فصل‌نامه مطالعات اقتصاد انرژی/ سال بیست‌ویکم / شماره ۸۵/ تابستان ۱۴۰۴/ صفحات ۲۷۲-۲۳۵

# بررسی تأثیر طرح تزریق گاز در بهینه‌سازی 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[1]**
**استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران، (ghemamverdi2@gmail.com)**
**علی اصغر اسماعیل‌نیا**
**استادیار اقتصاد، گروه اقتصاد، دانشکده اقتصاد و حسابداری، واحد تهران مرکزی، دانشگاه آزاداسلامی، 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 روش‌های ازدیاد برداشت نفت محسوب می‌شود 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 می‌شود. این روش از دهه ۱۹۵۰ میلادی در سطح فراملی (بین‌المللی) استفاده شده‌است و به دلیل کم هزینه بودن در مقایسه با روش حفاری چاه‌های جدید، مورد استقبال قرار گرفت. هدف نهایی از تزریق گاز، تأمین ضریب بازیافت بیشتر برای میدان نفتی، نسبت به روش‌های اولیه و معمول می‌باشد. در این روش به دلیل وجود خاصیت امتزاج، در اثر تزریق گاز، موییننگی به کمترین مقدار ممکن می‌رسد، در نتیجه نفت خام موجود در دیواره مخزن، جای خود را به گاز خشک تزریق شده می‌دهد و نفت مورد نظر نیز با فشار مناسب از دهانه چاه، خارج می‌شود. مساله با برنامه رایانه ای نرم افزار متلب برای بازه زمانی چهل ساله ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰خورشیدی برای یکی از میادین نفتی واقع در جنوب کشور شبیه سازی می‌شود. 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 می‌گردد که این میزان در سال ۶۹ میلیون بشکه خواهد بود.

**طبقه‌بندی JEL**: Q19, C61, A23, A19 Q29.
**کلید واژه‌ها:** ضریب برداشت نفت، تزریق گاز، بهینه‌سازی، سود، میدان نفتی جنوب.

---

۱. نویسنده مسئول

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

**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. ازعوامل مهمی که در تصمیم گیری 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 اصلی ترین 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 مویینگی در حفره‌های بسیار کوچک سبب به تله افتادن نفت درون آنها می‌شود.مقدار بالای نیروی مویینگی 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 پایان پذیری ذخایر نفت و گاز ایجاد شده است. اغلب متون

۱. تزریق مستقیم درون کلاهک گازی است.

۲. تزریق در لایه نفتی مخزن است.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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. پروژه هایی که در دریا انجام می‌شود می‌تواند آبهای ساحلی و فراملی (بین المللی) را آلوده کرده، خسارت جبران ناپذیربه 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 ازسیستم بازیافت پسماند حفاری۱ به منظور رفع آلودگی زیست محیطی بر روی دستگاه‌های حفاری استفاده

1. Waste Management

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 سولفوره 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**[1]

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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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، سرمایه گذاری در صنعت نفت صورت نمی گیرد 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 چشم پوشی شده است. اول اینکه در این مطالعات، شوک‌های نفتی هیچگونه اثری بر استخراج منابع نفتی ندارند. دوم، در هیچکدام از مطالعات تجربی نشانه ای ازتخلیه منابع دیده نمی شود در حالی که پایان پذیری منابع می‌بایست از طریق افزایش در هزینه‌های تولید و یا افزایش قیمت‌ها در طی زمان آشکار شود. (موسیوند و کاکویی، ۱۳۹۷).

بهینه یابی بین دوره ای در اقتصاد منابع و مدل سازی آن در بازار انرژی به لحاظ تاریخی به «هتلینگ» (۱۹۳۱) نسبت داده می‌شود. او رفتار صاحب یک منبع انرزی پایان پذیر را مدل می‌نماید. در این روش صاحب منبع انرژی برنامه تولیدی 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 برنامه ریزی تولید می‌بایست با بیشینه سازی تابع ارزش اجتماعی منافع خالص بهره برداری از منبع انرژی در دوره برنامه ریزی صورت گیرد و نگرش واقع بینانه 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 دوره ای و نقش نرخ بهره مطرح می‌شود. در این راستا علت اینکه نیازمندیم بهره برداری 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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،[1] ۲۰۱۱).

