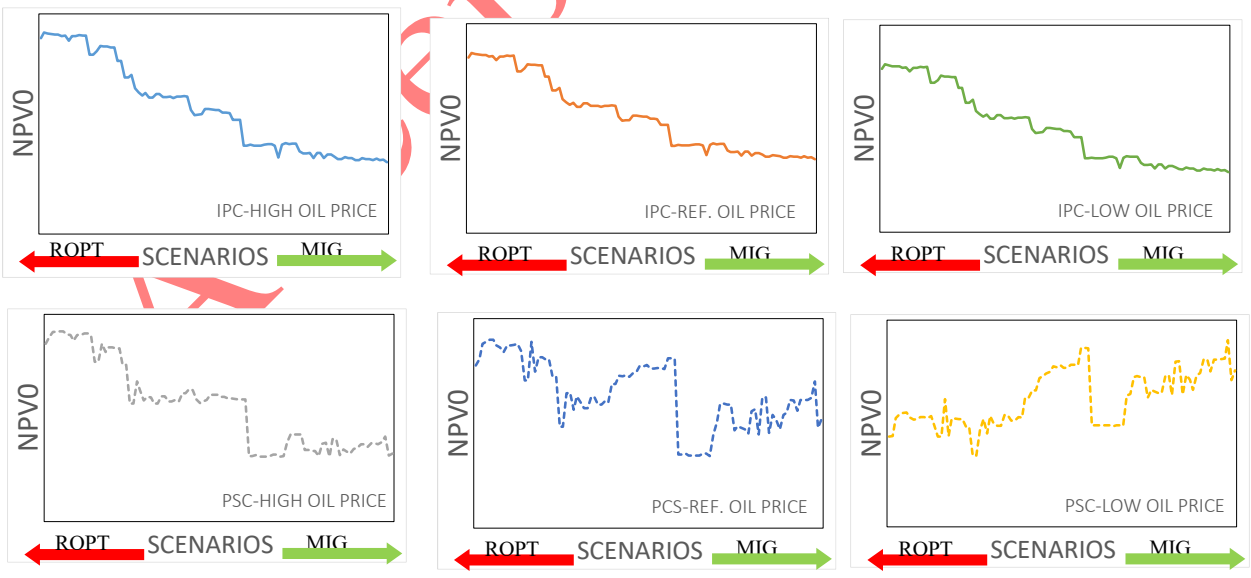
[۳۷] IRR

Accepted Paper



شکل ۱۷- نمودار های ارزش خالص فعلی برای سه قرارداد مورد بررسی در مخزن پس از پایان دوره قرارداد -قیمت مرجع نفت

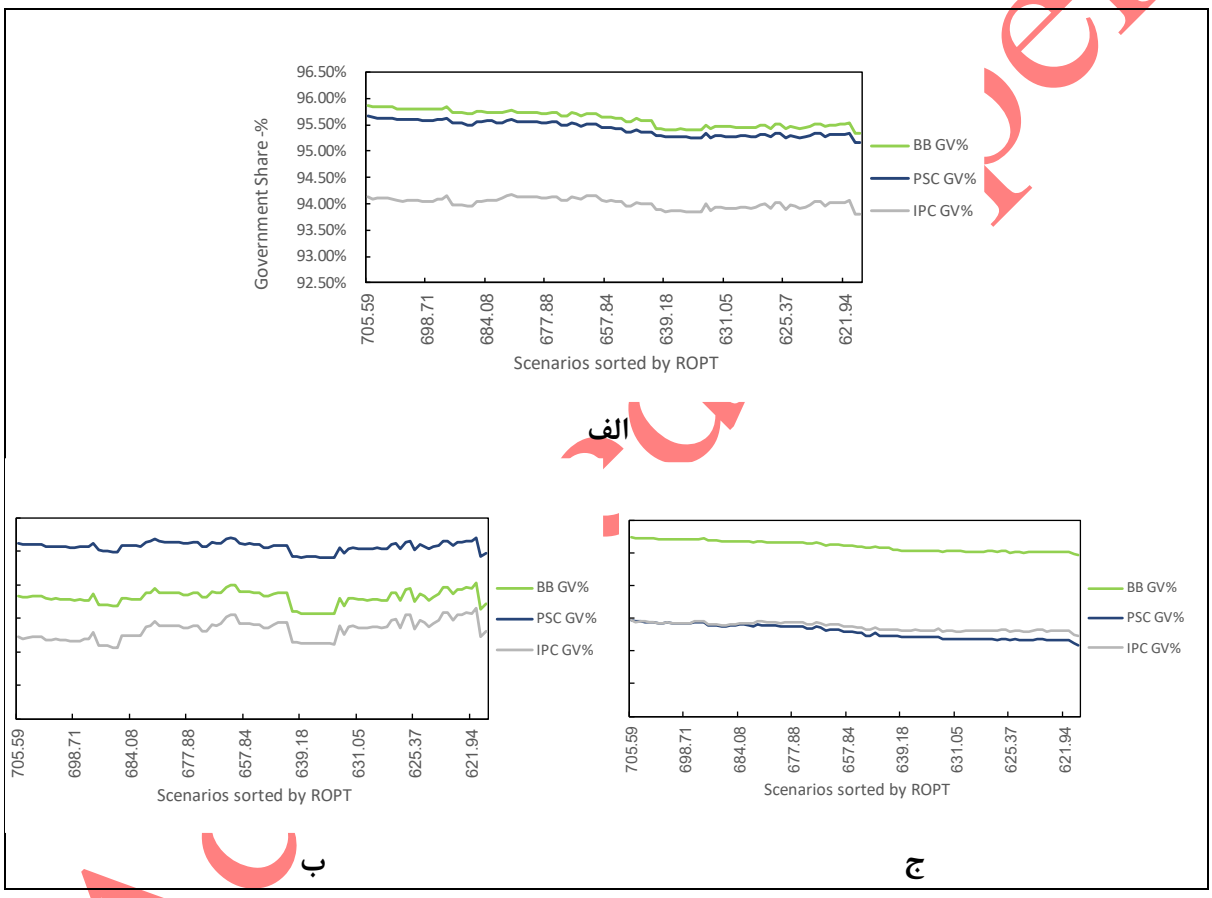
در شکل ۱۸، روند تغییرات ارزش خالص فعلی(با نرخ تنزیل صفر) در طی سناریو های جبهه پارتو نشان داده شده اند. قرارداد های بیع مقابل به طور کلی فارغ از نوع سناریو و قیمت نفت عمل می کنند و ارزش خالص فعلی ثابتی دارند. روند تغییرات ارزش خالص فعلی در قرارداد های نوین نفتی در قیمت های مختلف نفتی مشابه است ولی به طور کلی از سناریو های با تاکید بر تولید نفت به سمت سناریو های تاکید برکاهش مهاجرت، روند کاهشی دارد. قرارداد های مشارکت در تولید (PSC) رفتار غیر خطی از خودشان نشان داده اند. در قیمت های نفتی پایین برخلاف روند قیمت های بالاتر عمل کرده و در سناریو های به سمت مهاجرت نفت عایدی بیشتری تولید کرده است.



