



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

پایان نامه کارشناسی ارشد

طراحی و بهینه سازی فرازآوری با گاز در یکی از میادین نفتی

محمد صادق پهلوان بجستانی

استاد راهنما

دکتر علی مرادزاده

بهمن ماه ۹۱





دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

گروه مهندسی نفت

## طراحی و بهینه سازی فراآوری با گاز در یکی از میادین نفتی

دانشجو: محمد صادق پهلوان بجستانی

استاد راهنما:

دکتر علی مرادزاده

اساتید مشاور:

مهندس میثم افسری

مهندس سجاد شجاع مجیدآباد

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد

بهمن ماه ۹۱

## تشکر و قدردانی

سپاس خدایی را که در گذر از تمام مراحل و مشکلات زندگی یار و یاور ماست و بهترین هدایت گر، اوست. در اینجا قبل از هرکس از استاد فرهیخته و دلسوز آقای دکتر علی مرادزاده که افتخار شاگردی ایشان را دارم و طی انجام این مجموعه با راهنمایی‌های روشن‌گرانه خود مدد رسان اینجانب در حل بسیاری از مشکلات بوده‌اند، کمال قدردانی و تشکر را دارم.

در انتها از مهندس شجاع مجیدآباد، مهندس آذرگشسب، مهندس منصوری، مهندس بصیرت و دوست خوبم ابولفضل سعیدزاده به دلیل همکاری‌شان در پیشبرد این پایان‌نامه تشکر می‌نمایم.



## چکیده

فرازآوری با گاز به صورت پیوسته یکی از رایج‌ترین روش‌های فرازآوری مصنوعی است که در صنعت نفت استفاده می‌شود. در این روش گاز با فشار زیاد به داخل لوله مغزی تزریق می‌شود تا ستون نفت سبک شود و زمینه تولید بیش‌تر نفت را فراهم کند.

با توجه به اینکه اکثر میادین نفتی کشورمان در نیمه دوم عمر خود هستند لذا در اثر کاهش فشار مخزن، میزان تولید کاهش یافته است. به منظور افزایش تولید باید از روش‌های فرازآوری مصنوعی استفاده شود. در این پروژه برای یک چاه نمونه که دارای نرخ تولید کمی است، سیستم فرازآوری پیوسته با گاز با استفاده از آنالیز گره‌ای و به کمک نرم افزار PIPESIM طراحی شده است. سپس دبی بهینه تزریق، محاسبه شده است. محاسبات نشان می‌دهد با تزریق روزانه ۱/۱ میلیون فوت مکعب گاز، تولید از ۳۱۸ به ۱۱۰۵ بشکه در روز افزایش یافته است.

با توجه به محدودیت در میزان گاز موجود برای تزریق به چاه‌های یک میدان نفتی، باید از روش‌های هوشمند برای تخصیص بهینه استفاده کرد. در این پروژه برای اولین بار در صنعت نفت (برای یک میدان نفتی با ۶ چاه و در دسترس بودن ۴/۶ میلیون فوت مکعب گاز در روز) از الگوریتم جدیدی به نام جهش قورباغه بهبود یافته استفاده شده است و به تولید ۳۶۷۴/۱ بشکه در روز رسیده است که این میزان تولید نشان می‌دهد که الگوریتم استفاده شده برای بهینه سازی تخصیص مناسب است. استفاده از روش پیشنهادی باعث افزایش ده بشکه در روز در تولید کل میدان نسبت به بهترین نتیجه کارهای قبلی شده است. بنابراین الگوریتم معرفی شده، دارای کارایی بیش‌تر از نظر تخصیص گاز می‌باشد.

**کلمات کلیدی:** فرازآوری مصنوعی، فرازآوری با گاز، بهینه سازی، الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه

## فهرست مطالب

۱.....	فصل اول: مقدمه و کلیات
۲.....	۱-۱ مقدمه
۳.....	۲-۱ مروری بر کارهای انجام شده
۷.....	۳-۱ ضرورت مطالعه
۸.....	۴-۱ هدف مطالعه و روش تحقیق
۹.....	۵-۱ ساختار پایان نامه
۱۰.....	فصل دوم: معرفی مختصر مکانیسم‌های رانش اولیه و انواع روش‌های فرازآوری مصنوعی
۱۱.....	۱-۲ مقدمه
۱۱.....	۲-۲ مکانیسم‌های رانش اولیه
۱۲.....	۱-۲-۲ مکانیسم رانش تخلیه‌ای
۱۲.....	۲-۲-۲ رانش کلاهدک گازی
۱۵.....	۳-۲-۲ مکانیسم رانش آب
۱۶.....	۳-۲ تولید مصنوعی
۱۶.....	۱-۳-۲ فرازآوری با گاز
۱۷.....	۴-۲ انواع فرازآوری با گاز از نظر جریان گاز
۱۷.....	۱-۴-۲ فرازآوری به روش پیوسته
۱۹.....	۲-۴-۲ فرازآوری به روش ناپیوسته (منقطع)
۲۰.....	۵-۲ مزایا و معایب فرازآوری با گاز

- ۶-۲ تجهیزات مورد نیاز جهت فرازآوری با گاز ..... ۲۱
- ۱-۶-۲ تجهیزات درون چاهی ..... ۲۱
- ۲-۶-۲ تجهیزات سرچاهی ..... ۲۱
- ۷-۲ نمودار عملکرد فرازآوری با گاز چاه ..... ۲۲
- ۸-۲ مکان یابی عمیق‌ترین نقطه تزریق ..... ۲۳
- ۹-۲ مراحل تعیین مکان شیرهای تزریق گاز ..... ۲۴
- ۱۰-۲ مراحل تخلیه سیستم فرازآوری با گاز پیوسته ..... ۲۷
- فصل سوم: طراحی فرازآوری با گاز برای چاه نمونه ..... ۲۹
- ۱-۳ مقدمه ..... ۳۰
- ۲-۳ نرم افزار PIPESIM ..... ۳۱
- ۳-۳ مطالعه عملکرد اولیه چاهها ..... ۳۱
- ۴-۳ آنالیز گره‌ای ..... ۳۲
- ۵-۳ طراحی با روش فرازآوری با گاز ..... ۳۵
- ۶-۳ آنالیز چاه پس از نصب سیستم فرازآوری ..... ۳۸
- ۷-۳ حساسیت سنجی ..... ۴۰
- ۱-۷-۳ فشار مخزن ..... ۴۱
- ۲-۷-۳ فشار سرچاهی ..... ۴۱
- ۳-۷-۳ قطر لوله مغزی ..... ۴۲
- ۴-۷-۳ حدّ آب تولیدی ..... ۴۳



فصل چهارم: بهینه سازی تخصیص گاز به گروهی از چاه‌ها توسط الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه ۴۷.

۴-۱ مقدمه ..... ۴۸

۴-۲ بهینه سازی و شیوه تدوین مسئله ..... ۴۸

۴-۳ معرفی داده‌های مورد استفاده ..... ۵۰

۴-۴ الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته ..... ۵۱

۴-۵ بهینه سازی فرازآوری با گاز در شرایط محدود بودن گاز در دسترس ..... ۵۴

۴-۶ بهینه سازی فرازآوری با گاز با استفاده از الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته ..... ۵۵

۴-۷ بهینه سازی برای یک دوره زمانی ..... ۶۲

فصل پنجم: نتایج و پیشنهادات ..... ۶۴

۵-۱ نتایج و بحث روی آنها ..... ۶۵

۵-۲ پیشنهادات ..... ۶۶

پیوست‌ها ..... ۶۷

پیوست الف ..... ۶۸

منابع ..... ۷۴

## فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۲: مکانیسم رانش گاز محلول، الف) شرایط اولیه و ب) تخلیه ۵۰ درصد از نفت مخزن ..... ۱۳
- شکل ۲-۲: اطلاعات تولیدی یک مخزن با رانش گاز محلول ..... ۱۳
- شکل ۳-۲: مکانیسم رانش کلاهدک گازی ..... ۱۴
- شکل ۴-۲: رفتار تولیدی و فشاری یک مخزن با رانش کلاهدک گازی ..... ۱۵
- شکل ۵-۲: رفتار تولیدی و فشاری نمونه ای از یک مخزن با رانش آب ..... ۱۶
- شکل ۶-۲: سه اثر گاز در عملیات فرازآوری با گاز، الف) کاهش چگالی سیال، ب) انبساط گاز و ج) جابجایی لخته های مایع توسط حبابهای گاز ..... ۱۸
- شکل ۷-۲: فرازآوری با گاز به صورت ناپیوسته، الف) جمع شدن سیال در انتهای لوله مغزی، ب) تزریق گاز از شیر عملیاتی و ج) بسته شدن تمام شیرها و سیکل مجدد ..... ۲۰
- شکل ۸-۲: نمودار عملکرد فرازآوری با گاز ..... ۲۲
- شکل ۹-۲: مکان یابی محل تزریق گاز ..... ۲۵
- شکل ۱۰-۲: مکان یابی شیرهای فرازآوری با گاز ..... ۲۶
- شکل ۱۱-۲: مراحل تخلیه سیستم فرازآوری با گاز پیوسته ..... ۲۷
- شکل ۱-۳: نمودار اولیه فشار بر حسب عمق چاه نمونه که با استفاده از نرم افزار مورد استفاده رسم شده است ..... ۳۲
- شکل ۲-۳: تعیین نقطه عملیاتی در آنالیز گره ای ..... ۳۳
- شکل ۳-۳: آنالیز گره ای چاه نمونه قبل از فرازآوری با گاز ..... ۳۶
- شکل ۴-۳: نمودار عملکرد فرازآوری با گاز برای چاه نمونه ..... ۳۷
- شکل ۵-۳: نتایج طراحی فرازآوری پیوسته با گاز ..... ۳۸
- شکل ۶-۳: آنالیز گره ای چاه پس از فرازآوری با گاز ..... ۳۹

- شکل ۳-۷: نمودار فشار برحسب عمق بعد از فرازآوری با گاز ..... ۴۰
- شکل ۳-۸: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) برحسب فشار مخزن ( $P_T$ ) ..... ۴۱
- شکل ۳-۹: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) برحسب فشار سرچاهی ( $P_{wh}$ ) ..... ۴۲
- شکل ۳-۱۰: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) برحسب قطر داخلی لوله مغزی ( $ID_T$ ) ..... ۴۳
- شکل ۳-۱۱: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) برحسب حدّ آب تولیدی (WC) ..... ۴۴
- شکل ۳-۱۲: نمودار عنکبوتی درصد تغییرات نرخ تولید چاه (Q) بر حسب درصد تغییرات حدّ آب تولیدی (WC)، فشارمخزن ( $P_T$ )، فشار سرچاهی ( $P_{wh}$ ) و قطر لوله مغزی ( $ID_T$ ) ..... ۴۶
- شکل ۴-۱: فلوجارت الگوریتم SFLA ..... ۵۳
- شکل ۴-۲: قانون اصلی جهش قورباغه ..... ۵۳
- شکل ۴-۳: قانون جهش قورباغه بهبود یافته ..... ۵۴
- شکل ۴-۴: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۱ ..... ۵۶
- شکل ۴-۵: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۲ ..... ۵۶
- شکل ۴-۶: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۳ ..... ۵۷
- شکل ۴-۷: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۴ ..... ۵۷
- شکل ۴-۸: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۵ ..... ۵۸
- شکل ۴-۹: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۶ ..... ۵۸
- شکل ۴-۱۰: نمودار نفت تولیدی برحسب تعداد تکرار ..... ۶۱
- شکل ۴-۱۱: میزان موجودی گاز و مقدار تولید نفت برای یک دوره ده روزه ..... ۶۳

## فهرست جدول‌ها

- جدول ۱-۳: مشخصات چاه نمونه ..... ۳۰
- جدول ۲-۳: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات فشار مخزن ( $P_T$ ) ..... ۴۴
- جدول ۳-۳: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات فشار سرچاهی ( $P_{wh}$ ) ..... ۴۵
- جدول ۴-۳: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات قطر داخلی لوله مغزی ( $ID_T$ ) ..... ۴۵
- جدول ۵-۳: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات حدّ آب (WC) ..... ۴۵
- جدول ۱-۴ : میزان گاز تزریقی ( $q_g$ ) بر حسب هزار فوت مکعب در روز (MSCF/D) و میزان نفت تولیدی ( $q_o$ ) بر حسب بشکه در روز (B/D) برای ۶چاه ..... ۵۰
- جدول ۲-۴: محدودیت های اعمال شده برای حل معادله ..... ۵۹
- جدول ۳-۴ : نتایج حاصل از حل معادله و میزان گاز تزریقی به هر چاه ..... ۶۰
- جدول ۴-۴ : مقدار مجموع نفت تولیدی ( $Q_{OT}$ ) با الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه (SFLA) و مقایسه نتایج حاصله با نتایج دیگر روش‌های بکار گرفته شده ..... ۶۲

## فصل اول: مقدمه و کلیات

## ۱-۱ مقدمه

تولید از مخزن به انرژی مخزن بستگی دارد. با گذشت زمان انرژی طبیعی مخزن کاهش می یابد. وقتی که انرژی مخزن کمتر از انرژی لازم برای تولید است یا نرخ تولید مطلوب بیشتر از نرخ تولیدی است که مخزن در شرایط فوران طبیعی می تواند فراهم کند، لازم است یکی از روش های فرازآوری مصنوعی<sup>۱</sup> استفاده شود تا انرژی لازم جهت آوردن سیال به سطح فراهم شود. فرازآوری یکی از مهم ترین روش های بهبود تولید نفت است. روش های گوناگونی جهت فراز آوری مصنوعی استفاده می شود. پنج گروه اصلی فرازآوری مصنوعی عبارتند از: پمپ های میله ای<sup>۲</sup>، پمپ های هیدرولیکی<sup>۳</sup>، پمپ های خلاء پیشرو<sup>۴</sup>، فراز آوری با گاز<sup>۵</sup> و پمپ های شناور الکتریکی<sup>۶</sup> [۱].

فرازآوری با گاز به عنوان رایج ترین و اقتصادی ترین روش فراز آوری مصنوعی است که در صنعت نفت استفاده می شود [۲]. فراز آوری با گاز به دو صورت پیوسته و ناپیوسته وجود دارد. فراز آوری ناپیوسته زمانی به کار می رود که فشار مخزن پایین باشد و یا میزان تولید از چاه کم باشد. همان گونه که نام روش نشان می دهد، این سیستم به صورت ناپیوسته و نامنظم تولید می کند. در سیستم جریان ناپیوسته، به سیال اجازه داده می شود تا در چاه جمع شود و انتهای چاه را پر کند. سپس به صورت پی در پی، یک حباب بزرگ از گاز با فشار بالا به داخل لوله مغزی<sup>۷</sup> تزریق می شود و حباب ستون سیال بالای خود را به سرعت به طرف بالا می راند و به سطح می آورد. در فراز آوری با گاز به صورت پیوسته، گاز با فشار مناسب در عمق مناسب در لوله مغزی تزریق می شود، تا با مخلوط شدن گاز با نفت، زمینه افزایش نرخ تولید نفت را فراهم کند [۲]. از آنجائیکه در مطالعه حاضر در نظر است

---

<sup>1</sup> Artificial lift

<sup>2</sup> Rod pumps

<sup>3</sup> Hydraulic pumps

<sup>4</sup> Progressing cavity pumps

<sup>5</sup> Gas lift

<sup>6</sup> Electrical submersible pumps

<sup>7</sup> Tubing

با تزریق پیوسته گاز نرخ تولید نفت در چاه‌ها افزایش یابد از اینرو در فصل‌های بعد توضیحات بیشتری در مورد فرازآوری با گاز داده خواهد شد.

هر چاهی یک نقطه بهینه در عملکرد در فرازآوری با گاز دارد که در آن شرایط بیش‌ترین مقدار سیال را تولید می‌کند. به طور ایده‌آل اگر محدودیتی در مقدار گاز در دسترس نباشد، گاز به مقدار کافی می‌تواند به هر چاه تزریق شود تا بیش‌ترین مقدار تولید از یک مخزن حاصل گردد. اگر چه معمولاً مقدار گاز موجود محدود است، بنابراین لازم است تا مقدار گاز تزریقی به هر چاه را به صورت بهینه مشخص کرد تا مجموع نرخ تولید از چاه‌ها بیشینه شود.

## ۱-۲ مروری بر کارهای انجام شده

در سال ۱۷۹۷ میلادی یک مهندس معدن آلمانی به نام لوشر<sup>۱</sup> [۳] در اولین تحقیق از هوا برای بالا آوردن مایعات معدنی استفاده کرد. این تحقیق زمینه‌ای برای معرفی سیستم فرازآوری با گاز گردید. البته وی قبل از اجرای عملی این طرح آزمایشات متعددی انجام داده بود.

دیویس و ویندر<sup>۲</sup> [۳] در دانشگاه ویسکانسن آمریکا بر روی سیستم فرازآوری با گاز کارهای ارزنده‌ای در مقیاس آزمایشگاهی و بر روی اثر ضریب اصطکاک و میزان گاز تزریقی انجام دادند. در این آزمایش از یک لوله عمودی به قطر ۱/۲۵ اینچ و طول‌های مختلف بین ۱۵-۴۵ فوت استفاده شد. در این آزمایش افزایش مقدار هوای تزریق شده (شروع از صفر) موجب افزایش خروج آب تا یک حد معینی گردید. هرگونه افزایش اضافی هوا از حد معین موجب کاهش میزان استحصال آب گردید. امروزه نیز این موضوع در مقیاس چاه‌های نفتی جواب مثبت داده است.

کومار<sup>۳</sup> و همکارانش [۴] سیستم فرازآوری با گاز را بر روی میادین بمبئی بررسی کردند. آنها ابتدا پارامترهای تولید را از قبیل نرخ تولید نفت، دبی کل گاز، نسبت آب به نفت، فشار و دمای جریانی سر

---

<sup>1</sup> Lusher

<sup>2</sup> Deyvis & Vinder

<sup>3</sup> Kumar

چاه، دبی گاز تزریقی و فشار و دمای گاز تزریقی را ثبت کردند. سپس اطلاعات کامل تکمیلی چاه، عمق و فشار های جریان و ثابت ته چاه را گردآوری کرده و از نرم افزار جهت ایجاد گراف بهینه سازی استفاده کردند و از طریق آن نرخ بهینه تولید نفت و میزان گاز مورد نیاز را به دست آوردند. آنها توانستند با اعمال سیستم فوق تولید نفت را از ۵ تا ۳۵٪ بر روی میدان بمبئی افزایش دهند.

مهرکی و همکاران [۵]، از روش آنالیز گره ای<sup>۱</sup> برای یافتن عمق بهینه تزریق و فشار سرچاهی بهینه استفاده کردند. همچنین آنها به ازای نسبت های گاز به مایع مختلف، دبی تولیدی را محاسبه کردند و به این نتیجه رسیدند که افزایش این نسبت همیشه به معنای افزایش تولید نمی باشد.

ابراهیمی [۶] به کمک آنالیز گره ای و با استفاده از نرم افزار Well Flo، تاثیر پارامترهای مختلف بر تولید یک چاه نمونه را مورد بررسی قرار داد. ایشان آزمایشات میزان حساسیت را انجام داده و نتایج حاصل از آن را مقایسه کردند. در انتها، مقادیر بهینه پارامترهای موثر بر عملیات انتخاب شدند. با بهینه سازی این پارامترها، دبی تولیدی تا ۸۰٪ مقدار اولیه افزایش یافت.

در بحث بهینه سازی تخصیص گاز، می هیل<sup>۲</sup> [۷] را می توان از پیشگامان در این زمینه نام برد. می هیل رابطه بین نرخ تزریق گاز و نرخ تولید نفت را بدست آورد و منحنی بدست آمده را نمودار عملکرد چاه<sup>۳</sup> نام گذاشت.

ردن<sup>۴</sup> و همکارانش [۸] تکنیک های محاسباتی برای تعیین توزیع بهینه گاز به چاه ها را به وسیله یک برنامه کامپیوتری توسعه دادند و برای تخصیص گاز این نکته را یادآور شدند که محدودیت در میزان گاز در دسترس را باید در نظر گرفت. در این روش برخلاف بهبودی که در فرازآوری با گاز حاصل شده بود، قابلیت اعمال قیودی مثل میزان بیشینه و کمینه تزریق گاز در هر چاه امکان پذیر نبوده است.

---

<sup>1</sup> Nodal analysis

<sup>2</sup> Mayhill

<sup>3</sup> Well performance curve

<sup>4</sup> Redden



مس<sup>۱</sup> و همکارانش [۹]، از آنالیز گره ای برای بدست آوردن نمودار دقیق تر عملکرد چاه استفاده کردند و روش ردن را بهبود بخشیدند.

کانو<sup>۲</sup> و همکارانش [۱۰] از روش شیب مساوی<sup>۳</sup> جهت توزیع تزریق مناسب نرخ گاز بین چاه ها استفاده کردند. آنها این نکته را یادآور شدند که تزریق بیش از حد گاز باعث افزایش هزینه های عملیاتی می شود و همچنین با یک فرمولاسیون ریاضی تولید نفت را به میزان گاز تزریقی مرتبط کردند. این روش قابلیت توزیع مناسب نرخ گاز بین چاه های مختلف را داشت. این روش محدودیت-هایی داشت از جمله اینکه برای چاه هایی که فوراً به نرخ تزریق گاز عکس العمل نشان نمی دادند، قابل استفاده نبود و همچنین در نظر گرفتن سایر قیود برای حل مسئله مشکل بود.

نیشیکیوری<sup>۴</sup> و همکارانش [۱۱] از تکنیک بهینه سازی غیرخطی شبه نیوتن<sup>۵</sup> برای جستجوی جواب های بهینه بهره بردند. این روش قابلیت اعمال یکسری محدودیت ها در میزان گاز تزریقی را داشت. روش آنها نسبت به روش شیب مساوی بهتر است و توزیع بهتر گاز بین چاه ها با سرعت بالاتری را سبب می شود. این روش به تخمین اولیه بسیار حساس است و در بعضی مواقع واگراست و همچنین با بالا رفتن تعداد چاه ها دقت جواب تحت تاثیر قرار می گیرد.

بیتراگو<sup>۶</sup> و همکارانش [۱۲] را می توان از پیشگامانی که تخصیص نرخ گاز برای چاه هایی که فوراً به نرخ تزریق پاسخ نمی دهند، معرفی کرد. روش آنها Ex-In نامیده شد و جستجوی تصادفی<sup>۷</sup> و جهت نزول تجربی<sup>۸</sup> را با هم ترکیب می کند. به عبارت دیگر در این روش مجموعه ای از جواب ها با گذشت زمان بوجود می آیند ولی از جهت دیگر، از یک جهت تصادفی برای پیدا کردن گزینه های جواب استفاده می کند تا در نقاط بهینه محلی گیر نکند. جستجو بعد از اینکه مجموعه جواب ها نسبت به

---

<sup>1</sup> Mach

<sup>2</sup> Kanu

<sup>3</sup> Equal slope method

<sup>4</sup> Nishikiori

<sup>5</sup> Quasi-Newton

<sup>6</sup> Buitrago

<sup>7</sup> Stochastic search

<sup>8</sup> Heuristic descent

تابع هدف مثل هم هستند یا بیشینه تکرار انجام شده است، پایان می‌یابد. روش Ex-In برای میدان -هایی با ۶، ۱۳ و ۵۶ چاه مورد استفاده قرار گرفت و نتایج بهتری نسبت به روش‌های قبلی حاصل نمود. همچنین در این روش تعداد چاه‌ها، محدودیتی ایجاد نمی‌کند. اگرچه روش Ex-In به طور تصادفی در فضای محتمل جستجو می‌کند ولی یافتن شرایط بهینه کلی را تضمین نمی‌کند.

آلارکون<sup>۱</sup> و همکارانش [۱۳] نمودار عملکرد چاه را با چند جمله ای درجه دوم و لگاریتمی برازش کردند که نسبت به روش چند جمله‌ای‌ها بهتر بود. آنها روش نیشکیوری و همکارانش را با جایگزینی برنامه‌ریزی مجذوری متوالی<sup>۲</sup> به جای الگوریتم شبه نیوتن بهبود بخشیدند که قادر است به جواب‌های بهینه محلی همگرا شود و توانایی تعداد بیشتری از قیود را داشته باشد. از دیگر مزایای این روش انجام سریع تر محاسبات است. اگرچه باز در مورد چاه‌هایی که فوراً به تزریق گاز عکس‌العمل نشان نمی‌دهند، مشکلاتی داشته و نیاز به تغییراتی دارد.

کمپنگارا و ناکاشیما<sup>۳</sup> [۱۴] از الگوریتم‌های برنامه‌ریزی پویا (دینامیکی)<sup>۴</sup> برای تخصیص نرخ گاز استفاده کردند. آنها از اولین کسانی بودند که ناپیوستگی‌های منحنی‌های عملکرد چاه را با دقت زیادی مورد بررسی قرار دادند. برخلاف قابلیت‌های الگوریتم‌های برنامه‌ریزی دینامیک (DP)، این الگوریتم‌ها، محدودیت‌هایی مثل اضافه کردن قیود را دارند.

ری و سارکر<sup>۵</sup> [۱۵] را می‌توان از پیشگامان کسانی نام برد که سعی کردند الگوریتم‌های تکاملی<sup>۶</sup> را در حل مسئله بهینه سازی تخصیص گاز در فرازآوری با گازها به کار گیرند. آنها با استفاده از روش خطی سازی قطعه‌ای<sup>۷</sup>، الگوریتم ژنتیک<sup>۸</sup> را برای بهینه سازی نرخ تخصیص گاز به کار گرفتند. در

---

<sup>1</sup> Alarcon

<sup>2</sup> Sequential quadratic programming

<sup>3</sup> Compongara & Nakashima

<sup>4</sup> Dynamic programming (DP)

<sup>5</sup> Ray & Sarker

<sup>6</sup> Evolutionary algorithms

<sup>7</sup> Piece-wise linear

<sup>8</sup> Genetic algorithm

نهایت برای میدان‌هایی که قبلاً توسط بیتراگو و همکارانش بهینه‌سازی انجام شده بود، با استفاده از الگوریتم ژنتیک نرخ توزیع تزریق گاز را بهینه‌سازی کردند و به نتایج مطلوب‌تری رسیدند.

