

بررسی تأثیر طرح تزریق گاز در بهینه سازی ضریب برداشت از یک میدان نفتی در جنوب ایران

اسماعیل رجبی

دانشجوی اقتصاد نفت و گاز، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، واحد تهران مرکزی،
دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، (esmaeelrajabi5@gmail.com)

قدرت الله امام وردی^۱

استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد
اسلامی، تهران، ایران، (ghemamverdi2@gmail.com)

علی اصغر اسماعیل نیا

استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، واحد تهران مرکزی، دانشگاه
آزاد اسلامی، تهران، ایران، (aeketabi@gmail.com)

مرجان دامن کشیده

استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد
اسلامی، تهران، ایران، (m.damankeshideh@yahoo.com)

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۵/۱۰ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۱۱/۱۴

چکیده

تزریق گاز به میدان نفتی از روش های ازدیاد برداشت نفت محسوب می شود و روشی است، که به منظور جلوگیری از کاهش فشار نفت و تثبیت آن، افزایش حجم و فشار سیال درون مخزن، در نتیجه تثبیت میزان استخراج نفت در یک مخزن نفتی، در طول زمان انجام می شود. این روش از دهه ۱۹۵۰ میلادی در سطح فراملی (بین المللی) استفاده شده است و به دلیل کم هزینه بودن در مقایسه با روش حفاری چاه های جدید، مورد استقبال قرار گرفت. هدف نهایی از تزریق گاز، تأمین ضریب بازیافت بیشتر برای میدان نفتی، نسبت به روش های اولیه و معمول می باشد. در این روش به دلیل وجود خاصیت امتزاج، در اثر تزریق گاز، موپینگی به کمترین مقدار ممکن می رسد، در نتیجه نفت خام موجود در دیواره مخزن، جای خود را به گاز خشک تزریق شده می دهد و نفت مورد نظر نیز با فشار مناسب از دهانه چاه، خارج می شود. مساله با برنامه رایانه ای نرم افزار متلب برای بازه زمانی چهل ساله ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰ خورشیدی برای یکی از میادین نفتی واقع در جنوب کشور شبیه سازی می شود. با توجه به نتایج به دست آمده استدلال بر این است که با افزایش نرخ تنزیل، میزان سود حاصل از فروش نفت در دوره مورد بررسی کاهش و با افزایش قیمت نفت خام، میزان سود حاصل از فروش افزایش یافته است. همچنین با تزریق روزانه ۹۰ میلیون متر مکعب گاز در بازه زمانی فوق حجمی معادل ۲۷۶۰ میلیون بشکه نفت خام اضافی به حجم ذخایر قابل استحصال میدان اضافه می گردد که این میزان در سال ۶۹ میلیون بشکه خواهد بود.

طبقه بندی JEL: Q19, C61, A23, A19 Q29

کلید واژه ها: ضریب برداشت نفت، تزریق گاز، بهینه سازی، سود، میدان نفتی جنوب.

۱- مقدمه

گاز یکی از متداولترین سیالات تزریقی برای تأمین فشار و ازدیاد برداشت می‌باشد، چون که در بسیاری از نواحی چه بصورت گاز همراه و چه بصورت مخازن گازی در دسترس است. تزریق گاز برای مخازنی که ضریب حجمی نفت آنها به نسبت بالاست، اثر قابل توجهی را در بازیافت نفت دارا می‌باشد. از عوامل مهمی که در تصمیم‌گیری درباره تزریق گاز در یک مخزن منظور می‌شود وجود یک منبع گاز ارزان به مقدار کافی و نزدیک به محل تزریق است. تزریق دوباره گاز تولیدی از مخزن به عنوان اصلی‌ترین منبع تزریق گاز در نظر گرفته می‌شود. تزریق گاز در مخازن نفتی به عنوان فرآیند ازدیاد برداشت به دو صورت تزریق غیرامتزاجی^۱ و تزریق امتزاجی^۲ انجام می‌گیرد. تولید نفت به وسیله تزریق گاز یک فرآیند غیر امتزاجی است، مگر آنکه گاز در فشار بالا تزریق شده یا از هیدروکربن‌های غنی استفاده شود. در تزریق غیرامتزاجی یک جریان دوفازی مایع (نفت) با سطح تماس مشخص در حفره‌ها قابل مشاهده است. این نوع تزریق در مخازن دارای نفوذپذیری عمودی خوب یا مخازن ضخیم و یا شیب تند، کارآمدتر است. کاربرد این روش اگرچه موثر است ولی با مشکلاتی نیز همراه است. بالا بودن کشش سطحی و نیروی موینگی در حفره‌های بسیار کوچک سبب به تله افتادن نفت درون آنها می‌شود. مقدار بالای نیروی موینگی مانع حرکت نفت می‌شود مقدار نفت به تله افتاده در کل مخزن نیز قابل توجه است و هرچند با افزایش فشار تزریق گاز می‌توان براین مشکل تا حدودی غلبه کرد ولی تزریق امتزاجی گاز برای حل این مشکل ضروری است (۱۳۹۱، حسینی و همکاران). به طور متوسط در مخازنی که نفت سبک و نیمه سنگین دارند تزریق گاز دی اکسید کربن به صورت امتزاجی و در مخازنی که دارای نفت سنگین هستند تزریق به صورت غیر امتزاجی با موفقیت بیشتری همراه است. در میدان نفتی مورد بحث تزریق گاز از طریق امتزاجی انجام می‌شود.

تاکنون مطالعات عرضه انرژی پیرامون چند موضوع خاص بوده است. اغلب این مطالعات مرتبط با عرضه نفت و گاز است. این امر به دلیل نگرانی دایمی از کمبود انرژی است که به واسطه تصور پایان‌پذیری ذخایر نفت و گاز ایجاد شده است. اغلب متون

۱. تزریق مستقیم درون کلاهک گازی است.

۲. تزریق در لایه نفتی مخزن است.

اقتصاد انرژی با توضیح دو قانون اول ترمودینامیک بیان می‌شود. این دو قانون عبارتند از:

نخست، انرژی نه تولید می‌شود و نه از بین می‌رود. دوم، انرژی می‌تواند تبدیل شود که این تبدیل کارا نیست. دلالت این قوانین این است که انرژی مفید محدود است و استفاده از آن می‌بایست در فرایندهای اقتصادی کاهش یابد. در اقتصاد انرژی، چشم پوشی از مصرف آینده هزینه مصرف کننده نامیده می‌شود. بر اساس نظریه‌های موجود در اقتصاد انرژی، هزینه مصرف کننده عبارت است از ارزش انرژی مصرفی ضربدر نرخ بهره (گد، ۲۰۲۲). رشد اقتصاد ایران در طول سالیان متوالی کمتر از رشد درآمدهای نفتی بوده است. در بیان علت این روند، می‌توان گفت اگر متوسط نرخ رشد اقتصادی از متوسط رشد درآمدهای نفتی زیادتر باشد به خاطر اینکه اقتصاد ایران یک اقتصاد دولتی مبتنی بر درآمدهای نفتی است، باعث کسری قابل ملاحظه در حساب‌های جاری بازرگانی می‌شود و در نتیجه سبب واردات سرمایه متناسب با این کسری می‌شود ولی به علت محدودیت در سرمایه‌های خارجی باعث محدودیت در رشد اقتصادی می‌شود.

۱-۱- رعایت الزامات زیست محیطی

مهمترین مساله در اجرای پروژه‌های نفتی عدم سوزاندن گازهای همراه نفت است که یکی از دغدغه‌های اصلی زیست محیطی در ایران محسوب می‌شود. پروژه‌های مزبور نباید به سفره‌های زیرزمینی آب لطمه وارد کرده و آنها را آلوده نماید. پروژه‌هایی که در دریا انجام می‌شود می‌تواند آبهای ساحلی و فراملی (بین المللی) را آلوده کرده، خسارت جبران ناپذیر به محیط زیست وارد نماید. هر چند مسایل زیست محیطی به افزایش هزینه‌ها منجر می‌شود ولی به عنوان یک اصل مسلم در توسعه پایدار مورد تاکید قرار گرفته است. طبق آمار آژانس بین المللی انرژی، ۶۲ درصد مصرف انرژی جهان از طریق نفت خام، میعانات گازی و گاز طبیعی تامین شده است. این آژانس پیش بینی می‌کند که در سال ۲۰۴۴ با افزایش تولید و مصرف گاز طبیعی، سهم نفت و گاز در سبد انرژی جهان ۶۷ درصد خواهد رسید. در میدان نفتی مورد بررسی از سیستم بازیافت پسماند حفاری ۱ به منظور رفع آلودگی زیست محیطی بر روی دستگاه‌های حفاری استفاده

می‌شود که در این راستا جمع آوری گازهای همراه نفت لایه بنگستان را می‌توان به عنوان یک طرح زیست محیطی نام برد که معروف به طرح آماک می‌باشد. فرآیند پروژه به این صورت است که با توجه به این که گازهای همراه نفت لایه بنگستان به سبب دارا بودن گاز هیدروژن سولفور قابل استفاده نیستند و در مشعل‌های واحدهای بهره برداری می‌سوزند و در چارچوب طرح آماک در کنار هر یک از ایستگاه‌های بهره برداری یک ایستگاه تقویت فشار برای گازهای همراه احداث شده تا گازها را پس از جمع آوری، تراکم و نم زدایی از طریق شبکه خطوط لوله به پالایشگاه شیرین سازی پروژه منتقل و توسط حلال دی اتانول آمین، گوگرد زدایی و به گاز شیرین تبدیل شود. پیشگیری از انتشار آلاینده‌های زیست محیطی از طریق جمع آوری، آبزدایی و شیرین سازی گازهای ترش و تبدیل این گازها به گاز شیرین غنی برای استفاده‌های صنعتی، تجاری و خانگی به عنوان اهداف اجرای این طرح در میدان نفتی فوق می‌باشد.

۱-۲- نظریه هتلینگ^۱

دو نتیجه اصلی کار هتلینگ که مورد توجه اقتصاددانان قرار گرفت به شرح زیر است :
الف) مقدار ثابتی از نفت خام وجود دارد که در طی زمان به واسطه استخراج تمام می‌شود.

ب) طی زمان قیمت منابع پایان پذیر بر اساس نرخ بهره افزایش می‌یابد که این بیانگر تفاوت ارزش حال و آینده این منابع خواهد بود که این مساله از تخلیه زود هنگام منابع جلوگیری می‌کند.

منبع نگهداری می‌شود. → بازدهی استخراج > بازدهی منبع در زیر زمین
منبع را به فروش می‌رساند. → بازدهی استخراج < بازدهی منبع در زیر زمین
فرضیه هتلینگ بر مبنای این فرضیه اساسی قرار دارد که موجودی ذخایر نفت خام ثابت است و تولید مجدد آن امکان پذیر نیست. این به معنای پایان پذیری نفت خام است، آدلمن این فرض اساسی هتلینگ را رد کرد. وی بر این باور است که یک موجودی ناشناخته از نفت خام وجود دارد که با سرمایه‌گذاری جدید قابل استخراج است. در برخی از دوره‌ها، هزینه تولید نفت بیش از قیمت نفت خام خواهد بود که دلیل

1. Hotelling , Harold

آن پایین بودن قیمت نفت خام، ناشی از کمبود تقاضا و یا بالا بودن هزینه تولید بر اثر کاهش ذخایر نفت خام است. در چنین وضعیتی، سرمایه‌گذاری در صنعت نفت صورت نمی‌گیرد و صنعت دچار رکود می‌شود.

دومین کاستی مطالعات مبتنی بر فرض ثابت بودن ذخایر در تئوری هتلینگ این است که از واقعیت‌های صنعت نفت در دو حوزه چشم‌پوشی شده است. اول اینکه در این مطالعات، شوک‌های نفتی هیچگونه اثری بر استخراج منابع نفتی ندارند. دوم، در هیچکدام از مطالعات تجربی نشانه‌ای از تخلیه منابع دیده نمی‌شود در حالی که پایان‌پذیری منابع می‌بایست از طریق افزایش در هزینه‌های تولید و یا افزایش قیمت‌ها در طی زمان آشکار شود. (موسیوند و کاکویی، ۱۳۹۷).

بهینه‌یابی بین‌دوره‌ای در اقتصاد منابع و مدل‌سازی آن در بازار انرژی به لحاظ تاریخی به «هتلینگ» (۱۹۳۱) نسبت داده می‌شود. او رفتار صاحب یک منبع انرژی پایان‌پذیر را مدل می‌نماید. در این روش صاحب منبع انرژی برنامه‌تولیدی خود را در طی زمان طوری انتخاب می‌کند که ارزش فعلی بازدهی خالص فروش آن را در یک افق زمانی مشخص، ماکزیمم سازد. بنابراین سیاستگذاری بهینه توسط برنامه‌ریزی تولید می‌بایست با بهینه‌سازی تابع ارزش اجتماعی منافع خالص بهره‌برداری از منبع انرژی در دوره برنامه‌ریزی صورت گیرد و نگرش واقع‌بینانه مستلزم آن است که هم منافع جاری و هم منافع آتی در نظر گرفته شود. شایان ذکر است که دستیابی به حداکثر منفعت امروز صرف‌نظر کردن از توان تولید برای منافع آتی است و از این منظر مبادله سود بین دوره‌ای و نقش نرخ بهره مطرح می‌شود. در این راستا علت اینکه نیازمندیم بهره‌برداری را به بهینه انجام دهیم اینست که می‌خواهیم بر اساس نظریه هتلینگ منافع نسل‌های آینده نیز در نظر گرفته شده و حفظ شود.