شکل ۱۸- بررسی روند تغییرات ارزش خالص قراردادها در سناریو ها و قیمت های مختلف

نمودار های زیر، سهم دولت از عایدی میدان را در پس از بیست سال تولید برای همه‌ی صد سناریو و در سه سطح قیمتی نشان می دهند. در سطح قیمتی مرجع و سطح قیمتی بالای نفت، بیع متقابل بیشترین سهم را برای

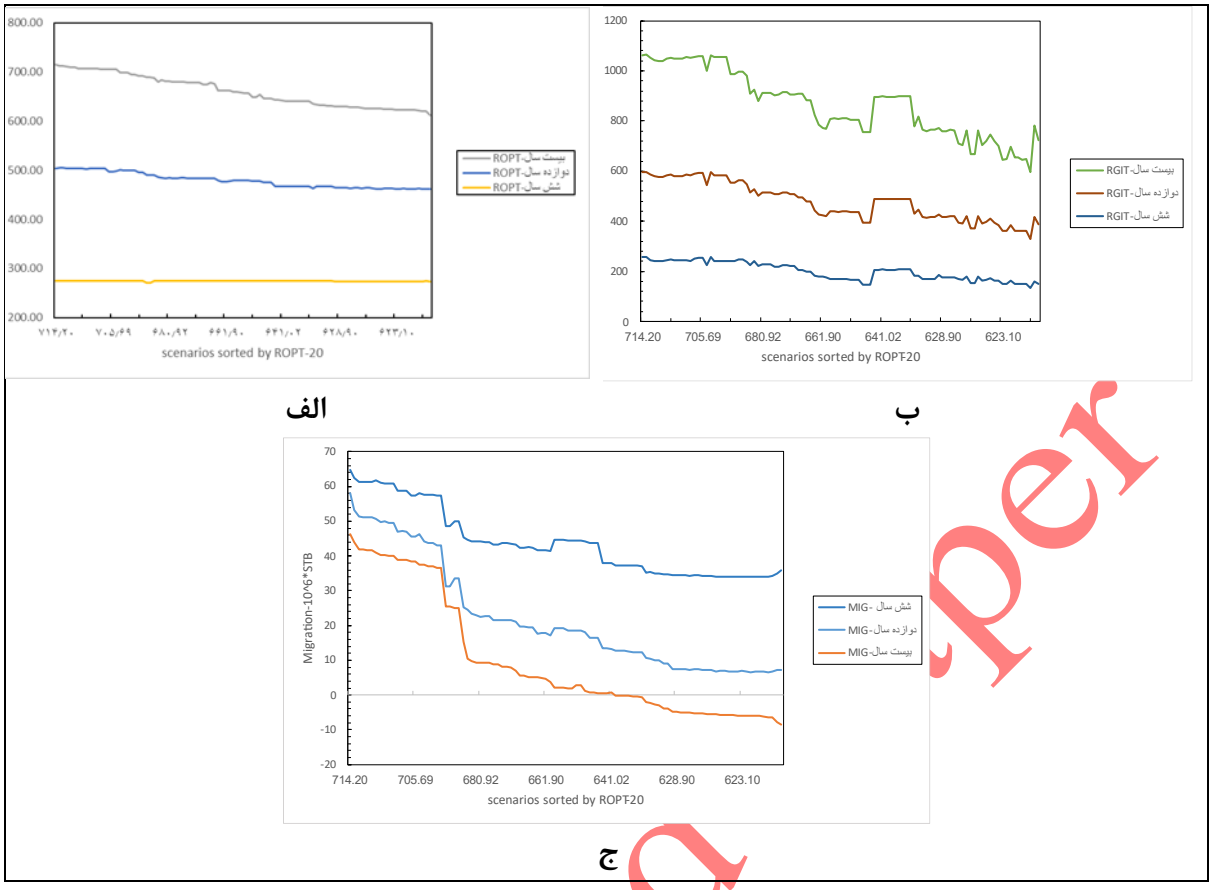
دولت محقق می کند. و در سطح قیمتی پایین، قرارداد مشارکت در تولید، درصد بیشتری از عایدی را برای دولت خواهد داشت. در مقایسه‌ی بین قرارداد های بیع متقابل و نوین نفتی ایران، در سطوح قیمتی مرجع و پایین، قرارداد های نوین نفتی برای شرکت پیمانکار بهتر عمل می کنند. ولی برای شرایط قیمتی بالا، قرارداد مشارکت درتولید برای شرکت پیمانکار در اغلب سناریو ها عایدی بیشتری در مقایسه با سایر قرارداد خواهد داشت. در قیمت بالای نفت و سناریو های تاکید بر تولید حداکثری، قرارداد های نوین نفتی و مشارکت در تولید مشابه یک دیگر عمل می کنند. در قیمت پایین نفت روند نمودار ها تحت تاثیر حجم گاز تزریقی است، یعنی در سناریویی که گاز بیشتری تزریق شده است، سهم عایدی کمتری برای دولت بدست آمده و بر خلاف آن در قیمت های بالا، تخت تاثیر تولید تجمعی نفت، هر چقدر سطح تولید بیشتر باشد، دولت سهم بیشتری در عایدی میدان خواهد داشت.



