مجله مهندسی مکانیک مدرس، دی 1395، دوره 16، شماره 10، ص‌ص 393-404

ماهنامه علمی پژوهشی

مهندسی مکانیک مدرس

mme.modares.ac.ir

# تحلیل تولید آنتروپی و بهینه‌سازی دمای تزریق بخار و دبی چاه‌ها به‌منظور ازدیاد برداشت از مخازن نفتی در فرآیند ریزش ثقلی به‌کمک بخار (SAGD)

مجید سیاوشی[1*]، حمید گروسی[2]، شهرام درخشان[3]

1- استادیار، مهندسی مکانیک، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران

2- دانشجوی کارشناسی ارشد، مهندسی مکانیک، دانشگاه علم و صنعت ایران ، تهران

3- دانشیار، مهندسی مکانیک، دانشگاه علم و صنعت ایران، تهران

* تهران، صندوق پستی 163-16765، msiavashi@iust.ac.ir

**اطلاعات مقاله**

مقاله پژوهشی کامل

دریافت: 26 خرداد 1395

پذیرش: 05 مهر 1395

ارائه در سایت: 01 آبان 1395

*کلید واژگان:*

ازدیاد برداشت حرارتی

بهینه سازی

جستجوی الگو

نفت سنگین

ریزش ثقلی به کمک بخار (SAGD)

**چکیده**

منابع نفت سنگین و ماسه‌های قیری حدود 70 درصد منابع نفتی جهان را در بر می‌گیرند و این مخازن توانایی جبران کاهش تولید از مخازن نفتی متعارف را دارند. بهره‌برداری از منابع عظیم به‌علت لزجت بالای نفت، به‌طور عمده با روش‌های ازدیاد برداشت حرارتی انجام می‌شود. هدف از فرآیندهای حرارتی، کاهش لزجت نفت و در نتیجه افزایش تحرک‌پذیری آن و بهبود برداشت نفت می‌باشد. در این میان روش ریزش ثقلی به کمک بخار یکی از کارآمدترین روش‌ها است. در این روش دو چاه افقی حفر شده و از یک چاه بخار داغ تزریق شده و موجب حرکت نفت به سمت چاه دیگر می‌شود. بهینه‌سازی پارامترهای عملیاتی در طی این فرآیند از اهمیت بسزایی برخوردار است. کنترل فشار یا دبی چاه‌ها از متداول ترین روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشد. در این مقاله برای نخستین بار علاوه بر دبی چاه‌های تزریق و تولید، اقدام به بهینه‌سازی دمای تزریق بخار می‌شود. نشان داده شد که برای دمای تزریق بخار نیز مقداری بهینه وجود دارد. به‌علاوه برای حالات مختلف، تحلیل تولید آنتروپی نیز انجام شده است. برای شبیه‌سازی فرآیند ازدیاد برداشت از یک نرم‌افزار تجاری استفاده شد و بهینه‌سازی پارامترهای عملکردی با استفاده از الگوریتم جستجوی الگو انجام شده است. محاسبه تولید آنتروپی نیز براساس نتایج شبیه‌سازی عددی و با استفاده از کد محاسباتی نوشته شده صورت گرفته است. مشاهده شد که بیشترین برداشت تجمعی نفت با کمترین میزان تولید آنتروپی متناظر است و در نتیجه می‌توان از تولید آنتروپی به‌عنوان تابع هدف مناسبی در فرآیندهای ازدیاد برداشت استفاده نمود.

# Entropy generation analysis and optimization of steam injection temperature and well rates to enhance oil recovery from oil reservoirs in steam assisted gravity drainage process (SAGD)

**Majid Siavashi*, Hamid Garusi, Shahram Derakhshan**

School of Mechanical Engineering, Iran University Of Science & Technology, Tehran, Iran
* P.O.B. 16765-163, Tehran, Iran, msiavashi@iust.ac.ir

**ARTICLE INFORMATION**

Original Research Paper
Received 15 June 2016
Accepted 26 September 2016
Available Online 22 October 2016

*Keywords:*
Thermal enhanced oil recovery
Optimization
Pattern search
Heavy oil
Steam assisted gravity drainage (SAGD)

**ABSTRACT**

Heavy oil and tar sands resources comprise about 70 percent of the world's oil reserves and this reservoirs can offset the declining production from conventional reservoirs. Thermal enhanced oil recovery (EOR) methods are employed to exploit the huge reserves of heavy oil due to their high viscosity values. Thermal processes aim to increase its mobility in order to improve its production. Among these methods, the steam-assisted gravity drainage (SAGD) is one of the most efficient techniques. In this method, two horizontal wells are drilled and hot steam is injected from a well to move oil toward the other well. Optimization of operating parameters during this process is very important. The injection rate or pressure control of wells are the most common EOR methods. In this paper for the first time, in addition to the injection rate of the injector and production wells, the steam injection temperature is also optimized. It was shown that there is an optimum amount for the temperature of injected steam. In addition entropy generation analysis was performed for different cases. To simulate the process, a commercial software was used and optimization of operating parameters is performed using the pattern search algorithm. Entropy generation calculated based on the results of numerical simulations using a computational code has been written for this case. The results show that the maximum oil production corresponds with the minimum entropy generation number and thus the entropy number can be used as an appropriate objective function in order to enhance oil recovery.