۱-۳- الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات که به نام الگوریتم پرندگان نیز مشهور است یک خانواده از روش‌های هوش جمعی و یکی از الگوریتم‌های موفق در زمینه بهینه‌سازی پیوسته و گسسته می‌باشد. این روش بهینه‌سازی اولین بار در سال ۱۹۹۵ توسط جیمز کندی و راسل سی ابرهارت و با الهام از رفتار جمعی پرندگان و ماهی‌ها (که در

گروه‌های کوچک و بزرگ در کنار هم زندگی می‌کنند) و به کارگیری مفاهیم الگوریتم‌های تکاملی، معرفی شد.

الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات مشابه با الگوریتم‌های تکاملی یک الگوریتم جمعیتی بوده که در آن تعدادی ذره که راه حل‌های کاندیدای یک تابع با حل یک مساله هستند یک ازدحام (جمعیت) را تشکیل می‌دهند. این ذرات در فضای مساله حرکت کرده و بر اساس تجربیات فردی خود و تجربیات جمعی سعی می‌کنند تا راه حل‌های بهینه در فضای جستجو را بیابند. این روش به وسیله ابعاد و غیر خطی بودن مساله خیلی تحت تأثیر قرار نگرفته و نتایج خوبی در محیط‌های استاتیک، نویزی و محیط‌های به طور پیوسته در حال تغییر می‌گیرد. این ویژگی‌ها به علاوه سادگی پیاده سازی، عدم الزام بر پیوستگی تابع هدف و توانایی وفق دادن به محیط پویا باعث شده که این الگوریتم در حوزه‌های بسیار مختلفی به کار رود. (پاتل و همکاران،^۱ ۲۰۱۱).

این الگوریتم همچنین یکی از مهمترین الگوریتم‌های بهینه‌سازی هوشمند است که در حوزه هوش ازدحامی^۲ جای می‌گیرد. در الگوریتم^۳ PSO اعضای جمعیت جواب‌ها به صورت مستقیم با هم ارتباط دارند و از طریق تبادل اطلاعات با یکدیگر و یادآوری خاطرات خوب گذشته به حل مساله می‌پردازند.

مراحل الگوریتم تکاملی ازدحام ذرات (PSO) به صورت زیر است:

- (۱) موقعیت دهی اولیه به علاوه رقابت
 - (۲) به روز رسانی موقعیت و سرعت برای همه اعضا
 - (۳) بررسی شرایط جدید و رقابت
 - (۴) در صورت محقق نشدن شرایط خاتمه، از مرحله (۲) این فرآیند تکرار می‌شود
 - (۵) بازگردان بهترین پاسخ یافته شده (جلالی، ۱۳۹۸).
- در این تحقیق به سوالات زیر پاسخ داده می‌شود:
- الف) اختلاف میزان تولید کنونی با میزان تولید بهینه در میدان نفتی مورد بررسی، پس از تزریق گاز چه میزان است؟

1. Patel & Etal

2. Swarm Intelligence

3. Particle Swarm Optimization

ب) طرح تزریق گاز به میدان نفتی مورد بررسی، قابل گسترش به سایر میدان‌های نفتی است؟

با توجه به شرایط اقتصاد ایران از نظر تحریم‌های نفتی و در مقایسه با سایر پژوهش‌های انجام شده بر آنیم تا مساله تزریق گاز به میدان نفتی مورد نظر و ارتباط آن با صادرات گاز و گاز مصرفی خانگی (گرمایشی) را مورد بررسی قرار داده و نیم‌نگاهی نیز به ارتباط تزریق گاز با مصرف گاز مصرفی خانگی (گرمایشی) در حالت خاص برای میدان نفتی مورد بررسی و در حالت کل برای ذخایر نفتی داشته باشیم که این امر می‌تواند به عنوان نوآوری در این تحقیق در نظر گرفته شود.

مطالعه حاضر به پنج بخش تقسیم شده است. بخش اول شامل مقدمه، در بخش دوم مروری بر ادبیات و پیشینه تجربی پژوهش مورد بررسی قرار گرفته است. سپس، بخش سوم، روش‌شناسی استفاده شده در پژوهش توضیح داده شده است. در بخش چهارم برآورد مدل و تجزیه و تحلیل داده‌ها ارائه خواهد شد. بخش پنجم نیز، شامل جمع‌بندی و ارائه پیشنهادات خواهد بود.

۲- مروری بر ادبیات و پیشینه تحقیق:

کریمی (۱۳۹۸). هدف از انجام این تحقیق، طراحی بهینه محل و مسیر مناسب حفر چاه‌های نفت و گاز در یکی از مخازن هیدروکربنی جنوب غرب ایران با استفاده از روش‌های زمین‌آماري و برنامه‌نویسی در محیط متلب به منظور اکتشافات توسعه‌ای، تکمیلی و افزایش بهره‌دهی مخزن است. بدین منظور، ابتدا از تخمین زمین‌آماري کریجینگ برای برآورد پارامترهای پتروفیزیکی این مخزن استفاده و مقادیر تخلخل، اشباع آب و واریانس کریجینگ این پارامترها در مدل بلوکی محاسبه شد. جهت تعیین محل و مسیر حفاری‌های بهینه، دو رویکرد برای جانمایی حفاری‌های قائم (توسعه‌ای و تکمیلی) و دو رویکرد برای جانمایی و تعیین مسیر حفاری‌های جهت دار (Continuous Build) و (Build-and-hold) به کار گرفته شد. جهت جانمایی حفاری‌های قائم، یک تابع هدف تعریف و تغییرات آن به گونه‌ای در نظر گرفته شد که منجر به بیشینه شدن تخلخل، اشباع هیدروکربن و واریانس کریجینگ آن‌ها در بلوک‌های قرار گرفته در یک راستای قائم شود. تعیین محل و مسیر حفاری‌های جهت دار، از طریق بهینه‌سازی تابع هدف در مسیر حرکت چاه و برنامه‌نویسی در متلب با دو رویکرد حفاری انحرافی مدنظر

قرار گرفت. در حفاری‌های قائم، ۵ مکان بهینه برای چاه‌های توسعه ای و ۵ مکان بهینه برای چاه‌های تکمیلی با بیشینه سازی تابع هدف پیشنهاد شد. برآوردهای انجام شده، نشان می‌دهد که چاه‌های توسعه ای می‌تواند ذخیره هیدروکربن درجای مخزن را ۳/۲۶ درصد افزایش و حفر چاه‌های تکمیلی، واریانس و خطای تخمین را به ترتیب برای تخلخل به میزان ۱۰ و ۴/۱۰ درصد و برای اشباع آب به میزان ۳/۸ و ۹/۲ درصد کاهش دهد.

جلالی (۱۳۹۸). با توجه به وجود میادین مشترک در ایران با کشورهای همسایه، نیاز به استفاده از روش‌های بهینه‌سازی برای استفاده حداکثری از این میادین احساس می‌شود که در این بین، میدان نفتی آزادگان به دلیل حجم عظیم ذخایر نفتی و مشترک بودن با کشور عراق نیازمند توجه ویژه‌ای می‌باشد. با توجه به عدم وجود سامانه بهینه‌سازی در میدان نفتی آزادگان، در این تحقیق، معرفی و توسعه مدل‌سازی ریاضی با استفاده از اطلاعات میدان به منظور بهینه‌سازی تولید انجام شد. هدف این مدل، با فرض سودمند بودن افزایش تولید، رسیدن به میزان تولید بهینه در هر لحظه از زمان با استفاده از روش بهینه‌سازی تولید بی‌درنگ (RTPO)^۱ در میدان نفتی آزادگان می‌باشد. در همین راستا برای افزایش تولید در منیفولد شماره ۷ میدان نفتی آزادگان که شامل ۱۳ حلقه چاه می‌باشد از رویکرد بهینه‌سازی تولید بی‌درنگ برای پیدا کردن فشار بهینه نقاط مختلف سامانه در هر لحظه از زمان استفاده شده است. با توجه به وجود معادلات غیرخطی برای تولید نفت و افت فشار در طول مسیر، ابتدا روش‌های مناسب برای تبدیل معادلات غیرخطی سامانه به معادلات خطی (MILP)^۲ بررسی شده، سپس با استفاده از آنالیز حساسیت (Pipesim) نقاط گسسته برای این خطی‌سازی به‌دست‌آمده و به عنوان ورودی به نرم‌افزار GAMS استفاده شده است. در نهایت با حل همزمان معادلات در نرم‌افزار GAMS، نقاط بهینه فشاری برای رسیدن به حداکثر تولید نفت به دست آمد که نشان دهنده افزایش تولید ۲۷/۷ درصدی نفت با استفاده از این روش می‌باشد.

1. Real Time Production Optimization
2. Mixed Integer Linear Programming

کاوسی (۱۳۹۹). در این مطالعه واکنش رفتاری هر یک از طرفین قرارداد بیع متقابل با استفاده از دو روش ایستا (رویکرد سناریو) و روش پویا (رویکرد برنامه‌ریزی پویا) نسبت به ساختار و مؤلفه‌های رژیم مالی قرارداد مقایسه شده است. هدف اصلی از انجام این پژوهش، بررسی این مسأله است که شرایط قرارداد بیع متقابل یا همان مؤلفه‌های رژیم مالی این قرارداد بر میزان اختلاف بین طرفین در خصوص مسیر بهینه تولید در طول دوره قرارداد چگونه تأثیر می‌گذارد. مهمترین نوآوری این تحقیق وارد کردن پارامترها و متغیرهای رژیم مالی قرارداد در مسأله بهینه‌سازی هر یک از طرفین و به کارگیری مدل برای یک میدان واقعی به منظور رسیدن به نتایج کمی است. به این منظور از اطلاعات مربوط به قرارداد بیع متقابل طرح توسعه میادین نفتی سروش و نوروز استفاده شده است. نتایج به دست آمده در روش ایستا، حاکی از آن است که فقدان انعطاف‌پذیری بهینه در برابر تغییر شرایط و محدود بودن ابزارهای مالی از جمله نقاط ضعف قراردادهای بیع متقابل به شمار می‌روند. علت عمده این وضعیت را نیز می‌توان در برخی از مؤلفه‌های قرارداد همچون سقف هزینه‌های سرمایه‌ای، سقف ۶۰ یا ۵۰ درصدی بازپرداخت هزینه‌ها و دستمزد پیمانکار از محل درآمد میدان و حتی عاملی چون محدود بودن نرخ بازگشت سرمایه جستجو کرد. در کنار فقدان انعطاف‌پذیری بهینه قراردادهای بیع متقابل، کم‌رنگ بودن همگرایی منافع کارفرما و پیمانکار یکی دیگر از مهم‌ترین عناصر ناکارآمدی قراردادهای بیع متقابل محسوب می‌شود؛ در واقع در این قراردادها عایدی پیمانکار به نوعی با هزینه‌های صورت گرفته رابطه مستقیم دارد. به عبارت دیگر درآمد بیشتر برای پیمانکار مستلزم بالاتر بودن هزینه‌های پروژه است که سبب تعارض جدی منافع پیمانکار و دولت میزبان شده است. نتایج مربوط به روش پویا، که از مقایسه مسیر بهینه تولید در طرفین قرارداد بیع متقابل به دست آمده است، بیانگر آن است که در هر سه سناریو قیمتی، در طول دوره قرارداد، مسیر بهینه تولید شرکت بین‌المللی نفتی از مسیر بهینه تولید دولت میزبان بالاتر می‌باشد.