این الگوریتم همچنین یکی از مهمترین الگوریتم‌های بهینه‌سازی هوشمند است که در حوزه هوش ازدحامی [2] جای می‌گیرد. در الگوریتم PSO[3] 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

ب) طرح تزریق گاز به میدان نفتی مورد بررسی، قابل گسترش به سایر میادین 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 نیم نگاهی 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 ارایه خواهد شد. بخش پنجم نیز، شامل جمع بندی و ارایه 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 زمین آماری و برنامه نویسی در محیط متلب به منظور اکتشافات توسعه ای، تکمیلی و افزایش بهره‌دهی مخزن است. بدین منظور، ابتدا از تخمین زمین آماری 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 (توسعه ای 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 گونه ای 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 برنامه نویسی در متلب با دو رویکرد حفاری انحرافی مدنظر

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 هرلحظه از زمان با استفاده از روش بهینه‌سازی تولید بی‌درنگ (RTPO) [1] 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) [2] 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 نرم‌افزارGAMS ، 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 همجون 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 بیع‌متقابل محسوب می‌شود؛ در واقع در این قراردادها عایدی پیمانکار به نوعی با هزینه‌های صورت گرفته رابطه مستقیم دارد. به‌عبارت 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

مدلسازی و بهینه‌سازی صنایع فوق به منظور کاهش هزینه‌های طراحی فرایند و عملیات بهره برداری برجسته می‌شود. بالا بردن دقت مدل ها، موجب حصول پیش بینی‌های معتبرتر و به تبع آن فراهم آوردن اطمینان خاطر بیشتر سرمایه گذاران 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 شبیه سازی 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 مي‌باشد که هر کدام، یکی از بخش‌های زنجیره مدلسازی را تشکیل می‌دهند. پس از مدلسازی یکپارچه، نتایج پیش بینی‌های 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 جداشده 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 مکانی‌در استان قم می‌باشد که تجزیه و تحلیل‌های مکانی آن بر اساس

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

مدل تلفیقی همپوشانی شاخص وزندار و فازی بوده است. برای تعیین مکانی بهینه داده‌های توپوگرافی و زمین شناسی منطقه بهمراه داده ماهواره ای سنتیننل 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 شهر نشینی 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 مشتقیم ) 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 قراردارند 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 فرازآوری 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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، گرانروی نفت، چگالی نفت و خورندگی 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 ( هزینه‌های سرمایه ای و عملیاتی ) انجام می‌شود. انتخاب روش فرازآوری مصنوعی می‌تواند بر اساس ملاحظات دیگری نظیر موقعیت میدان، فاصله چاه‌ها، وضعیت مکانیکی چاه و تجربه عملیاتی تیمی که سیستم را انتخاب می‌کند نیز باشد. اکثر چاه‌ها می‌توانند توسط چند روش فرازآوری مصنوعی به طور رضایت بخشی تولید کنند. مطالعه حاضر با مرور منبع قبلی، ضمن بیان مزایا، معایب، محدودیت‌ها و شرایط به کارگیری هر کدام از انواع مختلف روش‌های فرازآوری مصنوعی، برنامه ای جامع به منظور غربالگری این روش‌ها را ارایه می‌دهد.

مقاله خانم فاطمه امیری (سال ۱۴۰۱) در رابطه با «استفاده از اطلاعات تست چاه جهت بررسی پتانسیل تولیدی سازند سروک در یکی از میادین غرب کارون» می‌باشد. این مطالعه بر روی یکی از میادین 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 می‌باشد که برنامه توسعه آن در این سال‌ها مورد توجه وزارت نفت بوده است. به منظور به دست آوردن پتانسیل تولیدی میادینی که هنوز تولیدی از آن‌ها صورت نگرفته برآورد حجم نفت در جا می‌تواند کمک شایانی در حفر چاه‌های تولیدی در برنامه توسعه این میادین داشته باشد که در نهایت می‌تواند کاهش هزینه‌های 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 ریزی‌های آتی پرداخته می‌شود. در این پژوهش، پس از اخذ اطلاعات مخزن و پیاده کردن داده‌های مربوط به آزمایش روی نمودار، می‌توان نمودار به دست آمده از مخزن