شکل ۱۹- درصد دریافتی دولت از عایدی میدان برای همه ی سناریوهای جبهه پارتو پس از ۲۰ سال تولید- هر سه قرارداد (الف. قیمت نفت مرجع- ب.قیمت نفت بدبینانه – ج..قیمت نفت خوش بینانه)

۴-۴-۲- بررسی تطبیقی توابع مالی و فنی

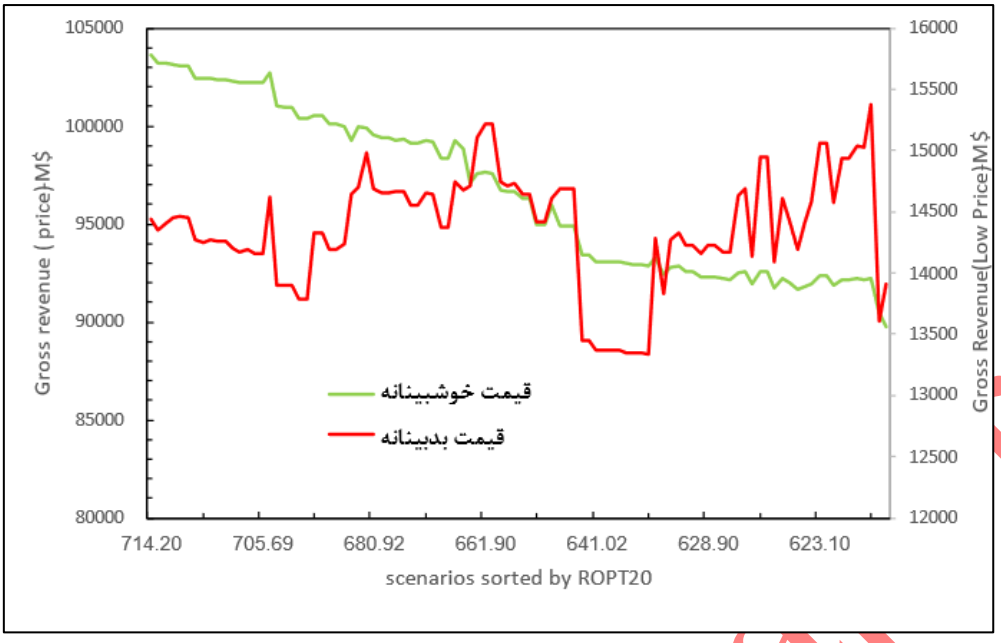
در تطبیق توابع فنی در شکل ۲۰ استنباط می شود، در دروه ی ابتدای تولید (شش سال ابتدایی)، مهاجرت تحت تاثیر تزریق گاز و نرخ تولید تجمعی تغییر میکند. در سال های بعدی تولید، اثر تزریق گاز کمتر شده و تولید نفت تجمعی، همبستگی خود با تابع مهاجرت را حفظ می کند. دلیل این موضوع ایجاد تدریجی جریان دوفازی در ناحیه فوقانی مرز، گاز تزریق شده جریان جداگانه از نفت پیدا می کند.