## 1- مقدمه

عملیات برداشت نفت از مخازن با نگاه به ترتیب زمانی، به سه مرحله‌ی اصلی اولیه[1]، ثانویه[2] و ثالثیه[3] تقسیم می‌شود. در کنار این عملیات تعاریف دیگری

[1] Primary Recovery
[2] Secondary Recovery
[3] Tertiary Recovery

Please cite this article using:

برای ارجاع به این مقاله از عبارت ذیل استفاده نمایید:

M. Siavashi, H. Garusi, Sh. Derakhshan, Entropy generation analysis and optimization of steam injection temperature and well rates to enhance oil recovery from oil reservoirs in steam assisted gravity drainage process (SAGD), *Modares Mechanical Engineering*, Vol. 16, No. 10, pp. 393-404, 2016 (in Persian)

نیز همچون ازدیاد برداشت نفت[1] و بهبود برداشت نفت[2] نیز وجود دارند. مرحله نخست تولید در اثر فشار اولیه مخزن که منبع اصلی انرژی برای جابجایی نفت به سمت چاه‌های تولیدی است، صورت می‌گیرد. رانش گاز محلول[3]، رانش کلاهک گازی[4]، رانش آبده[5]، انبساط سنگ و سیال و ریزش ثقلی[6] از جمله مکانیزم‌هایی هستند که موجب تولید نفت در مرحله اولیه می‌شوند. با افت فشار مخزن، تولید نفت نیز کاهش می‌یابد و انجام عملیات‌های ازدیاد برداشت به‌منظور افزایش میزان بهره‌وری از مخازن موردنیاز است. عملیات‌هایی که در مراحل ثانویه و ثالثیه به‌منظور بهبود تولید نفت انجام می‌شوند با عنوان روش‌های ازدیاد برداشت شناخته می‌شوند. تزریق آب (سیلابزنی[7]) [1]، تزریق مواد قابل امتزاج با نفت همچون دی‌اکسیدکربن، تزریق مواد شیمیایی یا پلیمر و روش‌های ازدیاد برداشت حرارتی از جمله روش‌هایی هستند که در مراحل ثانویه و ثالثیه برای ازدیاد برداشت از مخازن نفتی به کار می‌روند.

مخازن نفت سنگین بخش اعظم ذخایر نفتی جهان را تشکیل می‌دهد. با فرض ضریب بازیافت 15 درصد برای مخازن نفت سنگین و 33 درصد برای مخازن متعارف، مقدار مجموع استحصال ذخایر نفت این دو نوع مخزن در سراسر جهان تقریبا یکسان برآورد می‌شود. بنابراین ذخایر نفت سنگین توانایی جبران کاهش تولید از مخازن متعارف را دارند [2].

بالا بودن لزجت نفت سنگین مهمترین عامل مقاوم در مقابل حرکت نفت می‌باشد. از همین رو، روش‌های ازدیاد برداشت حرارتی با کاهش لزجت نفت موجب تحرک‌پذیری بهتر آن شده و به‌منظور ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین کاربرد بیشتری دارند. به‌طورکلی، این روش‌ها را می‌توان به سه دسته، احتراق درجا، تحریک حرارتی و تولید حرارت در خارج مخزن و تزریق سیال گرم به‌عنوان عامل جابجا کننده تقسیم کرد که در میان این روش‌ها، روش تزریق بخار با توفیق بیشتری روبرو می‌باشد. روش ریزش ثقلی به کمک بخار[8] آب از جمله روش‌های ازدیاد برداشت حرارتی پرکاربرد می‌باشد که در آن با استفاده از نیروی رانش ثقلی و به کمک یک جفت چاه افقی تزریق/تولید، هم تزریق بخار پایدار و هم تولید نفت اقتصادی تضمین می‌گردد. این روش در اواخر دهه‌ی 70 میلادی توسط باتلر در امپریال اویل ارائه گردید و هم‌اکنون در کشورهایی همچون کانادا، ونزوئلا و ایالات متحده آمریکا به‌صورت گسترده‌ای به‌کار می‌رود [3]. کشور ایران نیز دارای ذخایر فراوان نفت سنگین بوده (در حدود 80 میلیارد بشکه) و با توجه به پایان دوره اول عمر بسیاری از مخازن ایران مطالعه و پژوهش در زمینه روش SAGD مهم به نظر می‌رسد.

"شکل 1" مکانیزم برداشت نفت در فرآیند SAGD را در سطح مقطع یک جفت چاه افقی نشان می‌دهد. نفت گرم شده به‌واسطه‌ی نیروهای گرانشی با بخار جابجا می‌شود و به‌دلیل تمایل بخار به رفتن به سمت بالای محفظه، نفت سنگین گرم شده به آرامی به پایین حرکت می‌کند. به قسمتی از مخزن که با بخار اشغال می‌شود، محفظه بخار گفته می‌شود. این محفظه به سمت بالا و به‌سمت نقاط با تراوایی[9] بیشتر رشد پیدا می‌کند. درون محفظه بخار، نفت گرم شده و بخاری که چگالیده شده به سمت چاه برداشت جریان پیدا می‌کند.

[1] Enhanced Oil Recovery(EOR)
[2] Improved Oil Recovery(IOR)
[3] Solution Gas Drive
[4] Gas Cap Drive
[5] Aquifer Drive
[6] Gravity Segregation
[7] Water flooding
[8] Steam assisted gravity drainage
[9] Permeability