ظرافت و همکاران [۱۶] توزیع نرخ گاز را با استفاده از دو روش تکاملی حل کردند. آنها ابتدا از بهترین روشی که تا به حال معرفی شده بود، به نام الگوریتم ژنتیک استفاده کردند و سپس از یک روش بهینه‌سازی جدید به نام اجتماع مورچگان<sup>۱</sup> به عنوان جایگزینی برای الگوریتم ژنتیک بهره‌برداری کردند. آنها برای میدانی با ۵ چاه (میدانی که توسط نیشیکیوری و همکارانش در سال ۱۹۸۹ مطالعه شده بود)، نرخ گاز را توزیع کردند و به نتایج بهتری نسبت به روش‌های قبلی به کار گرفته شده، دست یافتند. این محققین نتیجه گرفتند که روش‌های معرفی شده توسط آنها می‌تواند هم برای میدان‌های وسیع و هم برای میدان‌های کوچک بکار روند و زمان محاسبات را نیز کاهش دهند.

گارسیا و همکاران [۱۷] نمودار عملکرد چاه را با چند جمله‌ای درجه دوم برازش کردند و برای بهینه‌سازی تخصیص گاز با توجه به کارا بودن الگوریتم‌های تکاملی در مسائل غیرخطی، از الگوریتم ژنتیک استفاده کردند. آنها در معادلات خود، ظرفیت کمپرسورها را نیز اضافه کردند.

### ۳-۱ ضرورت مطالعه

با توجه به افزایش مصرف جهانی انرژی قطعاً تولید نفت و گاز حداقل ظرف چند دهه آینده همچنان به عنوان یک مسئله مهم و استراتژیک در اقتصاد جهانی خواهد بود. در این بین اهمیت تولید هر چه بیشتر (یا بهینه‌تر) از مخازن و میادین موجود بیش از پیش نمایان می‌شود. همچنین بدیهی است که در آینده به دلیل کاهش فشار مخازن، تولید نفت با استفاده از جریان طبیعی چاه‌ها اقتصادی نخواهد بود. بنابراین باید با استفاده از روش‌های علمی و جدید مکانیزم‌هایی به کار گرفت که باعث افزایش تولید شوند.

---

<sup>1</sup> Ant colony

در کشور ما با توجه به اینکه اکثر میادین نفتی در نیمه دوم عمر خود هستند و با کاهش میزان تولید در اثر کاهش فشار مخزن مواجه هستیم لذا اگر پروژه‌های متعددی درمورد فراآوری مصنوعی انجام نشود، با گذشت زمان، نرخ کاهش میزان تولید با سرعت بیشتری افزایش می‌یابد و بازدهی به شدت کاهش می‌یابد. با وجود ذخایر عظیم گازی کشورمان اگر بتوان بخشی از آنها را به شیوه‌ای مناسب برای بهبود عملکرد چاه‌های موجود در میادین نفتی به داخل آنها تزریق نمود قطعاً گام بزرگی در مسیر افزایش تولید و راندمان مخازن نفتی برداشته خواهد شد و منافع اقتصادی قابل توجهی را برای رشد و شکوفایی کشورمان شاهد خواهیم بود. همچنین از منظر بهینه سازی تخصیص گاز، ما به دنبال استفاده از یک الگوریتم جدید و کارا در حوزه نفت می‌باشیم که از ویژگی‌های آن همگرایی سریع و گیر نیافتادن در کمینه محلی باشد که توانایی حل مسائل پیچیده را داشته باشد. فلذا هرگونه مطالعات در این خصوص از اهمیت بالایی برخوردار است.

#### ۱-۴ هدف مطالعه و روش تحقیق

با توجه به اهمیت فراآوری مصنوعی در افزایش چاه‌های تولیدی، در مطالعه حاضر هدف بر آن است تا مناسب‌ترین سیستم پیوسته فراآوری با گاز در یکی از چاه‌های نفتی کشورمان طراحی شود و سپس با تحلیل حساسیت، کارایی سیستم طراحی شده نسبت به عوامل مختلف مورد تجزیه و تحلیل قرار گیرد. همچنین با توجه به قابلیت‌های قابل توجه روش‌های مختلف محاسبات هوشمند در حل مسائل غیرخطی، تلاش خواهد شد تا برای اولین بار از الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه<sup>۱</sup> (SFLA) برای بهینه سازی تخصیص گاز، در یکی از میادین نفتی، استفاده شود و عملکرد روش پیشنهادی با دیگر روش‌های موجود مقایسه شود.

جهت نیل به هدف، ابتدا داده‌های مورد نیاز مخزن و چاه مانند فشار ته‌چاهی و سرچاهی، دمای مخزن، نسبت گاز به نفت و... از منابع مختلف جمع آوری و سپس با استفاده از آنالیز گره‌ای به کمک

---

<sup>1</sup> Shuffled Frog Leaping Algorithm

نرم‌افزار تخصصی PIPESIM [۱۸]، عملکرد چاه مورد نظر را بررسی نموده و سپس جهت افزایش تولید، سیستم فرازآوری پیوسته با گاز طراحی می‌گردد. در مرحله بعدی کارایی سیستم فرازآوری طراحی شده با تغییر پارامترهای مختلف مورد مطالعه قرار می‌گیرد تا معلوم شود سیستم طراحی شده به کدامیک از پارامترهای چاه یا مخزن حساسیت بیش‌تری دارند. در خاتمه برای حل مسئله غیرخطی بهینه‌سازی تخصیص گاز بین چاه‌های مختلف، الگوریتم مورد نیاز روش ترکیبی جهش قورباغه طراحی و پس از تهیه کدها و برنامه موردنظر در محیط برنامه‌نویسی Matlab، به بهینه‌سازی تخصیص گاز در چاه‌های مختلف میدان پرداخته خواهد شد.

## ۱-۵ ساختار پایان‌نامه

مطالب این پایان‌نامه در پنج فصل جداگانه و بشرح ذیل سازماندهی خواهند شد. فصل اول شامل یکسری مقدمه و کلیات و مرور مختصری بر سابقه کارهای انجام شده در رابطه با موضوع تحقیق همراه با شرح مختصری از ضرورت و اهداف مطالعه است. فصل دوم شامل معرفی مکانیسم‌های رانش طبیعی و شرح مختصری از روش‌های فرازآوری مصنوعی به همراه معرفی فرازآوری با گاز خواهد بود. فصل سوم شامل طراحی سیستم فرازآوری پیوسته با گاز برای چاه موردنظر همراه با بررسی‌هایی برای حساسیت‌سنجی روی پارامترهای موثر بر طراحی است. در ادامه در فصل چهارم، ضمن ارائه بیان مطالبی درمورد بهینه‌سازی، چگونگی بهینه‌سازی تخصیص گاز با الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه همراه با مراحل مختلف آن شرح داده شده است. همچنین در ادامه فصل به بیان مساله تخصیص بهینه گاز با الگوریتم پیشنهادی همراه با ارائه نتایج حاصله پرداخته می‌شود. فصل پنجم نیز به ارائه نتایج حاصله و بحث روی آنها همراه با ارائه پیشنهاداتی برای تکمیل کارهای بعدی در این زمینه اختصاص دارد.

فصل دوم: معرفی مختصر مکانیسم های رانش اولیه و انواع روش های فرازآوری

مصنوعی

## ۲-۱ مقدمه

در این فصل به معرفی مختصری از مکانیسم‌های رانش اولیه و انواع روش‌های فراآوری مصنوعی می‌پردازیم و از آنجا که موضوع اصلی تحقیق، مطالعه‌ی فراآوری با گاز می‌باشد، تمرکز اصلی این بخش بر معرفی سیستم فراآوری با گاز و بیان نحوه طراحی آن می‌باشد. بطور کلی یک چاه ممکن است به یکی از صورت‌های طبیعی یا مصنوعی سیالات موجود در مخزن را تولید نماید.

**تولید طبیعی:** در این روش می‌توان نفت را توسط فشار طبیعی مخزن به سطح زمین آورد. به علت کاهش فشار در چاه، گاز محلول در نفت آزاد می‌شود، از این روش تولید تا زمانی که اقتصادی باشد، می‌توان استفاده کرد، برای اینکه یک روش ارزان و ساده است. دوران تولید در این روش تا زمانی ادامه می‌یابد که فشار مخزن آنقدر کم شود که دیگر نتواند ستون نفت را در چاه جابه‌جا نموده و بالا بیاورد. اصولاً این اتفاق زمانی حادث می‌شود که فشار نفت در مخزن از فشار هد ایجاد شده توسط خودش کمتر و یا نزدیک به آن باشد به گونه‌ای که تولید متوقف یا غیراقتصادی گردد.

**تولید مصنوعی:** در صورتی که فشار مخزن کاهش یابد و دیگر چاه نتواند به طور طبیعی تولید کند در این صورت باید با استفاده از روش‌های مصنوعی به تولید ادامه داد. روش‌های مصنوعی تولید به دو دسته کلی فراآوری با گاز و یا استفاده از پمپ‌ها تقسیم می‌شوند.

## ۲-۲ مکانیسم‌های رانش اولیه

عملکرد کلی مخازن نفتی بوسیله انرژی طبیعی (مکانیسم رانش اولیه) آنها که موجب حرکت نفت به طرف چاه می‌شود، تعیین می‌گردد. مکانیسم رانش در مخازن نفتی به سه دسته اصلی طبقه‌بندی می‌شوند که به اختصار در زیر شرح داده شده است [۱۹].

## ۱-۲-۲ مکانیسم رانش تخلیه‌ای<sup>۱</sup>

این مکانیسم رانش با نام‌های رانش گاز محلول و رانش گاز حل شده نیز شناخته می‌شود. منبع اصلی انرژی مخازنی که تحت این مکانیسم رانش تولید می‌کنند، جدایش گاز از نفت خام و به تبع آن انبساط گاز محلول در اثر کاهش فشار مخزن می‌باشد. هنگامی که فشار مخزن به کمتر از فشار حباب کاهش یابد، حباب‌های گاز از نفت جدا شده و در اثر انبساط این حباب‌ها، رانش نفت خام از خلل و فرج سنگ به سمت حفره چاه اتفاق می‌افتد [۲۰]. در شکل ۱-۲ مفهوم این مکانیسم رانش به تصویر کشیده شده است. عملکرد این نوع مخازن نیز در شکل ۲-۲ ارائه شده است.

## ۲-۲-۲ رانش کلاهک گازی<sup>۲</sup>

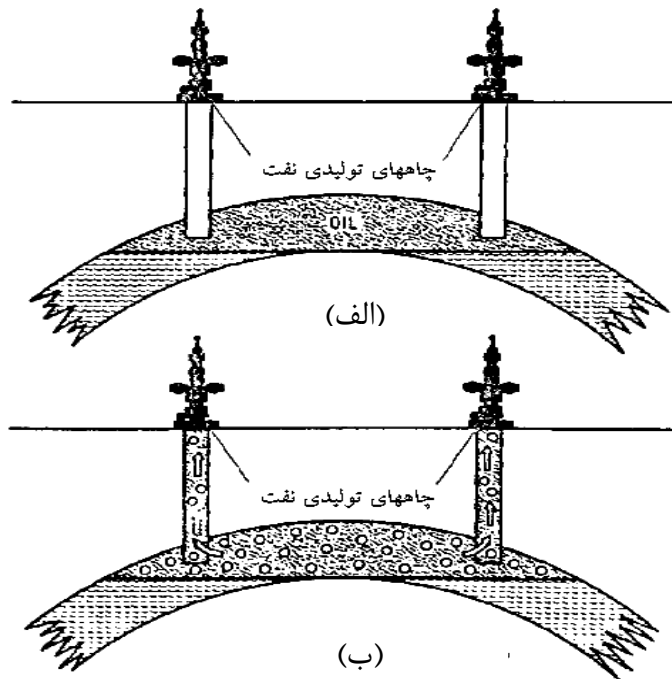
همان‌گونه که در شکل ۳-۲ نشان داده شده است، یکی از شاخصه‌های اصلی مخازن با رانش کلاهک گازی، وجود یک کلاهک گازی در بالای ستون نفتی می‌باشد. رانش آب در اینگونه مخازن یا وجود ندارد یا اینکه بسیار ضعیف می‌باشد. بدلیل قابلیت انبساط زیاد کلاهک گازی، کاهش فشار مخازنی که با این مکانیسم رانش تولید می‌کنند بسیار کند است. انرژی طبیعی اینگونه مخازن از دو منبع انبساط کلاهک گازی و انرژی گاز آزاد شده از نفت تامین می‌شود [۱۹ و ۲۰].

---

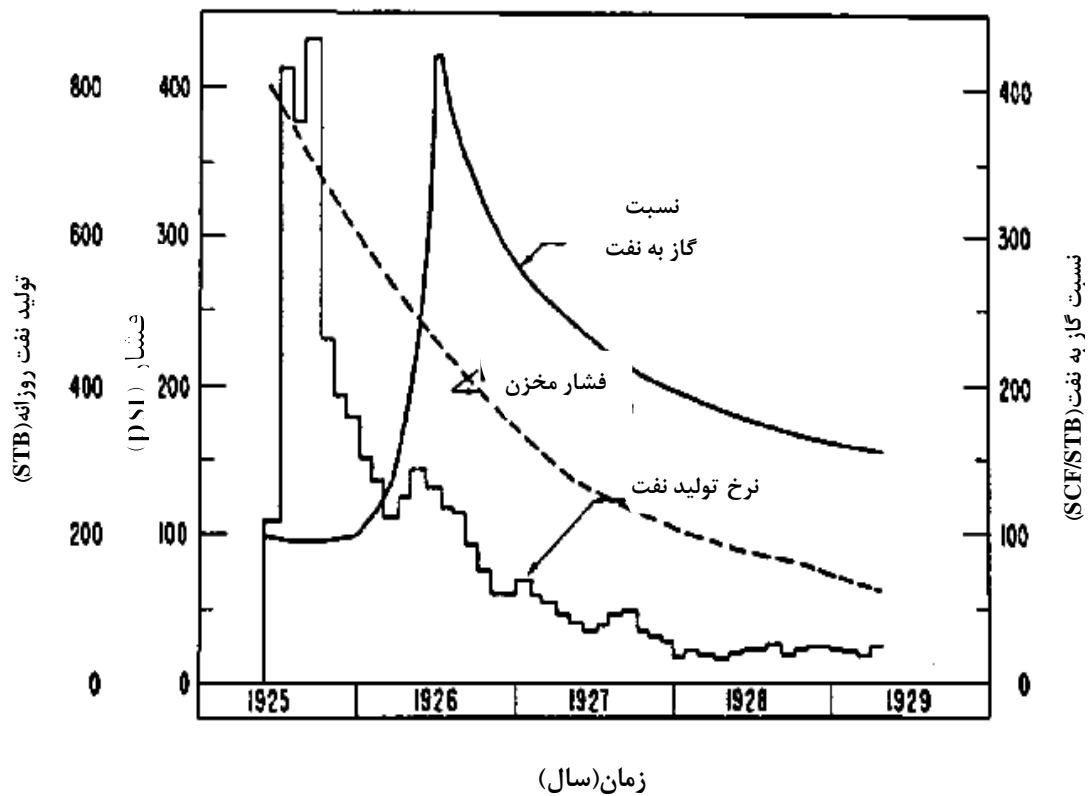
<sup>1</sup> Depletion drive

<sup>2</sup> Gas cap expansion drive

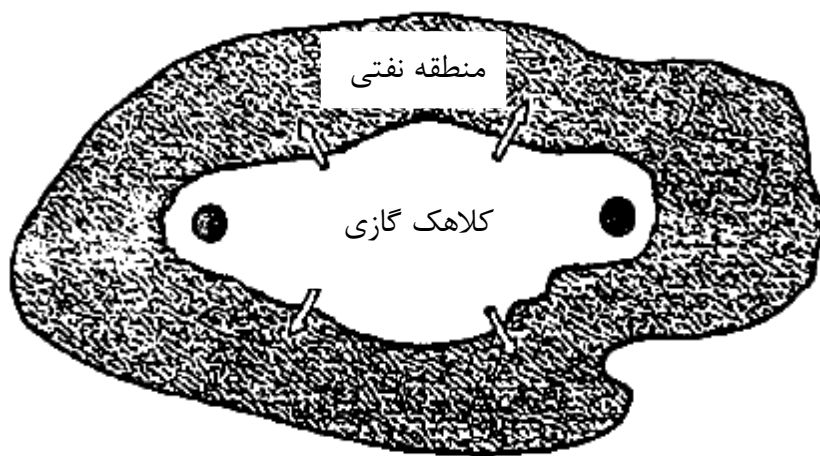
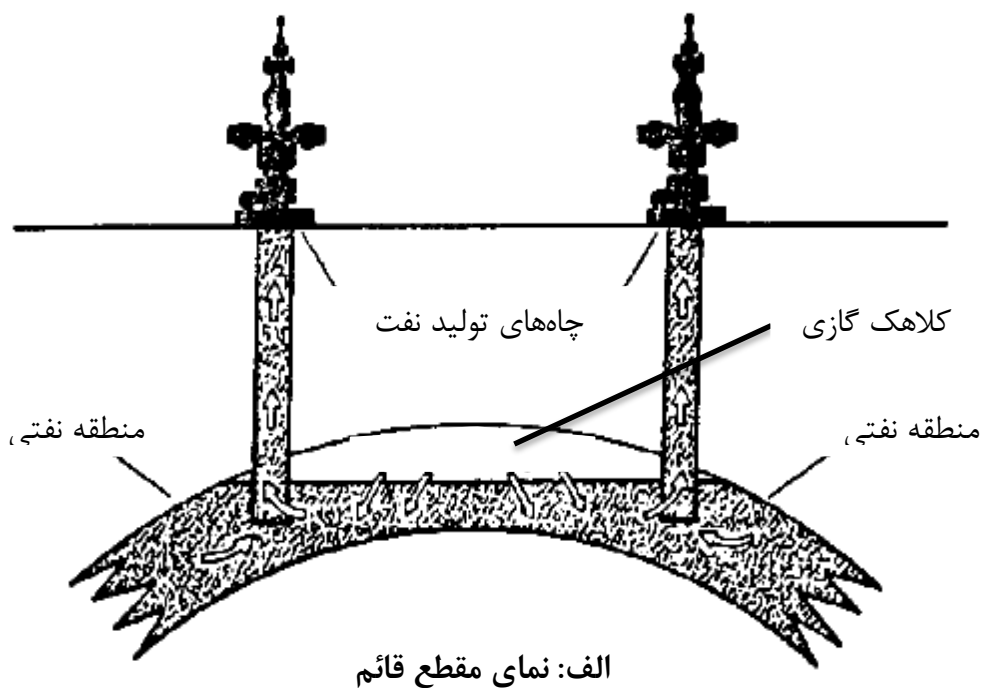




شکل ۱-۲: مکانیسم رانش گاز محلول، الف) شرایط اولیه و ب) تخلیه ۵۰ درصد از نفت مخزن [۲۰ همراه با تغییر]

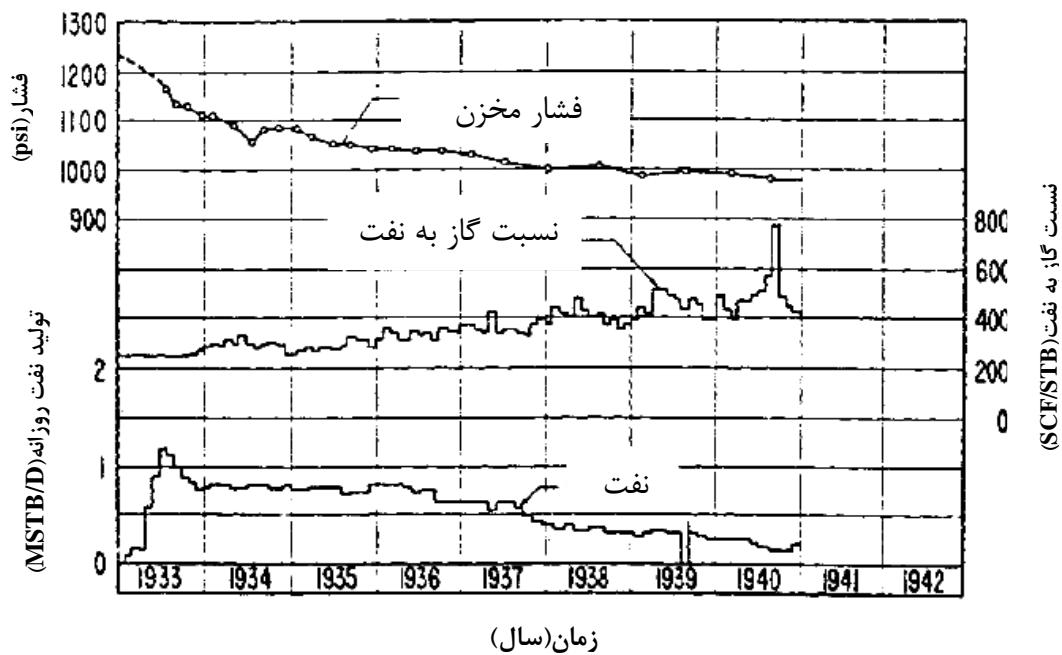


شکل ۲-۲: اطلاعات تولیدی یک مخزن با رانش گاز محلول [۲۰ همراه با تغییر]



شکل ۲-۳: مکانیسم رانش کلاهک گازی [۲۰ همراه با تغییر]

در شکل ۲-۴ نمونه ای از رفتار تولیدی و فشار یک مخزن با رانش کلاهک گازی نشان داده شده است.

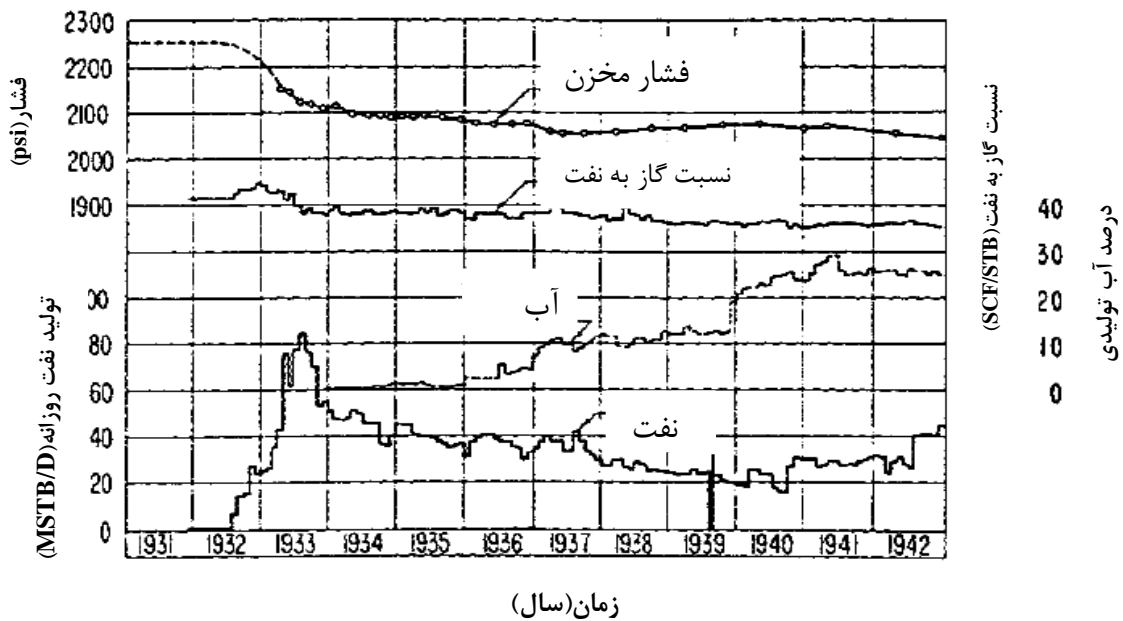


شکل ۲-۴: رفتار تولیدی و فشاری یک مخزن با رانش کلاهِک گازی [۲۰] همراه با تغییرات

### ۳-۲-۲ مکانیسم رانش آب<sup>۱</sup>

بسیاری از مخازن نفتی از یک یا چند جهت به وسیله سنگ های حاوی آب که با نام سفره آب معروف هستند، احاطه شده‌اند. اندازه‌ی یک سفره‌ی آب در مقایسه با اندازه‌ی مخزن گاهی آنقدر بزرگ است که بعنوان یک سفره‌ی آب نامحدود در نظر گرفته می‌شود و گاهی به حدی کوچک است که اثر آن بر عملکرد مخزن نادیده گرفته می‌شود. فشار مخازن با رانش آب بصورت تدریجی کاهش می‌یابد. دلیل عمده‌ی این افت فشار تدریجی این است که کلیه خلل و فرج‌هایی که از نفت و گاز تخلیه شده‌اند بوسیله‌ی هجوم آب سفره‌ی آبی پر می‌شوند. تولید آب از اینگونه چاه‌ها یکی از مشخصات اصلی مخازن با رانش آب می‌باشد [۲۰]. رفتار تولیدی و فشاری نمونه‌ای از یک مخزن با رانش آب در شکل ۲-۵ نشان داده شده است.

<sup>۱</sup> Water drive



شکل ۲-۵: رفتار تولیدی و فشاری نمونه ای از یک مخزن با رانش آب [۲۰ همراه با تغییر]

### ۲-۳ تولید مصنوعی

وقتی که انرژی طبیعی که همراه نفت در مخزن می باشد، برای بالا آوردن سیال مخزن به سطح زمین کافی نباشد و یا اینکه مخزن نتواند انرژی لازم را برای نرخ تولید مورد نظر فراهم کند، باید انرژی مورد نظر توسط یکی از روش های فراآوری مصنوعی، استفاده از انواع پمپها و یا استفاده از گاز تامین گردد که در ادامه صرفاً به شرح روش فراآوری با گاز به لحاظ ارتباط موضوع می پردازیم.

#### ۲-۳-۱ فراآوری با گاز

فراآوری با گاز تنها روش فراآوری مصنوعی می باشد که در چاه هایی که مقدار قابل توجهی گاز به مایع تولید می کنند، خوب عمل می کند. جهت افزایش تولید نفت از چاه هایی که در حال تولید هستند ولی شدت جریان تولیدی مطلوب نیست و همچنین برای چاه هایی که به صورت طبیعی قادر به تولید نیستند، می توان از این روش استفاده کرد [۲۱].