شکل ۲۰- توابع فنی میدان در تمامی سناریو ها 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

عایدی میدان و میزان عایدی دولت در بلند مدت وابستگی دارند. ساختار عایدی کل میدان تحت تاثیر میزان نفت تجمعی تولیدی، میزان گاز تزریقی و قیمت نفت می باشد. در قیمت های پایین نفتی، ساختار عایدی میدان به ساختار گاز تزریقی تجمعی (شکل ۲۰-ب و شکل ۲۱) و در قیمت نفتی پایه و همچنین قیمت نفتی بالا، ساختار عایدی میدان تحت تاثیر ساختار نفت تولیدی تجمعی خواهد بود. (شکل ۲۰-الف و شکل ۲۱)

Accepted Paper

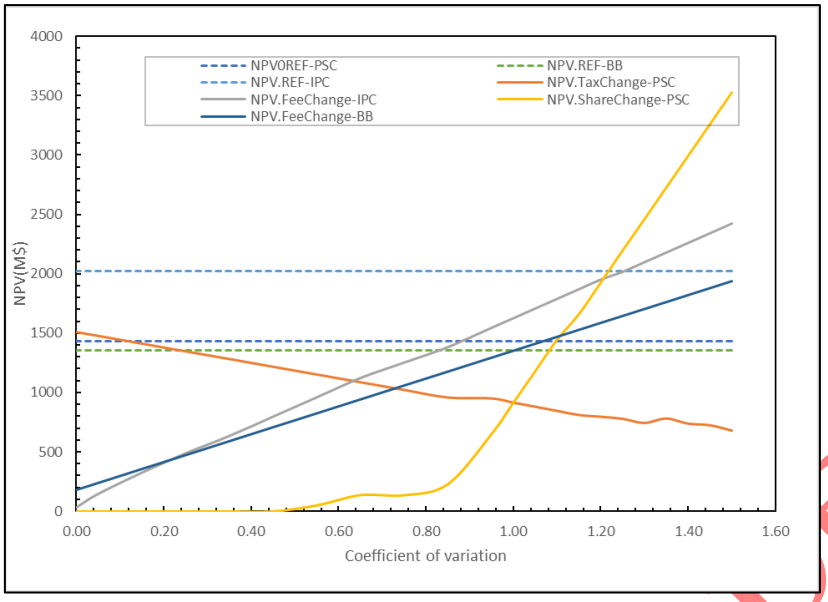


شکل ۲۱- عایدی میدان پس از بیست سال در قیمت خوشبینانه و بد بینانه نفت

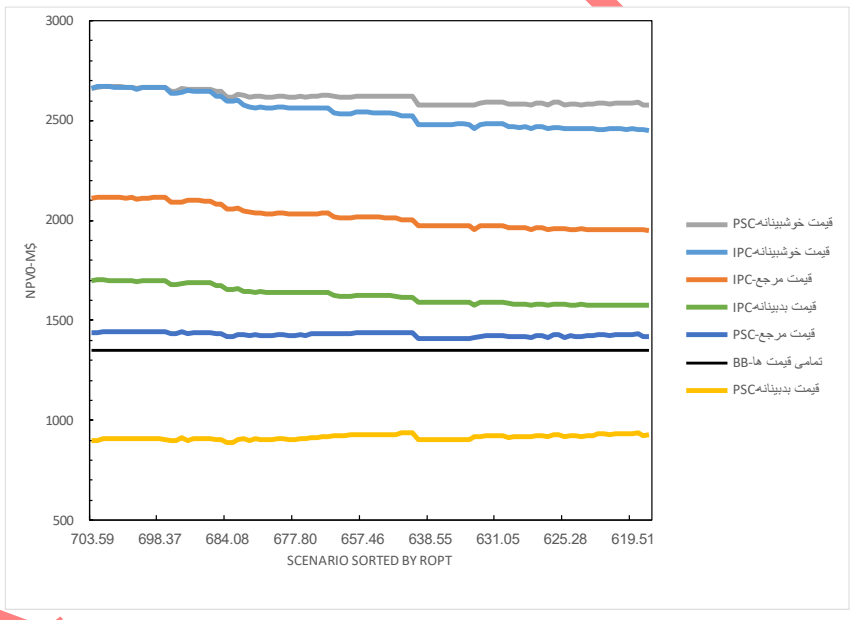
۴-۴-۳- تحلیل حساسیت قرارداد ها

تمامی محاسبات مالی مطالعه حاضر با فرض های جدول ۱۴ انجام گرفته است. نرخ بازدهی داخلی به صورت پایه و یکسان بین قرارداد ها فرض شده است. سایر مشخصه های قرارداده ها با نرخ بازدهی داخلی ۲۵ درصد و با نرخ قیمت پایه نفت محاسبه شده اند. حال با تغییر مقادیر این فرض ها می توان نحوه تغییر عملکرد قرارداد ها را مشاهده کرد. در شکل زیر ابتدا میانگین ارزش خالص فعلی تمامی صد سناریو برای سه قرارداد مورد مطالعه در قیمت نفت مرجع و نرخ بازدهی پایه (۲۵ درصد) محاسبه شده است. میانگین های محاسبه شده برای سه قرارداد در شکل ۲۲ به صورت خط ثابت رسم شده اند. سپس مقادیر چهار پارامتر، مقدار دستمزد قرارداد بیع متقابل، مقدار «دستمزد» در قرارداد نوین نفتی، میزان «مالیات» در قرارداد مشارکت در تولید، «سهم پیمانکار» در قرارداد مشارکت در تولید در نسبت های مشخصی تغییر داده شده و میانگین ارزش خالص فعلی آن ها برای صد سناریو جبهه پارتو در قیمت نفتی پایه حساب شده است. نتیجه این محاسبات در شکل ۲۲ روشن می کند که تغییر سهم پیمانکار بیشترین اثر را در ارزش خالص فعلی خواهد داشت همچنین با افزایش ۱۰ درصدی سهم پیمانکار و یا کاهش ۷۵درصدی مالیات در شرایط قیمت نفت پایه، ارزش خالص فعلی قرارداد مشارکت در تولید بیشتر از قرارداد نوین نفتی ایران خواهید بود.