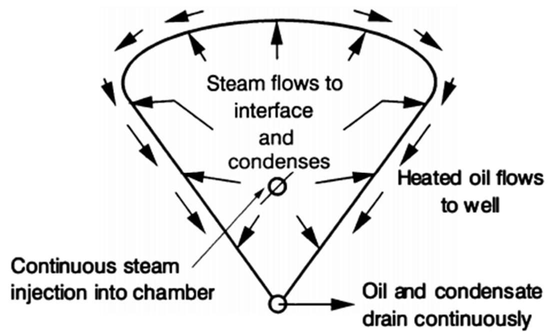


**Fig. 1** SAGD mechanism shown in the cross section of a well pair[4].

**شکل 1** مکانیزم فرآیند SAGD در سطح مقطع یک جفت چاه [4].

هدف از ایجاد و توسعه‌ی فرآیند SAGD، طراحی ابزاری است که توسط آن نفت سنگین در مخزن طوری جابجا شود که برداشت کامل‌تری نسبت به فرآیندهای مرسوم سیلابزنی بخار[10] که در آن نفت با هل دادن توسط سیال تزریقی جابجا می‌شود، صورت پذیرد. در زمینه مطالعه پارامترهای موثر بر این فرآیند، تحقیقات متعددی صورت گرفته است. اودل و همکاران [5] و همچنین کاماث و همکاران [6]، تاثیر پارامتر ضریب تخلخل و ناهمگنی مخزن را بر عملکرد فرآیند SAGD مورد بررسی قرار دادند. آن‌ها مقدار ضریب تخلخل را در محدوده 0.27 تا 0.37 تغییر داده و تغییرات فاکتور برداشت[11] را بین 69 تا 70.2 درصد اعلام کردند. نتایج تحقیقات لی و همکاران [7] هم صحت تحقیقات اخیر را تایید می‌کند. مجرب [8]، شن [9]، بگسی [10]، چان و همکاران [11] و تیمر و همکاران [12]، پیکربندی و شکل چاه‌ها (از جمله فاصله‌ی عمودی، طول و نحوه‌ی قرارگیری چاه‌ها درون مخزن) را مورد مطالعه قرار دادند و هرکدام نمونه‌ی بهینه‌ی خود را برای فرآیند ارائه دادند. مطالعاتی نیز در زمینه تزریق گازهای دیگر به همراه بخار آب در طی فرآیند SAGD انجام شده است که از آن جمله می‌توان به مطالعات صورت گرفته توسط جاو و همکاران [13]، لی [14]، اور و همکاران [15] اشاره کرد. این کار باعث می‌شود که نفت سنگین درون مخزن با سیال تزریقی حل شده و از لابه‌لای سنگها بیرون کشیده شود. علاوه بر این تزریق نیتروژن به همراه بخار آب می‌تواند به‌عنوان عایق حرارتی برای جلوگیری از هدر رفتن گرمای بخار عمل نماید و موجب بهبود کارآیی فرآیند ازدیاد برداشت حرارتی گردد و نشان داده شد که درصورت اتلافات حرارتی کمتر میزان بخار موردنیاز هم کمتر خواهد بود و این امر باعث تولید $CO_2$ کمتر از چاه تولید می‌شود. نصر و همکاران [16] تاثیر پارامتر تراوایی مخزن بر عملکرد فرآیند SAGD را هدف بررسی خود قرار دادند. آنالیز فرآیند ریزش ثقلی به کمک بخار را با استفاده از ابزارهای آزمایشگاهی و تحلیل عددی بررسی کردند و تاثیر تراوایی و موقعیت چاه‌های تزریق را مورد ارزیابی قرار دادند و در نتایج خود بیان کردند که با کاهش تراوایی مدت زمان فرآیند افزایش می‌یابد. همچنین نشان دادند که هرچه تراوایی عمودی میان چاه‌ها کمتر باشد، میزان برداشت نهایی نیز بیشتر خواهد شد. این مطالعه توسط باریلاس و همکاران [17] نیز مورد تایید قرار گرفت. چن و همکاران [18]، اثر گرادیان ویسکوزیته نفت[12] مخزن بر روی نرخ برداشت نفت در طی فرآیند را ناچیز برآورد کردند.

دمای تزریق بخار از جمله پارامترهایی است که در طی فرآیند تزریق بخار می‌تواند بر روی بازدهی تولید نفت موثر باشد. اما با توجه به مرور صورت

[10] Steam flooding
[11] Recovery factor
[12] Oil viscosity gradient

گرفته در این زمینه، تاکنون هیچ مطالعه‌ای در زمینه بررسی تاثیر دمای تزریق بخار در میزان تولید نفت انجام نشده است. این تصور وجود دارد که افزایش دمای تزریق بخار می‌تواند موجب کاهش هر چه بیشتر لزجت نفت و در نتیجه تولید بیشتر نفت گردد، اما کاهش بیش از حد غلظت نفت می‌تواند تاثیرات منفی بر روی تولید داشته باشد. به‌عنوان مثال ممکن است بخار بتواند به‌راحتی توده‌های نفت را بشکافد و یک مسیر کانالیزه شده بین چاه تزریق و تولید برای انتقال بخار به وجود آید و به‌جای آنکه از چاه تولید، نفت برداشت شود، بخار برداشت گردد. در این مقاله نشان داده خواهد شد که علاوه بر دبی چاه‌های تزریق و تولید، برای دمای تزریق بخار نیز یک مقدار بهینه وجود دارد که منجر به تولید بیشتر نفت می‌گردد.