استفاده از سیستم فرازآوری با گاز یکی از رایج ترین روش های افزایش تولید نفت از میادین نفتی است. توسط تزریق گاز در چاه فشار هیدرواستاتیکی وارد بر ته چاه کاهش پیدا می کند، زیرا نفت توسط گاز رانده شده و همزمان چگالی نفت کاهش پیدا می کند و در نتیجه نفت مجدداً شروع به جاری شدن می کند [۶].

برای تاسیسات فرازآوری با گاز نیاز به کمپرسورهای گاز و شیرهای<sup>۱</sup> فرازآوری با گاز است. توسط کمپرسورها فشار لازم برای استفاده از گاز ایجاد می شود و توسط شیرها، گاز از فضای آنالوس (فضای بین لوله مغزی و دیواره چاه) وارد لوله مغزی می شود [۲۲].

## ۴-۲ انواع فرازآوری با گاز از نظر جریان گاز

### ۱-۴-۲ فرازآوری به روش پیوسته<sup>۲</sup>

در این شیوه، گاز با فشار نسبتاً بالا از انتهای چاه به سیال داخل چاه تزریق می شود. این گاز تزریقی به گاز بالا آمده از درون سازند می پیوندد و در بالا آوردن سیال به سطح، مشارکت می کند. مطابق شکل ۶-۲ عملیات فرازآوری از طریق یک یا چند روش زیر انجام می گیرد:

الف- کاهش چگالی سیال و در نتیجه کاهش وزن ستون سیال (شکل ۶-۲-الف)، به این ترتیب اختلاف فشار بین ته چاه و مخزن افزایش می یابد.

ب- انبساط گاز تزریق شده (شکل ۶-۲-ب)، به این ترتیب گاز، مایع مقابل خود را به سمت بالا هل می دهد و باعث کاهش بیش تر وزن ستون سیال می شود. بنابراین اختلاف فشار بین دیواره چاه و مخزن افزایش بیشتری می یابد.

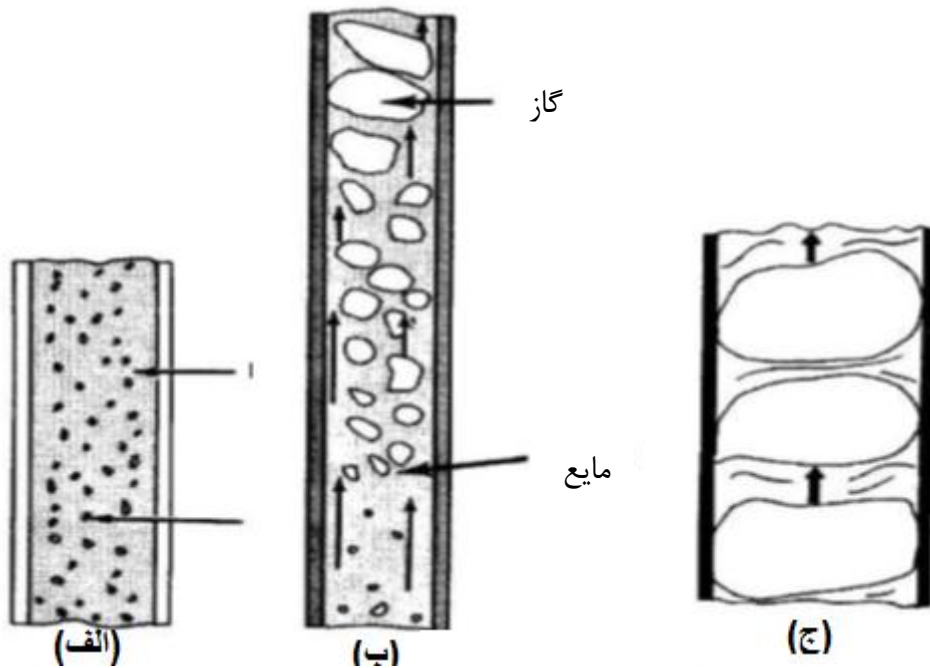
---

<sup>1</sup> Valves

<sup>2</sup> Continuous gas lift

ج- جابجایی لخته های مایع توسط حباب های بزرگ گاز که در نقش پیستون عمل می کنند  
(شکل ۲-۶-ج).

در این نوع از فرازآوری با گاز، گاز بدون هیچ وقفه ای بطور مداوم به درون چاه جریان دارد. در این روش، گاز با فشار مستقیماً به درون لوله مغزی تزریق می شود و وزن حجمی نفت کم می شود و در نتیجه فشار وارد بر ته چاه کاهش می یابد و نفت به سطح زمین برده می شود. از این نوع فرازآوری با گاز در چاه هایی که میزان تولید بالایی دارند و همچنین در چاه هایی که فشار وارد بر ته چاه زیاد است، استفاده می شود [۲۳].



شکل ۲-۶: سه اثر گاز در عملیات فرازآوری با گاز، الف) کاهش چگالی سیال، ب) انبساط گاز و ج) جابجایی لخته های مایع توسط حباب های گاز [۲۳]

از نظر اقتصادی، هر چه قدر عمق چاه بیش تر باشد، مزایای استفاده از این روش بیش تر می شود. استفاده از این روش هنگامی که چاه مشکلات ناشی از تولید ماسه دارد نیز توصیه می شود. در چاه های مورب و یا چاه هایی با عمق زیاد، تجربه نشان داده است که فرازآوری با گاز موثرترین روش کمکی تولید می باشد. علاوه بر آن وقتی که میزان نسبت گاز به نفت خیلی زیاد است، به جای پمپ

های درون چاهی شناور الکتریکی و یا پمپ های هیدرولیکی از فرازآوری با گاز می توان استفاده کرد [۲۴ و ۲۵].

## ۲-۴-۲ فرازآوری به روش ناپیوسته<sup>۱</sup> (منقطع)

در این نوع فرازآوری با گاز، تزریق گاز به داخل چاه در پریودهای زمانی خاص، و تا آنجا که ممکن است در پایین ترین نقطه چاه، در زیرستون مایع که در چاه است، تزریق می شود و بدین وسیله ستون مایع به سطح زمین آورده می شود و سپس با ایجاد ستون جدید نفت در چاه مجدداً گاز تزریق می شود. از این نوع فرازآوری با گاز در چاه هایی با دبی کم و تولید کم استفاده می شود. از این روش همچنین در فازهای آخری تولید از یک مخزن وقتی که فشار مخزن خیلی کم است، استفاده می شود [۲۶]. به علت فشار کم مخزن در این فاز از تولید نمی توان از روش پیوسته استفاده کرد. همانطوری که شکل ۲-۷ نشان می دهد، تولید توسط این نوع فرازآوری با گاز از سه مرحله تشکیل یافته است.

**مرحله اول:** مایع از مخزن به درون چاه و از آنجا مستقیماً به داخل لوله مغزی جریان می یابد و در طول این مدت شیر عملیات<sup>۲</sup> بسته است و فشار سر چاه<sup>۳</sup> ( $P_{wh}$ ) بایستی تا حد امکان کم باشد تا سیال راحت تر بتواند از مخزن وارد چاه شود (شکل ۲-۷-الف).

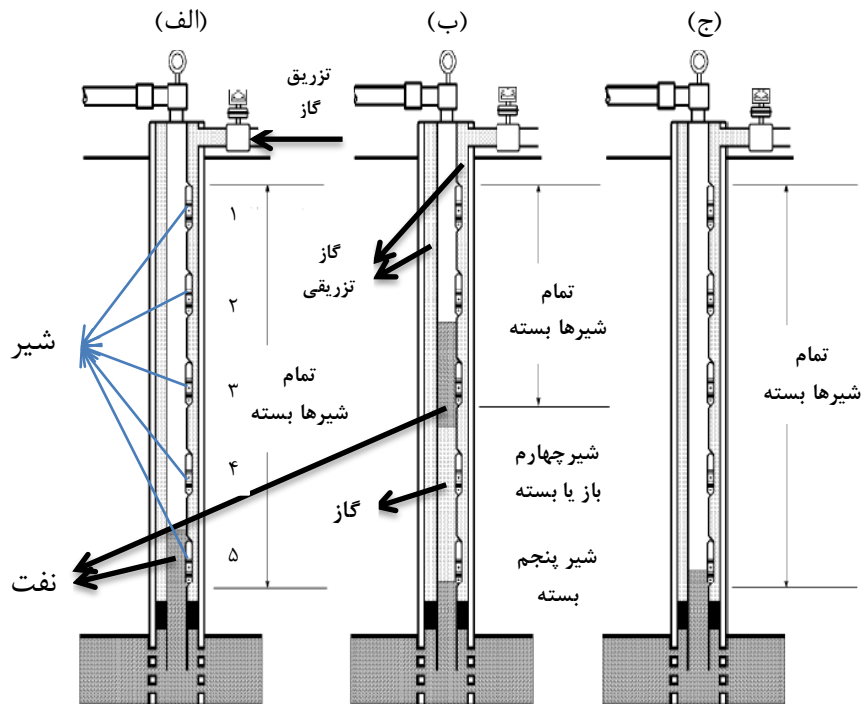
**مرحله دوم:** وقتی که به قدر کافی سیال در لوله مغزی جمع شده باشد و یک فشار معینی به شیر عملیاتی وارد شود و در لوله جداری نیز در همین ارتفاع یک فشاری وجود دارد برابر با فشار باز شدن شیر، در این صورت شیر باز می شود و گاز وارد لوله مغزی می شود و یک ستون از سیال به سطح زمین رانده می شود (شکل ۲-۷-ب).

**مرحله سوم:** وقتی که ستون مایع به سطح زمین رسید، تمامی شیرها بسته می شوند (شکل ۲-۷-ج). جاری شدن سیال از مخزن به داخل چاه زمانی اتفاق می افتد که فشار بالای شیر کمتر از فشار زیر شیر شود. بعد از باز شدن مجدد شیر، یک پریود جدید آغاز می گردد [۲۶ و ۲۷].

<sup>1</sup> Intermittent gas lift

<sup>2</sup> Operating valve

<sup>3</sup> Wellhead pressure



شکل ۲-۷: فرازآوری با گاز به صورت ناپیوسته، الف) جمع شدن سیال در انتهای لوله مغزی، ب) تزریق گاز از شیر

عملیاتی و ج) بسته شدن تمام شیرها و سیکل مجدد [۲ همراه با تغییر]

## ۲-۵ مزایا و معایب فرازآوری با گاز

مزایای فرازآوری با گاز بشرح زیر می‌باشند [۲۷ و ۲۸]:

- برای محدوده گسترده‌ای از عمق و نرخ جریان می‌توان به کار برد.
- انعطاف بالاتری نسبت به دیگر روش‌ها دارد.
- در چاه‌هایی که گاز فشرده در دسترس باشد و احتیاجی به نصب دستگاه تقویت فشار نداشته باشد، از اهمیت به‌سزایی برخوردار است.
- برای چاه‌هایی که تولید شن می‌نمایند، خیلی مفید است و شن تولیدی آسیب کمتری به تجهیزات فرازآوری با گاز می‌رساند.
- چون تجهیزات مورد نیاز دارای قسمت‌های متحرک کمتری است، بنابراین عمر تجهیزات روش فوق نسبت به دیگر روش‌ها بالاتر است.
- قیمت اولیه تجهیزات به کار برده شده کمتر از دیگر روش‌های فرازآوری مصنوعی است.



- برای چاه های انحرافی نیز مناسب است.
- در چاه هایی که نسبت گاز به نفت بالایی دارند، از سایر روش های فرازآوری مصنوعی کارا ترند.
- تکمیل چاه نسبتا ساده ای دارند.
- از معایب فرازآوری با گاز می توان به موارد زیر اشاره کرد [۲۷ و ۲۸]:
- حتما باید گاز وجود داشته باشد.
- هزینه بالای مربوط به کمپرسور
- اگر گاز تزریقی خورنده باشد، باعث ایجاد اختلال در عملیات فرازآوری می شود، مگر این که قبل از استفاده تصفیه گردد.
- فرازآوری نفت های سنگین با استفاده از این روش مشکل بوده و بازدهی پایین می باشد.

## ۲-۶ تجهیزات مورد نیاز جهت فرازآوری با گاز

### ۲-۶-۱ تجهیزات درون چاهی

تجهیزات درون چاهی و طراحی مناسب آنها نقش مناسبی در روش فرازآوری با گاز دارند. ابتدا باید داده های مربوط به چاه تجزیه و تحلیل شوند و سپس با توجه به آن تجهیزات درون چاهی (لوله مغزی، شیرهای فرازآوری و جایگاه قرارگیری این شیرها) طراحی شوند.

### ۲-۶-۲ تجهیزات سرچاهی

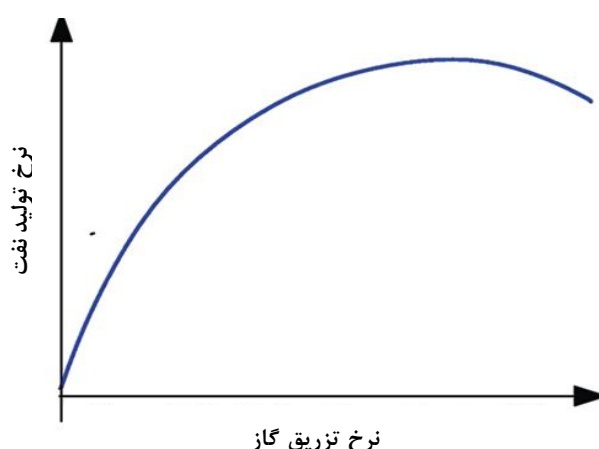
تجهیزات سرچاهی به نوع روش فرازآوری با گاز (پیوسته یا ناپیوسته) بستگی دارد و شامل موارد ذیل است:

گاز برای تزریق: بعضی از مخازن ممکن است دارای چاه هایی باشند که بتواند گاز پرفشار مورد نیاز برای سیستم فرازآوری با گاز را تامین کند. درچاه هایی که چنین تسهیلاتی وجود نداشته باشند، از ایستگاه های تقویت فشار برای تامین فشار مورد نیاز استفاده می شود.

سیستم کنترل جریان گاز: اگر برای چاهی فرازآوری با گاز در نظر گرفته شود، باید از کاهش جریان برای کنترل دبی جریان گاز به روش پیوسته استفاده نمود ولی اگر از روش منقطع استفاده شود، باید از کنترل های سیکل زمانی که آن ها را کنترل کننده سطحی می نامند، استفاده نمود. همچنین از اوریفیس و یک ثبت کننده دو قلمه جریان برای ثبت حجم و فشار گاز تزریقی و سیال تولیدی نیز استفاده می شود [۳].

## ۷-۲ نمودار عملکرد فرازآوری با گاز<sup>۱</sup>

نمودار عملکرد فرازآوری با گاز، نرخ تولید نفت بر حسب نرخ تزریق گاز را نشان می دهد. همانطور که در شکل ۸-۲ نشان داده شده است، با افزایش نرخ تزریق گاز، چگالی سیال تولیدی کم تر می شود و میزان تولید نفت با کم شدن فشار ته چاهی افزایش می یابد. افزایش میزان گاز تزریقی از جهتی باعث افزایش افت فشار اصطکاکی نیز می گردد و در نقطه ای این افزایش افت فشار اصطکاکی بر کاهش افت فشار ناشی از کم شدن چگالی سیال غلبه می کند. در نتیجه از این نقطه به بعد که بیشینه میزان تولید نفت وجود دارد، با افزایش نرخ تزریق گاز، میزان تولید نفت کاهش می یابد. نمودارهای عملکرد فرازآوری با گاز چاه های یک میدان برای انجام بهینه سازی توزیع گاز بین شبکه ای از چاه ها لازم است [۲۳و۲۹].



شکل ۸-۲: نمودار عملکرد فرازآوری با گاز [۲۳]

<sup>1</sup> Gas lift well performance

## ۸-۲ مکان یابی عمیق ترین نقطه تزریق

روش زیر صرف نظر از نوع شیر به کار رفته در گازرانی به مرحله اجرا در می آید. با مراجعه به شکل ۹-۲ دیده می شود که حداکثر استفاده از فشار موجود برای تزریق گاز به وسیله یافتن عمیق ترین محل برای تزریق ایجاد می شود. عمیق ترین نقطه از طریق تقاطع گرادیان وزن گاز با گرادیان جریان چاه انجام می شود. لازم به ذکر است که مراحل کار بر روی شکل فوق رسم می شود.

۱- محور عمودی عمق چاه و محور افقی فشار می باشد.

۲- عمق مشبکها یا بخش سوراخ کاری شده لوله جداری (۹۵۰۰ Ft) را مشخص کرده و خطش را می کشیم.

۳- فشار در ته چاه در حالت استاتیک<sup>۱</sup> (SIBHP) یا همان فشار مخزن<sup>۲</sup> ( $P_r$ ) روی محور افقی مشخص می شود (۲۹۰۰ PSIG).

۴- از نقطه SIBHP خط گرادیان استاتیک<sup>۳</sup> برای چاه مورد نظر (با داشتن دانسیته سیال تولیدی از چاه) رسم می شود.

۵- فشار تزریق گاز در سطح (۱۲۰۰ PSIG) را مشخص کرده و از آن خط گرادیان فشار لوله جداری<sup>۴</sup> را (با داشتن دانسیته گاز تزریقی) رسم می نماییم.

۶- با میزان تولید درخواستی و مقدار شاخص بهره دهی<sup>۵</sup> (PI)، افت فشار محاسبه می شود. با کم کردن افت فشار به دست آمده مرحله قبل از فشار مخزن، فشار جریانی ته چاه<sup>۶</sup> (FBHP) به دست می آید.

۷- از نقطه FBHP، خط گرادیان جریان<sup>۷</sup> رسم می شود.

---

<sup>1</sup> Shut in bottom hole pressure

<sup>2</sup> Reservoir pressure

<sup>3</sup> Static gradient

<sup>4</sup> Casing pressure gradient

<sup>5</sup> Productivity index

<sup>6</sup> Flowing bottom hole pressure

<sup>7</sup> Flowing gradient

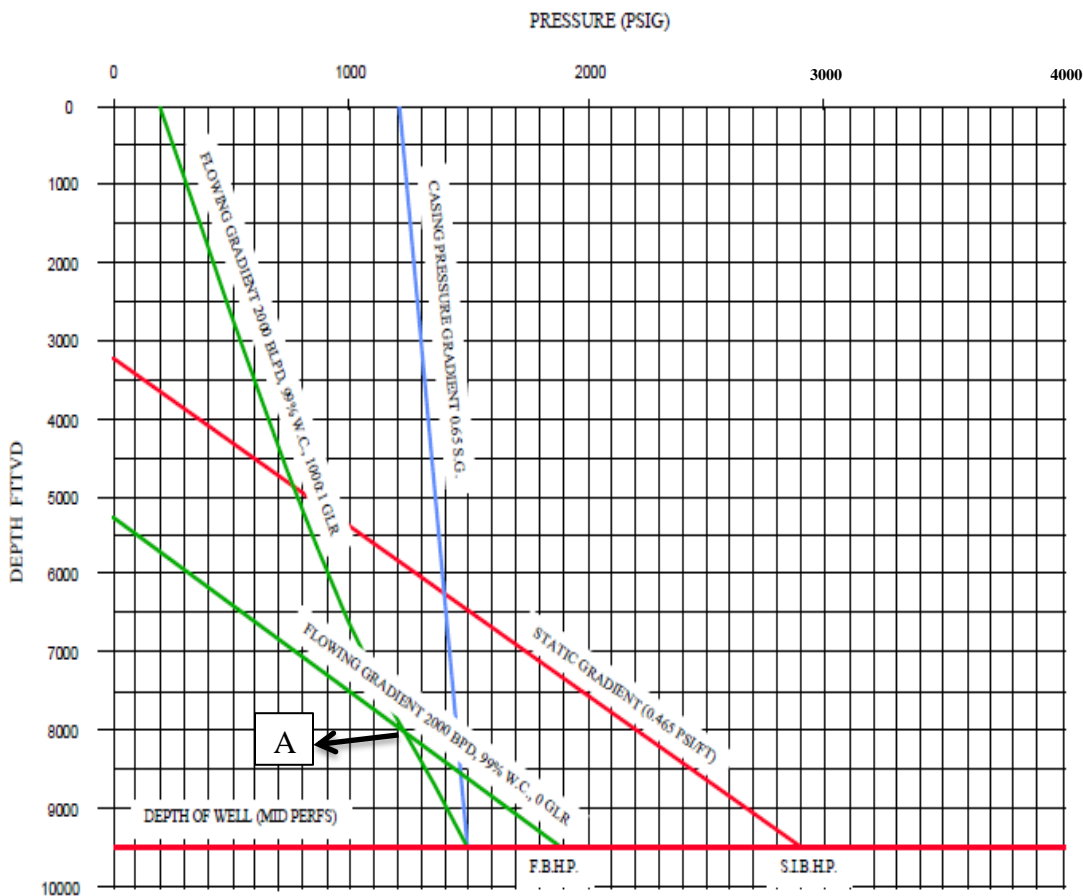
۸- جایی که خط گرادیان جریان با خط فشار لوله جداری برخورد می‌کند، عمیق‌ترین نقطه‌ای می‌باشد که گاز می‌تواند تزریق شود. برای اطمینان از تزریق گاز به حداقل ۱۵۰ psi اختلاف فشار بین لوله جداری و لوله مغزی نیاز داریم. بنابراین در امتداد این نقطه روی خط گرادیان جریان به طرف بالا حرکت می‌کنیم تا در محور فشارها، فشاری برابر ۱۵۰ psi پیموده شود. فشار و ارتفاع این نقطه را ثبت می‌نماییم. این نقطه، عمیق‌ترین نقطه تزریق گاز می‌باشد. (با توجه به شکل ۲-۹، فشار و عمق این نقطه به ترتیب ۱۲۰۰ PSIG و ۸۰۰۰ Ft می‌باشد که بر روی شکل با حرف A نشان داده شده است).

با به اجرا در آوردن مراحل فوق می‌توان نقطه تزریق گاز در چاه خاصی را پیدا نمود. باید توجه کرد که این محل برای چاه خاصی به تاریخچه تولید و مکانیزم مخزن از لحاظ بهره‌برداری بستگی دارد که ممکن است با گذشت زمان تغییر کند. مثلاً ممکن است در بهره‌برداری فشار مخزن کاهش یابد و همچنین بر اثر عواملی مانند رسوب آسفالتین، شاخص بهره دهی چاه کاهش یابد. به همین دلیل در زمانی که طراحی انجام می‌شود بایستی این موارد نیز مدنظر قرار گیرند. لذا برای آن که در آینده مشکل جابجا کردن شیرها به وجود نیاید بهتر است با توجه به تغییرات خصوصیات چاه و مخزن در طی زمان تولید، نقطه تزریق بالاتر از مقدار محاسبه شده در نظر گرفته شود [۲۵].

## ۲-۹ مراحل تعیین مکان شیرهای تزریق گاز

نحوه تعیین محل شیرهای تزریق گاز با توجه به شکل ۲-۱۰ بشرح زیر می‌باشند:

- ۱- از فشار سرچاهی (۲۰۰ PSIG) در عمق صفر خطی موازی با گرادیان استاتیک رسم می‌شود.
- ۲- این خط تا نقطه‌ای که خط گرادیان فشار لوله جداری را قطع کند، ادامه می‌یابد. برای اطمینان از تزریق گاز ۵۰ psi به طرف بالا آمده و ارتفاع این نقطه را ثبت می‌کنیم. این نقطه، محل اولین شیر می‌باشد که در شکل ۲۲۸۰ فوت است.



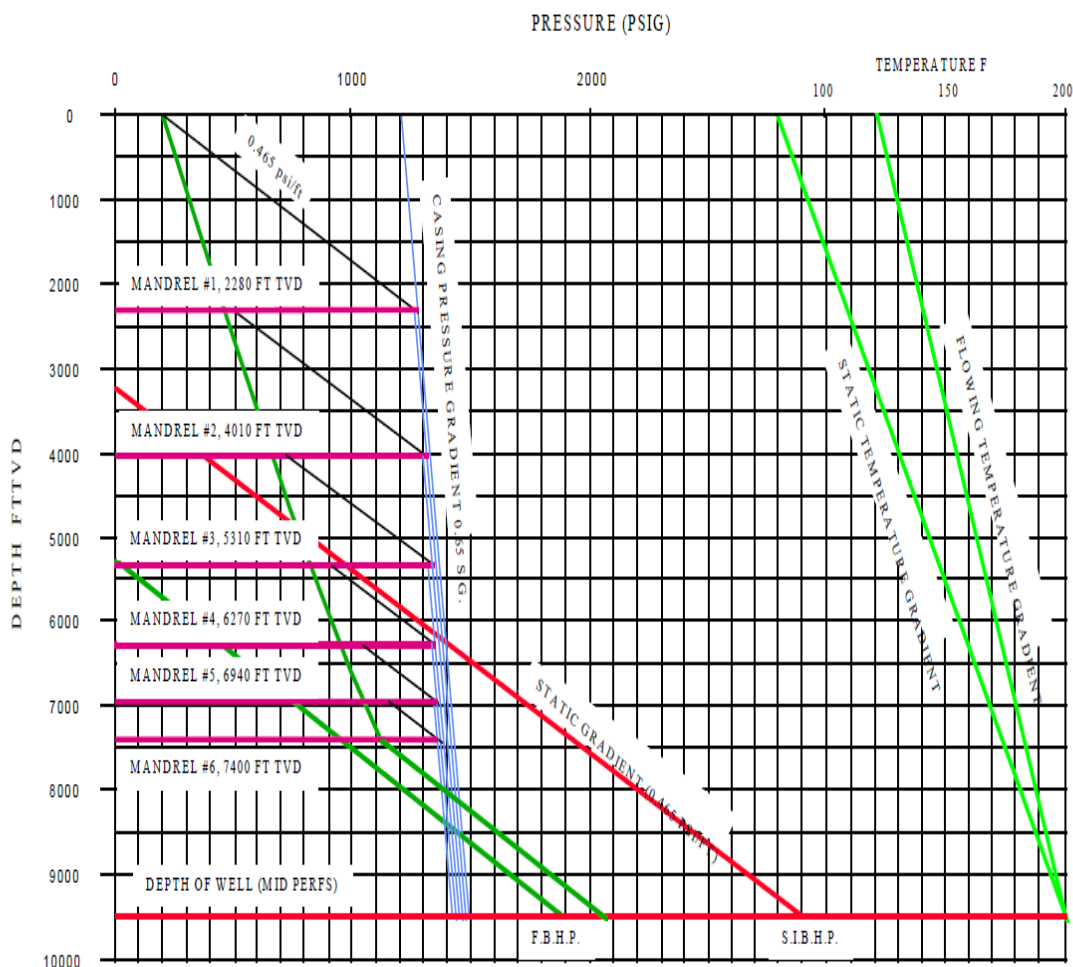
شکل ۲-۹: مکان یابی محل تزریق گاز [۲۵]

۳- یک خط افقی از محل شیر اول رسم می‌شود تا خط گرادیان جریان را قطع کند، از این نقطه دوباره خطی موازی گرادیان استاتیک رسم می‌شود و آن را تا نقطه‌ای که خط گرادیان فشار لوله جداری را قطع کند، ادامه می‌دهیم. برای اطمینان از تزریق گاز ۵۰psi به طرف بالا آمده و ارتفاع این نقطه را ثبت می‌کنیم. این نقطه، محل دومین شیر می‌باشد که در شکل ۴۰۱۰ فوت است.