Accepted Paper



شکل ۲۲- بررسی میانگین‌های محاسبه شده برای هر سه قرارداد



شکل ۲۳- بررسی ارزش خالص فعلی قرارداد ها در شرایط قیمتی پایه، خوشبینانه و بدبینانه برای ۱۰۰ سناریو جبهه پارتو

در مقایسه ی بین قرارداد های نفتی در شکل ۲۳، مشاهده می شود بیع متقابل مستقل از قیمت نفت بوده است. دو قرارداد دیگر یعنی مشارکت در تولید و نوین نفتی، هر دو تحت تاثیر قیمت نفت هستند ولی قرارداد های مشارکت در تولید اثرپذیری بالایی از قیمت نفت دارند. در این قرارداد در قیمت بالای نفت، عایدی زیادی برای شرکت به وجود می‌آید، ولی در مقابل ضرر بیشتری در قبال کاهش نفت خواهد کرد.

paper

۵- نتیجه گیری

۱. در سناریو های با تاکید بر مهاجرت کمتر، چاه های تزریقی در حالت دورتری از مرز قرار گرفته‌اند. چاه های تولیدی هم به موازات مرز کشیده شده اند. این آرایش تحت تاثیر عامل موج فشار شکل گرفته است. هم چنین در سناریوهای با تولید بیشتر، علاوه بر آرایش چاه ها 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 حداکثر سازی تولید در میدان توافق شود و کشوری به دنبال تاکید 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 چاه ها به جهت کنترل نسبت گاز به نفت تولیدی اتفاق می افتد. این افت به علت نزدیکی چاه ها به تاقدیس، افت تولید زیادی را در کشور همسایه ایجاد می کند.

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

۴. در بررسی تطبیقی سناریوهای مختلف در قراردادها با پارامترهای مالی فرض شده ، پس از یکسان سازی نرخ بازده داخلی، در قیمت نفت پایین و مرجع قراردادهای نوین نفتی بیشترین جذابیت را برای شرکت های پیمانکار خواهد داشت. در قیمت های بالای نفت با قرارداد های مشارکت در تولید جذابیت خواهند داشت.

۵. در میدان نفتی مورد بررسی، در قیمت های بالا و پایه نفتی، قرارداد بیع متقابل و سناریو های تاکید بر تولید تجمعی بیشترین عایدی را برای دولت پس از بیست سال تولید دارند. در قیمت های پایین نفتی، قرارداد های مشارکت در تولید، در سناریو های تاکید همزمان بر تولید تجمعی نفت و مهاجرت بیشترین عایدی را برای دولت خواهد داشت.

۶. تغییر در نرخ تنزیل، ترجیح انتخاب قرارداد را تغییر می دهد. 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 سناریو های جبهه پارتو نشان داده شده اند. قرارداد های بیع مقابل به طور کلی فارغ از نوع سناریو و قیمت نفت عمل می کنند و ارزش خالص فعلی ثابتی دارند. روند تغییرات ارزش خالص فعلی در قرارداد های نوین نفتی در قیمت های مختلف نفتی مشابه است ولی به طور کلی از سناریو های با تاکید بر تولید نفت به سمت سناریو های تاکید برکاهش مهاجرت، روند کاهشی دارد. قرارداد های مشارکت در تولید (PSC) رفتار غیر خطی از خودشان نشان داده اند. در قیمت های نفتی پایین برخلاف روند قیمت های بالاتر عمل کرده و در سناریو های به سمت مهاجرت نفت عایدی بیشتری تولید کرده است.

Accepted Paper

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 می کند 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 قرارداد های کوتاه مدت مانند بیع متقابل تحت تاثیر این ریسک هستند.

علائم و نشانه ها

Rs: ضریب نسبت گاز محلول به نفت

Krw: تراوایی نسبی آب

Krg: تراوایی نسبی گاز

Kro: تراوایی نسبی نفت

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: قرارداد های نوین نفتی ایران

PSC: قرارداد های مشارکت در تولید

BB: قرارداد های بیع متقابل

GV%: سهم دولت از عایدی میدان

ROPT(1): میزان تجمعی تولید نفت از ناحیه یک میدان

ROPR(1): نرخ تولید نفت از ناحیه یک میدان

ROPT(2): میزان تجمعی تولید نفت از ناحیه دو میدان

ROFT(1,2): میزان تجمعی عبور نفت از مرز بین دو میدان

ROFR(1,2): نرخ عبور نفت از مرز بین دو میدان

RGIT(1): میزان تجمعی تزریق گاز از ناحیه یک میدان

RGIR(1): نرخ تزریق گاز به ناحیه یک میدان

Accepted Paper

RGPR(1): نرخ تولید گاز از ناحیه یک میدان

RGFT(1,2): میزان تجمعی عبور گاز از مرز بین دو میدان

RGFRG(1,2): نرخ عبور گاز آزاد از مرز بین دو میدان

ROPT-nYear: میزان تجمعی تولید نفت از ناحیه یک میدان پس از n سال تولید

۶- مراجع

[1] Anderson, M.G., 2009. Reservoir Production Optimization Using Genetic Algorithms and Artificial Neural Networks. Department of Computer and Information Science, NTNU. (Master's thesis)