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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).[1] 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 پسرو 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) [2]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) ارایه داده اند. تحقیق فوق اقدام به کنکاش رویکردی

1. Ghandi ,A. and Lin, C.
2. Mohammadi and Etal

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

مبتنی بر شبیه سازی می‌نماید تا دستگاه چند مرحله ای تولید نفت خام را بهینه‌سازد. این بهینه‌سازی اینگونه انجام می‌شود که میزان و فشار بهینه ی جداکننده تعیین می‌گردد تا میزان تولید نفت و انعطاف پذیری عملیاتی حداکثر شود و در عین حال هزینه‌های 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 ۲۰۳۰پیش بینی کرد. برآوردها حاکی از آن بودند که هزینه‌های 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 می‌رفت که فشار بهینه مخزن حدود ۶/۸۹ پاسکال باشد.

«ارزیابی اقتصادی پروژه‌های نفت و گاز، توجیه راه حل‌های مهندسی در اجرای پروژه‌های توسعه میدان» عنوان مقاله تاتیانا پونومارنکو، یوجین مارین، سرگی گالوسکی (۲۰۲۲) [1]می باشد. مقصود این تحقیق تدوین رویکردی متدولوژیک، جهت ارزیابی اقتصادی پروژه‌های نفت و گاز است، که شامل انتخاب و اثبات مستند انتخاب راه حل‌های مهندسی می‌باشد، که می‌توانند برای اتخاذ تصمیمات درباره سرمایه گذاری متعاقب استفاده شوند. از این رو، تحلیل مقایسه ای انواع روش‌های تحلیل افتصادی جهت پروژه‌های نفت و گاز انجام شد. مولفین این تحقیق، با در نظر گرفتن ویژگی‌های خاص پروژه‌های نفت و گاز، علت اصلی استفاده از نرخ بدون ریسک، برای محاسبه جریان‌های پروژه را به همراه ترکیبی از نرخ‌های معکوس برای محاسبه جریان‌ها ارایه می‌کنند. علاوه بر آن، نظریه انتخاب‌های واقعی، جهت سنجش و لحاظ ریسک‌های زمین شناختی و فنی استفاده شد. این ریسک‌ها، هنگام اتخاذ تصمیمات مهندسی، تغییرات در میزان تولید را موجب می‌شوند. شرکت‌های نفت و گاز، با استفاده از رویکرد متدولوژیک پیشنهادی، قادرند راه حل‌های مهندسی را با جزییات بیشتری ارزیابی کرده و تأثیر آنها بر ارزش خالص فعلی پروژه توضیح دهند. و این امر، نتیجه ملاحظه بهتر

1. Ponomarenko and Etal

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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)[1] می‌باشد.. این پروژه راهکار بهینه توسعه بالقوه جهت مخزنی اشباع شده و دارای کلاهک 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 محاسبه ی ارزش خالص فعلی ( NPV) [2] را به نحوی چشمگیر بهبود بخشد. به علاوه، این پروژه، روش بازیابی بهینه ی 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 سرمایه ای (CAPEX) [3] و مخارج عملیاتی (OPEX)[4] ایجاد می‌شوند.

در این ارتباط، با عنایت به حجم ذخیره نفت درجای میدان نفتی مورد بررسی به میزان ۴۶ میلیارد بشکه و با فرض براینکه : ۱) مسیر تولید کنونی منطبق بر مسیر تولید بهینه است و۲) 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