۴- از محل شیر دوم، خطی افقی به سمت چپ کشیده می‌شود تا منحنی گرادیان جریان را قطع کند. در این نقطه دوباره خطی موازی خطوط قبلی گرادیان استاتیک رسم می‌شود تا در ادامه خود تا ۵۰psi مانده به گرادیان فشار لوله جداری برسد و از آنجا محل شیر سوم (۵۳۱۰ فوتی) مشخص می‌شود.

۵- روش جا دادن شیرها ادامه داده می‌شود تا شیر نهایی به نقطه تزریق برسد (و یا از آن بگذرد). در هر حال شیری که در حوالی نقطه تزریق می‌باشد، شیر اصلی گازرانی می‌باشد. بقیه شیرها که در بالای شیر اصلی گازرانی قرار دارند، به منظور تخلیه نفت کار گذاشته شده‌اند و در هنگام بهره‌برداری بسته خواهند بود و تنها شیر اصلی باز خواهد بود.

۶- معمولاً یک یا دو شیر اضافی زیر محل تزریق در نظر گرفته می‌شود تا در صورت تغییرات احتمالی خصوصیات چاه و مخزن و یا خطاهای محاسباتی، بتوان گازرانی مداوم را ادامه داد [۲۵].

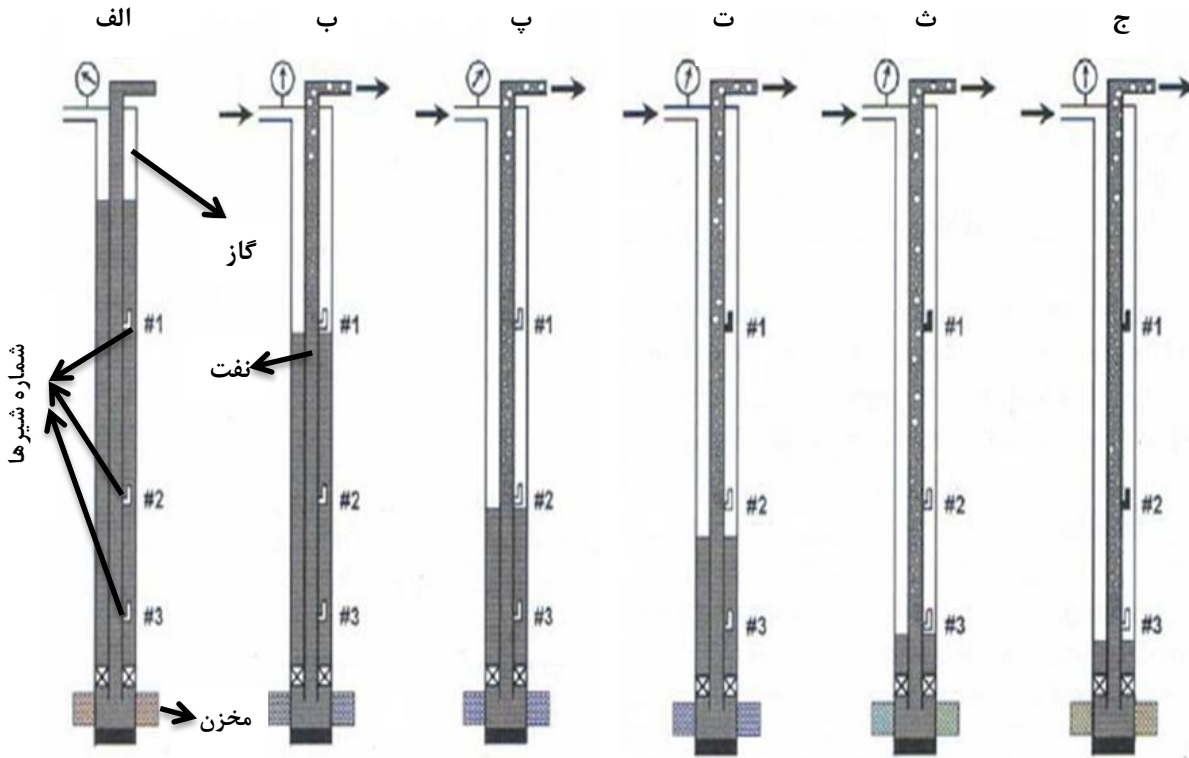


شکل ۲-۱۰: مکان‌یابی شیرهای فرازآوری با گاز [۲۵]

لازم به ذکر است که امروزه با بهره‌گیری از نرم‌افزارهای تخصصی مثل PIPESIM انجام تمامی مراحل فوق صورت می‌گیرد.

## ۱۰-۲ مراحل تخلیه<sup>۱</sup> سیستم فرازآوری با گاز پیوسته

مراحل تخلیه برای سیستم فرازآوری با گاز پیوسته در شکل ۱۱-۲ آورده شده است.



شکل ۱۱-۲: مراحل تخلیه سیستم فرازآوری با گاز پیوسته [۳ همراه با تغییرات]

شکل ۱۱-۲-الف شروع تزریق گاز به فضای حلقوی را نشان می‌دهد. سیال موجود در فضای حلقوی از طریق شیرهای فرازآوری به لوله مغزی انتقال می‌یابد. فشار تزریق گاز باعث بالارفتن سطح سیال در لوله مغزی و رسیدن آن به سطح می‌شود. فشارته‌چاهی در عمق مشبک کاری‌ها از فشار مخزن بیش‌تر می‌باشد.

شکل ۱۱-۲-ب موقعیتی از پدیده تخلیه را نشان می‌دهد که سطح سیال (نفت) در فضای حلقوی پایین‌تر از بالاترین شیر فرازآوری با گاز می‌باشد. تزریق گاز به داخل لوله مغزی از اینجا آغاز می‌شود و به همین جهت جریان چند فازی را در بالای شیر اول خواهیم داشت. چگالی سیال داخل لوله مغزی در بالای شیر اول شروع به کاهش می‌کند و سیال اضافی موجود در لوله جداری از طریق شیر-

<sup>1</sup> Unloading

های ۲ و ۳ تخلیه می شود. اگر افت فشار کافی در مشبک کاری‌ها ایجاد شود، سازند شروع به تولید سیال می کند.

در شکل ۲-۱۱-پ سطح سیال در لوله جداری به پایین تر از شیر فرازآوری دوم رسیده است. دو تا شیر بالایی باز هستند و گاز از طریق آنها تزریق می شود. شیر سوم باز می باشد و به عبور سیال لوله جداری به لوله مغزی ادامه می دهد. ستون سیال داخل لوله مغزی برای کاهش فشار ته چاهی به اندازه کافی سبک شده است. این افت، جریان سیال سازندی را تحت تاثیر قرار داده و باعث می شود سیال از مخزن وارد چاه شود و چاه شروع به تولید کند.

ادامه پروسه را در شکل ۲-۱۱-ت مشاهده می کنید. به دلیل برداشتن فشار از شیر اول، این شیر بسته می شود. همه گاز از طریق شیر دوم تزریق می شود. پدیده تخلیه چاه با شیر سوم ادامه می یابد و سیال لوله جداری از طریق شیر سوم به داخل لوله مغزی انتقال داده می شود.

شکل ۲-۱۱-ث نشان می دهد که شیر سوم آشکار شده و تزریق گاز از طریق شیر ۲ و ۳ ادامه می یابد. در شکل ۲-۱۱-ج، مشابه با حالت قبلی و بسته شدن شیر اول، به دلیل برداشته شدن فشار از شیر دوم، این شیر نیز بسته می شود و همه گاز از طریق شیر سوم تزریق می شود که این شیر، شیر عملیات نامیده می شود [۲۷].

حال که با چگونگی افزایش تولید نفت با سیستم فرازآوری پیوسته گاز آشنا شدیم در فصل بعدی چگونگی طراحی اجزای مختلف سامانه فرازآوری پیوسته گاز را برای یکی از چاه‌های نفتی کشورمان مورد بررسی قرار می دهیم.



فصل سوم: طراحی فرازآوری با گاز برای چاه نمونه

### ۳-۱ مقدمه

در این فصل با استفاده از داده‌های مخزن و چاه یکی از چاه‌های نفتی ایران، سیستم تولید مورد بررسی قرار می‌گیرد. ابتدا با استفاده از نرم‌افزار تخصصی PIPESIM عملکرد اولیه چاه را از نظر تولید مورد بررسی قرار می‌دهیم، سپس با توجه به خصوصیات چاه و همچنین در دسترس بودن گاز، سیستم فراآوری با گاز پیوسته را طراحی کرده و در ادامه با آنالیز نهایی بر روی چاه، میزان افزایش تولید را مشخص می‌کنیم و در انتها به کمک آنالیز گره‌ای، تاثیر پارامترهای مختلف بر فراآوری با گاز مورد بررسی قرار می‌گیرد.

لازم به ذکر است با توجه به محرمانه خواندن اطلاعات از سوی شرکت نفت فلات قاره، از ذکر مشخصات میدانی این چاه خودداری شده و فقط مشخصات چاه نمونه مورد بررسی در جدول ۳-۱ می‌آید. این چاه به علت افت فشار مخزن در حال حاضر بطور طبیعی دارای تولید کمی است و در نظر است، با فراآوری مصنوعی تولید را افزایش داد.

جدول ۳-۱: مشخصات چاه نمونه

۱۷۰۰	فشار مخزن (Psi)
۱۸۱	حرارت ته چاه (°F)
٪۴۵/۳	آب تولیدی
۸۴۸/۶	نسبت گاز به نفت (SCF/STB)
۲۹/۳	API نفت
۱۶۰	فشار سر چاهی (Psi)
۱۹۶۶	عمق نهایی چاه (m)
۲/۴۴۱	قطر داخلی لوله مغزی (in)

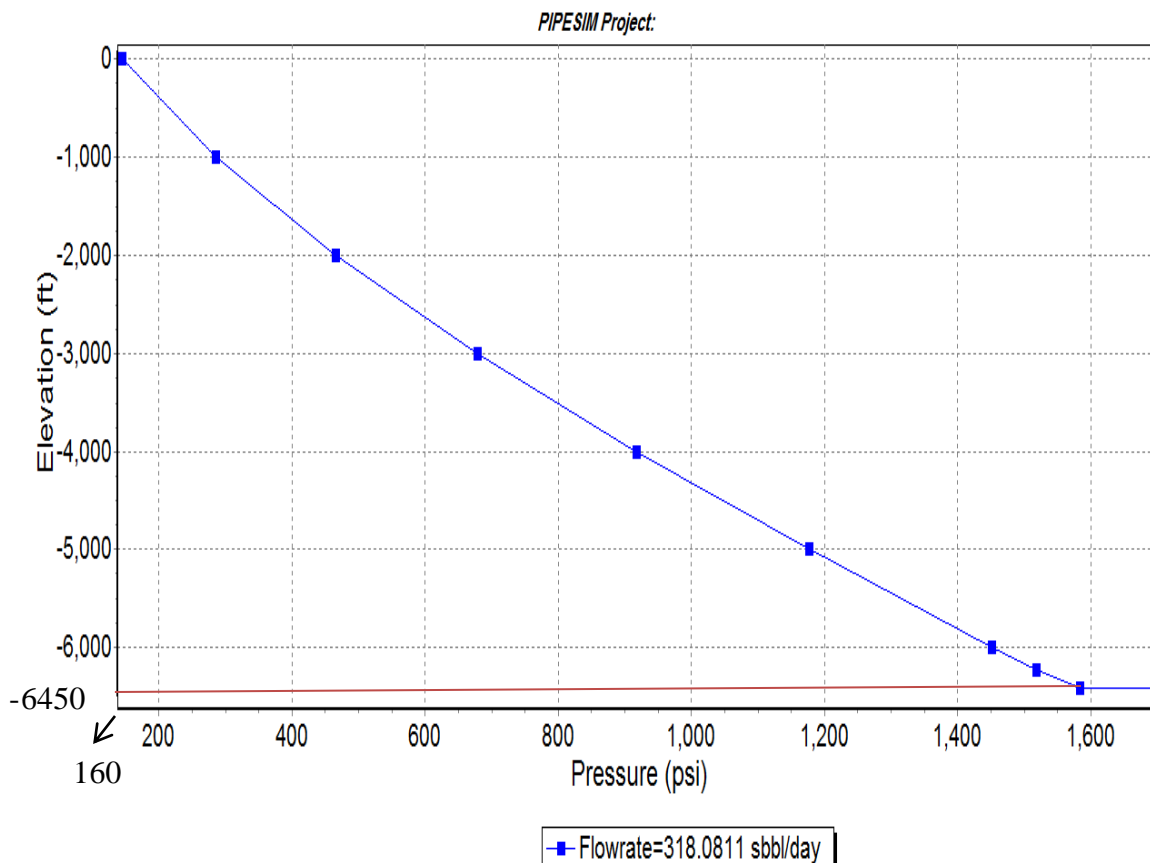
## ۲-۳ نرم افزار PIPESIM

PIPESIM یکی از پر استفاده ترین نرم افزارهای مورد استفاده مهندسان بهره برداری برای بررسی عملکرد تولیدی چاه و تلاش در جهت بهینه نمودن تولید است. معادلات گوناگون چند فازی، مدل های مختلف تکمیل چاه، استفاده از مدل های نفت سیاه و ترکیبی و امکان شبیه سازی روش های فرازآوری مصنوعی (فرازآوری با گاز، استفاده از پمپ های درون چاهی و ...) آنرا به یکی از قوی ترین ابزارهای این رشته تبدیل نموده است [۱۸].

### ۳-۳ مطالعه عملکرد اولیه چاه ها

وقتی که چاهی حفر شد ارتباط بین مخزن و سطح برقرار می شود. اگر مخزن فشار کافی را داشته باشد سیال هیدروکربوری را به سمت چاه فرستاده و سبب صعود نفت به سطح و بطور کلی موجب تولید نفت می گردد. حال اگر مخزن به دلیل فرسوده بودن و تولیدات قبلی فشار آن کاسته شده باشد، نمی تواند نفت را به سطح برساند و اگر هم توان تولید نفت را داشته باشد نرخ تولید آن پایین بوده و از لحاظ اقتصادی به صرفه نخواهد بود. در این بخش برای اینکه بطور شماتیک میزان صعود نفت در چاه مورد بررسی را مشاهده کنیم، نمودار فشار بر حسب عمق آن را در شکل ۳-۱ می آوریم. در شکل محور افقی، فشار و محور عمودی، عمق چاه را نشان می دهد و در پایین نمودار، وجود جریان و مقدار دبی آن نمایش داده شده است.

فشار ته چاهی و سرچاهی چاه به ترتیب  $1700 \text{ psi}$  و  $160 \text{ psi}$  و عمق نهایی چاه  $6450 \text{ ft}$  است. نمودار فشار بر حسب عمق (شکل ۳-۱) نشان می دهد که این چاه قادر به صعود نفت به سطح است. حال که این چاه قابلیت تولید سیال هیدروکربوری را دارد، با استفاده از قابلیت نرم افزار می توان نرخ تولید طبیعی این چاه را بدست آورد که حدود  $318$  بشکه در روز است. با توجه به اینکه هدف ما افزایش تولید این چاه می باشد، در نتیجه در این مطالعه به دنبال طراحی مناسب سیستم فرازآوری با گاز خواهیم بود.



شکل ۳-۱: نمودار اولیه فشار بر حسب عمق چاه نمونه که با استفاده از نرم افزار مورد استفاده رسم شده است

در این تحقیق برای آنالیز عملکرد چاه و طراحی فراآوری از نرم افزار PIPESIM استفاده شده است، که این نرم افزار محاسبات را براساس روش آنالیز گره‌ای انجام می‌دهد. در این قسمت به منظور فهم کارکرد نرم افزار آن را به طور مختصر شرح می‌دهیم.

### ۳-۴ آنالیز گره‌ای

در این روش ابتدا یک نقطه در سیستم تولیدی به عنوان گره<sup>۱</sup> انتخاب می‌شود. این نقطه به عنوان مبنای کار سیستم عمل می‌کند. روابط و معادلات دبی جریان و افت فشار باید از هر دو سوی بالا و پایین گره بدست آورده شود. چون جریانی که وارد گره می‌شود و جریانی که از آن خارج می‌گردد با

<sup>1</sup> Node

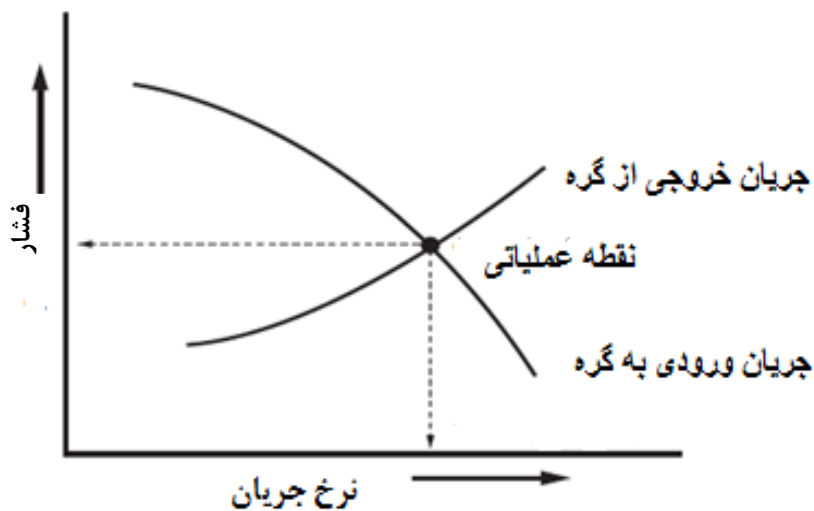
هم برابرند، پس می‌توان دبی جریان را در گره محاسبه نمود، همچنین در نقطه مورد نظر (گره) تنها یک فشار وجود دارد [۳۰].

حال اگر در یک شکل، منحنی فشار بر حسب دبی جریان را برای هر دو جریان (ورودی گره و خروجی گره) رسم کنیم، محل تقاطع این دو منحنی نقطه عملیاتی<sup>۱</sup> نام دارد و فشار و دبی گره انتخابی از این نقطه بدست می‌آید (شکل ۳-۲). این رویه اساس کار روشی است که به آن آنالیز گره‌ای می‌گویند. شرکت شولمبرژه آنالیز گره‌ای را به عنوان نامی برای این روش انتخاب کرده است. در هر زمانی که سیستم چاه دارای تولید باشد، فشار سطح ( $P_s$ ) و فشار مخزن ( $P_R$ ) قابل اندازه‌گیری است، پس [۳۰]:

$$P_R - (\text{pressure loss upstream component}) = P_{\text{node}} \quad (1-3)$$

$$P_s + (\text{pressure loss downstream component}) = P_{\text{node}} \quad (2-3)$$

رابطه (۱-۳) افت فشار را از مخزن تا گره و رابطه (۲-۳) افت فشار را از گره تا سطح نشان می‌دهد.



شکل ۳-۲: تعیین نقطه عملیاتی در آنالیز گره‌ای [۳۰] همراه با تغییر

<sup>1</sup> Operating point

منحنی روابط عملکردی جریان درون ریز<sup>۱</sup> (IPR)، رابطه بین دبی (q) و افت فشار ( $\Delta P$ ) را نشان می‌دهد که یکی از پایه‌های بررسی عملکرد چاه در آنالیز گره‌ای است.

وقتی که سیال تولیدی در سیستم، نفت زیر اشباع (بدون گاز) یا آب باشد، نمودار IPR به صورت زیر نمایان می‌شود [۳۱].

$$q = PI (P_R - P_{wf}) \quad (3-3)$$

اساس این تئوری را می‌توان در رابطه داری جستجو کرد.

و اگر سیال تولیدی گاز باشد، نمودار IPR از حالت قبلی خارج شده و به صورت منحنی خمیده در می‌آید.

$$q = C (P_R^2 - P_{wf}^2) \quad (4-3)$$

حال اگر جریان دو فازی در سیستم وجود داشت، نمودار IPR، دیگر مانند هر یک از حالات قبل عمل نمی‌کند بلکه از معادله وگل<sup>۲</sup> که ترکیبی از آن دو است، پیروی می‌کند.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (5-4)$$

در روابط فوق  $P_R$  فشار مخزن،  $P_{wf}$  فشار ته‌چاه، PI ضریب بهره‌دهی، C ضریب ثابت و  $q_{max}$  حداکثر دبی جریانی وقتی فشار ته‌چاهی صفر شود، می‌باشند.

منحنی جریان برون ریز<sup>۳</sup> (TPR) رابطه بین فشار ته‌چاهی و دبی را نشان می‌دهد، یعنی در واقع فشار لازم برای بالابردن سیال از ته چاه به سطح زمین را نشان می‌دهد. این فشاری که برای بالا آوردن سیال نیاز است تا جبران شود مجموعه‌ای از عوامل زیر می‌باشد [۳۱]:

الف) فشار سرچاهی

<sup>1</sup> Inflow performance relationships (IPR)

<sup>2</sup> Vogel equation

<sup>3</sup> Tubing performance relationships (TPR)

ب) فشار هیدرواستاتیکی ناشی از ستون سیال درون چاه

$$\Delta P_H = \rho g L \quad (۶-۳)$$

ج) فشار مورد نیاز برای غلبه بر اصطکاک

$$\Delta P_f = \frac{f_m \rho v^2 L}{2D} \quad (۷-۳)$$

د) افت فشار به دلیل اختلاف سرعت در جریان چندفازی

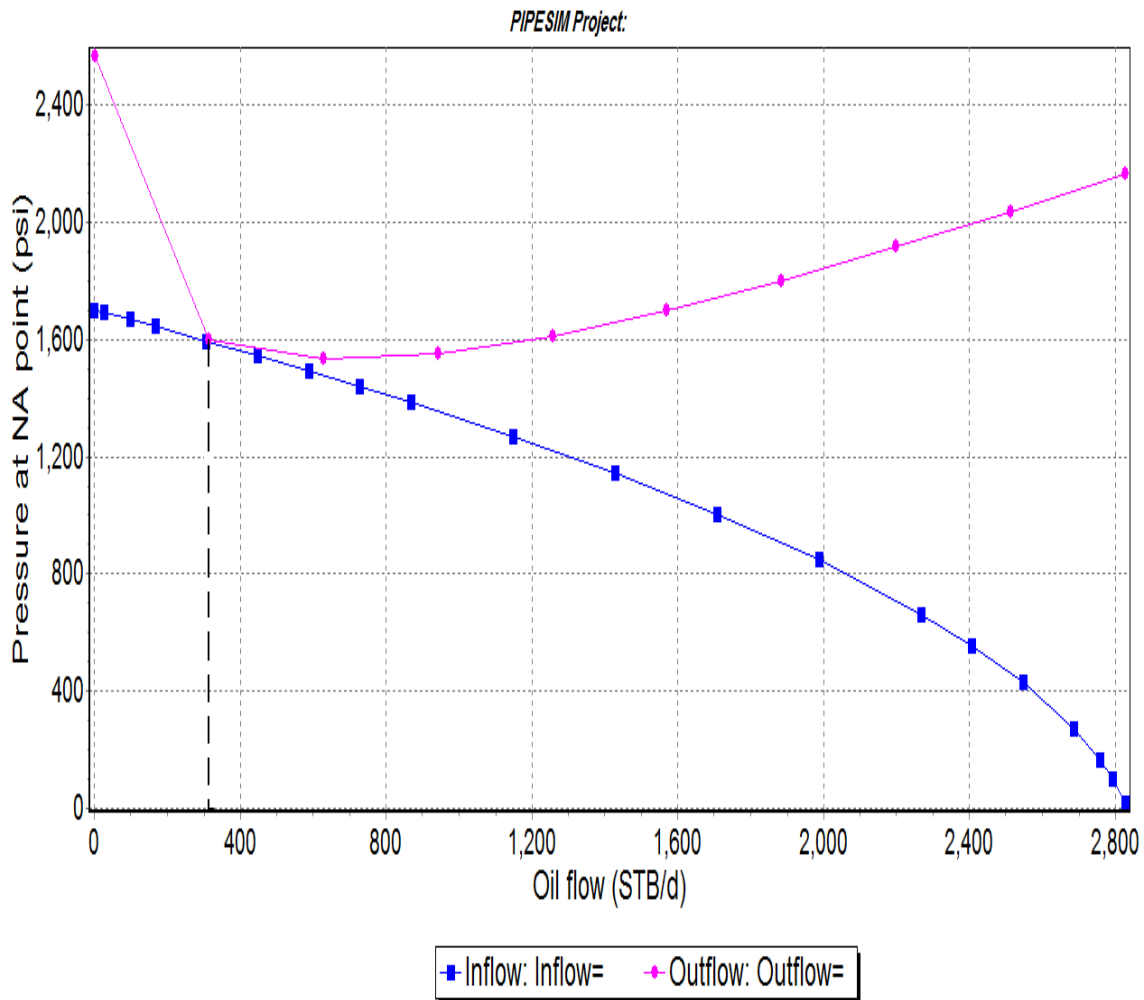
$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{ac} = -\rho v \frac{dv}{dl} \quad (۸-۳)$$

که  $f_m$  ضریب اصطکاک،  $\rho$  چگالی سیال،  $v$  سرعت سیال،  $L$  طول لوله مغزی (یا ارتفاع ستون سیال موجود در چاه) و  $D$  قطر داخلی آن می‌باشد.