تحلیل آنتروپی یک ابزار قدرتمند برای بررسی عملکرد سیستم‌های حرارتی است، بسیاری از محققین برای پیدا کردن شرایط بهینه‌ی سیستم‌های حرارتی از ابزار تولید آنتروپی استفاده کرده‌اند. ایده‌ی چنین روشی توسط بجان [19] ارائه شده و تاکنون در تحلیل طیف وسیعی از مسایل مهندسی مورد استفاده قرار گرفته است. سیون و تیاب [20] با استفاده از روابط تحلیلی مربوط به نرخ اتلافات انرژی و آنتروپی تولید شده برای جریان سیال درون لوله‌های دایروی به کمینه کردن آنتروپی تجمعی در یک نمونه ساده شده مخزن با مختصات استوانه‌ای پرداختند. جریان شعاعی سیال در این مقاله به‌صورت تک‌فازی و هم‌دما در نظر گرفته شده و مدل مخزن نیز یک مدل همگن می‌باشد. در این مقاله با کنترل دبی تزریقی سیال به درون مخزن، عملکرد فرآیند تزریق آب از منظر قانون دوم ترمودینامیک مورد ارزیابی قرار گرفته است. در یکی دیگر از تحقیقات، بایتاس [21] به محاسبه تولید آنتروپی در همرفت طبیعی در محفظه‌های متخلخل پرداخته است. محمود و فریزر [22]، تاثیر میدان مغناطیسی را بر همرفت طبیعی و تولید آنتروپی در محفظه‌های متخلخل بررسی کرده‌اند. شیوه‌ی کمینه کردن تولید آنتروپی برای بهینه‌سازی سیستم‌های حرارتی در محفظه‌های متخلخل، به‌وسیله کالوری و بسک [23] نیز به‌کار رفته است. همچنین سان و پاپ [24] برای تحلیل فرآیند جابجایی طبیعی نانو سیالات در محفظه‌های متخلخل مثلثی از تحلیل آنتروپی استفاده کردند. زحمتکش [25]، اهمیت شرایط مرزی حرارتی، از قبیل دیوارهای سرد و گرم را بر روی انتقال حرارت و تولید آنتروپی در یک محیط متخلخل مربعی، نشان داد. آناندالاکشمی و باساک [26]، مدیریت انرژی از طریق رویکرد تولید آنتروپی در طی انتقال حرارت جابجایی داخل یک لوزی متخلخل را مورد تجزیه و تحلیل قرار دادند و با کمینه کردن آنتروپی تولید شده برای جریان سیالات مختلف در محیط متخلخل، بازده حرارتی را بیشینه کردند. مقدمی و همکاران [27] و سپس سیاوشی و جمالی [28] با استفاده از تحلیل آنتروپی توانستند یک عدد رینولدز بهینه را برای جریان جابجایی اجباری نانوسیال درون لوله‌هایی با مقطع دایروی و حلقوی را شناسایی کنند. سیاوشی و همکاران [29]، از تحلیل آنتروپی برای بهبود انتقال حرارت ناشی از نانو سیال درون لوله حلقوی که با محیط متخلخل پر شده است، استفاده کردند و بر همین اساس توانستند یک ضخامت بهینه‌ی برای محیط متخلخل را ارائه دهند. مطالعات دیگری نیز در این زمینه به انجام رسیده است که از آن جمله می‌توان به تحقیقات انجام شده توسط میلانی شیروان و همکاران [30]، امین‌فر و همکاران [31] و خزیمه نژاد و همکاران [32] اشاره نمود.

بیشتر تحقیقات صورت گرفته در زمینه تحلیل آنتروپی، در حوزه بهبود انتقال حرارت هستند و این روش در مسائل کاربردی و عملیاتی همچون مسائل ازدیاد برداشت تاکنون به کار نرفته است. تحلیل تولید آنتروپی در طی فرآیند SAGD می‌تواند مفید باشد زیرا هر قدر که میزان تلفات انرژی در طی این فرآیند کمتر شود به منزله آن است که توان تزریق شده به داخل مخزن بهتر توانسته موجب حرکت نفت به سمت چاه تولید گردد.

با توجه به بررسی‌های صورت گرفته در بالا، در این مقاله برای نخستین بار اقدام به بهینه‌سازی دمای تزریق بخار در طی فرآیند SAGD شده و برای این کار از الگوریتم بهینه‌سازی جستجوی الگو[1] استفاده می‌شود. در ادامه نیز با هدف ارزیابی کارآیی تحلیل آنتروپی در بهینه‌سازی فرآیند SAGD اقدام به تحلیل تولید آنتروپی در حالات مختلف شده و نتایج این تحلیل با نتایج بهینه‌سازی میزان تولید نفت مقایسه می‌گردد.

## 2-مدل‌سازی ریاضی

به‌منظور تشریح جریان سیال در مخازن نفتی، درک ساختار مخزن حیاتی است، مخازن نفتی در واقع محیطی تشکیل شده از سنگ هستند که نفت به همراه آب یا گاز در لایه‌های آنها قرار دارد. فرآیند ریزش ثقلی به کمک بخار در یک مخزن نفت سنگین را می‌توان یک فرآیند سه فازی شامل فازهای آب، نفت و بخار در نظر گرفت. در ادامه به معرفی معادلات حاکم بر جریان سه فازی مذکور در محیط متخلخل پرداخته خواهد شد.

### 2-1- معادلات حاکم

فرآیند تزریق بخار داغ به داخل مخزن نفتی یک فرآیند سه فازی (شامل فازهای آب، نفت و بخار) و دوجزئی[2] (شامل آب و نفت) فرض می‌شود. اجزاء آب در دو فاز آب و گاز می‌توانند حضور داشته باشند و به‌منظور سادگی مسئله، اجزاء نفت فقط در فاز نفتی حضور دارند. به عبارت دیگر آب می‌تواند بخار شود و به فاز گازی تبدیل شود یا اینکه بخار می‌تواند تقطیر شده و از فاز گازی وارد فاز آب گردد. این فرضیات برای حالتی که نفت تقریبا غیرفرار[3] است، فرضیات مناسبی می‌باشند. بر همین اساس معادلات بقای جرم برای جزءهای آب و نفت به ترتیب به‌صورت معادلات (1) و (2) بیان می‌گردند:

$$\frac{\partial}{\partial t}\varphi(\rho_W S_w + \rho_g S_g) + \nabla\cdot(\rho_W u_w + \rho_g u_g) = \tilde{Q}_1 \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\varphi(\rho_o S_o) + \nabla\cdot(\rho_o u_o) = \tilde{Q}_2 \quad (2)$$