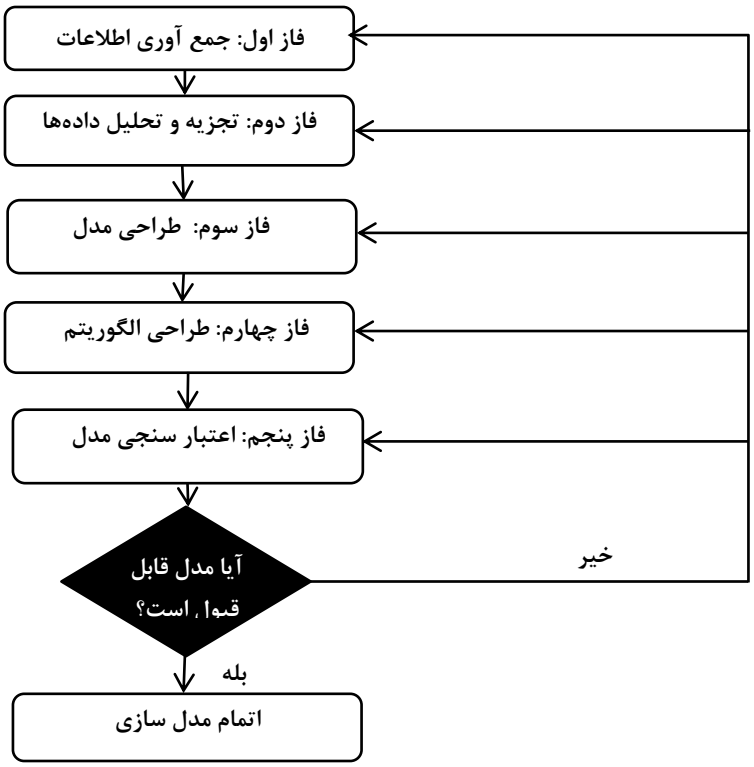
در زمینه بررسی شاخص‌های کلیدی برآورد مسیر بهینه تولید نفت و تزریق گاز مورد مطالعه قرار گرفته و اطلاعات میدان نفتی مورد نظر در جهت شناسایی عوامل مؤثر در افزایش سود حاصل از برداشت، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

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




**شکل ۱. مراحل ایجاد مدل**

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 متغییر برونزای قیمت نفت و نرخ تنزیل استفاده شده است. برای نرخ تنزیل، نرخ‌های ۱۵ و ۲۵ درصد با توجه به متغییر 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 درنظر گرفته می‌شود.

#### ۳-۱-۱- چارچوب مدل پیشنهادی (تابع هدف)

$$\pi = max q_t \sum_{t=0}^{T} \beta^t [P_t q_t - C\left(q_t, g_t, S_t\right)] \qquad (۱)$$

#### ۳-۱-۲- پارامترها

| پارامتر | مفهوم |
|---|---|
| $t$ | *شاخص* دوره زمانی جاری |
| $\pi$ | 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 |
| $\omega$ | حداکثر نرخ تخلیه کارا |

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

$\beta$ عامل تنزیل
$C$ هزینه تولید نفت از میدان
$\varphi$ نسبت تزریق گاز به حجم ذخیره قابل استحصال
$\alpha$ نسبت تولید نفت به هزینه‌های تولید
$\gamma$ نسبت میزان ذخایر باقیمانده قابل استحصال به هزینه تولید نفت در هر دوره زمانی
$\theta$ نسبت میزان تزریق گاز به هزینه تولید نفت
$MC$ هزینه تولید یک بشکه نفت اضافی در بازیافت 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 $\beta$نیز که بیانگرعامل 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 ۱۴۰تا ۱۴۵ مراجعه نمایید.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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.