افت فشار ناشی از اختلاف سرعت فازها ناچیز بوده و اغلب قابل چشم‌پوشی است [۳۱].

### ۳-۵ طراحی با روش فرازآوری با گاز

در اینجا به کمک نرم افزار PIPESIM ابتدا نمودارهای IPR و TPR آنالیز گره‌ای را برای چاه نمونه رسم نموده و آن را در شکل ۳-۳ می‌آوریم. این شکل نقطه تلاقی دو منحنی، فشار و دبی جریانی را در گره نشان می‌دهد. با مشاهده شکل ۳-۳ می‌توان پی برد که این دو نمودار یکدیگر را در نرخ تولید ۳۱۸ بشکه در روز قطع می‌کنند. با توجه به نرخ تولید پایین این چاه، در این مطالعه بر آن هستیم که با طراحی سیستم فرازآوری پیوسته با گاز تولید روزانه چاه را افزایش دهیم. بحث چگونگی طراحی فرازآوری با گاز و جایابی شیرها در بخش ۲-۸ و ۲-۹ (فصل قبلی) آورده شده است.

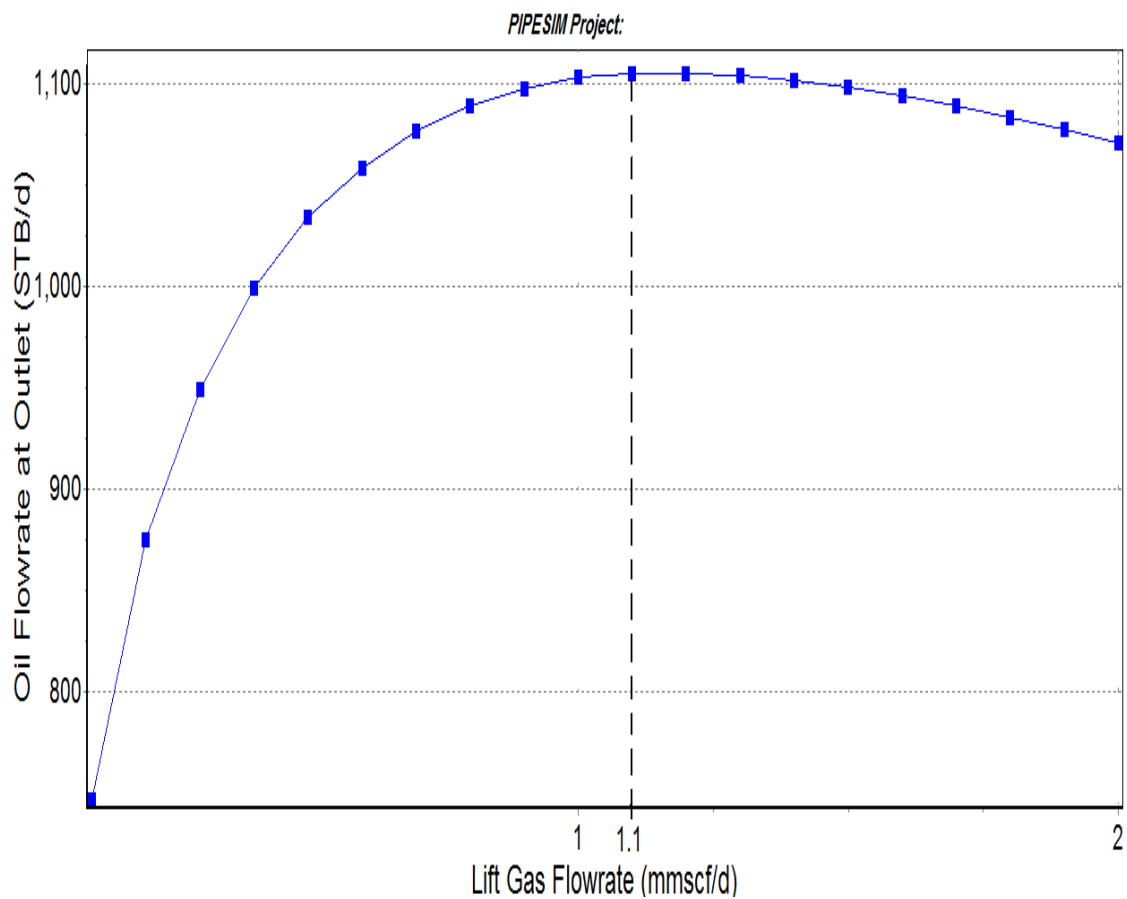


شکل ۳-۳: آنالیز گره‌ای چاه نمونه قبل از فرازآوری با گاز

هدف اصلی در طراحی سیستم فرازآوری با گاز پیوسته، یافتن دبی بهینه تزریق است. یافتن دبی بهینه از آن جهت اهمیت دارد که تزریق مقدار اضافی گاز، باعث کاهش تولید و افزایش هزینه می‌گردد. پس از دادن اطلاعات موجود (اطلاعات جدول ۳-۱) به نرم افزار، طبق شکل ۳-۴، دبی بهینه گاز تزریقی برابر ۱/۱ میلیون فوت مکعب بر روز می‌باشد.

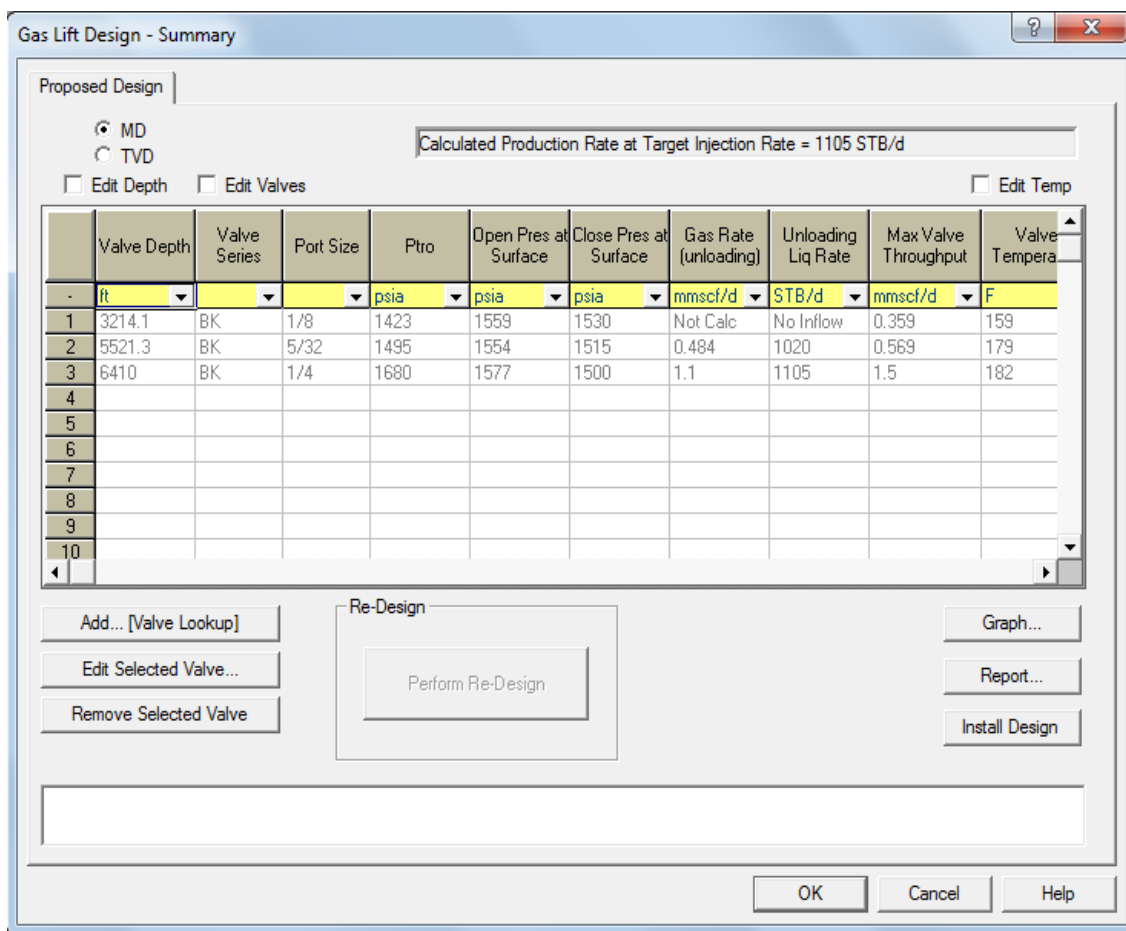
با بدست آوردن دبی بهینه و دادن آن به نرم افزار، ادامه طراحی فرازآوری با گاز را انجام می‌دهیم. نتایج این طراحی در شکل ۳-۵ آمده است. عمق جایابی شیرها در این مرحله مشخص می‌شود. با توجه به شکل ۳-۵، در این چاه نیاز به دو شیر تخلیه و یک شیر عملیات می‌باشد که دو شیر تخلیه





شکل ۳-۴: نمودار عملکرد فراآوری با گاز برای چاه نمونه

در عمق‌های ۳۲۱۴/۱ و ۵۵۲۱/۳ فوتی قرار می‌گیرند و شیر عملیات در عمق ۶۴۱۰ فوتی تعبیه می‌شود. شرکت‌های سازنده شیرهای مورد استفاده در فراآوری با گاز شامل SLB، Daniel، Hughes، Macco و Weatherford می‌باشند که ما در این مطالعه از شیرهای ساخت شرکت SLB استفاده کرده‌ایم که از نوع IPO (یعنی برای باز و بسته شدن، از فشار گاز تزریقی تاثیر می‌پذیرد) می‌باشند. با تزریق روزانه ۱/۱ میلیون فوت مکعب گاز، دبی نفت تولیدی همانطوری که در شکل‌های ۳-۴ و ۳-۵ نمایان است به ۱۱۰۵ بشکه بر روز می‌رسد که نشان‌دهنده افزایش قابل توجهی در میزان تولید فعلی (۳۱۸ بشکه) چاه می‌باشد.



شکل ۳-۵: نتایج طراحی فراآوری پیوسته با گاز

### ۳-۶ آنالیز چاه پس از نصب سیستم فراآوری

پس از آنکه برای چاه سیستم فراآوری طراحی شد، آنالیز گره‌ای را برای این حالت از چاه با استفاده

از رسم شکل ۳-۶ بررسی می‌کنیم.

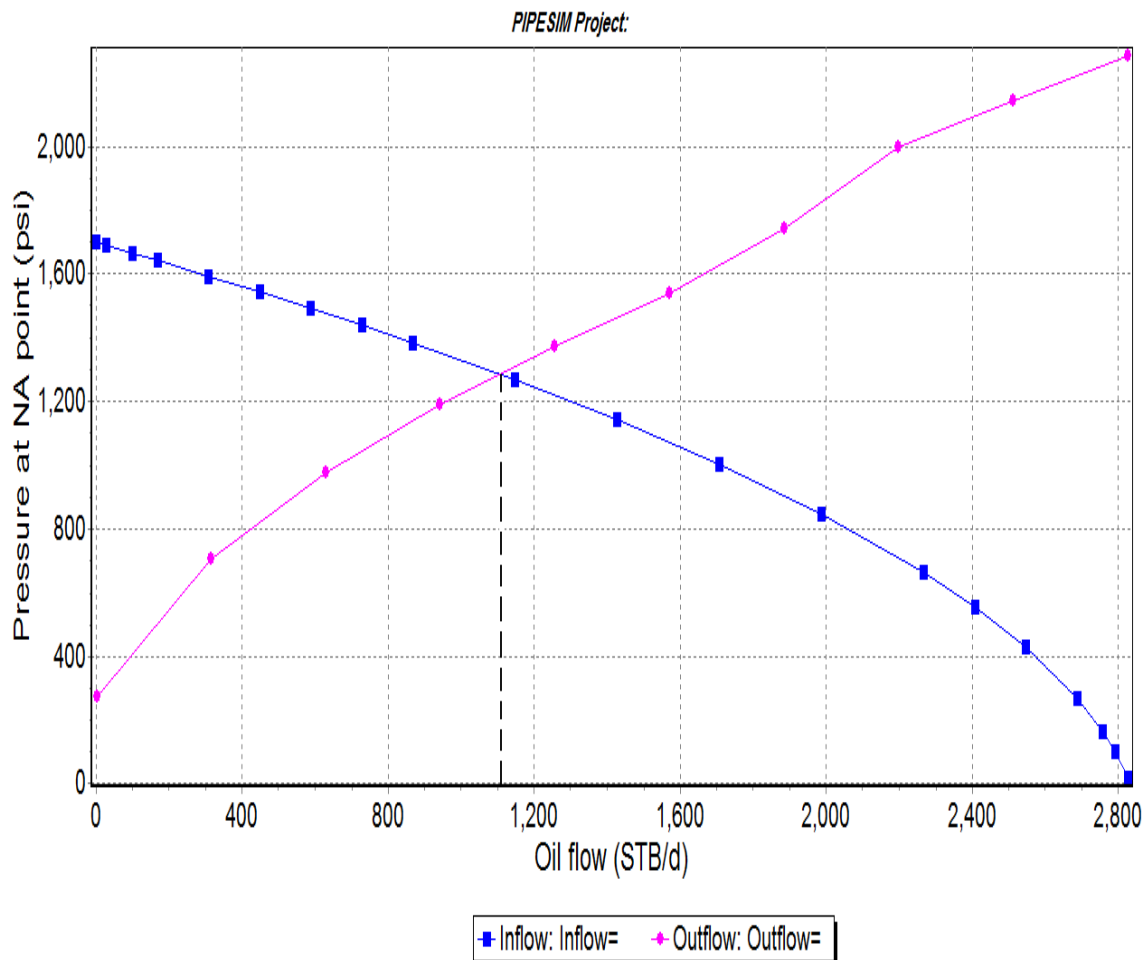
همانطور که در شکل ۳-۶ مشاهده می‌شود، منحنی IPR با منحنی TPR برخورد کرده است. علت

برخورد دو منحنی به منحنی IPR مربوط نمی‌شود، چون ما خصوصیات مخزن را تغییر نداده‌ایم. با

فراآوری با گاز سبب تغییر در ویژگی‌های سیال مربوط به سیستم تولیدی در لوله مغزی شده‌ایم که

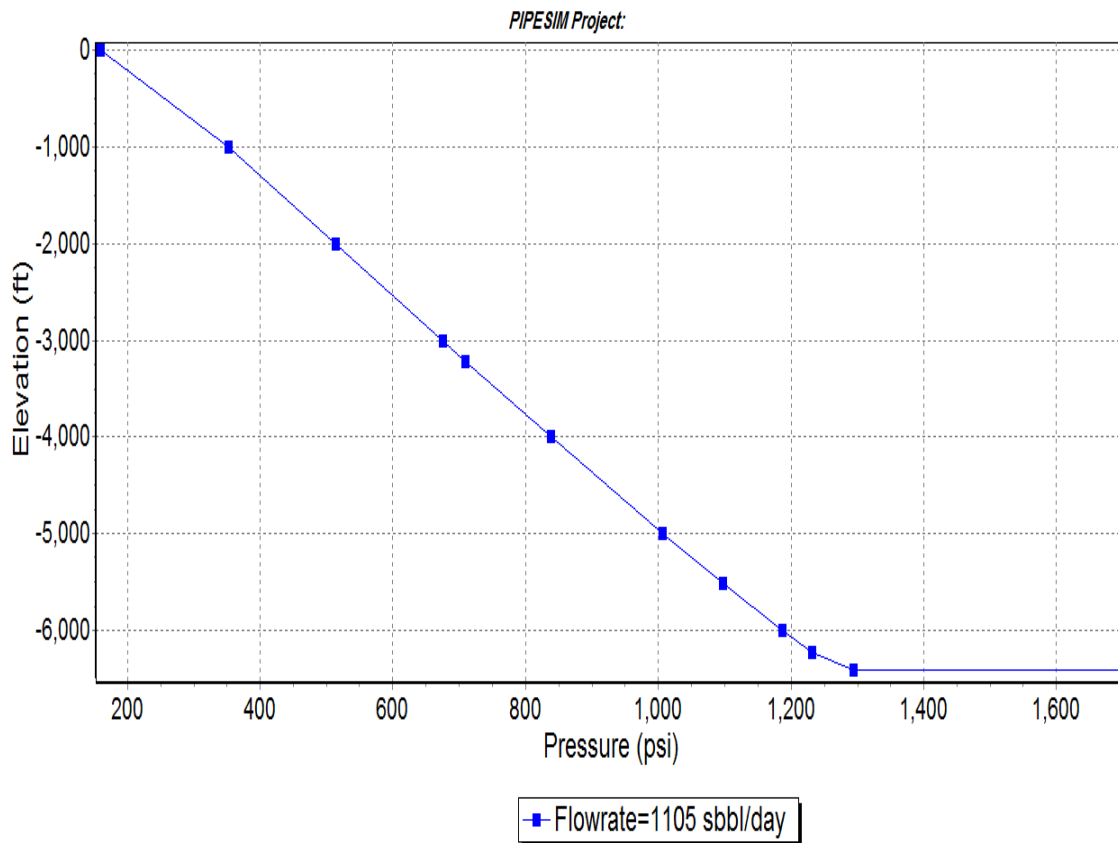
این کار باعث شده تا منحنی TPR به سمت پایین آید و سبب برخورد با منحنی IPR گردد. در محل

برخورد میزان فشار برابر با ۱۲۹۳psi و میزان تولید برابر با ۱۱۰۵ بشکه در روز است.



شکل ۳-۶: آنالیز گره‌ای چاه پس از فرازآوری با گاز

در ادامه، نمودار فشار بر حسب عمق را برای چاه نمونه در شکل ۳-۷ آورده‌ایم تا روند صعود نفت در چاه و چگونگی افت فشار در حین صعود نفت را مشاهده کنیم. همان طوری که شکل ۳-۷ نشان می‌دهد، استفاده از فرازآوری با گاز باعث شده است که فشار ته چاه از ۱۵۸۰ psi (شکل ۳-۱) به ۱۲۹۳ psi کاهش یابد و سبب صعود نفت به سطح و افزایش نرخ تولید نفت گردد.



شکل ۳-۷: نمودار فشار برحسب عمق بعد از فرازآوری با گاز

### ۳-۷ حساسیت سنجی

پس از انجام طراحی به بررسی تاثیر برخی از پارامترها بر روی دبی تولیدی (Q) پس از فرازآوری با گاز می پردازیم (مقادیر اولیه این پارامترها در جدول ۳-۱ آورده شده است). این پارامترها عبارتند از:

- فشار مخزن ( $P_r$ )

- فشار سر چاهی ( $P_{wh}$ )

- قطر داخلی لوله مغزی<sup>۱</sup> ( $ID_T$ )

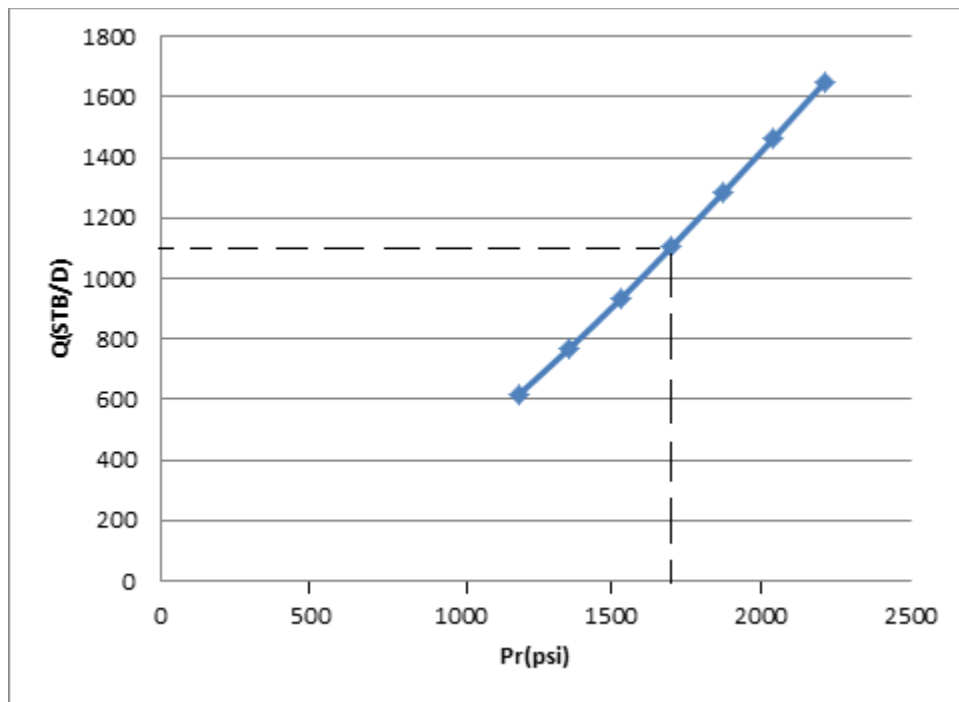
- حد آب تولیدی<sup>۲</sup> (WC)

<sup>1</sup> Tubing iner diameter

<sup>2</sup> Water cut

### ۳-۷-۱ فشار مخزن

فشار مخزن چاه مورد بررسی  $1700 \text{ psi}$  می باشد. افزایش فشار مخزن یکی از روش های افزایش تولید است. همانطور که در شکل ۳-۸ مشاهده می شود، با کاهش فشار مخزن، دبی تولیدی کم می شود. در این نمودار محور افقی فشار مخزن و محور قائم، نرخ تولید می باشد. با گذشت زمان و برداشت از مخزن، فشار مخزن افت پیدا می کند و نرخ تولید کاهش می یابد، در نتیجه برای تثبیت فشار مخزن می توان به سفره آب، آب تزریق نمود یا به کلاهک گازی، گاز تزریق کرد.

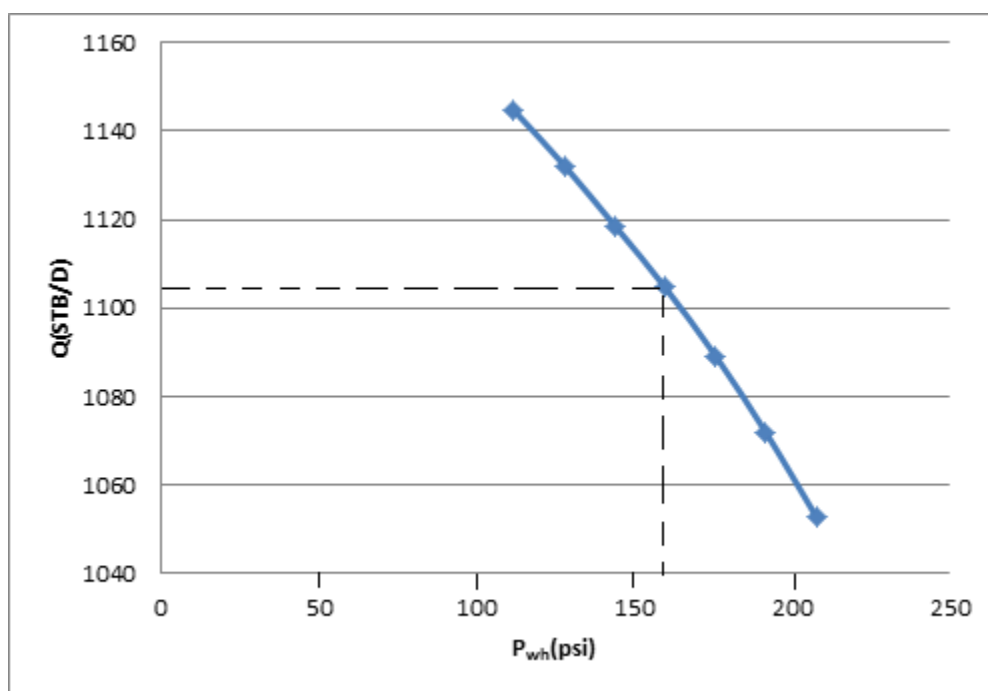


شکل ۳-۸: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) بر حسب فشار مخزن ( $P_r$ )

### ۳-۷-۲ فشار سرچاهی

فشار سرچاهی دیگر عامل موثر بر عملکرد چاه های تولیدی است. شکل ۳-۹ میزان حساسیت تولید را نسبت به فشارهای سرچاهی مختلف نشان می دهد. در این نمودار محور افقی، فشار سرچاهی و محور

قائم، نرخ تولید می‌باشد. کاهش فشار سرچاهی با باز کردن چوک<sup>۱</sup> (تنظیم کننده جریان) انجام می‌شود و در واقع فشار ورودی لوله مغزی کم می‌شود و افزایش دبی را نتیجه می‌گردد. افزایش فشار سرچاهی باعث کاهش تولید می‌شود و اگر از یک حد مقدار آن بیش تر شود، دیگر تولید نخواهیم داشت.