در معادله (1)، $\varphi$ ضریب تخلخل محیط متخلخل، $\rho_j$ چگالی فاز $j$، $S_j$ اشباع فاز $j$، $u_j$ سرعت دارسی فاز $j$ و $\tilde{Q}_i$ نشان‌دهنده ترم چشمه یا چاه می‌باشد. جریان سیال در محیط متخلخل نیز از قانون دارسی تبعیت می‌کند و سرعت دارسی هر فاز سیال به‌صورت زیر بیان می‌گردد:

$$u_j = -\frac{k_{rj}}{\mu_j}K(\nabla P - \rho_j g \nabla D) \quad , \quad j = w, o, g \quad (3)$$

معادله (3) معادله دارسی را برای جریان یک سیال چند فازی درون محیط متخلخل نشان می‌دهد. $K$ و $k_{rj}$ در معادله (3) به‌ترتیب تانسور تراوایی مطلق و تابع تراوایی نسبی فاز $j$ ام را نشان می‌دهند. برای محاسبه مقادیر تراوایی نسبی جریان سه فازی از مدل متداول استون استفاده می‌شود و مقادیر آن‌ها نیز با استفاده از "شکل‌های 4 و 5" محاسبه می‌گردد. با توجه به این‌که در این مطالعه از فشار مویینگی[4] صرف‌نظر شده است، لذا فشارهای فازها باهم برابر قرار داده می‌شوند.

$\mu_j$ در رابطه (3) معرف لزجت فازها می‌باشد. با توجه به وابستگی لزجت فازها به دما، در این مطالعه برای محاسبه لزجت فازهای نفت و آب در

[1] Pattern Search
[2] Component
[3] Non-volatile
[4] Capillary pressure

دماهای مختلف از رابطه (4) استفاده شده است [33].

$$\mu_j = -A_j \exp(B_j/T) \tag{4}$$

در رابطه (4)، $A_j$ و $B_j$ ثوابت تجربی هستند که برای فاز آب این ضرایب به ترتیب برابر با 0.963 و 0.004- و برای فاز نفت به ترتیب 8193.8 و 0.019- در نظر گرفته می‌شوند. لزجت فاز گاز نیز مقدار 0.01 cp منظور می‌شود.

مکانیزم تولید نفت در فرآیندهای ازدیاد برداشت حرارتی بر پایه‌ی کاهش گرانروی نفت استوار است، بدین صورت که خواص سیال به‌صورت تابعی از دما تعریف می‌شوند و برای محاسبه دما لازم است تا معادله انرژی نیز در کنار معادلات بقای جرم و قانون دارسی حل شود. برهمین اساس و با فرض وجود تعادل حرارتی بین فازهای سیال و محیط سنگ معادله بقای انرژی را می‌توان به‌صورت معادله (5) بیان نمود.

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\varphi \sum_{j=1}^{N_p} \varphi \rho_j S_j U_j + (1-\varphi) U_r\right) + \nabla \cdot \sum_{j=1}^{N_p} \rho_j H_j u_j + \nabla \cdot (-k \nabla T) = \tilde{q}_h \tag{5}$$

در رابطه بالا، $k$ ضریب هدایت حرارتی، $\tilde{q}_h$ جمله مربوط به چشمه یا چاه حرارتی و $N_p$ بیانگر تعداد فازهای سیال است. علاوه بر این، $U_r$ انرژی داخلی سنگ، $U_j$ انرژی داخلی فاز $j$ ام و $H_j$ آنتالپی فاز $j$ ام است، که با توجه به رابطه (6) بیان می‌شوند.

$$H_g(T) = \int_{T_{\text{ref}}}^{T} C_g(T) \cdot dT$$
$$H_v(T) = H_{\text{VR}} \cdot (T_C - T)^{0.38}$$
$$H_l(T) = H_g(T) - H_v(T) \tag{6}$$

در رابطه (6)، $H_v$ مقدار گرمای نهان هر جزء، $H_l$ آنتالپی اجزاء در فاز مایع و $H_g$ آنتالپی اجزاء در فاز گاز هستند. $H_{\text{VR}}$ نیز ثابتی است که برای محاسبه گرمای نهان به‌کار می‌رود و $T_C$ نیز بیانگر دمای بحرانی می‌باشد. $C_g$ ظرفیت حرارتی فاز گاز است که در این مطالعه برای آن مقدار ثابت 21.26 kJ/kgK در نظر گرفته شده است.

به‌منظور محاسبه چگالی فازهای آب و نفت در دماهای مختلف نیز از رابطه (7) استفاده می‌شود.

$$\rho_j(T,P) = \rho_j^{\text{SC}} \exp(c_j(P - P_{\text{SC}}) - a_j(T - T_{\text{SC}})) \tag{7}$$

در رابطه (7)، ضرایب $c_j$ و $a_j$ به ترتیب بیانگر ضریب تراکم‌پذیری و انبساط حرارتی فازها هستند. این ضرایب برای فاز آب به‌ترتیب برابر $3.3\times10^{-6}$ و $1.98156\times10^{-4}$ و همچنین برای فاز نفت به‌ترتیب برابرند با $4.49\times10^{-6}$ و $3.5413\times10^{-4}$ هستند. $T_{\text{SC}}$ و $P_{\text{SC}}$ به‌ترتیب بیانگر فشار و دمای شرایط استاندارد برای اجزا سیال درون مخزن هستند و مقادیر آن‌ها به ترتیب 100 کیلوپاسکال و 40°C در نظر گرفته شده است. $\rho_j^{\text{SC}}$ نیز چگالی فاز $j$ در شرایط استاندارد است و مقادیر آن برای فازهای آب، نفت و گاز به ترتیب برابر 998، 950 و 270 کیلوگرم بر مترمکعب در نظر گرفته شده است.