نظری (۱۳۹۹). با توجه به تأثیر غیرقابل انکار صنعت نفت به عنوان یکی از بخش‌های اصلی زنجیره تأمین انرژی در جهان که با تغییرات قیمت زیادی همراه است و همچنین اهمیت عملکرد بهینه اقتصادی صنایعی که نفت، خوراک اولیه آنهاست، نقش

مدلسازی و بهینه‌سازی صنایع فوق به منظور کاهش هزینه‌های طراحی فرایند و عملیات بهره برداری برجسته می‌شود. بالا بردن دقت مدل‌ها، موجب حصول پیش‌بینی‌های معتبرتر و به تبع آن فراهم آوردن اطمینان خاطر بیشتر سرمایه‌گذاران در صنعت می‌شود. همچنین مدل‌های دقیق، امکان بهینه‌سازی برای کارشناسان را طی طراحی فرایند و عملیات بهره برداری فراهم می‌آورد. در سال‌های اخیر، مدلسازی و شبیه‌سازی در صنعت نفت با رویکرد یکپارچه سازی مخزن و تأسیسات آماده سازی نفت و گاز، مورد توجه ویژه صنعت و دانشگاه قرار گرفته است. در این پژوهش، مدلسازی و شبیه سازی یکپارچه برای بخشی از یکی از میادین نفتی جنوب ایران، مورد مطالعه قرار گرفته است. در این مدلسازی، بخش‌های مختلف فرایند تولید، از بالادست تا پایین دست مورد مطالعه قرار گرفته اند. مدل یکپارچه شامل مدل مخزن، چاه‌های تولیدی، شبکه خطوط لوله انتقال و منیفولدها و تأسیسات آماده سازی نفت می‌باشد که هر کدام، یکی از بخش‌های زنجیره مدلسازی را تشکیل می‌دهند. پس از مدلسازی یکپارچه، نتایج پیش‌بینی‌های مدل با داده‌های واقعی گرفته شده از مخزن مقایسه شده و اعتبارسنجی مدل مورد بررسی قرار گرفته است. در نهایت برای نشان دادن قابلیت‌های مدلسازی یکپارچه، سناریوی فرضی تزریق گازهای جدا شده در تأسیسات آماده سازی نفت به مخزن مطالعه می‌شود که تأثیر آن بر تولید مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

بازوکار (۱۴۰۱). نفت و گاز مهم ترین منابع تأمین انرژی بشر امروزی هستند؛ به‌طوری که نفت خام ۳۷ درصد و گاز طبیعی ۲۱ درصد انرژی دنیا را تأمین می‌کنند. از این رو نفت و گاز در معادلات اقتصادی سیاسی جهان اهمیت راهبردی دارند. امروزه سیستم اطلاعات مکانی (GIS) به برنامه ریزان این امکان را می‌دهد که بتوانند مکان‌های بهینه ای را برای توسعه ی زیرساخت‌های خطی شناسایی کنند. روش‌های معمول و سنتی مسیر یابی خطوط گاز در شرکت ملی گاز بر پایه استفاده از شیوه‌های به نسبت پرهزینه و زمانبر می‌باشد. تجزیه و تحلیل مسیر با کمترین هزینه در GIS از الگوریتم‌های کوتاهترین مسیر در محیط‌های برداری و شبکه ای استفاده می‌کند. در این تحقیق هدف، مکان یابی ایستگاه‌های فشار شکن گاز با استفاده از سنجش از دور و سیستم اطلاعات مکانی در استان قم می‌باشد که تجزیه و تحلیل‌های مکانی آن بر اساس

مدل تلفیقی همپوشانی شاخص وزندار و فازی بوده است. برای تعیین مکانی بهینه داده‌های توپوگرافی و زمین شناسی منطقه به همراه داده ماهواره ای سنتینل ۲ اخذ شد و بعد از آماده سازی، فرایند تجزیه و تحلیل و تلفیق انجام شد. ملاحظه گردید که مکان یابی بر اساس نقشه بدست آمده از روش فازی و همپوشانی شاخص وزندار نتایج قابل قبولی داشته است. برای تایید نقشه تولیدی از نظر سه کارشناس استفاده گردید که نتایج و نقشه‌های نهایی توسط این کارشناسان دارای صحت ۶۶,۶ درصدی تعیین گردید.

آقای منصور زراع نژاد (سال ۱۴۰۱) به بررسی "تأثیر رشد اقتصادی، مصرف انرژی و شهرنشینی بر انتشار دی اکسید کربن در کشورهای منتخب عضو اوپک با رویکرد اقتصاد سنجی فضایی" می‌پردازد. در این مقاله تأثیر رشد اقتصادی مصرف انرژی و شهرنشینی بر انتشار دی اکسید کربن بررسی شده است. بدین منظور نمونه ای شامل ۸ کشور عضو سازمان اوپک برای دوره ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۸ انتخاب شده است. با توجه به وجود اثر مجاورت از اقتصاد سنجی فضایی برای بررسی اثرات سرریز از کشورهای همسایه نیز بهره گرفته شده است. نتایج نشان داد که وابستگی فضایی در بین کشورهای بررسی شده وجود دارد. تجزیه و تحلیل سرریز فضایی به تفکیک نشان داد که هر دو اثر رشد اقتصادی و جمعیت شهری محلی (مستقیم) و سرریز فضایی (غیر مستقیم) انتشار دی اکسید کربن در هر کشور و کشورهای همسایه را افزایش می‌دهد، ولی میزان اثر مستقیم بیش از میزان اثر غیر مستقیم بر کشورهای دیگر است. این واقعیت که آلودگی محیط زیست ناشی از رشد اقتصادی و توسعه مناطق شهری و افزایش مصرف انرژی‌های تجدید ناپذیر در هر کدام از این کشورهای مورد مطالعه بر کیفیت محیط زیست کشورهای همسایه نیز اثر می‌گذارد، زمینه همکاری را بین کشورهای عضو سازمان اوپک که در مجاورت یکدیگر قرار دارند برای توسعه فناوری تولید انرژی‌های پاک (انواع انرژی‌های تجدید پذیر) را فراهم می‌کند.

آقای منصور نظری و همکاران (سال ۱۴۰۱) در مقاله ای با عنوان «مروری بر پارامترهای غربالگری روش‌های فراآوری مصنوعی با هدف بهبود برداشت نفت» به بررسی بهبود برداشت نفت می‌پردازد. با گذشت مدت زمانی از شروع تولید به دلیل افت فشار مخزن یا کاهش تولید پذیری چاه و در نتیجه کاهش فشار جریانی ته چاه، انتقال

نفت به سطح با نرخ مطلوب به صورت طبیعی صورت نمی پذیرد. لذا در این شرایط، ضرورت دارد از روش هایی موسوم به فرازآوری مصنوعی (شامل فرازآوری با گاز و فرازآوری با پمپ) به منظور کمک به تولید سیال استفاده گردد. تصمیم گیری در مورد انتخاب روش فرازآوری مصنوعی برای سودآوری بلند مدت یک میدان از اهمیت خاصی برخوردار است. انتخاب روش بهینه (از نظر فنی) با در نظر گرفتن پارامترهای مرتبط با سیالات مخزن (نسبت گاز به مایع تولیدی، گرانشی نفت، چگالی نفت و خوردگی نفت و گاز)، تولید (دبی تولید، فشار ته چاهی، تولید شن و ذرات جامد، رسوب پارافین)، چاه (نوع از منظر خشکی یا دریا، عمق، اندازه دیواره، زاویه انحراف)، شرایط محیطی و عوامل اقتصادی (هزینه های سرمایه ای و عملیاتی) انجام می شود. انتخاب روش فرازآوری مصنوعی می تواند بر اساس ملاحظات دیگری نظیر موقعیت میدان، فاصله چاه ها، وضعیت مکانیکی چاه و تجربه عملیاتی تیمی که سیستم را انتخاب می کند نیز باشد. اکثر چاه ها می توانند توسط چند روش فرازآوری مصنوعی به طور رضایت بخشی تولید کنند. مطالعه حاضر با مرور منبع قبلی، ضمن بیان مزایا، معایب، محدودیت ها و شرایط به کارگیری هر کدام از انواع مختلف روش های فرازآوری مصنوعی، برنامه ای جامع به منظور غربالگری این روش ها را ارائه می دهد.

مقاله خانم فاطمه امیری (سال ۱۴۰۱) در رابطه با «استفاده از اطلاعات تست چاه جهت بررسی پتانسیل تولیدی سازند سروک در یکی از میداین غرب کارون» می باشد. این مطالعه بر روی یکی از میداین نفتی ایران در منطقه غرب کارون انجام شده که در آن تولیدی صورت نگرفته است. منطقه غرب کارون در بحث تولید نفت یک منطقه توسعه نیافته می باشد که برنامه توسعه آن در این سال ها مورد توجه وزارت نفت بوده است. به منظور به دست آوردن پتانسیل تولیدی میداینی که هنوز تولیدی از آن ها صورت نگرفته برآورد حجم نفت در جا می تواند کمک شایانی در حفر چاه های تولیدی در برنامه توسعه این میداین داشته باشد که در نهایت می تواند کاهش هزینه های حفاری و تولید را در بر داشته باشد. در این تحقیق به مطالعه خصوصیات مخزنی سازند سروک، بررسی پتانسیل تولیدی و تخمین میزان نفت در جای آن جهت برنامه ریزی های آتی پرداخته می شود. در این پژوهش، پس از اخذ اطلاعات مخزن و پیاده کردن داده های مربوط به آزمایش روی نمودار، می توان نمودار به دست آمده از مخزن

واقعی را با نمودارهای مدل منطبق کرد و بر اساس آن دیگر پارامترهای مهندسی مخزن (نفوذ پذیری، ضریب پوسته و...) را به دست آورده و یا در حالت عدم انطباق کامل با نمودارهای مدل، برخی از پارامترهای نمودار مدل را تغییر داده تا بهترین نمودار بیان کننده ی حالت واقعی مخزن را شناسایی کند. نتایج به دست آمده نشان می‌دهند که سازند سروک میدان مورد مطالعه در غرب کارون دارای پتانسیل تولیدی مناسبی می‌باشد. از طرف دیگر در این سازند با کاهش فشار مواجه خواهیم بود که علت آن تولید از میادین مجاور این میدان می‌باشد. نتایج نشان می‌دهد حجم کل نفت در جای سازند سروک ۲۲۸۱ میلیون بشکه، ضخامت سازند سروک ۶۴۲ متر می‌باشد.

قندی و لین (۲۰۱۸).^۱ کارایی اقتصادی قراردادهای نفتی را در قراردادهای بیع متقابل، خرید خدمات فنی و مشارکت در تولید مورد بررسی قرار دادند ایشان مسأله بهینه‌سازی را در قالب یک مدل پویا و با استفاده از معادله بلمن پسر و بر روی میدان نفتی رامیلا عراق مورد بررسی قرار داده و نشان دادند که بیشترین کارایی اقتصادی به ترتیب مربوط به قرارداد مشارکت در تولید، خرید خدمات فنی و بیع متقابل می‌باشد که البته با ترکیب و اضافه کردن برخی از مشخصه های (همچون سقف تولید، سقف بازپرداخت مخارج سرمایه ای، قیمت ثابت تعیین شده در قرارداد برای تعیین درآمد ناخالص) یک قرارداد به قرارداد دیگر می‌توان کارایی اقتصادی را افزایش یا کاهش داد.

محمدی و همکاران (۲۰۲۳)^۲ در مقاله «طراحی شاخص امنیت انرژی با رویکرد توسعه دنباله دار برای کشورهای صادر کننده انرژی با استفاده از متد BWM» اهمیت کمی سازی عدم قطعیت در پیش بینی‌های تولید هیدروکربن در صنعت نفت را مورد بحث قرار دادند و یک رویکرد بهینه‌سازی ازدحام ذرات چند هدفی را برای تطبیق تاریخچه مخزن معرفی کردند که امکان سرعت همگرایی سریع تر و تطابق تاریخچه بهتر را در مقایسه با رویکرد تک هدفی فراهم می‌کند.

«بهینه‌سازی دستگاه‌های چند مرحله ای تولید نفت خام بر اساس شبیه‌سازی – فرآیند ارزیابی اقتصادی و تصمیم گیری مربوطه» عنوان مقاله ای است که آقای سلیمان مصلح و همکاران (سال ۲۰۲۲) ارائه داده اند. تحقیق فوق اقدام به کنکاش رویکردی

1. Ghandi ,A. and Lin, C.

2. Mohammadi and Etal

مبتنی بر شبیه سازی می نماید تا دستگاه چند مرحله ای تولید نفت خام را بهینه سازد. این بهینه سازی اینگونه انجام می شود که میزان و فشار بهینه ی جداکننده تعیین می گردد تا میزان تولید نفت و انعطاف پذیری عملیاتی حداکثر شود و در عین حال هزینه های ثابت و عملیاتی و مصرف برق کمپرسورها حداقل گردد. فرآیند تصمیم گیری در این خصوص جهت دو مورد مربوط به شرکت ملی نفت جنوب ایران انجام شد. نتایج شبیه سازی، فشار چاه تولیدی را ۸/۲۷ مگا پاسکال برای سال ۲۰۳۰ پیش بینی کرد. برآوردها حاکی از آن بودند که هزینه های ثابت پروژه برای فشار مخزن ۷/۵۸ مگا پاسکال به میزان ۱۱,۹۶۵,۳۰۷ دلار کاهش خواهد یافت و در نتیجه تولید نفت به میزان حدود ۲۰ بشکه در روز کاهش خواهد داشت و به تبع آن ۵۸/۴ میلیون دلار کاهش در درآمد طی بیست سال آتی را موجب خواهد شد. بنابراین انتظار می رفت که فشار بهینه مخزن حدود ۶/۸۹ پاسکال باشد.