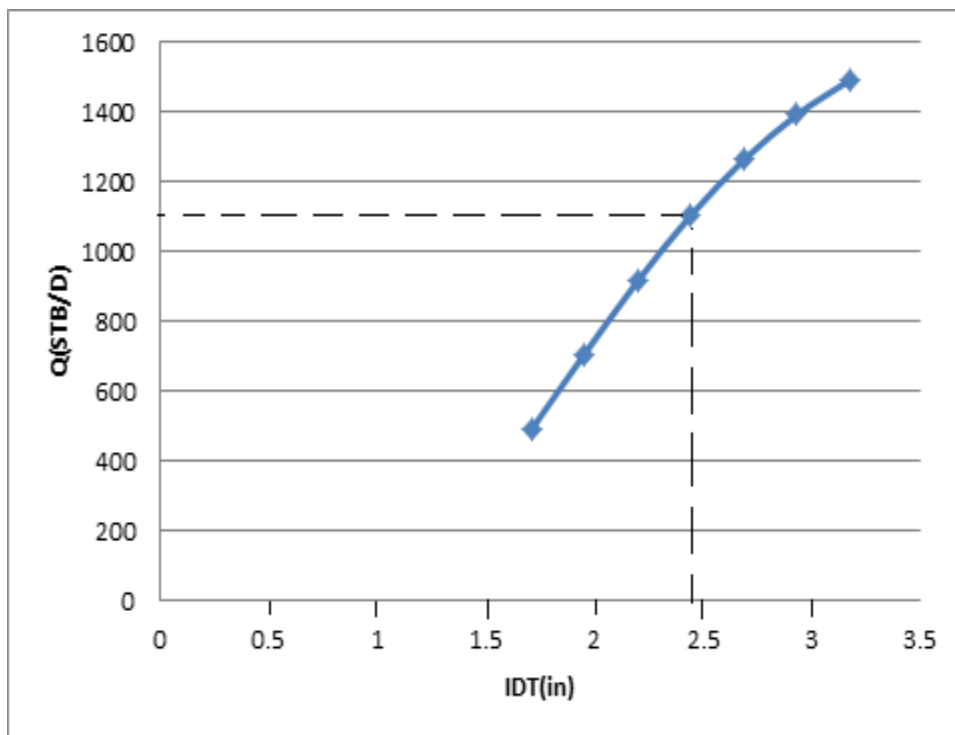


شکل ۳-۹: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) بر حسب فشار سرچاهی (P<sub>wh</sub>)

### ۳-۷-۳ قطر لوله مغزی

با افزایش قطر لوله مغزی، اصطکاک کاهش پیدا می‌کند و در نتیجه تولید افزایش می‌یابد ولی از یک حدی دیگر افزایش هد هیدروستاتیک بر کاهش اصطکاک غلبه کرده و در نتیجه تولید کاهش می‌یابد. شکل ۳-۱۰ آنالیز حساسیت دبی تولید چاه نسبت به تغییرات قطر لوله مغزی را برای چاه نمونه نشان می‌دهد. در این شکل محور افقی، قطر لوله مغزی و محور قائم، نرخ تولید می‌باشد. نمودار نشان می‌دهد که در بازه مورد بررسی برای چاه نمونه با افزایش قطر لوله مغزی، افزایش تولید نفت را خواهیم داشت زیرا اصطکاک کاهش پیدا می‌کند.

<sup>1</sup> choke

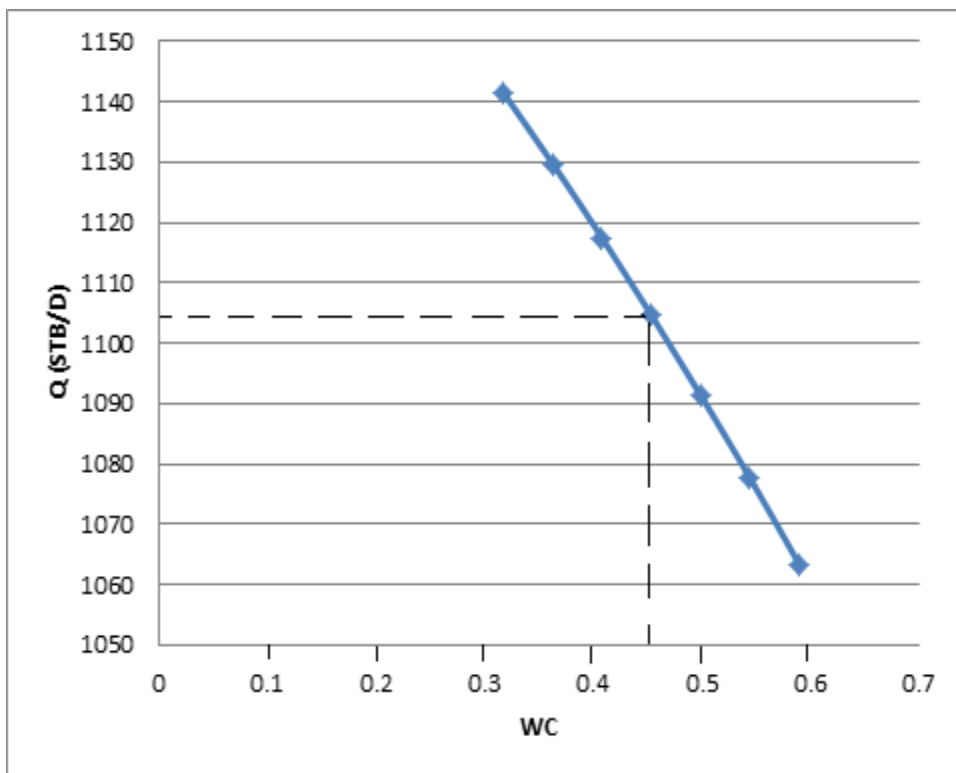


شکل ۳-۱۰: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) برحسب قطر داخلی لوله مغزی ( $ID_T$ )

### ۳-۷-۴ حدّ آب تولیدی

شکل ۳-۱۱ میزان حساسیت دبی تولیدی را نسبت به تغییر حدّ آب تولیدی نشان می‌دهد. مطابق با این شکل با افزایش درصد آبدهی، دبی تولیدی کاهش خواهد یافت. در این شکل محور افقی، آب تولیدی و محور قائم، نرخ تولید می‌باشد. برای جلوگیری از افزایش حدّ آب تولیدی، می‌توان از تکنولوژی تزریق سیمان یا ژل‌های پلیمری بهره برد.

برای اینکه تاثیر این پارامترها را بر روی نرخ جریان پس از انجام فراآوری با گاز ببینیم، درصد تغییرات نرخ تولیدی برحسب درصد تغییرات فشار مخزن، درصد تغییرات فشار سرچاهی، درصد تغییرات قطر لوله مغزی و درصد تغییرات آب تولیدی محاسبه و به ترتیب در جداول ۳-۲ تا ۳-۵ آورده شده است.



شکل ۳-۱۱: نمودار تغییرات نرخ تولید چاه (Q) بر حسب حد آب تولیدی (WC)

جدول ۳-۲: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات فشار مخزن ( $P_r$ )

$P_r$ (psi)	Q (STB/D)	درصد تغییرات $P_r$	درصد تغییرات Q
2210	1649.8823	30	49.3
2040	1463.9445	20	32.5
1870	1281.961	10	16
1700	1104.674	0	0
1530	931.6473	-10	-15.7
1360	768.8423	-20	-30.4
1190	614.6009	-30	-44.4



جدول ۳-۳: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات فشار سرچاهی ( $P_{wh}$ )

$P_{wh}$ (psi)	Q (STB/D)	درصد تغییرات $P_{wh}$	درصد تغییرات Q
207.649	1052.7505	30	-4.7
191.676	1071.8393	20	-3
175.703	1089.2075	10	-1.4
159.73	1104.6773	0	0
143.757	1118.6703	-10	1.3
127.784	1132.2709	-20	2.5
111.811	1144.7403	-30	3.6

جدول ۳-۴: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات قطر داخلی لوله مغزی ( $ID_T$ )

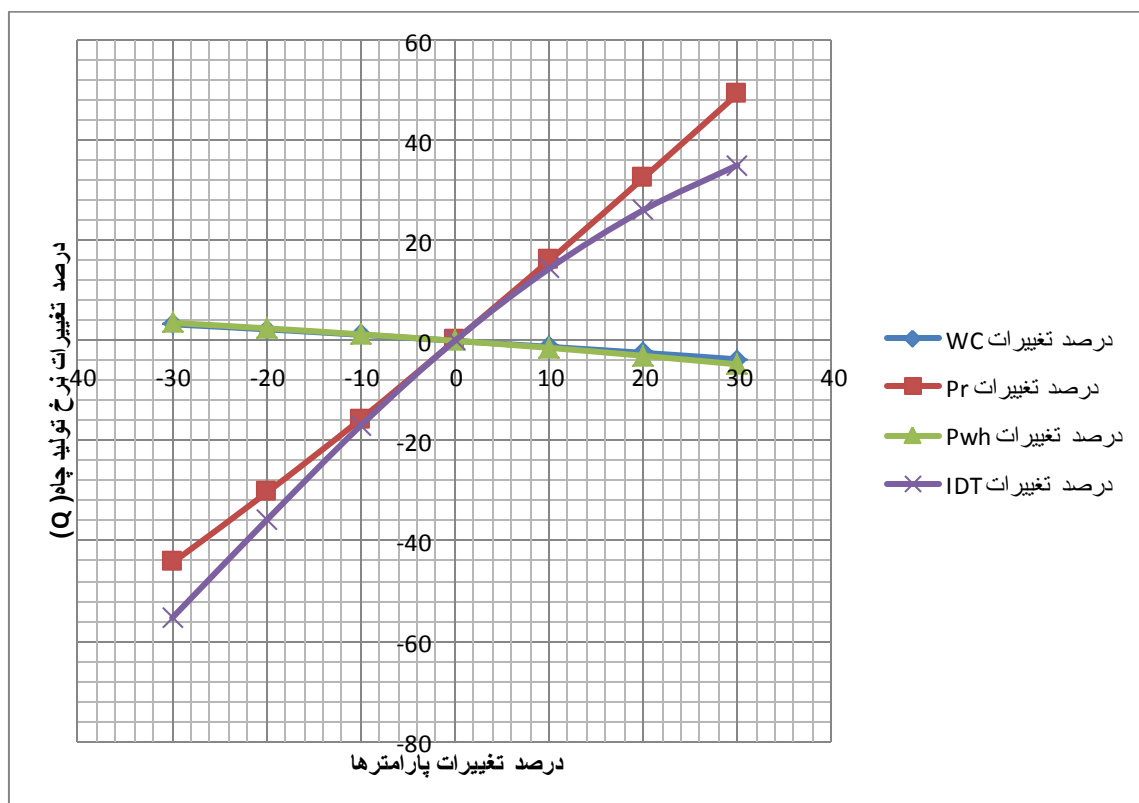
$ID_T$ (in)	Q (STB/D)	درصد تغییرات $ID_T$	درصد تغییرات Q
3.1733	1492.5373	30	35.1
2.9292	1393.0696	20	26.1
2.6851	1264.0068	10	14.4
2.441	1104.674	0	0
2.1969	916.9197	-10	-17
1.9528	708.5198	-20	-35.9
1.7087	492.532	-30	-55.4

جدول ۳-۵: درصد تغییرات تولید (Q) بر حسب درصد تغییرات حداً آب (WC)

WC	Q (STB/D)	درصد تغییرات WC	درصد تغییرات Q
0.5889	1063.4192	30	-3.7
0.5436	1077.7056	20	-2.4
0.4983	1091.403	10	-1.2
0.453	1104.674	0	0
0.4077	1117.4404	-10	1.2
0.3624	1129.7245	-20	2.3
0.3171	1141.4546	-30	3.3

برای بررسی آنالیز حساسیت این پروژه، درصد تغییرات نرخ تولید بر حسب درصد تغییرات فشار مخزن، درصد تغییرات فشار سرچاهی، درصد تغییرات قطر لوله مغزی و درصد تغییرات آب تولیدی در یک نمودار (شکل ۳-۱۲) رسم شده است. این نمودار که نمودار عنکبوتی نام دارد، نشان می‌دهد که مقدار نرخ تولیدی نسبت به تغییرات فشار مخزن و قطر لوله مغزی حساس‌تر است (چون نمودار مربوط به آنها دارای شیب بیش‌تری می‌باشند)، به عبارت دیگر پارامتر حساس در این مطالعه، فشار مخزن و قطر لوله مغزی است.

با مرور زمان و برداشت از مخزن، فشار مخزن کم می‌شود و نرخ تولید کاهش می‌یابد، در نتیجه برای تثبیت فشار مخزن می‌توان از روش‌های تزریق گاز یا تزریق آب به مخزن استفاده نمود. همچنین با امکان سنجی و داشتن اطلاعات بیش‌تر می‌توان قطر لوله مغزی را برای داشتن تولید بیش‌تر و رسیدن به حالت بهینه، افزایش داد.



شکل ۳-۱۲: نمودار عنکبوتی درصد تغییرات نرخ تولید چاه (Q) بر حسب درصد تغییرات حدّ آب تولیدی (WC)،

فشارمخزن ( $P_T$ )، فشار سرچاهی ( $P_{wh}$ ) و قطر لوله مغزی ( $ID_T$ )

فصل چهارم: بهینه سازی تخصیص گاز به گروهی از چاه‌ها توسط الگوریتم

ترکیبی جهش قورباغه

در این فصل، ما درباره بهینه سازی تخصیص گاز برای فراآوری پیوسته با گاز به گروهی از چاهها برای تولید نفت بحث می کنیم. مجموع گاز استفاده شده برای تولید نفت، بستگی به مقدار گاز در دسترس روزانه دارد. علاوه بر آن نفت تولید شده از هر چاه به عنوان یک تابع غیرخطی از گاز تزریقی به آن شناخته می شود و بین چاهها متفاوت است. به همین دلیل شناسایی و تزریق مقدار بهینه گاز به هر چاه برای بیشینه کردن مقدار نفت تولیدی از مخزن بسیار مهم است. به دلیل پیچیدگی های مسئله، ما از الگوریتم های هوشمند برای حل آن بهره گرفته ایم. در انتها نیز نتایج حاصله را با نتایج کارهای قبلی صورت گرفته، مقایسه می نماییم.

#### ۴-۲ بهینه سازی و شیوه تدوین مسئله

هدف بهینه سازی، بیشینه یا کمینه کردن یک تابع یا کمیت مشخص می باشد. این تابع به تعداد محدودی متغیر ورودی بستگی دارد. این متغیرها ممکن است مستقل از یکدیگر بوده و یا از طریق یک یا چند محدودیت به همدیگر وابسته باشند. یک مسئله بهینه سازی شامل یک برنامه ریاضی است که در آن هدف به صورت یک تابع ریاضی و محدودیت ها به صورت معادلات یا نامعادلات ریاضی بیان شده اند. شیوه حل مسئله به این ترتیب است که ابتدا باید مسئله را به صورت یک برنامه ریاضی مدل نمود و سپس آن را با فنون مربوطه حل کرد. مراحل زیر برای تبدیل یک مسئله تشریحی به یک برنامه ریاضی پیشنهاد شده است [۲۶].

۱- کمیتی که باید بهینه شود را معین نموده و سپس آن را به صورت یک تابع ریاضی از متغیرهای ورودی بیان کرد. انجام این کار منجر به تعریف تابع هدف و متغیرهای ورودی یا متغیرهای تصمیم می شود.

۲- تمام احتیاجات، حدود و قیود تصریح شده، شناسایی شوند و آن ها نیز به صورت توابع ریاضی بیان گردند. به این ترتیب محدودیت های مسئله بیان می شوند.

۳- هرگونه شرایط تلویحی باید ذکر شوند. معمولاً این شرایط صریحاً در مسئله عنوان نمی شوند ولی آن ها را می توان از وضعیت فیزیکی مسئله استنتاج نمود. غالباً ویژگی هایی از قبیل غیرمنفی بودن طیف مقادیر متغیرهای ورودی جزء این گونه شرایط هستند.

برای بهینه سازی تخصیص گاز بین چند چاه ما باید تابع هدف مناسب و قید هایی را تعریف کنیم. مجموع نفت تولیدی از شبکه با  $n$  چاه (که برابر با جمع نفت تولیدی از هر چاه است) یک تابعی از نرخ تزریق گاز به هر چاه می باشد و می توان آنرا به صورت زیر نشان داد [۱۶]:

$$Q_{OT} = \sum_{i=1}^n Q_{O_i} = f(Q_g) = f(Q_{g1}, Q_{g2}, \dots, Q_{gn}) \quad (1-4)$$

در مسئله بهینه سازی تخصیص گاز برای بیشینه کردن نفت تولیدی می توان رابطه زیر را استفاده کرد:

$$\text{Max } Q_{OT} = \text{Max } f(Q_g) \quad (2-4)$$

قیدهای به کار رفته در این مساله به شرح زیر است:

$$\sum_{i=1}^n Q_{gi} \leq Q_{g \text{ Available}} \quad (3-4)$$

(یعنی مجموع گاز اختصاص یافته به هر چاه باید کوچکتر یا مساوی با مقدار گاز موجود باشد).

$$Q_{gi} \geq Q_{gi \text{ min}} \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (4-4)$$

$$Q_{gi} \leq Q_{gi \text{ max}} \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5-4)$$

در روابط فوق  $Q_{OT}$  مجموع نفت تولیدی از چاهها،  $Q_{O_i}$  نفت تولیدی هر چاه،  $Q_g$  مقدار کل گاز تزریقی،  $Q_{gi}$  مقدار گاز تزریقی به هر چاه،  $n$  تعداد چاهها،  $Q_{g \text{ Available}}$  مقدار گاز در دسترس،  $Q_{gi \text{ min}}$  حداقل مقدار تزریق گازی است که چاه را زنده می کند و  $Q_{gi \text{ max}}$  نیز پیک منحنی عملکرد فراآوری با گاز هر چاه می باشد.

### ۳-۴ معرفی داده‌های مورد استفاده

پس از به نتیجه نرسیدن تلاش‌های چند ماهه برای دریافت داده و اطلاعات یک میدان نفتی از کشورمان، برای حل مسئله بهینه سازی تخصیص گاز و پیاده کردن الگوریتم مربوطه، سعی شد تا از یکسری داده‌های موجود و منتشر شده [۱۲] استفاده شود. این داده‌ها مربوط به اطلاعات تولید و تزریق پیوسته گاز ۶ چاه از یک میدان نفتی است که در جدول ۴-۱ آورده شده است.

جدول ۴-۱: میزان گاز تزریقی ( $q_g$ ) برحسب هزار فوت مکعب در روز (MSCF/D) و میزان نفت تولیدی ( $q_o$ ) برحسب

بشکه در روز (B/D) برای ۶ چاه

Well 1		Well 2		Well 3		Well 4		Well 5		Well 6	
$q_g$	$q_o$	$q_g$	$q_o$	$q_g$	$q_o$	$q_g$	$q_o$	$q_g$	$q_o$	$q_g$	$q_o$
MSCF/D	B/D	MSCF/D	B/D	MSCF/D	B/D	MSCF/D	B/D	MSCF/D	B/D	MSCF/D	B/D
0.0	144.9	113.2	427.7	157.0	588.6	141.5	353.8	32.1	160.5	32.1	0
32.1	216.2	204.1	546.2	288.5	772.0	247.9	446.8	116.1	348.1	116.1	0
93.2	273.4	325.2	638.3	471.9	926.4	393.9	523.0	243.4	476.0	243.4	0
186.7	316.1	479.2	703.2	708.0	1039.0	589.9	585.6	446.8	597.0	446.8	0
316.3	345.9	671.0	746.0	1003.6	1115.8	832.5	624.4	742.6	697.4	742.6	0
490.2	367.5	902.9	767.8	1350.0	1148.1	1139.3	650.7	1143.2	768.9	1143.2	97.4
721.1	383.9	1183.1	775.2	1789.5	1172.5	1527.6	668.3	1667.3	813.6	1667.3	168.9
1013.4	392.1	1530.7	776.9	2319.6	1177.2	1983.0	667.4	2364.8	844.7	2364.8	213.6
1371.8	390.0	1926.4	760.4	2943.3	1161.8			3253.6	856.2	3253.6	244.7
								4397.9	856.6	4397.9	301.2
								5844.4	845.4	5844.4	295.1

بر روی این میدان ابتدا کانو و همکارانش [۱۰] با روش شیب مساوی به بهینه سازی تخصیص گاز پرداختند و به تولید ۳۵۲۰/۲ بشکه نفت در روز دست یافتند. سپس بیتراگو و همکارانش [۱۲] از روش Ex-In استفاده نموده و تولید نفت را به ۳۶۲۹ بشکه نفت در روز رساندند. در سال ۲۰۰۷ نیز، ری و سارکر [۱۵] توزیع و تزریق بهینه گاز را با استفاده از روش الگوریتم ژنتیک محاسبه و توانستند تولید نفت میدان را به ۳۶۶۴ بشکه در روز برسانند. هدف ما استفاده از یک الگوریتم تکاملی هوشمند

به نام الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه (SFLA) جهت حل مسئله بهینه سازی تخصیص گاز و مقایسه عملکرد آن با نتایج کارهای فوق می باشد.

#### ۴-۴ الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته

الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه (SFLA) یک روش بهینه سازی فراکوشی است که از تکامل یک گروه از قورباغه ها، زمانی که دنبال مکانی با ماکزیمم میزان غذای دردسترس می گردند، تقلید می کند. در الگوریتم های فراکوشی تابع هدف دارای روند آگاهانه است و فضای تصمیم به صورت هوشمندانه بررسی می شود. در این الگوریتم ها تابع هدف برای مجموعه ای از متغیرهای تصمیم محاسبه می شود و از مقادیر تابع هدف به ازای ترکیب های مختلف، جهت رسیدن به بهترین حالت استفاده می شود [۳۲]. الگوریتم SFLA هر دو عنصر استراتژی قطعی و تصادفی را در یافتن جواب بهینه دارا می باشد. استراتژی قطعی به الگوریتم اجازه می دهد تا از اطلاعات سطحی جواب، به صورت موثر در جهت هدایت جستجوی اکتشافی مانند اجتماع ذرات استفاده نماید. عناصر تصادفی انعطاف و قدرت الگوی جستجو را در روش پیشنهادی تضمین می نماید. در این الگوریتم هر قورباغه به عنوان ترکیبی از متغیرهای تصمیم در نظر گرفته می شود، و دسته ای از قورباغه ها یک جمعیت را تشکیل می دهند که در جهت رسیدن به هدف خاص حرکت می کنند. جهش قورباغه نمادی از ارتقاء خصوصیات متغیرهای تصمیم موجود در آن در جهت حالت بهینه است و باعث بهبود عملکرد آن در جهت هدفش می شود [۳۳]. فلوچارت الگوریتم جهش قورباغه در شکل ۴-۱ نشان داده شده است.

برطبق این شکل، ابتدا جمعیت اولیه ای متشکل از  $N$  قورباغه به صورت تصادفی تولید می شود. سپس متغیر  $k$  - بعدی برای قورباغه ها تعریف می گردد. در این حالت هر قورباغه نشان دهنده برداری از متغیرها است. در مرحله بعد، کل جمعیت قورباغه ها بر اساس بهترین برازش (برازش ماکزیمم یا مینیمم) مرتب می شوند. در مرحله سوم، جمعیت مرتب شده به  $m$  دسته که هر کدام شامل  $n$  قورباغه است تقسیم می شوند. بطوری که قورباغه اول در دسته اول، قورباغه دوم در دسته دوم و در

نهایت قورباغه  $m$  ام در دسته  $m$  ام قرار می‌گیرند. این فرایند با قرار گرفتن قورباغه  $(m+1)$  ام در دسته اول ادامه پیدا می‌کند. در داخل هر دسته، قورباغه‌ای که دارای بهترین و بدترین برآزش‌اند به ترتیب با  $X_b$  و  $X_w$  نامگذاری می‌شوند. همچنین، قورباغه‌ای که دارای بهترین برآزش در بین کل جمعیت است  $X_g$  نام دارد. در طی فرایند محاسباتی،  $X_w$  به سمت  $X_b$  جهش می‌کند.

برطبق قانون اصلی جهش قورباغه، موقعیت بدترین قورباغه به صورت زیر بروز رسانی می‌شود [۳۴]:

$$D = r \times (X_b - X_w) \quad (۴-۶)$$

$$X_w^{new} = X_w^{old} + D \quad (۴-۷)$$

$$\|D\| < D_{max} \quad (۴-۸)$$

که در عبارات فوق  $r$  مقدار تصادفی ما بین  $[0, 1]$ ؛ و  $D_{max}$  ماکزیمم مقدار مجاز جهش قورباغه در یک جهش است. شکل ۴-۲ الگوریتم اصلی جهش قورباغه را نشان می‌دهد که در آن  $X_w(new)$  به سمت  $X_b$  میل می‌کند.

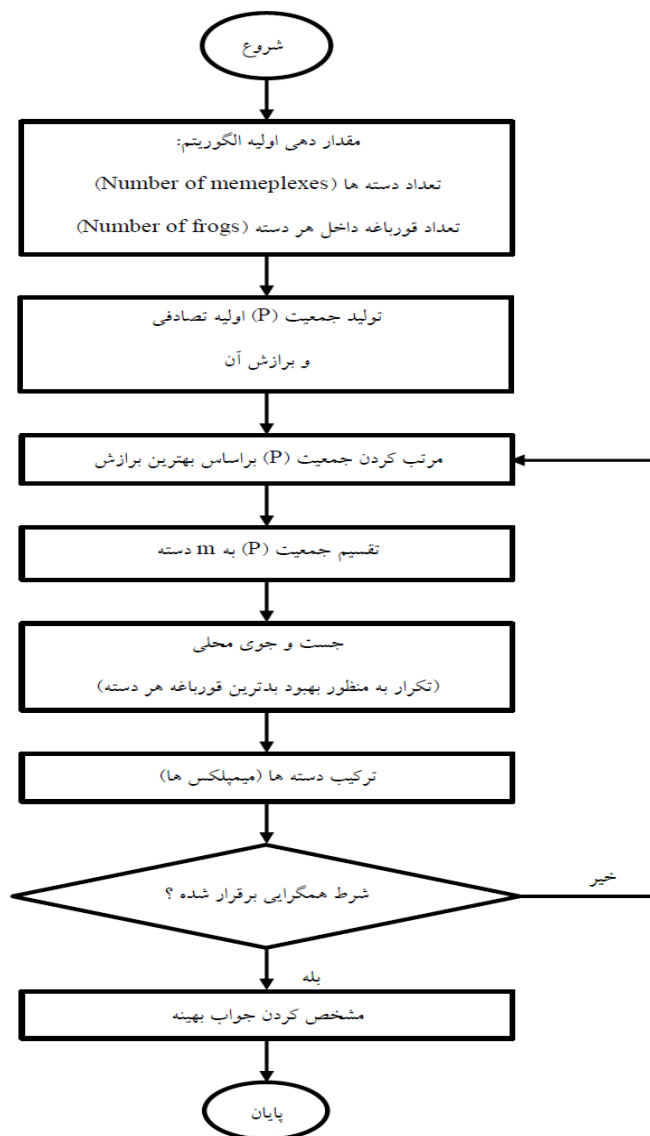
در حالتی که هیچ بهبودی در وضعیت قورباغه‌ها رخ ندهد، قورباغه با بدترین برآزش حذف شده و قورباغه جدیدی به صورت تصادفی تولید و جایگزین می‌گردد. محاسبات در هر دسته ادامه پیدا می‌کند و بعد از آن کل جمعیت در طی فرایند ترکیب دوباره با هم مخلوط می‌شوند. محاسبات محلی و ترکیب تا زمان برآورده شدن معیار همگرایی ادامه پیدا می‌کنند. معیار همگرایی می‌تواند تعداد تکرار-های تعریف شده توسط طراح یا برآزش حداکثری برای بهترین قورباغه در نظر گرفته شود.