برای محاسبه چگالی فاز بخار از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$\rho_g = P/ZRT \tag{8}$$

فرض می‌شود که محیط متخلخل با سیال اشباع شده است، بنابراین مجموع اشباع فازها درون محیط متخلخل برابر با یک در نظر گرفته می‌شود.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \tag{9}$$

در معادله (9)، $S_o$، $S_w$ و $S_g$ به‌ترتیب اشباع فازهای نفت، آب و گاز هستند [34].

## 2-2- تحلیل آنتروپی

نرخ تولید آنتروپی محلی بر واحد حجم را می‌توان با استفاده از قانون دوم ترمودینامیک تخمین زد و برای یک محیط متخلخل می‌توان نوشت:

$$S'''_{\text{tot}} = S'''_T + S'''_u \tag{10}$$

در رابطه (10)، $S'''_T$ و $S'''_u$ به ترتیب نرخ تولید آنتروپی در سیستم به‌واسطه‌ی انتقال حرارت و اصطکاک هستند که به‌وسیله‌ی روابط (11) و (12) محاسبه می‌شوند.

$$S'''_T = \frac{k}{T_0^2}(\nabla T)^2 \tag{11}$$

$$S'''_u = \frac{\mu}{KT_0} v^2 + \frac{\mu}{T_0}\theta \tag{12}$$

در روابط بالا، $T_0$ دمای مطلق مرجع است و $\theta$ تلفات ناشی از لزجت در جریان غیردارسی است که با توجه به این‌که جریان درون مخزن دارسی است مقدار آن برابر با صفر است. $u$ سرعت دارسی، $K$ تراوایی و $k$ ضریب هدایت حرارتی موثر است و متاثر از سیال و محیط متخلخل می‌باشد و با استفاده از رابطه (13) محاسبه می‌شود.

$$k = \varphi k_f + (1-\varphi) k_r \tag{13}$$

برای بررسی میزان آنتروپی تولیدی کل یک سیستم، این مقدار به‌صورت انتگرال $S'''_{\text{tot}}$ بر روی کل دامنه $\Omega$، مطابق رابطه (14) محاسبه می‌شود.

$$S_{\text{tot}} = \int_{\Omega} S'''_{\text{tot}} \, d\Omega \tag{14}$$

و درنهایت عدد بی‌بعد تولید آنتروپی ($N_S$) که تناظرش با میزان برداشت تجمعی نفت مورد بررسی قرار خواهد گرفت، به‌صورت زیر تعریف می‌شود [35]:

$$N_S = \frac{S_{\text{tot}} T_{\text{avg}}}{q} \tag{15}$$

در معادله (15)، $T_{\text{avg}}$ دمای میانگین مخزن و $q$ میزان گرمای تزریقی به سیستم است [27].

## 3- بهینه‌سازی با استفاده از روش جستجوی الگو

روش جستجو الگو از جمله روش‌های جستجو مستقیم برای بهینه‌سازی مسائل غیرخطی است. علی‌رغم قدمت زیاد این روش، به‌دلیل سهولت در کاربرد و عملکرد مناسب در حل مسائل پیچیده، این روش همچنان محبوبیت خود را حفظ نموده و در بسیاری از مسائل از روش‌های بهینه‌سازی نوین همچون الگوریتم ژنتیک و الگوریتم PSO نیز سریع‌تر به جواب بهینه همگرا می‌گردد [36]. مطابق آن‌چه که در "شکل 2" نشان داده شده است، روش جستجوی الگو با شروع از یک نقطه‌ی اولیه ($f$=4401) و محاسبه‌ی مقدار تابع در آن نقطه و چهار نقطه اطراف آن (با اندازه‌ی شبکه اولیه) به مقایسه‌ی نتایج می‌پردازد و در ادامه نقطه‌ی مرکزی را به بهترین نقطه (نقطه با مقدار تابع $f$=166 در شکل 2) انتقال می‌دهد. این روند تا زمانی ادامه می‌یابد که مقدار تابع در مرکز المان بهترین مقدار باشد.

در صورت پیدا نکردن یک مقدار بهتر در بین این 5 نقطه، مقدار اندازه‌ی شبکه ($\Delta$) با نسبتی مشخص کاهش می‌یابد و این روند ادامه یافته تا معیارهای همگرایی که اغلب اندازه المان $\Delta$ است، برآورده گردد. معیار همگرایی معمولا رسیدن به یک مقدار حداقل برای اندازه شبکه است و این مقدار توسط کاربر تعیین می‌شود [38]. لازم به ذکر است که در این مطالعه از الگوریتم جستجوی الگوی موجود در نرم‌افزار تجاری متلب استفاده شده است.

در این مطالعه و در مرحله‌ی بهینه‌سازی به بررسی تاثیر سه پارامتر: 1- دمای تزریق بخار، 2- دبی تزریق بخار و 3- دبی برداشت آب و نفت از مخزن