[2] Bagherinezhad Abolfazl , Bozorgmehry Boozarjomehry, Ramin Pishvaie Mahmoud, Multi-Criterion Based Well Placement and Control in the Water-Flooding of Naturally Fractured Reservoir , 10.1016/j. petrol.2016.11.013, Journal of Petroleum Science and Engineering

[3] Chengyuan, L. Mingjun, J. Haiming, G. Zhen, L. , and Dongkun, L. (2017). An Operational Risk Analysis of Iran Buyback Contract and its Policy Implication, Energy Strategy Reviews, Vol.16, pp. 43-53

[4] Christie, Mike , Eydinov, Dmitry , Demyanov, Vasily , Talbot, Jack , Arnold, Dan , and Vassili Shelkov. "Use of Multi-Objective Algorithms in History Matching of a Real Field. " Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA, February 2013

[5] Elham Yasari, Mahmoud Reza Pishvaie, Farhad Khorasheh, Karim Salahshoor, Riyaz Kharrat, Application of multi-criterion robust optimization in water-flooding of oil reservoir, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 109,2013,Pages 1-11,ISSN 0920-4105,

[6] Emerick, A., Silva, E., Messer, B., Almeida, L., Szwarcman, D., Pacheco, M., Marley, M., 2009. Well Placement Optimization Using a Genetic Algorithm with Nonlinear Constraints.SPE 118808-MS

[7] Fichter,D. ,2000. Application of Genetic Algorithms in Portfolio Optimization for the Oil and Gas Industry. SPE62970-MS.

[8] Hajizadeh,Y. ,2007. Viscosity prediction of crude oils with genetic algorithms. SPE 106763-MS

[9] Han, Y. M. , Park, C.. , and J. M. Kang. "Estimation of Future Production Performance Based on Multi-objective History Matching in a Waterflooding Project. " Paper presented at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, June 2010.

[10] Harding, T. ,Radcliffe,N. ,King,P. ,1998. HydrocarbonProductionSchedulingWith Genetic Algorithms. SPE36379-PA.

[11] Hojjati, Ali, Monadi, Mohsen, Faridhosseini, Alireza and Mohammadi, Mirali. "Application and comparison of NSGA-II and MOPSO in multi-objective optimization of water resources systems" Journal of Hydrology and

Accepted Paper

Hydromechanics, vol.66, no.3, 3918, pp.323-329. https://doi.org/10.2478/johh-2018-0006

[12] Javier Del Ser, Eneko Osaba, Daniel Molina, Xin-She Yang, Sancho Salcedo-Sanz, David Camacho, Swagatam Das, Ponnuthurai N. Suganthan, Carlos A. Coello Coello, Francisco Herrera, Bio-inspired computation: Where we stand and what's next, Swarm and Evolutionary Computation, Volume 48, 2019, Pages 220-250, ISSN 2210-6502,

[13] Junyu You, William Ampomah, Qian Sun, Development and application of a machine learning based multi-objective optimization workflow for CO2-EOR projects,Fuel,Volume 264,2020,116758,ISSN 0016-2361

[14] L. Wang, Z.P. Li, C.D. Adenutsi, L. Zhang, F.P. Lai, K.J. Wang, A novel multi-objective optimization method for well control parameters based on PSO-LSSVR proxy model and NSGA-II algorithm, J. Pet. Sci. Eng. 196 (2021) 107694. https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2020.107694.

[15] M. Kanaani, B. Sedaee, M. Asadian-Pakfar, M. Gilavand, Z. Almahmoudi, Development of multi-objective co-optimization framework for underground hydrogen storage and carbon dioxide storage using machine learning algorithms, J. Clean. Prod. 386 (2023) 135785.

[16] Nait Amar Menad, Zeraibi Noureddine, An efficient methodology for multi-objective optimization of water alternating CO2 EOR process, Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers, Volume 99, 2019, Pages 154-165, ISSN 1876-1070

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

[18] Organization of the Petroleum Exporting Countries, World Oil Outlook 2021

[19] Peter D Cameron (2006). The Rules of Engagement: Developing Cross-Border Petroleum Deposits in the North Sea and the Caribbean. International and Comparative Law Quarterly, 55, pp 559-586 doi:10.1093/iclq/lei105

[20] Rahmanifard, H. , Plaksina, T. Application of artificial intelligence techniques in the petroleum industry: a review. Artif Intell Rev 52, 2295–2318 (2019). https://doi.org/10.1007/s10462-018-9612-8

[21] Schulze-Riegert, Ralf Wolfgang, Krosche, Markus, Fahimuddin, Abul, and Shawket G. Ghedan. "Multi-Objective Optimization with Application to Model Validation and Uncertainty Quantification. " Paper presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 2007.