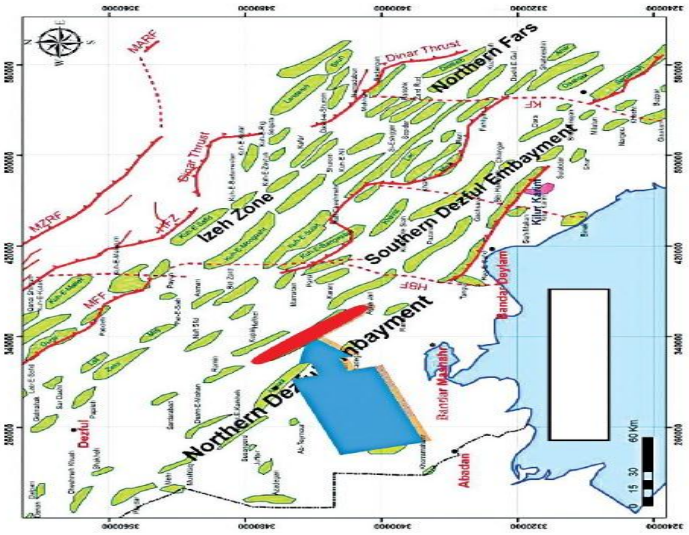
پس از آن تابع سود به دست آمده و با اعمال عامل تنزیل در هر دوره، ارزش حال مجموع سود حاصل از فعالیت بنگاه در دوره چهل ساله ( سال ۱۳۸۱ تا ۱۴۲۰ ) به دست می‌آید و تابع هدف نهایی مدل تشکیل می‌شود. این تابع هدف نیز بایستی با اعمال قیود فنی و اقتصادی متناسب با شرایط بنگاه، به صورت مقید، بیشینه شود. لازم به ذکر 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 ارایه شده است.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]




**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 |

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

| 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

**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. ازآنجاکه میدان مورد مطالعه در این تحقیق قدیمی است، هزینه‌های اکتشاف آن از نظر حسابداری مستهلک شده و در محاسبات در نظر گرفته نمی شود. 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.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

مهمترین محدودیت تزریق گاز به میدان نفتی، افزایش مصرف گاز خانگی در فصل سرما است. توقف ویا عدم اختصاص میزان مناسب گاز یا طولانی شدن مدت زمان تزریق گاز نیز باعث طلانی 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 به‌کار 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 به‌کار می‌رود.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 به‌کار می‌رود.

از روش‌های فوق روش ۲ و ۳ برای میدان نفتی مورد نظر استفاده شده است.

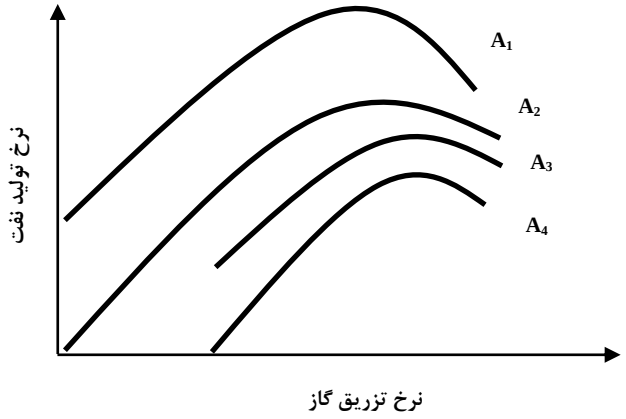
ابتدا مخازن به طور طبیعی تولید می‌کنند، بعد از مدتی به دلیل افت فشار مخزن، دبی تولیدی کاهش می‌یابد برای افزایش عمر تولید مخزن می‌توان از روش‌های مخزن محور (مانند تزریق پلیمر، ژل، یا سورفکتانت) و چاه محور ( مانند فرازآوری مصنوعی ) استفاده نمود. شناخته شده ترین آن‌ها پمپ‌های میله مکنده، فرازآوری با گاز، 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 چاه ها، 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 درچاه انجام می‌شود. در میدان نفتی مورد بررسی فرض بر این است که فرازآوری با گاز یه صورت یوسته انجام شده است.

### ۴-۷- بهینه‌سازی فرازآوری با گاز

در مسایل بهینه‌سازی، هدف بهینه کردن متغیرها برای رسیدن به تابع هدف با درنظر 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

هیدروستاتیکی کاهش می‌یابد اما با افزایش زیاد گاز تزریقی، به دلیل افزایش سرعت گاز و نیز اصطکاک بین آن ها، 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.