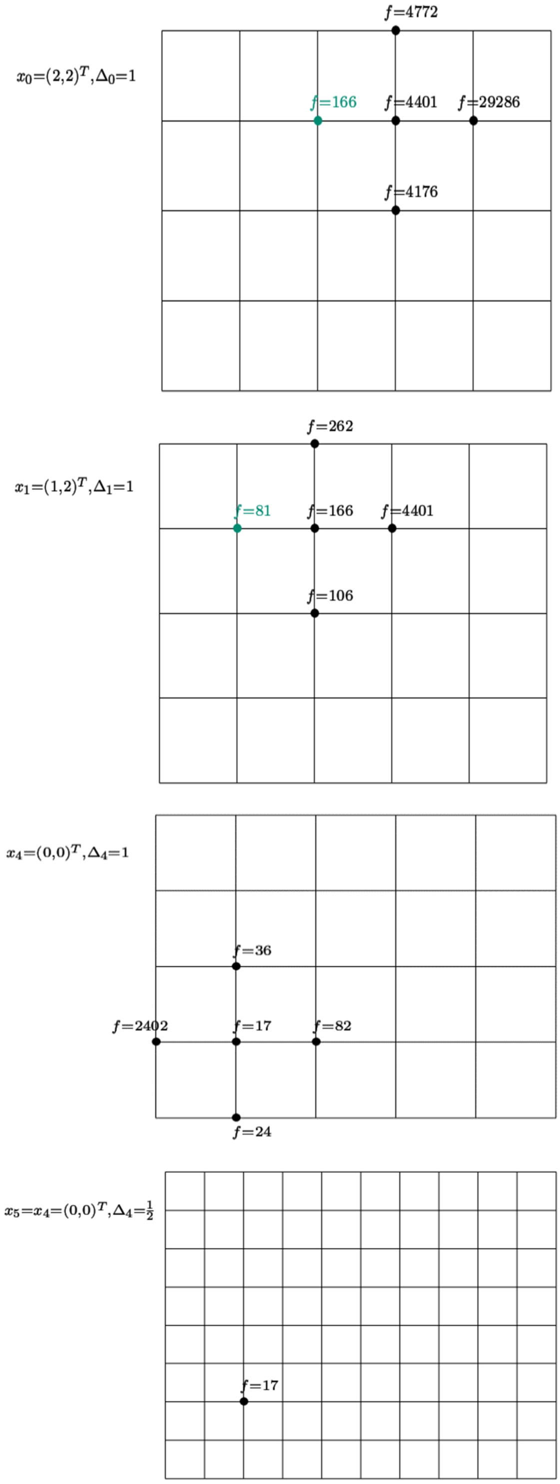


**Fig. 2** Pattern search algorithm performance [37]

**شکل 2** طریقه عملکرد الگوریتم جستجوی الگو [37]

بر روی تابع هدف تولید تجمعی نفت ($COP$[1]) پرداخته می‌شود، محدوده تغییرات پارامتر دمای تزریق بین 220 تا 350 درجه سانتی‌گراد و محدوده تغییرات برای دبی تزریق بخار بین 80 تا 300 مترمکعب در روز و همچنین دبی برداشت در محدوده‌ی 240 تا 400 مترمکعب در روز در نظر گرفته شده است [39]. با توجه به این‌که در چاه تولیدی علاوه بر نفت، بخار تقطیر شده نیز تولید می‌شود، به همین جهت محدوده تغییرات دبی برداشت بیشتر از دبی تزریق در نظر گرفته شده است. معیار همگرایی الگوریتم جستجوی الگو رسیدن به‌اندازه‌ی شبکه $10^{-6}$ می‌باشد.

## 4- تشریح مسئله

در این مطالعه برای شبیه‌سازی فرآیند SAGD در یک مخزن نفت سنگین، جریان سه فازی آب-نفت-گاز در یک مدل مخزن همگن با ابعاد 50×200×120 متر مکعب در راستاهای x، y و z، که شامل دو چاه افقی با شعاع 8.5 سانتی‌متر می‌باشد، به‌صورت سه‌بعدی در نظر گرفته شده است. به‌منظور حل عددی فرآیند SAGD از نرم‌افزار تجاری سی ام جی-استارز[2] استفاده شده است [40]. مدل مخزن (همان‌طور که در "شکل 3" نشان داده شده است) در راستاهای x، y و z به ترتیب به 33، 4 و 20 بخش تقسیم شده است. لازم به تذکر است که در مسائل شبیه‌سازی مخازن نفتی، شبکه تولید شده برای حل مسئله منطبق بر اطلاعات زمین‌شناسی ارائه شده برای مدل مخزن می‌باشد و این اطلاعات به‌وسیله نمونه‌برداری‌های صورت گرفته از مخزن تولید شده و در طی فرآیندهای پیچیده‌ای مانند فرآیند تطبیق تاریخچه[3] بهبود یافته و اصلاح می‌گردد، از همین رو برای شبیه‌سازی عددی مخازن نفتی، برخلاف بسیاری از مسائل شبیه‌سازی عددی جریان سیال، بررسی استقلال از شبکه محاسباتی امری متداول نیست.

تراوایی مخزن در راستاهای x و y ثابت و برابر 2500 md و در راستای z برابر 625 md در نظر گرفته شده است. ضریب تخلخل مخزن ثابت و برابر با 0.34 می‌باشد. خواص حرارتی و ضرایب تراکم‌پذیری فازهای سیال و سنگ نیز در جدول 1 ارائه شده است.

میزان اشباع اولیه‌ی فازهای آب، نفت و گاز برابر است با $S_w = 0.11$ و $S_o = 0.89$ و $S_g = 0.00$. "شکل 4" نمودار تغییرات تراوایی نسبی فاز آب ($k_{\mathrm{rw}}$) و فاز آب نسبت به نفت ($k_{\mathrm{row}}$) را نشان می‌دهد. در شکل 5 نیز نمودار تغییرات تراوایی نسبی فاز گاز ($k_{\mathrm{rg}}$) و همچنین فاز گاز نسبت به فاز نفت ($k_{\mathrm{rog}}$) نشان داده شده است.