«ارزیابی اقتصادی پروژه های نفت و گاز، توجیه راه حل های مهندسی در اجرای پروژه های توسعه میدان» عنوان مقاله تاتیانا پونومارنکو، یوجین مارین، سرگی گالوسکی (۲۰۲۲)^۱ می باشد. مقصود این تحقیق تدوین رویکردی متدولوژیک، جهت ارزیابی اقتصادی پروژه های نفت و گاز است، که شامل انتخاب و اثبات مستند انتخاب راه حل های مهندسی می باشد، که می توانند برای اتخاذ تصمیمات درباره سرمایه گذاری متعاقب استفاده شوند. از این رو، تحلیل مقایسه ای انواع روش های تحلیل اقتصادی جهت پروژه های نفت و گاز انجام شد. مولفین این تحقیق، با در نظر گرفتن ویژگی های خاص پروژه های نفت و گاز، علت اصلی استفاده از نرخ بدون ریسک، برای محاسبه جریان های پروژه را به همراه ترکیبی از نرخ های معکوس برای محاسبه جریان ها ارایه می کنند. علاوه بر آن، نظریه انتخاب های واقعی، جهت سنجش و لحاظ ریسک های زمین شناختی و فنی استفاده شد. این ریسک ها، هنگام اتخاذ تصمیمات مهندسی، تغییرات در میزان تولید را موجب می شوند. شرکت های نفت و گاز، با استفاده از رویکرد متدولوژیک پیشنهادی، قادرند راه حل های مهندسی را با جزییات بیشتری ارزیابی کرده و تأثیر آنها بر ارزش خالص فعلی پروژه توضیح دهند. و این امر، نتیجه ملاحظه بهتر

ریسک‌های زمین شناختی و فنی است. شایان ذکر است که رویکرد پیشنهادی، پیش از اجرای پروژه و در خلال تولید وارد است.

«توسعه بهینه میدان نفتی اشباع شده» عنوان مقاله جان پرکینز (۲۰۲۲)^۱ می‌باشد. این پروژه راهکار بهینه توسعه بالقوه جهت مخزنی اشباع شده و دارای کلاhek گازی را تحقیق و بررسی می‌کند. و به تبع آن ماندگاری سه روش تولید سنجش شد که عبارتند از: رانش گاز محصول (تخلیه اولیه)، تزریق آب و تزریق گاز با استفاده از تعداد مختلفی از چاه‌های تزریقی. علاوه بر آن، تحلیل حساسیت در خصوص این میدان انجام شد و چنین نتیجه بدست آمد که توسعه یک چاه مطالعاتی دیگر، می‌تواند دقت محاسبه‌ی ارزش خالص فعلی (NPV)^۲ را به نحوی چشمگیر بهبود بخشد. به علاوه، این پروژه، روش بازیابی بهینه‌ی بازیابی اولیه رانش گاز محلول را بر اساس شبیه سازی‌های عددی تولید و مدلسازی اقتصادی اثبات کرد. در این روش، فشار مخزن با فشار نقطه جوش برابر می‌شود و در این نقطه امکان استفاده از سه دستگاه تزریق آب میسر می‌گردد که در بازه‌های شش ماهه، برای حداکثر سازی تولید و در عین حال محدود سازی مخارج سرمایه‌ای (CAPEX)^۳ و مخارج عملیاتی (OPEX)^۴ ایجاد می‌شوند.

در این ارتباط، با عنایت به حجم ذخیره نفت در جای میدان نفتی مورد بررسی به میزان ۴۶ میلیارد بشکه و با فرض براینکه: (۱) مسیر تولید کنونی منطبق بر مسیر تولید بهینه است و (۲) طرح تزریق گاز، قابل گسترش به سایر میادین نفتی است، این موضوع مورد تحقیق و بررسی قرار می‌گیرد.

۳- روش تحقیق

تحقیق فوق در قالب پنج مرحله انجام گردیده است:

مرحله یک) از روش کتابخانه‌ای مبانی نظری مرتبط با موضوع تحقیق از منابع داخلی و خارجی استفاده شده است. مقالات، کتب و تحقیقاتی که در گذشته انجام شده

1. John Perkins
2. Net Present Value
3. Capital Expenditures
4. Operating Expenses

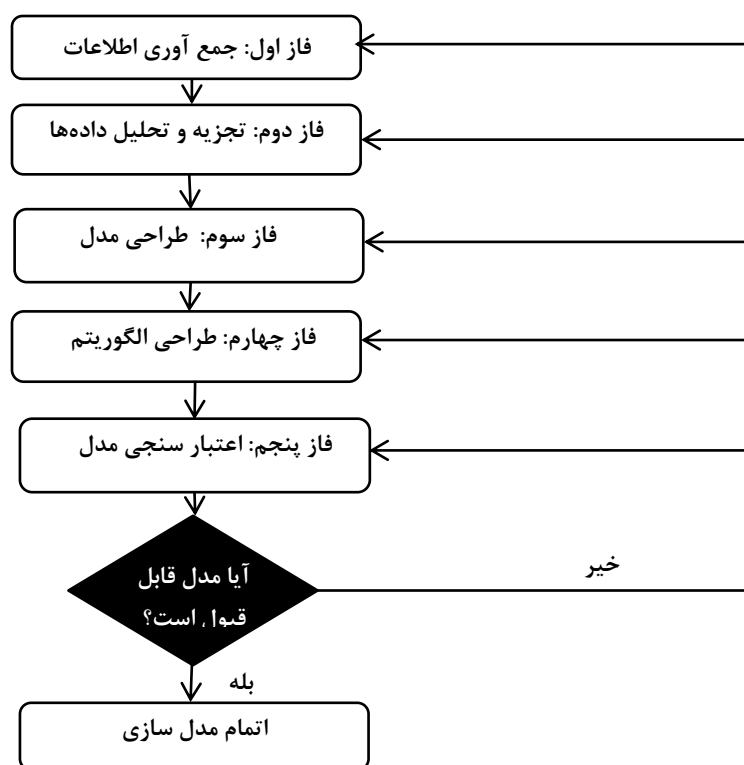
در زمینه بررسی شاخص‌های کلیدی برآورد مسیر بهینه تولید نفت و تزریق گاز مورد مطالعه قرار گرفته و اطلاعات میدان نفتی مورد نظر در جهت شناسایی عوامل مؤثر در افزایش سود حاصل از برداشت، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

مرحله دو) شاخص‌های مورد بررسی به منظور طراحی مدلی در راستای بهبود عملکرد از جمله پارامترها و متغیرهای مؤثر در مدل‌سازی مشخص می‌شود.

مرحله سه) مدلی در جهت افزایش سود حاصل از برداشت از میدان نفتی طراحی می‌شود. بدین منظور از بهینه‌سازی استفاده می‌شود.

مرحله چهار) با روش‌ها و نرم افزارهای گوناگون اعتبارسنجی مدل بررسی می‌شود. در این تحقیق پس از طراحی مدل، روش مورد استفاده مشخص می‌شود.

مرحله پنج) نتایج و مقایسه عملکردهای بهینه و مطلوب، تجزیه و تحلیل می‌شود و راهبردها و پیشنهادات به منظور پیاده سازی مدل در شبکه مورد نظر ارائه می‌شود.



شکل ۱. مراحل ایجاد مدل

به منظور تجزیه و تحلیل داده‌ها در مرحله دوم از روش مدل‌سازی ریاضی برای بیان روابط میان پارامترها و متغیرها استفاده شده است. سپس در مرحله سوم نسبت به بهینه‌سازی مدل طراحی شده با استفاده از روش بهینه‌سازی اقدام می‌گردد. هدف از مطالعه حاضر، حداکثر سازی ارزش حال مجموع سود حاصل از برداشت از یک میدان نفتی است. به منظور برآورد تابع سود یک بنگاه، از توابع درآمد و هزینه استفاده می‌شود.

۳-۱- طراحی مدل ریاضی

در مدل ریاضی پژوهش از دو متغیر برونزای قیمت نفت و نرخ تنزیل استفاده شده است. برای نرخ تنزیل، نرخ‌های ۱۵ و ۲۵ درصد با توجه به متغیر هزینه تولید نفت با استفاده از تحلیل حساسیت مورد محاسبه قرار گرفته و نرخ‌های بدست آمده مورد تحلیل قرار می‌گیرد. برای قیمت نیز سه سناریوی قیمتی مرجع، سناریوی قیمتی بالا و سناریوی قیمتی پایین و با لحاظ کردن تزریق گاز و روش‌های بهبود بازیافت در نظر گرفته می‌شود.

۳-۱-۱- چارچوب مدل پیشنهادی (تابع هدف)

$$\pi = \max_{q_t} \sum_{t=0}^T \beta^t [P_t q_t - C(q_t, g_t, S_t)] \quad (1)$$

۳-۱-۲- پارامترها

پارامتر	مفهوم
t	شاخص دوره زمانی جاری
π	مجموع سود حاصل از فروش نفت از میدان در دوره زمانی ۴۰ ساله
P_t	قیمت نفت خام ایران در دوره زمانی t
q_t	تولید سالانه نفت از میدان (میلیون بشکه نفت خام) در دوره زمانی t
S_t	حجم ذخیره اثبات شده (قابل استحصال) در دوره زمانی t
g_t	میزان تزریق گاز (معادل میلیون بشکه نفت خام) در دوره زمانی t
D	مجموع ذخایر نفتی اولیه و ثانویه میدان
ω	حداکثر نرخ تخلیه کارا

β	عامل تنزیل
C	هزینه تولید نفت از میدان
φ	نسبت تزریق گاز به حجم ذخیره قابل استحصال
α	نسبت تولید نفت به هزینه‌های تولید
γ	نسبت میزان ذخایر باقیمانده قابل استحصال به هزینه تولید نفت در هر دوره زمانی
θ	نسبت میزان تزریق گاز به هزینه تولید نفت
MC	هزینه تولید یک بشکه نفت اضافی در بازافت ثانویه
AC	متوسط هزینه تولید نفت

۳-۱-۳- قیدها

$$S_{t+1} = S_t - q_t + \varphi g_t \quad (۲)$$

$$S = D \quad (۳)$$

$$\sum_{t=0}^T q_t \leq D \quad (۴)$$

$$q_t \leq q_{max} \quad (۵)$$

$$S_t \geq 0 \quad (۶)$$

$$q_t \geq 0 \quad (۷)$$

$$g_t \geq 0 \quad (۸)$$

$$P_t \geq 0 \quad (۹)$$

معادله (۱) برابر با تابع هدف و بیانگر مجموع سود بهره برداری از میدان در طول عمر آن طی یک دوره چهل ساله را نشان می‌دهد. پارامتر β نیز که بیانگر عامل تنزیل و ρ نرخ تنزیل است بر اساس رابطه (۱۰) تعریف می‌شود.

$$\beta = \frac{1}{1 + \rho} \quad (۱۰)$$

تابع C نیز بیانگر هزینه تولید نفت از میدان می‌باشد که تابعی از تولید نفت، میزان تزریق گاز و حجم ذخایر اثبات شده در دوره t می‌باشد.^۱

۱. برای دستیابی به اطلاعات بیشتر به مقاله نویسنده در همین فصلنامه سال نوزدهم شماره ۸۰ صفحات ۱۴۰ تا ۱۴۵ مراجعه نمایید.

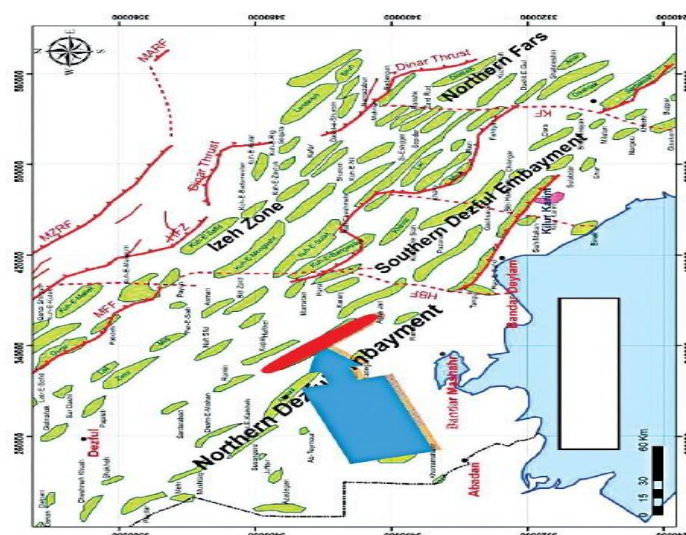
تابع درآمد بنگاه متشکل از قیمت و میزان تولید می‌باشد و بر اساس سناریوهای قیمتی جهانی برآورد می‌گردد. تابع تولید بنگاه بر اساس محدودیتهای فنی برداشت از مخازن هیدروکربوری، در نظر گرفته می‌شود.

پس از آن تابع سود به دست آمده و با اعمال عامل تنزیل در هر دوره، ارزش حال مجموع سود حاصل از فعالیت بنگاه در دوره چهل ساله (سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰) به دست می‌آید و تابع هدف نهایی مدل تشکیل می‌شود. این تابع هدف نیز بایستی با اعمال قیود فنی و اقتصادی متناسب با شرایط بنگاه، به صورت مقید، بیشینه شود. لازم به ذکر است که داده‌های فنی مورد استفاده از پژوهش‌های صورت گرفته در انتشارات فراملی (بین المللی) و داخلی و اطلاعات محرمانه شرکت ملی نفت ایران استخراج خواهد شد. همچنین داده‌های اقتصادی مورد استفاده در این پژوهش نیز از منابعی همچون مرکز آمار ایران، تراز نامه انرژی، گزارشات اوپک و سایت بانک مرکزی طی سال‌های ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰ گردآوری خواهد شد.