**شکل۴-۲ : 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 درنتیجه سود افزایش پیدا می‌کند. منحنی $A_2$ مربوط به چاهی است که تولید آن متوقف شده و بدون سامانه فرازآوری با گاز نمی تواند تولید کند. منحنی $A_3$ و $A_4$ مانند چاه هایی عمل می‌کند که بدون مقدار اولیه گاز تولید نمی کنند، 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

**۴-۸- ارایه نتایج**

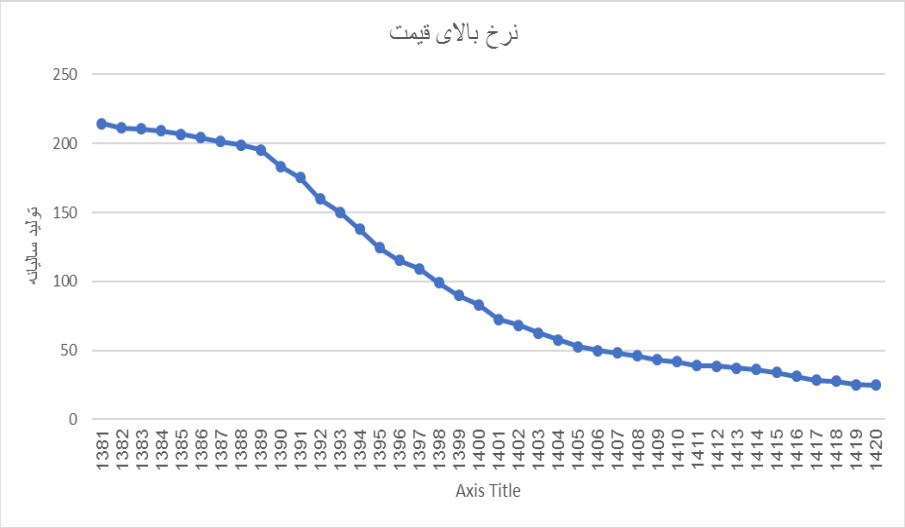
پیش بینی اداره اطلاعات انرژی آمریکا ( EIA )[1] بر اساس سه سناریوی مرجع، سناریو قیمتی بالا و سناریو قیمتی پایین می‌باشد. در سناریو مرجع فرض شده است که وضعیت سیاسی، رشد اقتصادی و تولید بدون تغییر ادامه خواهد داشت. در سناریو کاهشی، افزایش قابل توجه در تولید و افزایش سهم اوپک و در سناریو افزایشی نیز افزایش 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 تنزیل۱۵ 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 کمترتوسعه یافته و تولید کننده نفت همانند ایران به دلیل ریسک هایی چون وابستگی بالای بودجه به درآمدهای نفتی، وابستگی واردات به درآمدهای نفتی، نداشتن درآمدی 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 نمی گیرند 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 نشات 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 ارایه شده است.




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

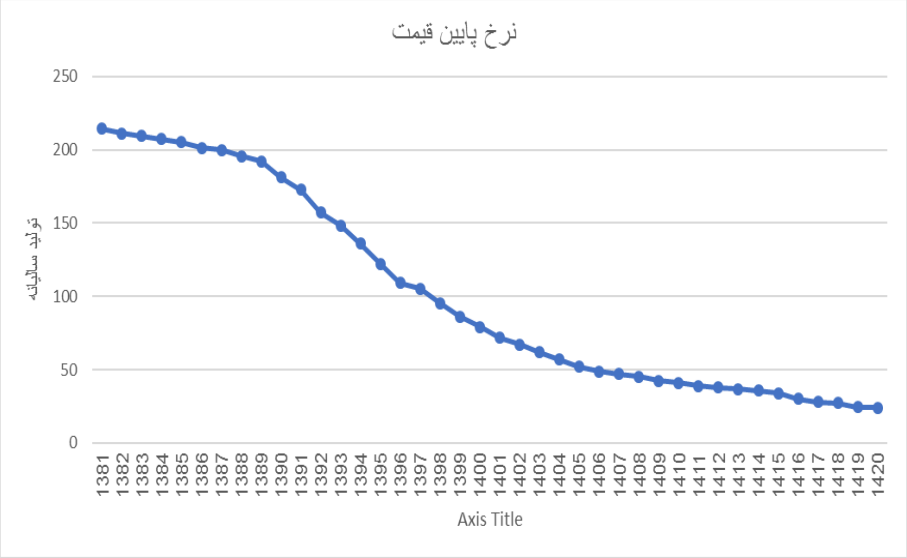
منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتمPSO




**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 الگوریتمPSO

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

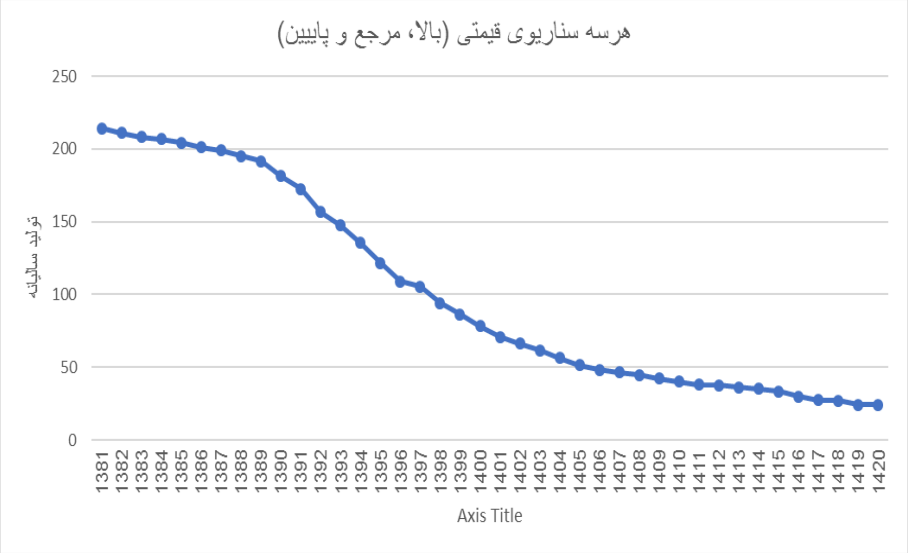



**نمودار ۳. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۱۵ درصد (سناریوی قیمتی قیمت پایین نفت)**

منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتمPSO

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.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]




**نمودار۴. روند تولید بهینه در نرخ تنزیل ۲۵ درصد (هر سه سناریوی قیمتی نفت)**

منبع: محاسبات محقق و با استفاده از نرم افزار Matlab و الگوریتمPSO

در نمودار۴ 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 چهل ساله بر اساس نرخ تنزیل ۱۵ و۲۵ درصد**

| سال | 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 |

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

| سال | 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 |

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

| سال | 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% |
|---|---|---|---|---|
| ۱۴۱۸ | ۲۶/۸۹ | ۲۷/۷۱ | ۲۷/۱۳ | ۲۷/۱۱ |
| ۱۴۱۹ | ۲۴/۱۸ | ۲۵/۱۴ | ۲۵/۶۱ | ۲۴/۴۵ |
| ۱۴۲۰ | ۲۴/۰۵ | ۲۴/۸۸ | ۲۴/۴۵ | ۲۴/۱۹ |
| مجموع | ۴۰۶۰/۲۲ | ۴۱۴۲/۹۹ | ۴۱۱۵/۲ | ۴۰۷۸/۷۲ |

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 حدود۴۰۶۰ 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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

۳- از یافته‌های تحقیق چنین بر می‌آیدکه 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 چهل 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 چهل ساله

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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 توسعه‌یافته 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 حدود۴۰۶۰ 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 نمی شود. 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.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

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.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

## 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 "، سال۱۳۹۸، کارشناسی ارشد، دانشگاه تهران.
- جعفریان، مریم، صفرایی، محمود رضا، یاوری، 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، "برآوردمسیربهینه‌تولیدنفت دریکی‌ازمیادین‌جنوب‌کشور"، بهار ۱۴۰۳، فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی، شماره۸۰، صفحات۱۶۱-۱۳۱.
- 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 "، سال۱۳۹۳، 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.


[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

- 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 مقایسه ای 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 بین المللی 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 شبیه سازی یکپارچه مخازن هیدروکربنی و فرایندهای بهره برداری 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

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]

- 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.

[ Downloaded from iiesj.ir on 2026-11-26 ]