[22] 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

[23] Tanaz Moradi, Mohammad-Reza Rasaei,Automated reservoir management using multi-objective simulation optimization and SA model,

Accepted Paper

Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 150, 2017, Pages 91-98, ISSN 0920-4105

[24] U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2022, National

[25] Weems, Ph. Fallon, A.(2012) “Strategies for Development of CrossBorder Petroleum Reservoirs”, EneryNewsletter, King & Spalding

[26] Zendehboudi, Sohrab & Rezaei, Nima & Lohi, Ali. (2018). Applications of hybrid models in chemical, petroleum, and energy systems: A systematic review. Applied Energy. 228. 2539-2566. 10.1016/j. apenergy.2018.06.051.

[27] Zubarev, Denis Igorevich. "Pros and Cons of Applying Proxy-models as a Substitute for Full Reservoir Simulations. " Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009

[۲۸] ابراهیمی، سید نصرالله؛ منتظر، مهدی و مسعودی، فرزاد (۱۳۹۳)، اصول قانونی حاکم بر قراردادهای خدماتی بالادستی صنعت نفت و گاز ایران، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال سوم، شماره ۱۲

[۲۹] آرامی، احمد؛ رستمزاد، حسین قلی، لاجوردی، احسان (۱۴۰۱)، ارزیابی میادین مشترک و قرارداد های نفتی کشور های دارای میادین مشترک با ایران، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۲۰۶

[۳۰] پوریا شکری، علی فریدزاد، عاطفه تکلیف، تورج دهقانی، برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تأکید بر تولید صیانتی بر اساس الگوریتم تکاملی بهینه سازی ازدحام ذرات (PSO)، اقتصاد انرژی ایران (اقتصاد محیط زیست و انرژی)، بهار ۱۳۹۶ ، دوره ۶ ، شماره ۲۲ ; از صفحه ۷۵ تا صفحه ۱۰۵

[۳۱] حامد صاحب هنر، علی طاهری فرد، فاضل مریدی فریمانی، روح اله مهدوی، ارزیابی مالی-اقتصادی قرارداد های جدید نفتی ایران (IPC): مطالعه موردی فاز سوم میدان دارخوین، فصلنامه تحقیقات مدل سازی اقتصادی، شماره ۲۸، تابستان ۹۶

[۳۲] داود منظور، روح اله کهن هوش نژاد، مسعود امانی، ارزیابی مالی قرارداد های منتخب بیع متقابل نفتی و مقایسه آن با قرارداد های مشارکت در تولید، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال پنجم، شماره ۱۸، بهار ۱۳۹۵، صفحات ۲۱۷-۱۷۹

[۳۳] صاحب هنر، حامد؛ محمدرضا لطعلی پور، محمود هوشمند، مهدی فیضی، مقایسه تطبیقی رژیم مالی قراردادهای جدید نفتی ایران (IPC) و قراردادهای مشارکت در تولید: آزادگان جنوبی، فصلنامه نظریه های کاربردی اقتصاد، سال چهارم، شماره ۱، بهار ۱۳۹۶، صفحات ۱۱۸۰-۸۷

[۳۴] علی امامی میبدی ؛سید مهدی حسینی، محسن ابراهیمی، علی سوری، سید محمدعلی حاجی میرزایی، 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 پژوهش ها و سیاست های اقتصادی، سال بیست و چهارم، شماره ۷۷، بهار ۱۳۹۵، صفحات ۶۳-۹۴

[۳۵] علی امامی میبدی، مهریار داشاب، فیصل عامری، علی مقدم ابریشمی، معصومه اکبری بیرگانی، بررسی مقایسه ای نظام مالی قرارداد های خدماتی در صنعت نفت ایران و عراق از منظر امکان شناسایی ذخایر نفتی، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، سال هفدهم، شماره ۶۹، تابستان ۱۴۰۰، صفحات ۱۹۶-۱۵۱

Accepted Paper

[۳۶] علی فرخی، مهراس عبانیان، مطالعه مقایسه ای جذابیت اقتصادی و مالی قرارداد های جدید و بیع متقابل: نمونه موردی: میدان نفتی در بلوک اناران، فصلنامه راهبردی سیاست گذاری عمومی، دوره ۸، شماره ۲۷، تابستان ۹۷

[۳۷] کاووسی، شراره؛ فلاحی، محمدعلی، رزمی، سیدمحمدجواد (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، سال هفتم، شماره ۱۲، صص ۲۶-۱

[۳۸] گزارش راهبردی چالش‌های افزایش ضریب بازیافت و چشمانداز ازدیاد برداشت در میادین نفتی ایران، ویرایش اول، مرکز پژوهشی آرا ، ۱۳۹۶

[۳۹] محاسنی، محمدرضا؛ صدایی، بهنام؛ انتخاب سناریو بهینه ازدیاد برداشت تحت عدم قطعیت با مدل احتمالی سطح پاسخ و معیار های تصمیم گیری کمی برای یکی از مخازن ناهمگن عظیم ایران، دوماهنامه پژوهش نفت، شماره ۱۱۷، خرداد و تیر ۱۴۰۰، صفحه ۹۵-۷۸