از شکل ۴-۲ چنین برمی‌آید که موقعیت بدترین قورباغه جدید  $X_w(new)$  در روابط (۴-۶) و (۴-۷)، محدود به خط راست بوده و نمی‌تواند به اطراف  $X_b$  جهش نماید. این محدودیت، علاوه بر سرعت همگرایی ممکن است باعث همگرایی زودرس شود [۳۴]. همچنین در طبیعت، بدترین قورباغه به علت درک ناقص نمی‌تواند در مسیر مستقیم به سمت هدف نزدیک شود و جهش آن ممکن است در دو بُعد

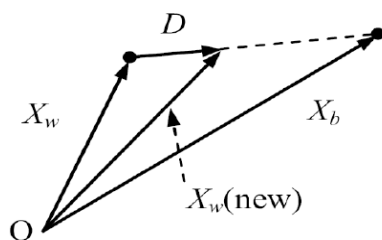


انجام گیرد. این ایده منجر به معرفی قانون جدید جهش قورباغه در دو بُعد و براساس شکل ۳-۴ شد

که الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته نام داشته و به صورت زیر بیان می‌گردد:



شکل ۴-۱: فلوجارت الگوریتم SFLA [۳۲ همراه با تغییر]

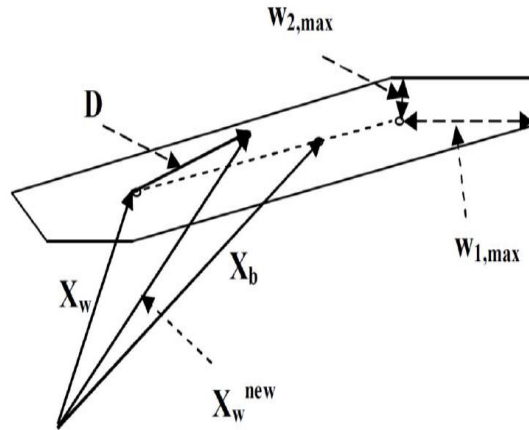


شکل ۴-۲: قانون اصلی جهش قورباغه [۳۵]

$$D = r \times c \times (X_b - X_w) + W \quad (9-4)$$

$$W = [r_1 w_{1,\max}, r_2 w_{2,\max}, \dots, r_S w_{S,\max}]^T \quad (10-4)$$

$$X_w^{new} = \begin{cases} X_w^{old} + D & \text{if } \|D\| \leq D_{\max} \\ X_w^{old} + \frac{D}{\sqrt{D^T D}} D_{\max} & \text{if } \|D\| > D_{\max} \end{cases} \quad (11-4)$$



شکل ۴-۳: قانون جهش قورباغه بهبود یافته [۳۵]

که در روابط فوق،  $r$  مقدار تصادفی مابین  $[0 \ 1]$ ؛  $c$  عدد ثابتی که در بازه  $[1 \ 2]$  انتخاب می‌شود؛  $r_i$  ها  $(1 < i < S)$  مقادیر تصادفی بین  $[-1 \ 1]$ ؛  $w_{i,\max}$  ها ماکزیمم درک مجاز در فضای جست و جوی  $i$  بعدی؛ و  $D_{\max}$  ماکزیمم مقدار مجاز جهش قورباغه در یک جهش است [۳۵ و ۳۲].

برای حل مسئله بهینه سازی فوق کدهای لازم در محیط برنامه نویسی Matlab بر اساس الگوریتم اشاره شده تهیه (پیوست الف) و مورد استفاده قرار گرفت.

#### ۴-۵ بهینه سازی فرازآوری با گاز در شرایط محدود بودن گاز در دسترس

یکی از مشکلاتی که غالباً در هنگام فرازآوری با گاز در مجموعه ای از چاهها رخ می دهد، محدود بودن منبع گاز در دسترس می باشد. در این مواقع نمی توان در هر چاه مقدار گازی که در پی آن نرخ تولید نفت بیشینه باشد را تزریق کرد. به عنوان مثال در میدان تحت بررسی این تحقیق در حال حاضر مجموعاً شش چاه تولیدی وجود دارد، با توجه به محاسبات جدول ۴-۱، با تزریق ۱/۰۱۳۴،

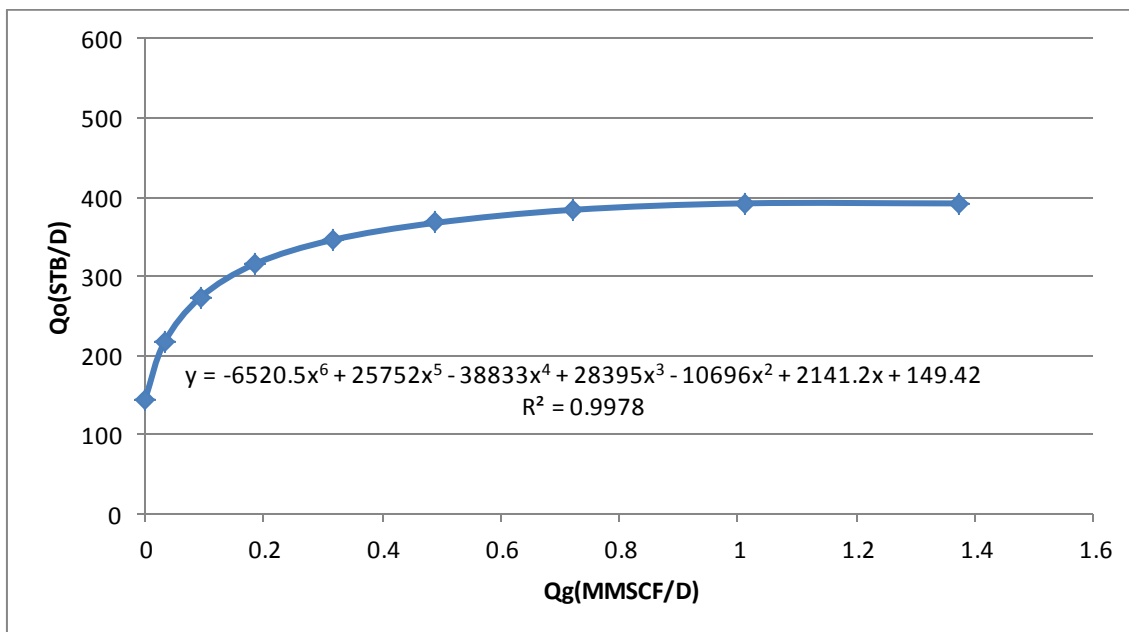
۱/۵۳۰۷، ۲/۳۱۹۶، ۱/۵۲۷۶، ۴/۳۹۷۹ و ۴/۳۹۷۹ میلیون فوت مکعب به ترتیب در شش چاه به بیشینه نرخ تولید نفت ۴۱۷۲/۳ بشکه در روز منجر می شود. به این ترتیب کل گاز مورد نیاز برای این شش چاه برابر با ۱۵/۸۷۱ میلیون فوت مکعب در روز است، حال اگر منبع گاز در دسترس محدود باشد باید گاز بین شش چاه به نحوی تقسیم شود که حداکثر تولید از میدان انجام شود.

#### ۴-۶ بهینه سازی فرازآوری با گاز با استفاده از الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود

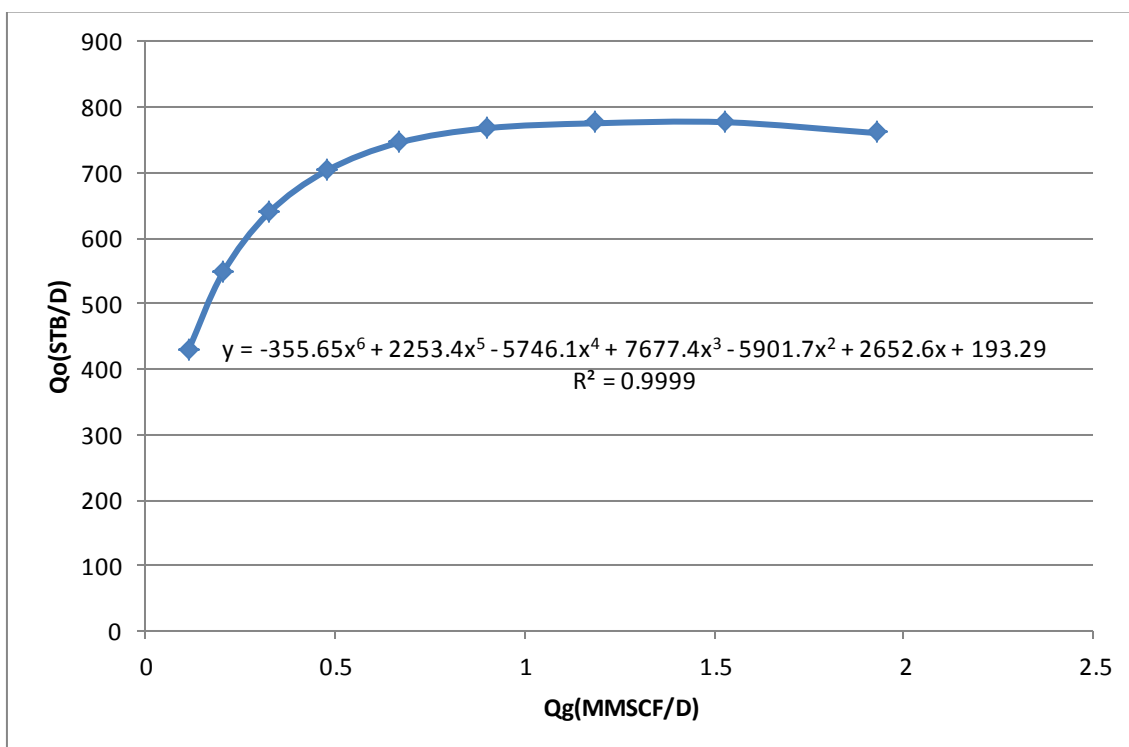
##### یافته

در شرایطی که گاز کافی در دسترس نباشد، با استفاده از الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته تولید نفت در میدان تحت بررسی بهینه سازی می شود.

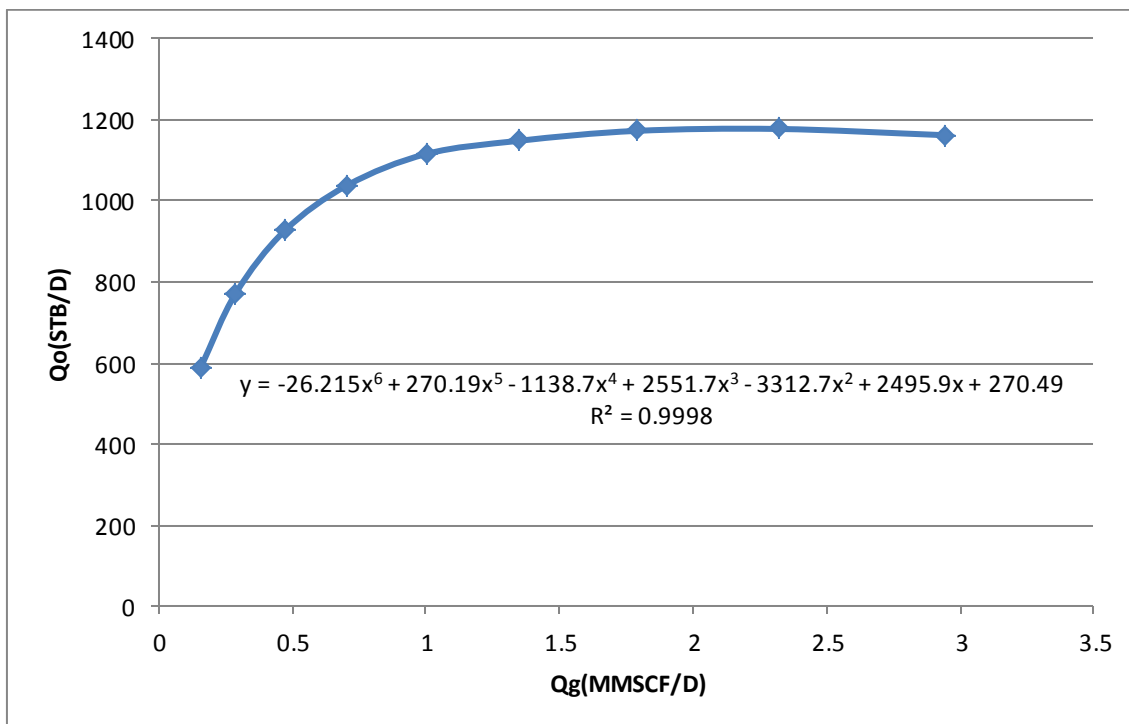
همچنان که گفته شد برای تدوین یک مسئله بهینه ابتدا باید یک تابع ریاضی برای بهینه سازی هدف مورد نظر تعریف کرده و سپس آن را با روش‌های مربوطه حل کرد. در اینجا برای نسبت دادن تابع ریاضی برای تولید نفت بهینه از میدان از توابع چند جمله ای استفاده شده است. از آن جایی که هدف تولید بهینه نفت از شش چاه تولیدی در میدان مورد نظر با منبع گاز محدود می باشد، بنابراین ابتدا کارایی فرازآوری با گاز هریک از چاه‌ها به صورت یک تابع چند جمله ای بیان می شود. در واقع میزان نرخ گاز تزریقی ( $Q_g$ ) به هر چاه با استفاده از یک تابع چند جمله ای به نرخ تولید نفت ( $Q_o$ ) نسبت داده می شود. برای به دست آوردن معادلات چند جمله ای از نرم افزار Excel استفاده شده است که نتایج آن در اشکال ۴-۴ تا ۹-۴ مشاهده می شود.



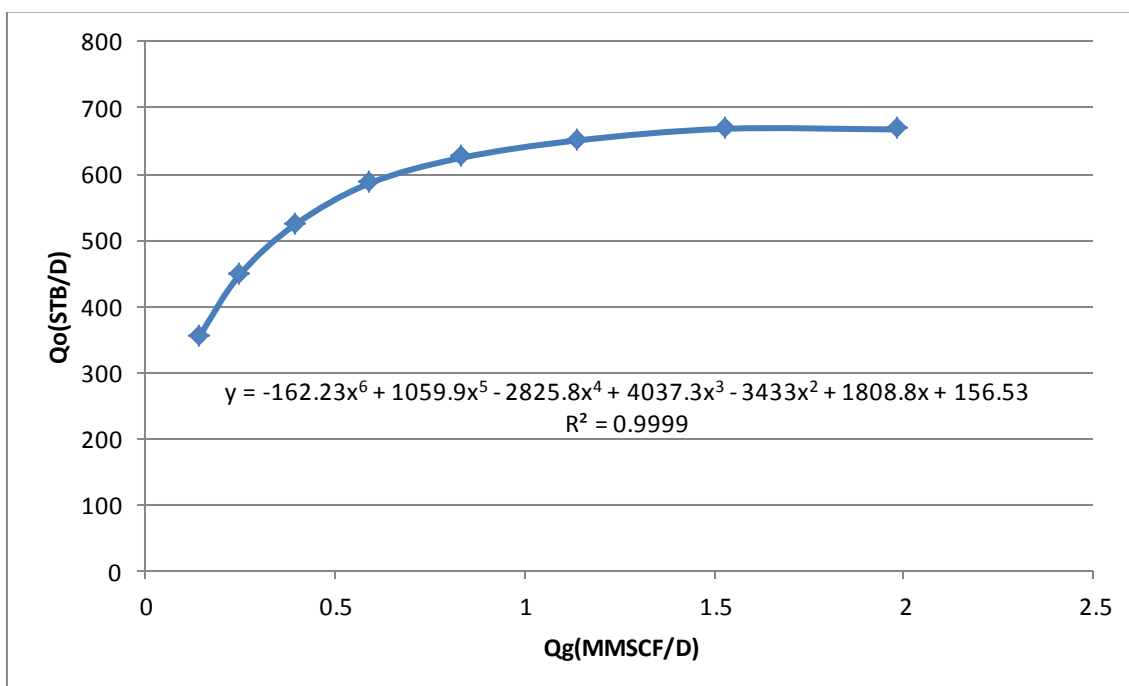
شکل ۴-۴: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فراآوری با گاز در چاه ۱



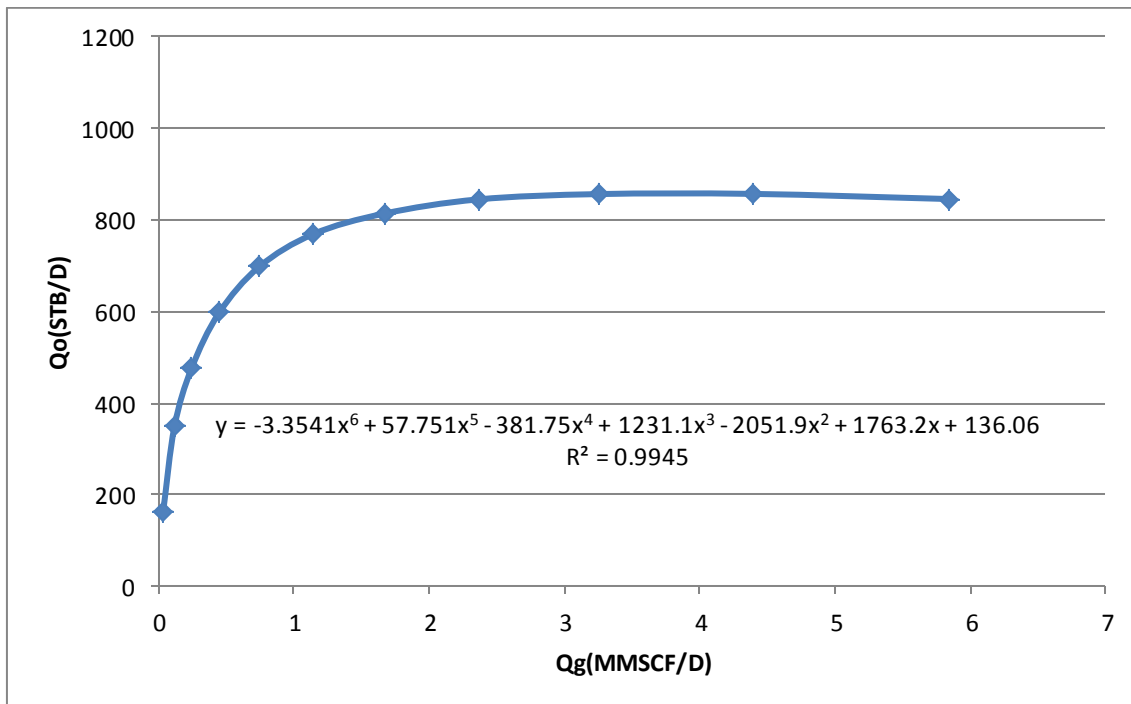
شکل ۴-۵: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فراآوری با گاز در چاه ۲



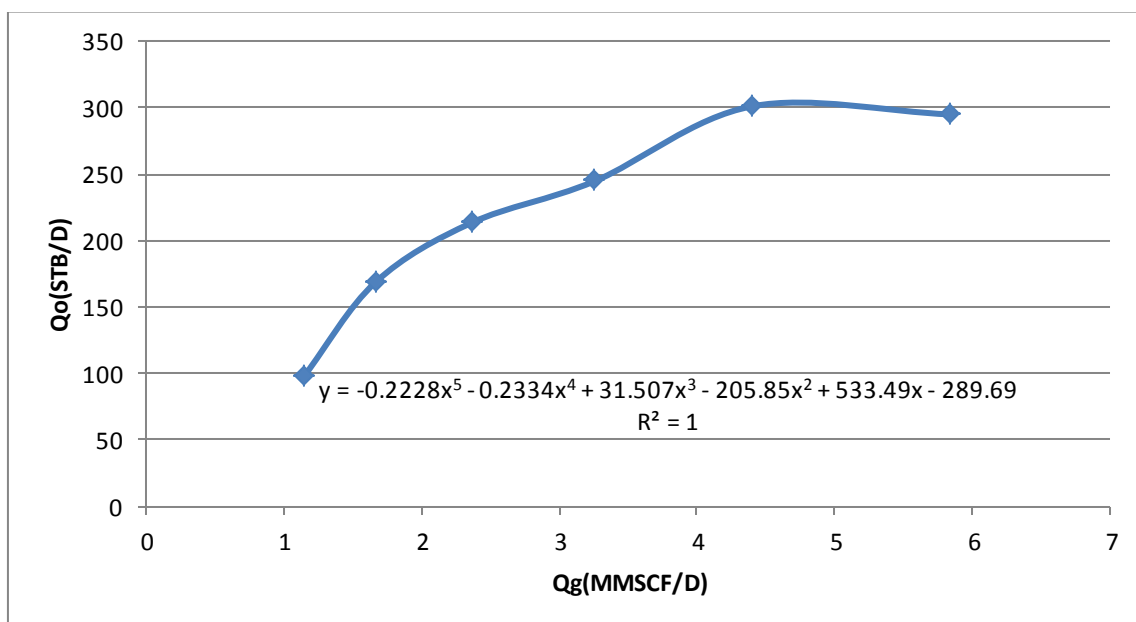
شکل ۴-۶: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۳



شکل ۴-۷: نمودار توابع چندجمله ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۴



شکل ۴-۸: نمودار توابع چندجمله‌ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۵



شکل ۴-۹: نمودار توابع چندجمله‌ای عملکرد فرازآوری با گاز در چاه ۶

با توجه به مرده بودن چاه شماره شش و از سوی دیگر عدم پاسخ سریع به فرازآوری با گاز و همچنین میزان تولید کم آن با توجه به میزان گاز تزریقی زیاد، این چاه در بهینه‌سازی آورده نشده است و بهینه‌سازی تخصیص گاز بر روی پنج چاه دیگر صورت می‌گیرد.

همانطور که قبلاً اشاره شد از ۶ چاه موجود میدان، در مجموع با تزریق ۱۵/۱۸۷۱ میلیون فوت مکعب گاز در روز، معادل ۴۱۷۲/۳ بشکه نفت در روز تولید خواهد شد. با توجه به میزان گاز تزریقی موجود روزانه که حداکثر ۴/۶ میلیون فوت مکعب می‌باشد، بایستی اولین محدودیت به شکل معادله زیر ایجاد شود تا از گاز موجود برای تزریق ۵ چاه اول استفاده شود.

$$X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 \leq 4.6 \quad (12-4)$$

همچنین با توجه به نمودارهای عملکرد فراآوری با گاز (شکل‌های ۴-۴ تا ۸-۴) می‌توان برای هر چاه یک حداقل و حداکثر مقدار گاز تزریقی به هر چاه را به عنوان قیدی دیگر در نظر گرفت که در جدول ۲-۴ آمده است.

جدول ۲-۴: محدودیت‌های اعمال شده برای حل معادله

نام چاه	حد پایین تزریق (MMSCF/D)	حد بالای تزریق (MMSCF/D)
۱	۰	۱/۰۱۳۴
۲	۰/۱۱۳۲	۱/۵۳۰۷
۳	۰/۱۵۷	۲/۳۱۹۶
۴	۰/۱۴۱۵	۱/۵۲۷۶
۵	۰/۰۳۲۱	۴/۳۹۷۹

و در نهایت مدل ریاضی موردنظر برای حل و بهینه‌سازی به صورت معادله ۱۳-۴ خواهد شد.

function[objective\_function]=hadaf(X)

f1 = -6520.5\*X(1)^6 + 25752\*X(1)^5 - 38833\*X(1)^4 + 28395\*X(1)^3 - 10696\*X(1)^2 + 2141.2\*X(1) + 149.42;

f2= -355.65\*X(2)^6 + 2253.4\*X(2)^5 - 5746.1\*X(2)^4 + 7677.4\*X(2)^3 - 5901.7\*X(2)^2 + 2652.6\*X(2) + 193.29;

$$f3 = -26.215 * X(3)^6 + 270.19 * X(3)^5 - 1138.7 * X(3)^4 + 2551.7 * X(3)^3 - 3312.7 * X(3)^2 + 2495.9 * X(3) + 270.49;$$

$$f4 = -162.23 * X(4)^6 + 1059.9 * X(4)^5 - 2825.8 * X(4)^4 + 4037.3 * X(4)^3 - 3433 * X(4)^2 + 1808.8 * X(4) + 156.53;$$

$$f5 = -3.3541 * X(5)^6 + 57.751 * X(5)^5 - 381.75 * X(5)^4 + 1231.1 * X(5)^3 - 2051.9 * X(5)^2 + 1763.2 * X(5) + 136.06;$$

$$fit = f1 + f2 + f3 + f4 + f5;$$

$$Xmin = [0 \ 0.1132 \ 0.157 \ 0.1415 \ 0.0321]$$

$$Xmax = [1.0134 \ 1.5307 \ 2.3196 \ 1.5276 \ 4.3979] \quad (13-4)$$

در مرحله بعد، برای تعیین مقادیر بهینه گاز تزریقی به هر چاه، برنامه نوشته شده با الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته مورد استفاده قرار گرفته است. بدین منظور، ۱۰۰ دسته که هر کدام شامل ۱۰۰ قورباغه می‌باشد، انتخاب شده‌اند. در نتیجه، کل جمعیتی که برای بهینه سازی بکار گرفته شده شامل ۱۰۰۰۰ قورباغه است.

سپس معادله غیرخطی فوق را با استفاده از الگوریتم SFLA به صورت عددی حل نموده که نتایج حاصله در جدول ۳-۴ آمده است.