۴- برآورد مدل و تجزیه و تحلیل داده‌ها

۴-۱- میدان مورد نظر

میدان نفتی مورد بررسی، از میدان‌های بزرگ نفتی ایران است که در جنوب فروافتادگی دزفول واقع شده است. این میدان با حفر اولین چاه در سال ۱۳۴۲ خورشیدی کشف شد و از سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی تشکیل شده است که مخازن آسماری و بنگستان آن نفتی و مخزن خامی آن گازی می‌باشد. مخزن آسماری به طول ۶۷ کیلومتر و عرض متوسط ۵/۵ کیلومتر است. حجم ذخیره نفت در جای میدان ۴۶ میلیارد بشکه می‌باشد. در شکل ۴-۱، موقعیت جغرافیایی سازند مورد نظر ارائه شده است.



شکل ۱. مشخصات جغرافیایی سازند مورد بررسی

۴-۲- برآورد قیمت نفت

برابر داده‌های انرژی سال ۲۰۲۳ که توسط اداره اطلاعات انرژی امریکا منتشر شده است، می‌توان مدل قیمت نفت را در سه سناریوی قیمتی متفاوت، یعنی قیمت مرجع، قیمت بالای نفت و قیمت پایین نفت پیش بینی نمود. قیمت نفت ایران در طول ۴۰ سال گذشته به طور متوسط ۳ دلار برای هر بشکه، کمتر از قیمت نفت شاخص برنت بوده، بنابراین با کم کردن این مبلغ از قیمت پیش بینی شده برای برنت، قیمت نفت ایران در سه سناریو با تقریب به دست می‌آید.

جدول ۱. قیمت تخمینی نفت بر اساس سه سناریوی قیمتی (قیمت به دلار)

سال	قیمت پایین به ازای هر بشکه	قیمت مرجع به ازای هر بشکه	قیمت بالا به ازای هر بشکه
۱۳۸۱	۱۰۸/۴۶	۱۰۸/۴۶	۱۰۸/۴۶
۱۳۸۲	۱۰۸/۸۳	۱۰۸/۸۳	۱۰۸/۸۳
۱۳۸۳	۱۰۵/۷۶	۱۰۵/۷۶	۱۰۵/۷۶
۱۳۸۴	۹۶/۱۷	۹۶/۱۷	۹۶/۱۷
۱۳۸۵	۴۹/۵۲	۴۹/۵۲	۴۹/۵۲
۱۳۸۶	۶۹/۶۴	۶۹/۶۴	۶۹/۶۴
۱۳۸۷	۹۴/۱۴	۹۴/۱۴	۹۴/۱۴
۱۳۸۸	۵۸/۹۴	۵۸/۹۴	۵۸/۹۴

سال	قیمت پایین به ازای هر بشکه	قیمت مرجع به ازای هر بشکه	قیمت بالا به ازای هر بشکه
۱۳۸۹	۷۶/۸۱	۷۶/۸۱	۷۶/۸۱
۱۳۹۰	۱۰۸/۴۶	۱۰۸/۴۶	۱۰۸/۴۶
۱۳۹۱	۱۰۸/۸۳	۱۰۸/۸۳	۱۰۸/۸۳
۱۳۹۲	۱۰۵/۷۶	۱۰۵/۷۶	۱۰۵/۷۶
۱۳۹۳	۹۶/۱۷	۹۶/۱۷	۹۶/۱۷
۱۳۹۴	۴۹/۵۲	۴۹/۵۲	۴۹/۵۲
۱۳۹۵	۴۰/۸۴	۴۰/۸۴	۴۰/۸۴
۱۳۹۶	۵۱/۳۳	۵۱/۳۳	۵۱/۳۳
۱۳۹۷	۶۸/۵۴	۶۴/۵۴	۶۸/۵۴
۱۳۹۸	۶۱/۰۵	۶۱/۰۵	۶۱/۰۵
۱۳۹۹	۳۹/۱۶	۳۹/۱۶	۳۹/۱۶
۱۴۰۰	۶۸/۰۶	۶۸/۰۶	۶۸/۰۶
۱۴۰۱	۹۸/۱۳	۹۸/۱۳	۹۸/۱۳
۱۴۰۲	۹۲/۲۵	۹۲/۵۳	۱۶۳/۳۲
۱۴۰۳	۹۳/۸۹	۹۵/۹۱	۱۶۲/۴۰
۱۴۰۴	۹۱/۰۱	۹۲/۰۸	۱۶۴/۹۸
۱۴۰۵	۹۴/۴۰	۹۵/۰۳	۱۶۴/۴۷
۱۴۰۶	۹۵/۴۱	۹۷/۶۳	۱۶۴/۵۴
۱۴۰۷	۹۶/۶۴	۱۰۰/۴۶	۱۶۳/۱۳
۱۴۰۸	۹۷/۵۱	۱۰۳/۴۳	۱۶۲/۱۶
۱۴۰۹	۹۷/۴۲	۱۰۶/۶۴	۱۶۳/۸۹
۱۴۱۰	۹۹/۱۲	۱۰۹/۸۴	۱۶۶/۰۹
۱۴۱۱	۱۰۱/۴۳	۱۱۳/۴۷	۱۶۵/۲۰
۱۴۱۲	۱۰۲/۴۲	۱۱۶/۸۲	۱۶۶/۸۳
۱۴۱۳	۱۰۶/۱۰	۱۲۰/۶۰	۱۶۹/۷۷
۱۴۱۴	۱۰۹/۷۲	۱۲۴/۶۶	۱۶۹/۹۵
۱۴۱۵	۱۱۳/۹۷	۱۲۸/۴۲	۱۶۹/۴۱
۱۴۱۶	۱۱۷/۷۳	۱۳۲/۲۸	۱۷۱/۸۸
۱۴۱۷	۱۲۰/۱۳	۱۳۶/۰۵	۱۷۰/۱۳
۱۴۱۸	۱۲۵/۳۶	۱۳۹/۹۰	۱۷۰/۷۴
۱۴۱۹	۱۲۹/۰۸	۱۴۳/۸۸	۱۷۱/۴۱
۱۴۲۰	۱۳۱/۱۰	۱۴۸/۰۲	۱۷۳/۴۴

منبع: اداره اطلاعات انرژی آمریکا

۴-۳- هزینه‌های استخراج نفت

به منظور گردآوری داده‌های مربوط به هزینه‌های استخراج نفت، از دو منبع زیر استفاده شده است: (۱) تقریب‌های معتبر مورد استفاده در مطالعات پیشین (۲) نظر کارشناسان و مهندسان فعال در میدان مورد بررسی.

هزینه استخراج نفت شامل هزینه‌های اکتشاف، توسعه و تولید می‌باشد که در یک بسته بندی کلی می‌توان آنها را به هزینه‌های سرمایه ای و عملیاتی تقسیم کرد. هزینه‌های سرمایه ای به طور عمده در مرحله اکتشاف و توسعه صورت می‌گیرد. اکتشاف در اولین مرحله از زنجیره تولید قرار دارد و هزینه فعالیت‌های اکتشافی شامل هزینه‌های لرزه نگاری، ژئوفیزیک، چاه‌های اکتشافی و چاه‌های ارزیابی است. از آنجاکه میدان مورد مطالعه در این تحقیق قدیمی است، هزینه‌های اکتشاف آن از نظر حسابداری مستهلک شده و در محاسبات در نظر گرفته نمی‌شود. هزینه‌های سرمایه ای نیز شامل دو گروه هزینه چاه و هزینه زیرساخت‌ها است.

۴-۴- هزینه‌های تزریق گاز

هزینه‌های تزریق گاز همانند هزینه استخراج به هزینه‌های سرمایه ای و هزینه‌های عملیاتی تقسیم بندی می‌شوند.

هزینه‌های سرمایه ای شامل هزینه‌های زیر است:

- الف) هزینه چاه‌های تزریق که شامل هزینه‌های مهندسی چاه تزریق، هزینه مواد اولیه مورد نیاز حفاری و خدمات مورد نیاز در طول حفاری می‌باشد.
- ب) هزینه کمپرسور تزریق گاز که تابعی از توان مورد نیاز برای تزریق است.
- پ) هزینه خطوط لوله که بستگی به فاصله میان منبع تامین گاز و محل تزریق گاز دارد. هزینه خطوط لوله شامل هزینه مواد اولیه (خطوط لوله) و راه اندازی آن است.
- هزینه‌های اصلی عملیاتی تزریق شامل نیروی انسانی و لوله‌های انتقال گاز است.

۴-۵- تزریق گاز به میدان نفتی

روش تزریق گاز به عنوان یکی از روش‌های افزایش برداشت در مخازن نفتی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این روش، گاز به صورت فشرده به مخزن تزریق می‌شود تا فشار درون مخزن افزایش یابد و نفت به سمت چاه حرکت کند.

تزریق گاز می‌تواند به چند روش انجام شود:

۱. تزریق گاز طبیعی: در این روش، گاز طبیعی که در مخازن گازی یا نفتی موجود است، به مخزن نفتی تزریق می‌شود. گاز طبیعی شامل متان، اتان، پروپان، بوتان و... است. این روش در مخازنی با فشار متوسط و بالا به کار می‌رود.

۲. تزریق گاز مایع: در این روش، گاز مایع مانند گاز پروپان به صورت فشرده به مخزن تزریق می‌شود. این روش در مخازنی با فشار پایین تر به کار می‌رود.

۳. تزریق گاز ترکیبی: در این روش، گاز طبیعی و گاز مایع با یکدیگر ترکیب شده و به مخزن تزریق می‌شود. این روش در مخازنی با فشار و دمای متوسط به کار می‌رود. در میدان نفتی مور مطالعه از روش تزریق گاز مایع استفاده شده است. گاز تزریقی باعث کاهش ویسکوزیته نفت می‌شود و این باعث می‌شود که نفت به راحتی جابجا شود و برداشت آن ساده‌تر شود.

تزریق گاز به عنوان یک روش افزایش برداشت در مخزن نفتی، هزینه بر است. برای انجام این روش، نیاز به تجهیزات و فضای کافی برای نگهداری گاز تزریقی و همچنین تزریق گاز به مخزن و نظارت و کنترل بر روی فرایند تزریق است. هزینه تزریق گاز به مخزن به دلیل نیاز به گاز تزریقی و هزینه‌های مربوط به تجهیزات و فضای نگهداری، بسته به شرایط و ویژگی‌های مخزن و همچنین، هزینه‌های مربوط به عملیات پس از تزریق گاز، مانند جمع‌آوری و پالایش گاز تزریقی می‌تواند بسیار زیاد باشد. شرایط لازم برای تزریق گاز به مخزن نفتی مورد بررسی :

۱. وجود فضای کافی برای ذخیره‌سازی گاز تزریقی در سطح مخزن.

۲. وجود فشار کافی در مخزن برای جابجایی نفت به سمت چاه.

۳. ویژگی‌های خاصی از جمله ویسکوزیته، چگالی و اندازه دانه‌های نفت در مخزن.

۴. عدم وجود ترک‌ها و شکستگی‌ها در مخزن که موجب نشت گاز و کاهش

اثربخشی تزریق می‌شوند.

۵. میزان نفت موجود در مخزن که باید به اندازه کافی بالا باشد تا افزایش برداشت

از طریق تزریق گاز به صرفه باشد، که این شرایط برای میدان نفتی مورد نظر صادق است.

مهمترین محدودیت تزریق گاز به میدان نفتی، افزایش مصرف گاز خانگی در فصل سرما است. توقف و یا عدم اختصاص میزان مناسب گاز یا طولانی شدن مدت زمان تزریق گاز نیز باعث طولانی تر شدن برداشت از ذخایر ثانویه، کاهش تولید مخازن نفتی و به دنبال آن کاهش درآمد کشور، فرسوده شدن تجهیزات گران قیمت تزریق، لزوم تعمیر چاه‌ها و حفر چاه‌های جدید و صرف هزینه و خسارت‌های ناشی از آن می‌شود. بنابراین، برای استفاده از روش تزریق گاز در مخازن نفتی، باید شرایط لازم برای این روش در مخزن و در محیط اطراف آن فراهم شده باشد. به همین دلیل، استفاده از این روش در همه مخازن نفتی به صرفه نیست و باید با توجه به ویژگی‌های هر مخزن، سنجیده شود. در مخازنی که دارای فشار بالا هستند، تزریق گاز ممکن است منجر به کاهش فشار درون مخزن شود و برداشت نفت را کاهش دهد. به همین دلیل، در این نوع مخازن، از روش‌های دیگری برای افزایش برداشت نفت استفاده می‌شود. چون میدان مورد بررسی دارای فشار بالا نیست بنابراین تزریق گاز برای مخزن نفتی با فشار بالا از دایره بحث ما خارج است. علاوه بر این، در مخازنی که خصوصیات نفتی خاصی دارند، مانند ویسکوزیته بالا، تزریق گاز ممکن است تأثیر چشمگیری در برداشت نفت ایجاد نکند. در چنین مواردی، از روش‌های دیگری مانند تزریق آب یا تزریق مواد شیمیایی استفاده می‌شود.