[۴۰] محمدرضا شکوهی، مهسا سلیمانی، رسول شیخی نژاد مقدم، آیه کاتبی، مقایسه تطبیقی کارایی رژیم مالی قرارداد های بیع متقابل و قرارداد های نوین نفتی ایران، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال پنجم، شماره ۲۰، پاییز ۱۳۹۵، صفحات ۱۱۳-۷۹

[۴۱] مهدی زینلی حسنوند، ابوالفضل هاشمی، عوامل مؤثر بر مهاجرت سیال و تولید بهینه از میادین مشترک، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، دوره ۱۳۹۲، شماره ۱۰۳

[۴۲] وحید محمودی، سید نصراله ابراهیمی، صادق قاسمی، مقایسه مسیر بهینه تولید شرکت های بین المللی نفتی و شرکت ملی نفت در چارچوب قرارداد های جدید نفت ایران (IPC) با تاکید بر تولید صیانتی- مطالعه موردی میدان نفتی درود، فصلنامه پژوهش های سیاستگذاری و برنامه ریزی انرژی، سال پنجم، شماره ۱۷، زمستان ۱۳۹۸، صفحات ۶۶-۳۳

[۴۳] هادی دیباوند، علی طاهری فرد، علی فرید زاده، عاطفه تکلیف، محمد مهدی بحرالعلوم، مقایسه ابعاد مالی قرارداد های جدید نفتی ایران (IPC) و بیع متقابل: مطالعه موردی فاز های ۴ و ۵ میدان گازی پارس جنوبی، پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، سال هفتم، شماره ۲۶، بهار ۱۳۹۷، صفحات ۷۷-۵۱

Accepted Paper

Multi objective optimization of gas injection in common fields according fiscal- contractual regimes (Case study)

Common field oil recovery had been a priority for political and governance reasons. This priority is included in the upstream policies of the country. EOR methods are implemented to increase the recovery factor on production zone. In addition to the technical factors of field development, the financing aspects of the development is also an effective factor in the progress. One of the most important effective factor in financing aspect of IOR/ EOR is financial system of oil contracts. The current research was performed on a simulated model of a field in the Southwest of Iran, with the variables of oil production and gas injection rates the perforation interval, and the location of new wells. The cumulative production and oil migration in the reservoir were investigated as optimization functions. The optimization of these variables to achieve the desired technical functions has been done with NSGA-II evolutionary algorithm. After obtaining a set of equivalent optimal answers (Pareto front), Net present value and government financial income as economical functions were investigated in three financial models of the BuyBack, Production Share Contract and Iran Petroleum Contracts. After optimization process of the technical objective functions, a hundred different scenarios have been proposed. After the technical and financial investigations and comparison between the three contracts, it was found that the current net value of Iran Petroleum Contracts was higher than the other two types of contracts. Also, the final financial income of the field has generally decreased from the scenarios with emphasis on cumulative production to the scenarios with emphasis on less migration. BuyBack contract, the net present value is independent of technical functions and has not changed with the change of technical variables in different scenarios. The other two types of contracts produced different net present value and The government's earnings on different condition.

Keywords: Multi-objective EOR, oil contracts, Buy Back, PSC, IPC, joint fields, reservoir fluid migration

Accepted P

Multi-objective optimization of gas injection in commen fields with emphasis on the financial regime of oil contracts (a case study)

Abstract

Extraction from commen oil fields has always been a priority for political and governmental reasons, as reflected in the country's top-level documents. The general economic policies of resistance economy, the Sixth Development Plan, and ultimately the Seventh Plan explicitly state the priority of 'maximizing crude oil and natural gas production in commen fields' and 'increasing the recovery factor in independent fields'. Various methods of enhanced oil recovery are being implemented to increase the recovery factor in fields. Alongside technical factors in field development, financial provision for field development is also a significant factor affecting the progress of field development phases. One of the most influential factors in financing projects for increased reservoir extraction is the financial system of oil contracts. In the present study, one of the fields located in southwest Iran was simulated, with variables such as oil production rate, gas injection rate, and the location of new wells being examined, along with two technical functions of cumulative production and oil migration in the reservoir. Optimization of the existing variables to achieve desirable technical functions was performed using the NSGA-II evolutionary method. NSGA-II is a genetic optimization algorithm used for multi-objective optimization problems. It starts with a random population, then evolves it through generations by combining and mutating individuals. The process continues until it converges to a set of optimal solutions known as the Pareto front. After obtaining a set of optimal Pareto front solutions, two economic functions of net present value and government financial return were evaluated under three contractual models: buyback, new oil, and production sharing. After completing the optimization process for technical objective functions, one hundred different optimal scenarios were proposed. Upon technical and financial evaluations, it was found that the net present value of Iran's new oil contracts was higher than the other two types of contracts. Additionally, the final financial return of the field generally decreased from scenarios emphasizing cumulative production to scenarios emphasizing less migration. In the buyback contract, the net present value was independent of technical functions and remained unchanged across different scenarios. The other two types of contracts generated different net present values and government returns in various scenarios.

Keywords: Multi-objective optimization of enhanced oil recovery, Oil contracts, Buyback, Production sharing, Iran's new oil contract, Commen fields, Reservoir fluid migration

Accepted Paper