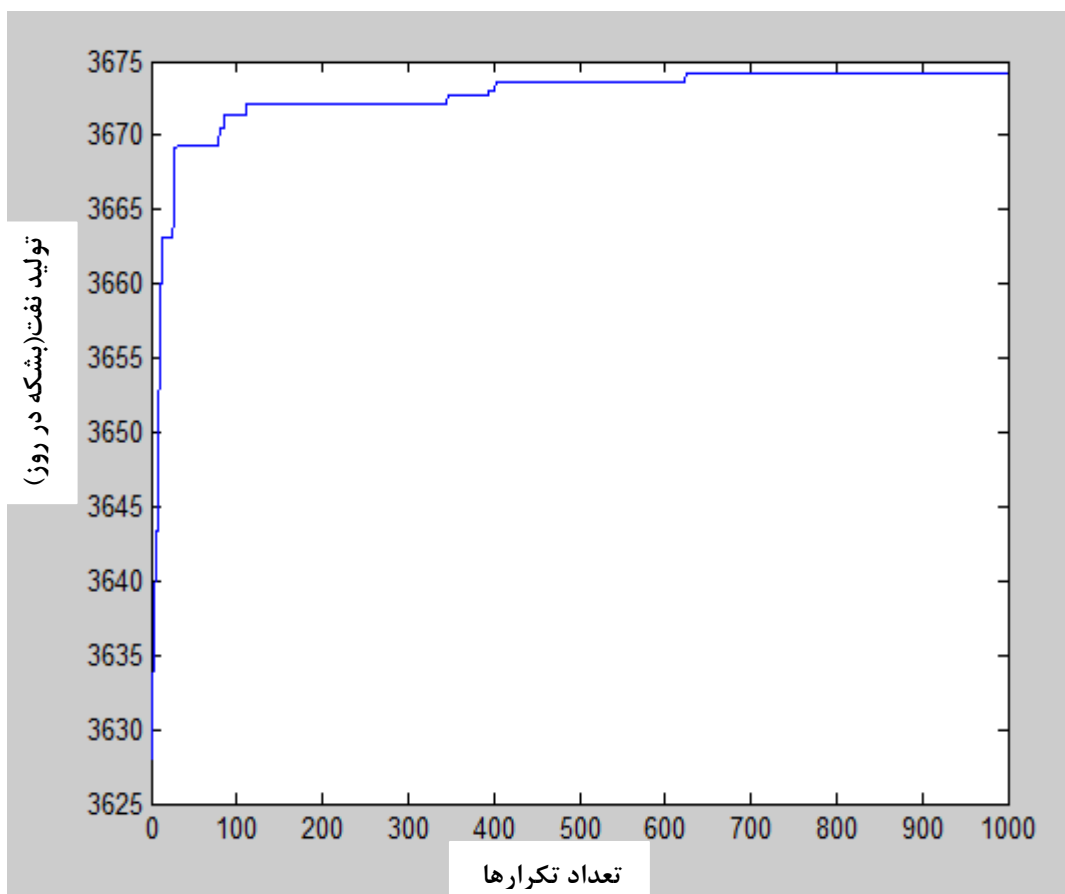
جدول ۳-۴ : نتایج حاصل از حل معادله و میزان گاز تزریقی به هر چاه

نام چاه	مقدار گاز تزریقی (MMSCF/D)	میزان نفت تولیدی (STB/D)
۱	۰/۵۵۷۴	۳۷۸/۷
۲	۰/۸۲۳۲	۷۶۲/۸
۳	۱/۲۴۳۹	۱۱۴۲
۴	۰/۹۳۱۷	۶۳۵/۶
۵	۱/۰۴۳۸	۷۵۵
جمع	۴/۶	۳۶۷۴/۱



همچنان که از جدول فوق بر می آید با تزریق این مقادیر گاز به چاه‌ها، به تولید بهینه‌ای به میزان ۳۶۷۴/۱ بشکه در روز می توان رسید که نشان دهنده افزایش قابل توجه نرخ تولید میدان می باشد. در شکل ۴-۱۰ میزان نفت تولیدی بر حسب میزان تکرار آورده شده است. همانطور که در شکل مشاهده می‌شود، به ازای ۱۰۰۰ بار تکرار به تولید بیشینه ۳۶۷۴/۱ بشکه در روز رسیده‌ایم. این نمودار حالت صعودی دارد و در تکرارهای اولیه نرخ صعود بالاتر می‌باشد و هرچه تعداد تکرار بالاتر می‌رود، از سرعتش کاسته می‌شود تا در مراحل آخر به مقدار ۳۶۷۴/۱ همگرا می‌شود.

از طرفی در مقایسه با کارهای قبلی صورت گرفته بر روی این میدان (جدول ۴-۴)، روش پیشنهادی توانسته نتایج قابل قبولی را در مقایسه با دیگر روش‌های بهینه سازی بکار گرفته بدهد. علاوه بر آن حل مسئله بهینه سازی با الگوریتم پیشنهادی SFLA، حتی نتایج بهتری را حاصل نموده است که این موضوع خود بیان گر کارایی الگوریتم پیشنهادی است.



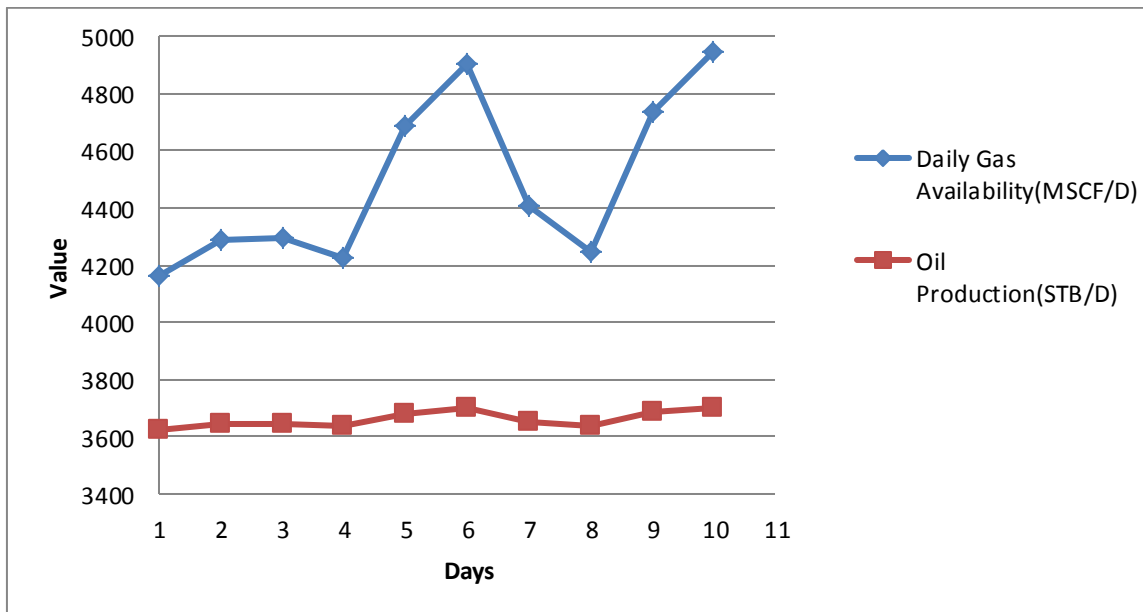
شکل ۴-۱۰: نمودار نفت تولیدی بر حسب تعداد تکرار

جدول ۴-۴ : مقدار مجموع نفت تولیدی (Q<sub>OT</sub>) با الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه (SFLA) و مقایسه نتایج حاصله با نتایج دیگر روش‌های بکار گرفته شده

روش	SFLA	GA[۱۵]	Ex-In[۱۲]	Equal-slope[۱۲]
Q <sub>OT</sub> (STB/D)	۳۶۷۴/۱	۳۶۶۴	۳۶۲۹	۳۵۱۰/۲

#### ۷-۴ بهینه سازی برای یک دوره زمانی

ما برای حل این مسئله یک روند منظم در مقدار گاز تزریقی را در نظر گرفته‌ایم (۴/۶MMSCF/D)، در صورتی که ممکن است مقدار گاز در دسترس که برای تزریق مورد نیاز است بنا به دلایل مختلف در طول یک بازه زمانی (مثلاً ده روز) دچار تغییراتی گردد که این مسئله به نوبه خود ممکن است باعث تغییراتی در میزان تولید نفت روزانه گردد. از این رو برای شبیه سازی چنین حالتی فرض می‌شود تا میزان گاز موجود بصورت تصادفی دارای تغییراتی در بازه  $\pm 10\%$  درصد باشد. با این کار می‌توانیم مسئله بهینه سازی تخصیص گاز را بین ۵ چاه در بازه زمانی موردنظر مورد ارزیابی قرار می‌دهیم و با تحلیل نتایج حاصله به کارآیی هر چه بیش تر الگوریتم بهینه سازی معرفی شده بپردازیم. بنابراین این مسئله را به صورت روزانه حل کرده که نتایجش در شکل ۴-۱۱ گزارش شده است. از این شکل مشاهده می‌شود که افزایش در موجودی گاز باعث افزایش در تولید نفت و کاهش آن موجب کاهش مقدار نفت تولیدی می‌شود. این موضوع با فرازها و فرودها در منحنی موجودی گاز و تطابق روند تغییرات آنها در منحنی تولید نفت سازگار است. بنابراین در این موارد نیز الگوریتم ما پاسخگو خواهد بود و توانایی ایجاد تغییرات را خواهد داشت.



شکل ۴-۱: میزان موجودی گاز و مقدار تولید نفت برای یک دوره ده روزه

## فصل پنجم: نتایج و پیشنهادات

## ۵-۱ نتایج و بحث روی آن‌ها

- ۱- در مطالعه حاضر ابتدا چگونگی طراحی سیستم فرازآوری پیوسته گاز برای یکی از چاه‌های نفتی کشورمان که از تولید کمی برخوردار بوده است با روش آنالیز گره‌ای و نرم افزار PIPESIM بررسی شد و ضمن طراحی سیستم فرازآوری پیوسته گاز با مشخصات دو شیر تخلیه، یک شیر عملیات و تزریق روزانه ۱/۱ میلیون فوت مکعب گاز، توانسته‌ایم تولید نفت این چاه را از ۳۱۸ به ۱۱۰۵ بشکه در روز افزایش دهیم.
- ۲- نتایج آنالیز حساسیت انجام شده روی متغیرهای تاثیرگذار سیستم فرازآوری طراحی شده نشان می‌دهد که تغییرات فشار مخزن و قطر داخلی لوله مغزی داخل چاه از اهمیت بیشتری در میزان نرخ تولید طراحی شده برخوردارند و هرگونه اندک کاهش و یا افزایش آنها سبب تغییرات عمده در نرخ تولید روزانه چاه خواهد شد. از این رو کنترل این دو پارامتر در طی بهره برداری از اهمیت بالاتری نسبت به دیگر متغیرهای تاثیرگذار خواهد داشت.
- ۳- با توجه به موارد فوق می‌توان نتیجه گرفت که با در دسترس بودن گاز قابل تزریق، گزینه اصلی فرازآوری مصنوعی، فرازآوری با گاز در این چاه است.
- ۴- در ادامه به منظور رسیدن به حداکثر تولید نفت از یک میدان نفتی، به بهینه سازی تخصیص گاز بین چاه‌های این میدان پرداخته و از الگوریتم جدیدی در صنعت نفت به نام جهش قورباغه بهبود یافته استفاده شد. نتایج بدست آمده نشان می‌دهد در شرایطی که محدودیتی در میزان گاز تزریقی نداشته باشیم، با تزریق حداکثر ۱۵/۱۸۷۱ میلیون فوت مکعب گاز در روز می‌توان ۴۱۷۲/۳ بشکه نفت در روز از شش چاه موجود میدان تولید نمود ولی با توجه به محدودیت در میزان گاز موجود برای تزریق، با توزیع هوشمندانه گاز بین چاه‌ها می‌توان تولید را بهینه نمود به گونه‌ای که با توزیع منطقی ۴/۶ میلیون فوت مکعب در روز بین پنج چاه، ۳۶۷۴/۱ بشکه نفت در روز تولید نمود.

۵- هنگامی که هدف، تولید نفت بهینه از تمامی چاههای تحت فرازآوری موجود در میدان می باشد، نمی توان عملکرد فرازآوری با گاز در هر چاه را بطور جداگانه مورد بررسی قرار داد. بنابراین باید با روش های بهینه سازی میزان گاز موجود و تولید از کل میدان را مورد مطالعه قرار داد.

۶- با توجه به نتایج حاصله از بهینه سازی با الگوریتم SFLA برای تخصیص گاز و رسیدن به تولید روزانه ۳۶۷۴/۱ بشکه نفت و مقایسه آن با نتایج کارهای قبلی (جدول ۴-۴)، می توان نتیجه گرفت که الگوریتم جهش قورباغه بهبود یافته برای بهینه سازی تخصیص گاز روش مناسبی است. از طرفی الگوریتم پیشنهادی با توجه به شبیه سازی صورت گرفته برای یک دوره زمانی که میزان گاز موجود دارای تغییراتی است (شکل ۴-۱۱)، می تواند سازگار با تغییرات عمل کند و کارا و جواب گو باشد.

## ۵-۲ پیشنهادات

۱- همیشه داشتن تولید بیش تر به معنای رسیدن به مطلوب ترین نرخهای تزریق نیست و ممکن است هزینه تزریق گاز از درآمد حاصل از فروش نفت بیش تر شود. بنابراین با جمع آوری پارامترهای اقتصادی و هزینه های عملیاتی و انجام محاسبات لازم، می توان به بهینه ترین حالت هم از لحاظ فنی و هم از لحاظ اقتصادی رسید.

۲- معرفی روش های موثرتر برای تخمین تابع دقیق تر از منحنی عملکرد فرازآوری با گاز برای تکمیل کار پیشنهاد می شود. چون انجام محاسبات و نتایج حاصله تا حد زیادی به تخمین دقیق تابع نمودار عملکرد فرازآوری با گاز دارد.

پیوست‌ها

## پیوست الف

در پیوست الف کد نوشته شده الگوریتم جهش قورباغه بهبود یافته آورده شده که این کد در محیط برنامه نویسی Matlab نوشته شده است.

```
clc

clear

format long

N=100;

N_memepelex=100;

ITmax=1000;

Wmax=[.1 .1 .1 .1 .1 .1 .1 ];

Dmax=[.15 .15 .15 .15 .15 .15 .15];

C=1.2;

Nparam=5;

Xmin=[0 0.1132 0.157 0.1415 0.0321];

Xmax=[1.0134 1.5307 2.3196 1.5276 4.3979];

P=N*N_memepelex;

for i=1:P

    for j4=1:Nparam

        r(j4)=rand;

    end

end
```



```

X(i,:)= Xmin+(Xmax-Xmin).*r;

[objective_function]=hadaf(X);

Cost(i)=objective_function;

end

pop=[X Cost'];

pop_sort=sortrows(pop,Nparam+1);

Global_v=pop_sort(1,Nparam+1);

Xg=pop_sort(1,[1:Nparam]);

for j1=1:N_memeplex

    m2=0;

    for j2=1:N

        memeplex{j1}(j2,:)=pop_sort(j1+(m2)*N_memeplex,:);

        m2=m2+1;

    end

    Xb(j1,:)=memeplex{j1}(1,[1:Nparam]);

    bv(j1)=memeplex{j1}(1,Nparam+1);

    Xw(j1,:)=memeplex{j1}(N,[1:Nparam]);

    ww(j1)=memeplex{j1}(N,Nparam+1);

end

for it=1:ITmax

    for j3=1:N_memeplex

```

```

for j4=1:Nparam

    W(j4)=rand*Wmax(j4);

end

D=(rand*C*(Xb(j3,:)-Xw(j3,:)))+W;

for j4=1:Nparam

    if abs(D(j4))<Dmax(j4)

        Xwnew(j3,:)=Xw(j3,:)+D;

    else

        Xwnew(j3,:)=Xw(j3,:)+D(j4)/((D*D'))*Dmax(j4);

    end

end

xt=Xwnew(j3,:);

for j5=1:Nparam

    if xt(j5)>Xmax(j5)

        xt(j5)=Xmax(j5);

    end

    if xt(j5)<Xmin(j5)

        xt(j5)=Xmin(j5);

    end

end

Xwnew(j3,:)=xt;X=Xwnew(j3,:);

[objective_function]=hadaf(X);

```

```

if objective_function < wv(j3)

    memplex{j3}(N,:) = [Xwnew(j3,:) objective_function];

else

    for j4=1:Nparam

        W(j4) = rand * Wmax(j4);

    end

    D = (rand * C * (Xb(j3,:) - Xw(j3,:))) + W;

    for j4=1:Nparam

        if abs(D(j4)) < Dmax(j4)

            Xwnew(j3,:) = Xw(j3,:) + D;

        else

            Xwnew(j3,:) = Xw(j3,:) + D(j4) / ((D * D') * Dmax(j4));

        end

    end

    Xwnew(j3,:) = Xw(j3,:) + D;

    xt = Xwnew(j3,:);

    for j5=1:Nparam

        if xt(j5) > Xmax(j5)

            xt(j5) = Xmax(j5);

        end

        if xt(j5) < Xmin(j5)

            xt(j5) = Xmin(j5);


```

```

        end

    end

    Xwnew(j3,:)=xt;X=Xwnew(j3,:);

    [objective_function]=hadaf(X);

    if objective_function< wv(j3)

        memeplex{j3}(N,:)= [Xwnew(j3,:) objective_function];

    else

        X= Xmin+(Xmax-Xmin)*rand;

        [objective_function]=hadaf(X);

        memeplex{j3}(N,:)= [X objective_function];

    end

end

end

end

for j1=1:N_memeplex

    m2=0;

    for j2=1:N

        memeplex{j1}(j2,:)=pop_sort(j1+(m2)*N_memeplex,:);

        m2=m2+1;

    end

    Xb(j1,:)=memeplex{j1}(1,[1:Nparam]);

    bv(j1)=memeplex{j1}(1,Nparam+1);

```

```
Xw(j1,:)=memplex{j1}(N,[1:Nparam]);  
  
wv(j1)=memplex{j1}(N,Nparam+1);  
  
end  
  
javab(it)=1/pop_sort(1,Nparam+1);  
  
end  
  
c=1:1:ITmax;  
  
plot(c,javab);  
  
pop_sort(1,:)
```

## منابع

1. Fleshman R. and Lekic H. (2000), "Artificial lift for high volume oil production", vol. 5, no.1, Oil field Review, pp. 49-63.
2. Ayatollahi S., Narimani M. and Moshfeghian M. (2004), "Intermittent gas lift in Aghajari Oil Field, a mathematical study", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 42, pp. 245-255.
3. Blann J.R, Bennett J.R, Clegg J, Martinez J. and Winkler H.W. (1994), "API Gas Lift Manual", Third edition, Exploration and Production Department API, pp. 1-10.
4. Kumar A., Singh R. and Malhotra B.D. (1996), "Flow Automation of Gas Lift Operation in Bombay Offshore Fields", 7th International Petroleum Exhibition and Conference, SPE#36180, Abu Dhabi, U.A.E.
5. مهرکی م.، نظری م. و بهرنگ م. (۱۳۸۹)، "بهینه سازی فراآوری با گاز در یکی از چاه‌های مناطق نفتخیز جنوب با نرم افزار PIPESIM"، نخستین همایش ملی فناوری‌های نوین در صنایع نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه.
6. Ebrahimi M. (2010), "Gas Lift Optimization in One Iranian South Western Oil Field", Energy Resources Conference, SPE#133434, Port of Spain, Trinidad.
7. Mayhill T.D. (1974), "Simplified method for gas-lift well problem identification and diagnosis", 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE#5151, Houston, Texas.
8. Redden. J. D, Sherman T.A and Blann J.R. (1974), "Optimizing gas-lift systems", 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE#5150, Houston, Texas.
9. Mach J., Proano E. and Brown K.E. (1979), "A nodal approach for applying systems analysis to the flowing and artificial lift of oil or gas well", Society of Petroleum Engineers, SPE#8025.
10. Kanu E.P, Mach J.M and Brown K.E. (1981), "Economic approach to oil production and gas allocation in continuous gas lift", *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 33, pp. 1887-1892.
11. Nishikiori N., Redner R.A, Doty D.R and Schmidt Z. (1989), "An improved method for gas lift allocation optimization", 64th Annual Technical Conference and

Exhibition, SPE#19711, San Antonio, TX.

12. Buitrago S., Rodríguez E. and Espin S.D. (1996), "Global optimization techniques in gas allocation for continuous flow gas lift systems", Gas Technology Conference, SPE#35616, Calgary, Canada.

13. Alarcon G.A, Torres C.F and Gomez L.E. (1981), "Global optimization of gas allocation to a group of wells in artificial lift using nonlinear constrained programming", *ASME Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 124, no. 4, pp. 262–268.

14. Camponogara E. and Nakashima P.H. (2003), "Applying dynamic programming to a gas-lift optimization problem", in Proc. 2nd Brazilian Congress on Research and Development in Oil and Gas, Rio de Janeiro, Brazil.

15. Ray T. and Sarker R. (2007), "Genetic algorithm for solving a gas lift optimization problem", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 59, pp. 84–96.

16. Zerafat M.M, Ayatollahi S. and Roosta A. (2009), "Genetic Algorithms and Ant Colony Approach for Gas-lift Allocation Optimization", *Journal of the Japan Petroleum Institute*, Vol. 52, no.3, pp. 102-107.

17. Garcia A.P, Rosa V.R and Petrobras. (2012), "A Genetic Algorithm for Gas Lift Optimization with Compression Capacity Limitation", SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE#153175, Mexico City, Mexico.

18. Schulumberger (2006), "*Pipesim Fundamentals*", Training and Exercise Guide, Version 2006.1, pp. 58-93.

19. Craft B.C and Hawkins M.F. (2002), "*Applied Petroleum Reservoir Engineering*", Second Edition, Englewood Cliffs, New Jersey, pp. 273-289.

20. Ahmed T. (2001), "*Reservoir Engineering Handbook*", Second edition, Gulf Professional Publishing, pp. 717-735.

21. بهپور م. (۱۳۹۰)، "ارزیابی روش های مختلف فرازآوری مصنوعی در یکی از میادین نفتی جنوب ایران"، *مجله اکتشاف و تولید*، شماره ۸۰، ص ۷۲.

22. Bellarby J. (2009), "*Well Completion Design*", Vol.6, First edition, Elsevier, pp. 304-371.

23. قائدی م. (۱۳۸۹)، پایان نامه ارشد، "بهینه سازی تخصیص گاز به گروهی از چاه ها در فرازآوری با گاز"، دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف.

24. Abdallah Y.A, Gaber N.S, Saad E.A, Bedair E.A and Soegiyono R.E. (2010), "Gulf of Suez Continuous Gas Lift Real-Time Optimization Strategy", SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, SPE#128533, Cairo, Egypt.
25. Schlumberger. (1999), "Gas Lift Design and Technology", Schlumberger Well Completions and Productivity Chevron, pp.136-155.
26. حکیم م. (۱۳۸۳)، پایان نامه ارشد، "بهینه سازی پارامترهای موثر در بهره برداری به روش Gas lift در یک مخزن"، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تهران.
27. "Production Technology", Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, 2002, pp. 76-240.
28. Brown K. E. (1982), "Overview of Artificial Lift Systems", SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, SPE#9979, Beijing.
29. Stanghelle K. (2009), Master. Thesis, "Evaluation of Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field", Petroleum department, Stavanger University.
30. Beggs D. (2001), "Production Optimization Using NODAL Analysis", Oil and Gas Consultants International (OGCI), Tulsa, Oklahoma, pp.87-102.
31. Gollan M. and Whitson C.H. (1998), "Well Performance", Second Edition, International Human Resource Development Corp., NTNU, pp.213-244.
32. Huynh T. H. (2008), "A Modified Shuffled Frog Leaping Algorithm for Optimal Tuning of Multivariable PID Controllers", IEEE international conference.
33. سیفاللهی س. و بزرگ حداد ا. (۱۳۸۷)، "بهینه سازی بهره برداری از مخازن توسط الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه"، سومین کنفرانس مدیریت منابع آب ایران، دانشگاه تبریز.
34. شجاع مجیدآباد س.، اکبرزاده کلات ع. و طوسی‌ان شان‌دیز ح. (۱۳۹۰)، "تعیین ضرایب بهینه کنترل کننده برداری مقاوم برای درایو موتور القایی سه فاز بر پایه الگوریتم ترکیبی جهش قورباغه بهبود یافته"، دومین کنفرانس بین‌المللی کنترل، ابزار دقیق و اتوماسیون، دانشگاه شیراز.
35. Shayanfar H.A, Jahani R. and Olamaei J. (2010), "Comparison of Modified Shuffled Frog Leaping Algorithm and Other Heuristic Methods for Optimal Placement of Unified Power Flow Controllers in Electrical Power Systems" *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, Vol. 4, no.11, pp. 5590-5598.



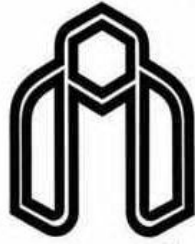
## **Abstract**

Continuous gas flow lift is one of the most common artificial lift methods widely used in the oil industry. In this method continuous high-pressure gas flows is injected, into the well tubing, to lighten the oil column, and thus facilitate the more oil production.

Considering that most of our oil fields are in the second half of their production life, hence we are facing with decrease of reservoir pressure and production rate. So in order to increase the production rate we are looking to use one of the artificial lift methods. In this project for a sample well that has a low production rate, we have designed continuous gas lift system by using of nodal analysis with commercial PIPESIM software. Once the system has been designed, the value of 1.1 (MMSCF/D) was found as the optimum gas injection rate to increase well production from 318 to 1105 (STB/D).

Due to limitation on the amount of available gas for injection to the wells in oil fields, we should use the intelligent methods for optimal allocation. In this study for the first time in our oil industry, it is attempt to use a new optimization algorithm that is named *Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA)* to allocate optimally the amount of 4.6 (MMSCF/D) available gas among the 6 existing wells in an oil field. This gas value was distributed optimally to be injected into each well using the SFLA algorithm to yield a total oil production rate of 3674.1 (STB/D). This production rate indicates that the SFLA algorithm is proper enough for optimization of gas allocation. The obtained results show the proposed algorithm, in comparison to the other previously applied methods, could yield an increase of 10 STB/day increase in the total production rate. So the introduced algorithms are more efficient than the other methods of gas allocation.

**Keywords:** Artificial lift, Gas lift, Optimization, Shuffled Frog Leaping Algorithm (SFLA)



**Shahrood University of Technology**

**Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics**

## **Design and optimization of gas lift in one of the oil fields**

A thesis submitted in fulfillment the requirements for the award of the  
degree Master of Petroleum Engineering

By:

**M. S. Pahlevan Bejestani**

Supervisor:

**Dr. Ali Moradzadeh**

**January 2013**