۴-۶- روش‌های تزریق گاز برای ازدیاد برداشت در مخازن نفتی

۱. تزریق گاز برای بهبود ویژگی‌های نفت: در این روش، گاز تزریقی به مخزن نفتی تزریق می‌شود تا ویژگی‌های نفت را بهبود بخشد. برای مثال، تزریق گاز به مخازن نفتی با ویسکوزیته بالا می‌تواند موجب کاهش ویسکوزیته نفت و افزایش جریان آن شود.
۲. تزریق گاز برای تثبیت فشار: در این روش، گاز تزریقی به مخزن تزریق می‌شود تا فشار درون مخزن حفظ شود و برداشت نفت بهبود یابد. این روش بیشتر در مخازنی با فشار پایین به کار می‌رود.
۳. تزریق گاز برای افزایش تخلیه نفت: در این روش، گاز تزریقی به مخزن تزریق می‌شود تا جریان نفت را به سمت چاه افزایش دهد. این روش بیشتر در مخازنی با ویژگی‌های خاصی مانند خصوصیات نفتی مناسب و فشار متوسط به کار می‌رود.

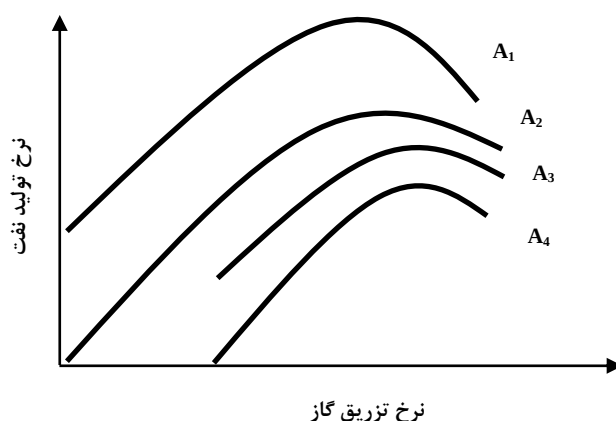
۴. تزریق گاز برای جایگزینی نفت: در این روش، گاز تزریقی به مخزن تزریق می‌شود تا نفت را به سمت چاه جایگزین کند. این روش بیشتر در مخازنی با ویژگی‌های خاصی مانند نفتی با ویسکوزیته بالا و فشار پایین به کار می‌رود.

از روش‌های فوق روش ۲ و ۳ برای میدان نفتی مورد نظر استفاده شده است. ابتدا مخازن به طور طبیعی تولید می‌کنند، بعد از مدتی به دلیل افت فشار مخزن، دبی تولیدی کاهش می‌یابد برای افزایش عمر تولید مخزن می‌توان از روش‌های مخزن محور (مانند تزریق پلیمر، ژل، یا سورفکتانت) و چاه محور (مانند فرازآوری مصنوعی) استفاده نمود. شناخته شده ترین آن‌ها پمپ‌های میله مکنده، فرازآوری با گاز، پمپ‌های حفره ای پیشرونده و... می‌باشند. به کمک روش‌های فرازآوری با گاز، توانایی سیال افزایش می‌یابد و تولید به سطح صورت می‌پذیرد. اغلب میزان گاز موجود در روش فرازآوری با گاز محدود است بنابراین تخصیص مناسب گاز در دسترس به چاه‌ها، یک مسأله مهم در روش فرازآوری با گاز به شمار می‌رود. بهینه‌سازی فرازآوری با گاز نقش مهمی در تولید و به حداکثر رساندن ارزش فعلی خالص دارد. فرازآوری با گاز به دو دسته پیوسته و ناپیوسته تقسیم می‌شود. تزریق ناپیوسته گاز به داخل چاه در دوره‌های زمانی خاص و تا حد امکان در پایین ترین نقطه چاه در زیر ستون مایع انجام می‌شود. بدین ترتیب ستون مایع به سطح آورده می‌شود و دوباره با تشکیل ستون جدید نفت، تزریق گاز در چاه انجام می‌شود. در میدان نفتی مورد بررسی فرض بر این است که فرازآوری با گاز به صورت پیوسته انجام شده است.

۴-۷- بهینه‌سازی فرازآوری با گاز

در مسایل بهینه‌سازی، هدف بهینه کردن متغیرها برای رسیدن به تابع هدف با در نظر گرفتن محدودیت‌ها است. تابع هدف می‌تواند به حداکثر رساندن و یا به حداقل رساندن بخش مهمی مانند گاز در دسترس باشد. در فرازآوری با گاز به دلیل نبود مقدار کافی گاز در دسترس اغلب، هدف، بهینه‌سازی نرخ گاز برای تزریق گروهی از چاه‌ها به منظور رسیدن به حداکثر تولید یا حداکثر سود می‌باشد. در فرازآوری با گاز، با افزایش گاز تزریقی به دلیل کاهش چگالی و نیز سبک شدن نفت، افت فشار

هیدروستاتیکی کاهش می‌یابد اما با افزایش زیاد گاز تزریقی، به دلیل افزایش سرعت گاز و نیز اصطکاک بین آن‌ها، افت فشار اصطکاکی نیز افزایش می‌یابد. این پدیده معکوس منجر به ایجاد رابطه گنبدی شکل بین تولید نفت و نرخ تزریق گاز می‌شود که به آن منحنی عملکرد گاز در فرازآوری با گاز می‌گویند.



شکل ۴-۲: انواع معمولی منحنی عملکرد گاز در فرازآوری با گاز (منبع: عاملی ۱۴۰۲ صفحه ۴۳)

در منحنی A_1 یک چاه با نرخ تولید نفت به صورت غیراقتصادی را نشان می‌دهد در این حالت چاه تولید طبیعی دارد اما با انجام عملیات فرازآوری با گاز مقدار تولید و در نتیجه سود افزایش پیدا می‌کند. منحنی A_2 مربوط به چاهی است که تولید آن متوقف شده و بدون سامانه فرازآوری با گاز نمی‌تواند تولید کند. منحنی A_3 و A_4 مانند چاه‌هایی عمل می‌کنند که بدون مقدار اولیه گاز تولید نمی‌کنند، اما در این نقطه، چاه A_3 مقداری تولید نفت در نرخ تزریق گاز اولیه دارد. (عاملی، ۱۴۰۲). برخی اوقات از یک مخزن نفتی و یک مخزن گازی به صورت همزمان تولید می‌شود به طوری که از گاز تولید شده برای گاز مورد نیاز فرازآوری، به صورت خودکار و تحت کنترل استفاده می‌کنند، این نوع فرایند به فرازآوری طبیعی با گاز مرسوم است

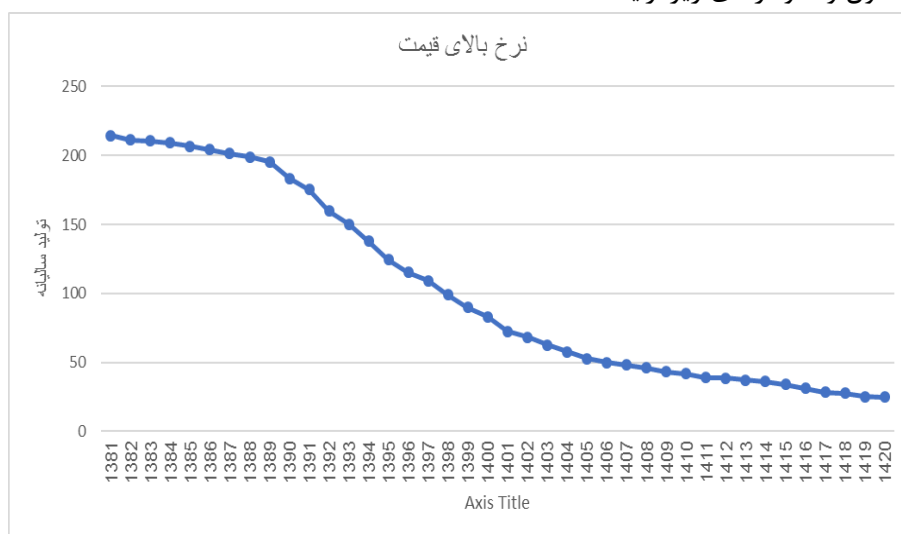
۴-۸-ارایه نتایج

پیش بینی اداره اطلاعات انرژی آمریکا (EIA)^۱ بر اساس سه سناریوی مرجع، سناریو قیمتی بالا و سناریو قیمتی پایین می‌باشد. در سناریو مرجع فرض شده است که وضعیت سیاسی، رشد اقتصادی و تولید بدون تغییر ادامه خواهد داشت. در سناریو کاهشی، افزایش قابل توجه در تولید و افزایش سهم اوپک و در سناریو افزایشی نیز افزایش قابل توجه در تقاضا و رشد اقتصادی منظور شده است. در این بخش، با مشخص بودن توابع هزینه، برآورد قیمت نفت خام در سه سناریوی قیمتی که از سایت EIA-2023 استخراج گردیده و دو عامل تنزیل ۱۵ درصد و ۲۵ درصد، به برآورد مسیر بهینه تولید نفت از میدان نفتی مورد نظر بر اساس ۶ سناریوی معرفی شده پرداخته می‌شود. مطالعات در این زمینه نشان داده که به طور معمول نرخ تنزیل برای کشورهای کمتر توسعه یافته و تولید کننده نفت همانند ایران به دلیل ریسک‌هایی چون وابستگی بالای بودجه به درآمدهای نفتی، وابستگی واردات به درآمدهای نفتی، نداشتن درآمد جایگزین برای درآمدهای نفت و...، بالاتر است. در این چارچوب، ادلمن (۱۹۸۶) نشان داده که نرخ تنزیل مناسب برای ایالات متحده ۱۰ درصد ولی برای کشوری مانند عربستان ۲۰ درصد و حتی بالاتر هم می‌تواند باشد. در تحلیل ادلمن، کشورهای کمتر توسعه یافته و تولید کننده نفت علاوه بر در نظر داشتن هزینه فرصت سرمایه، با ریسک‌های فوق مواجه بوده که در نهایت منجر به بالاتر شدن نرخ تنزیل آنها می‌شود. با توجه به آنکه برای این کشورها اهدافی غیر از تامین هزینه فرصت سرمایه (همانند اشتغال) اهمیت بیشتری دارد، بنابراین، این کشورها هزینه فرصت سرمایه را در تنزیل ارزش‌های پولی آینده در نظر نمی‌گیرند و تنها ریسک‌های موجود در زمان حال است که منجر به رجحان زمانی آنها می‌شود. از این رو نرخ رجحان زمانی در این کشورها تنها نشأت گرفته از ریسک‌های وابستگی به درآمد نفتی است.

در این میدان نفتی فرض بر این است که همزمان با تولید، تزریق گاز نیز به میدان صورت گرفته است. همچنین فرض بر اینست که تزریق گاز با اختلال مواجه نشده است. به عبارت دیگر تزریق گاز به دلیل افزایش مصرف گاز مصرفی خانگی در فصل سرما دچار کاهش و یا توقف نشده است. که در این حالت با تزریق روزانه ۹۰ میلیون متر

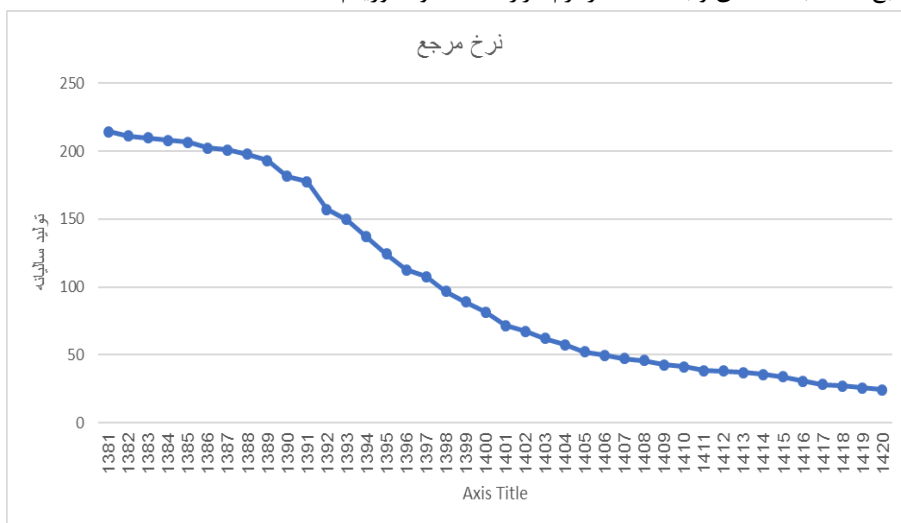
1. Energy Information Administration

مکعب گاز به این میدان در طول دوره چهل ساله ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰ و به کارگیری روش فرا ابتکاری الگوریتم ازدحام ذرات، مدل حل شده و نتایج سود حاصل از فروش نفت در جداول و نمودارهای زیر ارائه شده است.



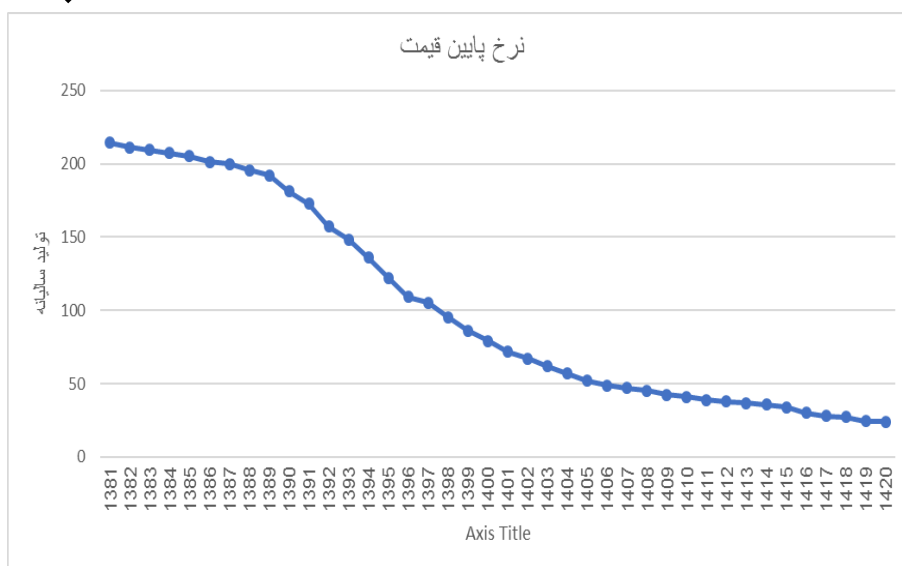
نمودار ۱. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی قیمت بالای نفت)

منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتم PSO



نمودار ۲. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی قیمت مرجع نفت)

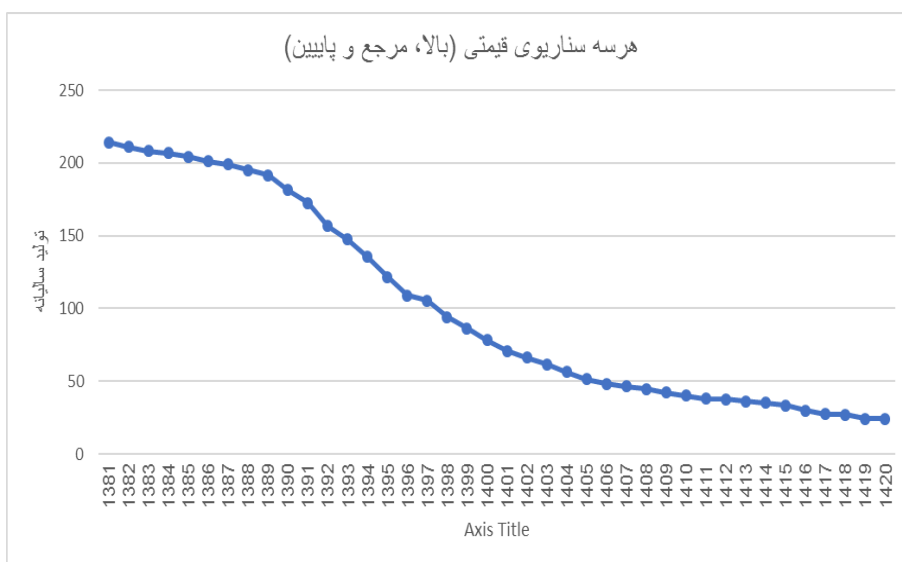
منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتم PSO



نمودار ۳. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی قیمت پایین نفت)

منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتم PSO

در نمودارهای ۱ تا ۳ روند تولید بهینه در عامل تنزیل ۰,۸۷ به ترتیب با سه سناریوی قیمتی قیمت بالای نفت، قیمت مرجع و قیمت پایین نفت نشان داده شده است. در نرخ تنزیل ۱۵ درصد، سه سناریوی قیمتی توانسته‌اند نتایج متفاوتی را نشان دهند. نرخ برداشت بهینه حداکثری برای هر سه سناریوی قیمتی همچنان در ابتدای دوره قرار دارد اما نرخ تولید بهینه در انتهای دوره در سناریوی قیمتی بالا، بیشتر از دو سناریوی دیگر است. با وجود این، همچنان تفاوت اندکی میان تولید بهینه سه سناریو وجود دارد که ناشی از اعمال محدودیت‌های فیزیکی میدان بر مدل می‌باشد.



نمودار ۴. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۲۵ درصد (هر سه سناریوی قیمتی نفت)

منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتم PSO

در نمودار ۴ در نرخ تنزیل ۲۵ درصد، مسیر بهینه تولید پیشنهادی مدل در هر سه گزینه قیمت های انتظاری یکسان است به عبارت دیگر وقتی نرخ تنزیل بالاست مدل ما به تغییر سطح قیمت های انتظاری، واکنشی نشان نمی دهد اما در نرخ تنزیل پایین تر مدل واکنش بیشتری را نشان می دهد. اگرچه قاعده کلی مسیر بهینه پیشنهادی مدل مبنی بر برداشت سریعتر در دوره نزدیک و برداشت کمتر در سال های دورتر تغییر معناداری نمی کند.

جدول ۲. مجموع سود حاصل از فروش نفت در دوره چهار ساله بر اساس نرخ تنزیل ۱۵ و ۲۵ درصد

ردیف	تولید بهینه سه سناریوی قیمتی در نرخ تنزیل ۲۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی مرجع در نرخ تنزیل ۱۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی بالا در نرخ تنزیل ۱۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی پایین در نرخ تنزیل ۱۵٪
۱۳۸۱	۲۱۴/۳۱	۲۱۴/۳۱	۲۱۴/۳۱	۲۱۴/۳۱
۱۳۸۲	۲۱۱/۰۱	۲۱۱/۲۸	۲۱۱/۰۱	۲۱۱/۰۱
۱۳۸۳	۲۰۸/۱۸	۲۱۰/۴۱	۲۰۹/۷۷	۲۰۹/۴۷
۱۳۸۴	۲۰۶/۶۱	۲۰۹/۱۶	۲۰۷/۹۲	۲۰۷/۱۴
۱۳۸۵	۲۰۴/۱۷	۲۰۶/۷۲	۲۰۶/۳۴	۲۰۵/۲۱

ردیف	تولید بهینه سه سناریوی قیمتی در نرخ تنزیل ۲۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی مرجع در نرخ تنزیل ۱۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی بالا در نرخ تنزیل ۱۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی پایین در نرخ تنزیل ۱۵٪
۱۳۸۶	۲۰۱/۰۳	۲۰۴/۱۴	۲۰۲/۲۲	۲۰۱/۳۶
۱۳۸۷	۱۹۸/۸۲	۲۰۱/۱۸	۲۰۰/۸۲	۱۹۹/۷۱
۱۳۸۸	۱۹۵/۱۵	۱۹۸/۸۲	۱۹۷/۷۶	۱۹۵/۷۶
۱۳۸۹	۱۹۱/۶۳	۱۹۵/۲۲	۱۹۳/۱۶	۱۹۱/۹۲
۱۳۹۰	۱۸۱/۱۶	۱۸۳/۳۱	۱۸۱/۵۴	۱۸۱/۲۸
۱۳۹۱	۱۷۲/۳۳	۱۷۵/۱۱	۱۷۷/۷۱	۱۷۲/۴۹
۱۳۹۲	۱۵۶/۷۶	۱۵۹/۶۶	۱۵۷/۱۴	۱۵۶/۹۸
۱۳۹۳	۱۴۷/۴۸	۱۵۰/۱۵	۱۴۹/۷۳	۱۴۸/۲۴
۱۳۹۴	۱۳۵/۵۲	۱۳۷/۷۷	۱۳۶/۹۲	۱۳۶/۱۱
۱۳۹۵	۱۲۱/۷۱	۱۲۴/۴۱	۱۲۴/۱۲	۱۲۲/۱۶
۱۳۹۶	۱۰۹/۱۱	۱۱۵/۲۳	۱۱۲/۷۲	۱۰۹/۱۸
۱۳۹۷	۱۰۵/۲۹	۱۰۹/۲۱	۱۰۷/۷۸	۱۰۵/۲۲
۱۳۹۸	۹۴/۲۸	۹۹/۱۱	۹۶/۸۱	۹۵/۳۶
۱۳۹۹	۸۶/۱۹	۸۹/۶۴	۸۸/۸۲	۸۶/۲۹
۱۴۰۰	۷۸/۱۶	۸۳/۱۵	۸۱/۵۱	۷۹/۱۶
۱۴۰۱	۷۰/۷۲	۷۲/۳۶	۷۱/۸۱	۷۱/۶۲
۱۴۰۲	۶۶/۱۳	۶۸/۱۳	۶۷/۵۴	۶۷/۱۹
۱۴۰۳	۶۱/۷۱	۶۲/۵۱	۶۲/۱۹	۶۱/۸۲
۱۴۰۴	۵۶/۱۹	۵۷/۸۲	۵۷/۴۶	۵۶/۸۸
۱۴۰۵	۵۱/۴۲	۵۲/۸۳	۵۲/۱۹	۵۲/۰۳
۱۴۰۶	۴۸/۳۷	۴۹/۸۲	۴۹/۷۱	۴۸/۶۱
۱۴۰۷	۴۶/۵۵	۴۸/۰۶	۴۷/۱۹	۴۷/۱۱
۱۴۰۸	۴۴/۶۵	۴۶/۱۶	۴۵/۸۱	۴۵/۱۶
۱۴۰۹	۴۲/۳۱	۴۳/۲۴	۴۲/۷۲	۴۲/۴۹
۱۴۱۰	۴۰/۰۱	۴۱/۷۹	۴۱/۳۵	۴۰/۸۸
۱۴۱۱	۳۸/۱۲	۳۸/۸۵	۳۸/۴۱	۳۸/۷۲
۱۴۱۲	۳۷/۷۸	۳۸/۴۵	۳۸/۱۳	۳۷/۹۱
۱۴۱۳	۳۶/۲۴	۳۷/۱۲	۳۶/۹۳	۳۶/۵۹
۱۴۱۴	۳۵/۲۸	۳۶/۱۹	۳۵/۷۱	۳۵/۷۱
۱۴۱۵	۳۳/۴۹	۳۴/۱۶	۳۴/۰۲	۳۳/۸۵
۱۴۱۶	۲۹/۸۱	۳۱/۲۷	۳۰/۶۲	۳۰/۱۱
۱۴۱۷	۲۷/۴۲	۲۸/۵۱	۲۸/۱۱	۲۷/۸۲

تولید بهینه سه سناریوی قیمتی در نرخ تنزیل ۲۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی مرجع در نرخ تنزیل ۱۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی بالا در نرخ تنزیل ۱۵٪	تولید بهینه سناریوی قیمتی پایین در نرخ تنزیل ۱۵٪	ردیف
۲۶/۸۹	۲۷/۷۱	۲۷/۱۳	۲۷/۱۱	۱۴۱۸
۲۴/۱۸	۲۵/۱۴	۲۵/۶۱	۲۴/۴۵	۱۴۱۹
۲۴/۰۵	۲۴/۸۸	۲۴/۴۵	۲۴/۱۹	۱۴۲۰
۴۰۶۰/۲۲	۴۱۴۲/۹۹	۴۱۱۵/۲	۴۰۷۸/۷۲	مجموع

منبع: محاسبات محقق

برابر نتایج جدول، با افزایش نرخ تنزیل، میزان سود حاصل از فروش نفت در دوره چهل ساله کاهش می‌یابد. از طرف دیگر، با افزایش قیمت نفت خام، میزان سود حاصل از فروش نیز افزایش یافته است. در نرخ تنزیل ۲۵ درصد، تولید بهینه برای هر سه سناریوی قیمتی، روندی مشابه دارد. در این سناریو، به لحاظ فنی فرض شده است که در سال ۱۳۹۴، میدان به طور کامل توسعه یافته و تزریق گاز نیز همزمان با تولید از میدان با تزریق روزانه ۹۰ میلیون متر مکعب، اجرا می‌گردد که براین اساس، حداکثر تولید سالیانه به ۶۹ میلیون بشکه رسیده و سود تجمعی نیز حدود ۴۰۶۰ میلیون بشکه خواهد بود. در یک نگاه کلی، می‌توان استنباط کرد که سود حاصل از فروش نفت در دوره چهل ساله با نرخ تنزیل رابطه معکوس و با قیمت نفت خام، رابطه مستقیم دارد. در صورت افزایش قیمت در آینده بیش از سناریو قیمتی بالای نفت، میزان برداشت بین دوره ای تحت تأثیر قرار خواهد گرفت و ممکن است منجر به برداشت حداکثری در سال‌های اولیه و برداشت حداقلی در سال‌های انتهایی نشود.

۴-۹- خروجی تحقیق

خروجی تحقیق شامل موارد زیر است:

- ۱- تزریق روزانه ۹۰ میلیون متر مکعب گاز در دوره چهل ساله حجمی معادل ۲۷۶۰ میلیون بشکه نفت خام اضافی به حجم ذخایر قابل استحصال میدان اضافه می‌گردد که این میزان در سال برابر ۶۹ میلیون بشکه خواهد بود.
- ۲- تا قبل از این تحقیق تصور بر این بود (سعیدی ۱۳۸۸) که تزریق به میادین نفتی به طور صددرصد منجر به افزایش میزان برداشت از مخازن نفتی تا بیشتر از دو برابر می‌شود (پوریا شکری برای میدان نفتی آزادگان جنوبی) ولی با این تحقیق به این

نتیجه رسیدیم که این امر ممکن است همیشه و برای همه میدان‌های نفتی به طور صددرصد صادق نباشد.

۳- از یافته‌های تحقیق چنین بر می‌آید که از نرخ تنزیل ۱۵ درصد به بالا، (عامل تنزیل ۰/۸۷) تولید بهینه پیشنهادی به سه سناریوی (گزینه‌ی) قیمتی وابستگی ندارد.

۴ - کاهش وابستگی بودجه دولت به منابع نفتی، الگوی بهینه را به سمت استخراج متعادل از میدان همانند نرخ تنزیل ۱۵ درصد هدایت می‌کند. در غیر اینصورت به استخراج بیشتر در سال‌های اول و برداشت کمتر در سال‌های آخر عمر میدان همانند نرخ تنزیل ۲۵ درصد خواهد انجامید.

۵- حالت اول نظریه هتلینگ در این میدان نفتی به عنوان تفکر غالب و **مستتر** مطرح است. به عبارت دیگر وقتی بازدهی منبع در زیر زمین بیشتر از بازدهی استخراج است، منبع نگهداری می‌شود.

۵- جمع بندی و پیشنهادات

در این پژوهش، تأثیر طرح تزریق گاز در بهینه‌سازی ضریب برداشت از یک میدان نفتی در جنوب ایران طی یک دوره چهار ساله (از سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰) مورد بررسی قرار گرفته است. بدین منظور مدل بهینه‌یابی پویایی بر اساس حداکثرسازی ارزش حال سود حاصل از فروش نفت میدان در طول دوره شبیه‌سازی، تعریف شد که شامل تابع هدف، تابع درآمد، تابع سود، معادله حرکت مدل و نیز قیودی بر اساس محدودیت‌های فیزیکی متناسب با ویژگی‌های فنی مخازن میدان بود تا بتواند ضمن حصول به بیشینه سود اکتسابی از محل فروش نفت میدان، تضمین کننده تولید صیانتی از میدان و به دنبال آن تأمین نسبی منافع ملی نیز باشد. در مدل پیشنهادی از سه سناریوی مختلف قیمت مرجع، قیمت پایین و قیمت بالای نفت خام استفاده شده است. نکته‌ای که می‌بایست به آن اشاره کرد این است که این قیمت‌ها از سال ۱۳۸۱ تا ۱۳۹۳ بسیار مشابه می‌باشند. اما از سال ۱۳۹۴ به بعد دارای تفاوت هستند که این تفاوت به ۱۲۹ دلار نیز می‌رسد. با توجه به اینکه در این پژوهش از سه سناریوی قیمت نفت و شرایط مختلف نرخ تنزیل (۱۵ درصد و ۲۵ درصد) استفاده شده است، در مجموع ۶ حالت مختلف اتخاذ و مورد بررسی قرار گرفته است. با توجه به نتایج بدست آمده می‌توان استدلال کرد که با افزایش نرخ تنزیل، میزان سود حاصل از فروش نفت در دوره چهار ساله

کاهش و با افزایش قیمت نفت خام، میزان سود حاصل از فروش افزایش یافته است. از طرف دیگر، با افزایش نرخ تنزیل ۲۵ درصدی، تولید بهینه برای هر سه سناریوی قیمتی، روندی مشابه داشته است. در سال ۱۳۹۴، میدان به طور کامل توسعه یافته و تزریق گاز نیز همزمان با تولید از میدان، اجرا گردیده است که بر این اساس، حداکثر تولید سالیانه به ۶۹ میلیون بشکه رسیده و سود تجمعی نیز حدود ۴۰۶۰ میلیون بشکه شده است. در نتیجه، سود حاصل از فروش نفت در دوره چهل ساله با نرخ تنزیل رابطه معکوس و با قیمت نفت خام، رابطه مستقیم دارد.

۵-۱- پیشنهادات

با توجه به نتایج به دست آمده، به منظور بهبود فرآیند انجام کار، موارد زیر پیشنهاد می‌شود:

۱. با توجه به افزایش برنامه تولید تجمعی بهینه در میدان مورد بررسی (۴۰۶۰ میلیون بشکه) نسبت به تولید برنامه ریزی شده کنونی (۳۲۶۳ میلیون بشکه) به میزان بیشتر از ۲۰ درصد، با وجود تامین نسبی منافع ملی، از نظر محقق انجام مراحل بهره برداری بهینه برای میدان مورد بررسی پیشنهاد نمی‌شود. در مقابل، می‌توان پیشنهاد نمود هزینه‌های انجام این کار برای تاسیس و ایجاد نیروگاههای هسته ای و انرژی خورشیدی در دستور کار قرار گیرد که می‌تواند هم جایگزینی برای منابع نفتی پایان پذیر باشند و هم حفاظت از منافع محیط زیست را عهده دار گردند که به نوعی سهم نسل‌های آتی از منابع محفوظ خواهد ماند. همچنین این امر می‌تواند با توجه به تحریم‌های موجود به عنوان یک فرصت تلقی گردد تا وابستگی اقتصاد به نفت را لااقل برای این میدان نفتی تعدیل نماییم. همانطور که گفته شد هزینه‌های انجام این کار برای میدان نفتی فوق، برای تاسیس نیروگاههای هسته ای و انرژی خورشیدی حتی در مقیاس کوچک می‌تواند به عنوان بررسی و هدف مطالعه مد نظر قرار گیرد.

۲. با توجه به استفاده از گازهای همراه و گازهای میادین مجاور برای تزریق، پیشنهاد می‌شود گازهای همراه در اولویت قرار گیرد.

۳. در مقاله‌های مشابه صادرات گاز پیشنهاد نمی شد ولی در این میدان مورد بررسی حجم ذخایر قابل استحصال به میزان قابل توجه در دوره شبیه سازی نبوده، بنابراین سیاست رویه قبل به طور صد درصد (تزریق گاز به همه میدان‌های نفتی) پیشنهاد نمی شود. در نتیجه سیاست تک بعدی وزارت نفت نیز در خصوص مصارف خانگی (گرمایشی) (فقط از طریق گاز) نیاز به تعدیل دارد.

۴. این موضوع که تزریق گاز به مخزن نفتی مورد نظر در اولویت قرار بگیرد و یا صادرات آن، بستگی به شرایط کشور (از دید تحریم‌های گسترده) دارد. با توجه به افزایش مصرف انرژی چنانچه تحریم‌های اعمال شده مشکلی در صادرات گاز ایجاد نکند، صادرات گاز با توجه به مطالب گفته شده بهتر از تزریق گاز است.

۵-۲- پیشنهادات برای محققین بعدی

همان گونه که پیش تر نیز گفته شد، هزینه‌های انجام تزریق گاز برای میدان نفتی مورد بررسی می‌تواند برای تاسیس و ایجاد نیروگاههای هسته ای و انرژی خورشیدی حتی در مقیاس کوچک به عنوان هدف مطالعه مد نظر محققین قرار گیرد.

منابع

- بازوکار، محمد، " مکان یابی ایستگاه‌های فشار شکن گاز با استفاده از سنجش از دور و سیستم اطلاعات مکانی، مطالعه موردی: استان قم"، سال ۱۴۰۱، کارشناسی ارشد، موسسه آموزش عالی حکمت.
- جلالی، محسن، " افزایش تولید نفت در میدان آزادگان با استفاده از رویکرد بهینه‌سازی بی درنگ"، سال ۱۳۹۸، کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- جعفریان، مریم، صفراپی، محمود رضا، یآوری، مظاهر. " تولید صیانتی و مدیریت مخازن نفتی و نقش آن در حفاظت از مخازن نفتی"، زمستان ۱۴۰۲، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۷۹ جلد ۱۹ صفحات ۷۲-۹۳.
- رجبی، اسماعیل، امام وردی، قدرت الله، اسماعیل نیا کتابی، علی اصغر، دامن کشیده، مرجان، "برآورد مسیر بهینه تولید نفت دریکی از میادین جنوب کشور"، بهار ۱۴۰۳، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۸۰، صفحات ۱۶۱-۱۳۱.
- شکری، پوریا. فرید زاد، علی. تکلیف، عاطفه. دهقانی، تورج، "برآورد مسیر بهینه تولید میدان نفتی آزادگان جنوبی با تاکید بر تولید صیانتی بر اساس الگوریتم تکاملی بهینه‌سازی ازدحام ذرات (PSO)"، سال ۱۳۹۶، پژوهش نامه اقتصاد انرژی ایران، سال ششم، شماره ۲۲، ص ۱۰۸ - ۷۵.
- صادقی ویله، محسن، روستایی، رسول، " الگوریتم‌های فرا ابتکاری ترکیبی مبتنی بر الگوریتم بهینه‌سازی ازدحام ذرات"، سال ۱۳۹۵، سومین همایش ملی مهندسی رایانه و مدیریت فناوری اطلاعات، تهران.
- طاهری فرد، علی. سلیمی فر، مصطفی. " بهینه‌سازی فرآیند تولید نفت خام در یک مدل تصادفی و مقایسه آن با تولید در چارچوب قراردادهای بیع متقابل - مطالعه موردی میدان درود"، سال ۱۳۹۳، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۴۴، ص ۱۷۸ - ۱۵۳.
- طونی، محمد، فتحی، بهرام، انیسی، مجید، خرسند، محمد، " اندازه گیری کارایی انرژی، اقتصادی و زیست محیطی با تلفیق تحلیل پوششی داده‌ها و بازی چانه زنی"، بهار ۱۴۰۳، فصل نامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۸۰، ص ۳۲-۱.

- عاملی، فروغ، زین العابدینی، لیلا، "مروری بر مطالعات روش‌های محاسباتی و بهینه‌سازی تزریق گاز در فرازآوری مصنوعی"، زمستان ۱۴۰۲، نشریه مهندسی گاز ایران، شماره دوم، صفحات ۴۲-۶۰.
- کاوسی، شراره، "مدلسازی برای تحلیل مقایسه‌ای مسیر بهینه تولید نفت طرفین قراردادهای بیع متقابل: مطالعه موردی یکی از میادین نفتی فلات قاره ایران"، سال ۱۳۹۹، دکتری تخصصی، دانشگاه فردوسی مشهد.
- کریمی، معصومه، "کاربرد تکنیک‌های زمین‌آماری بر روی داده‌های اکتشافی به منظور تعیین محل و مسیر مناسب حفر چاه‌های نفت و گاز"، سال ۱۳۹۸، کارشناسی ارشد، دانشگاه یزد.
- موسیوند، نوید، کاکویی، علی اکبر، "بهینه‌سازی تولید با استفاده از الگوریتم تکاملی در چاه‌های هوشمند"، سال ۱۳۹۷، دومین کنگره بین‌المللی علوم و مهندسی، تهران.
- محمودی، محمد. اسماعیل نیا کتابی، علی اصغر. مومنی وصالیان، هوشنگ. دامن کشیده، مرجان. "بررسی عامل زمان در توسعه میادین مشترک در قالب قراردادهای Buy back و IPC مطالعه موردی میدان یادآوران"، پاییز ۱۴۰۱، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره ۷۴ جلد ۱۸، صفحات ۱۸۳-۲۱۱.
- نظری، محمد جواد، "مدلسازی و شبیه‌سازی یکپارچه مخازن هیدروکربنی و فرایندهای بهره‌برداری سطحی در یکی از حوزه‌های نفتخیز ایران"، سال ۱۳۹۹، دانشگاه فردوسی مشهد.
- نظری، منصور و همکاران، "مروری بر پارامترهای غربالگری روش‌های فرازآوری مصنوعی با هدف بهبود برداشت نفت"، سال ۱۴۰۱، ماهنامه اکتشاف و تولید نفت و گاز، شماره ۲۰۶.
- Ghandi, A. and Lin , C. (2018), On the Economic Efficiency of Oil Production Contracts : A Dynamic Model of the Rumaila Oil Field in Iraq , Working Paper , Cornell university , available in clinlawell. Dyson. Cornell. Edu, pp. 55-73 .
- John Perkins, Journal of Analytical Sciences Methods and Instrumentation , “ Optimum Development of a Saturated Oil Filed “, March 2022

- Mohammadi, F., Nabi Bidhendi, G., & Aslani, A. (2023). "Designing an energy security index with a sustainable development approach for energy-exporting countries using fuzzy BWM method". *Environmental Science and Pollution Research*, 30(3), 7427-7445
- M. Fitri Ramli, M.Shahrul M. Long, Amol Nmol Nivrutti Pote; Khairul AzriIshak, International Petroleum Technology Conference, virtual, March 2021.
- Saidi ,A.M.,” Twenty Years of Gas Injection History into Well Fractured Haft Kel Field (Iran), “ SPE paper 35 - 309 , presented at SPE Meeting Held in Villahermosa, Mexico, March. 3-7 , 1996.
- Tatiana Ponomarenko, Eugene Marin and Sergey Galevskiy ,” Economic Evaluation of Oil and Gas Projects :Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects”. Economics, Organization and Management Department, Saint Petersburg Mining University, 199106 Saint Petersburg, Russia; ponomarenko_tv@pers.spmi.ru (T.P.); galevskiy_sg@pers.spmi.ru (S.G.) Correspondence: eugeniy.a.marin@gmail.com or s195093@stud.spmi.ru; Tel.: +7-911-266-22-56 . April 2022.