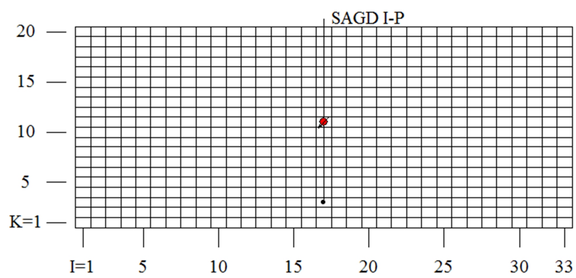


**Fig. 3** The reservoir model

**شکل 3** مدل مخزن

**جدول 1** خواص حرارتی سیال و سنگ در مخزن

**Table 1** Reservoir rock and fluid thermal properties

| $c$ (1/kPa) | $k$ (W/mK) | فاز |
|---|---|---|
| $3.3\times10^{-6}$ | $5.36\times10^{4}$ | آب |
| $4.49\times10^{-6}$ | $1.15\times10^{4}$ | نفت |
| $4.49\times10^{-6}$ | 3200 | گاز |
| $8.7\times10^{-5}$ | $6.6\times10^{5}$ | سنگ |

[1] Cumulative oil production

[2] CMG-STARS

[3] History matching

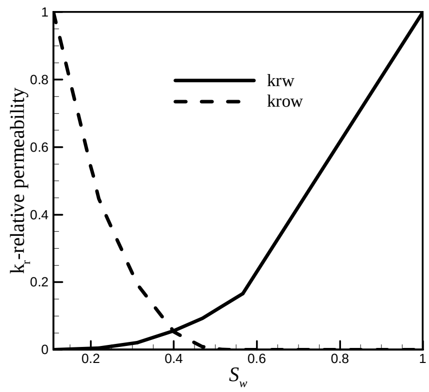


**Fig. 4** Oil-water relative permeability

**شکل 4** نمودار تغییرات تراوایی نسبی آب-نفت

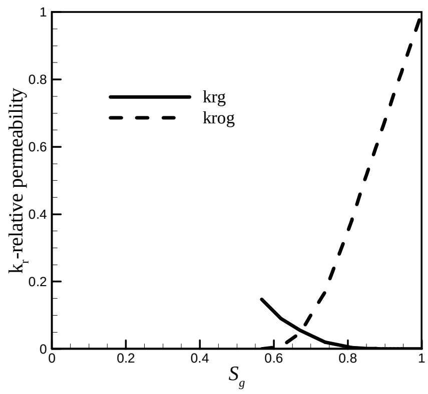


**Fig. 5** Oil-gas relative permeability

**شکل 5** نمودار تغییرات تراوایی نسبی گاز-نفت

## 5-نتایج

در ادامه نتایج حاصل از شبیه‌سازی فرآیند ازدیاد برداشت با مکانیزم ریزش ثقلی به کمک بخار (SAGD) ارائه می‌گردد. در ابتدا اقدام به اعتبارسنجی نتایج شبیه‌سازی عددی می‌شود، پس از آن تاثیر بهینه‌سازی دما در بهبود تولید نفت بررسی خواهد شد و نتایج آن در قالب کانتورهای توزیع دما، توزیع اشباع نفت درون مخزن، نمودار تغییرات میزان برداشت تجمعی نفت و آب و همچنین تغییرات دبی برداشت نفت و آب با زمان، در طی مدت زمان شبیه‌سازی ارائه شده است. درنهایت نتایج حاصل از تحلیل آنتروپی از جمله کانتورهای توزیع آنتروپی و مقدار آنتروپی کل نیز ارائه شده و مقایسه‌ای بین میزان تولید آنتروپی و میزان تولید نفت صورت می‌گیرد تا بدین‌وسیله بتوان میزان کارآیی تحلیل آنتروپی در بهینه‌سازی مسائل ازدیاد برداشت نفت را بررسی نمود.

### 5-1- اعتبارسنجی محاسبات

برای صحه‌گذاری شبیه‌سازی نرم‌افزاری فرآیند SAGD از نتایج ارائه شده توسط سنجل [41] استفاده شده و نتایج به دست آمده از شبیه‌سازی نرم‌افزار سی ام جی با نتایج ارائه شده در این مقاله مقایسه شده است. در شکل 6 مقایسه میزان تولید تجمعی نفت برداشت شده از چاه تولید در طی حدود 10 سال شبیه‌سازی نمایش داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، نتایج بدست آمده از نرم‌افزار مطابقت مناسبی با نتایج ارائه شده در مرجع [41] دارند و می‌توان گفت که فرآیند شبیه‌سازی در این نرم‌افزار به‌درستی انجام شده است.

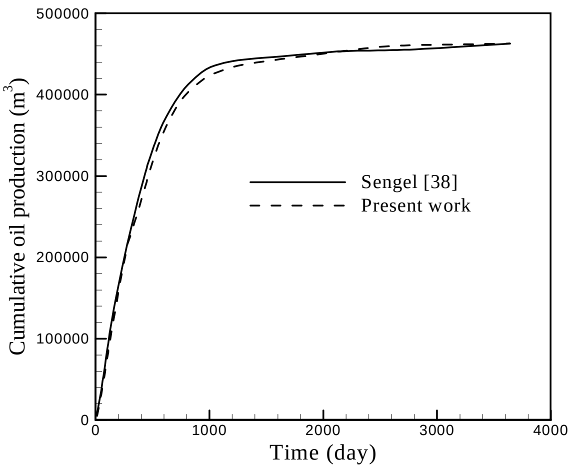


**Fig. 6** Cumulative oil production comparison

**شکل 6** نمودار مقایسه تولید تجمعی نفت

### 5-2- بهینه‌سازی دمای تزریق بخار و دبی چاه‌ها

با هدف برداشت بیشتر نفت از مخزن در طی فرآیند SAGD اقدام به بهینه‌سازی پارامترهای فرآیند شامل دمای تزریق بخار و همچنین دبی تزریق بخار و دبی کلی چاه تولیدی با استفاده از روش جستجوی الگو می‌شود. این شبیه‌سازی برای مدت چهار سال صورت گرفته است و در شکل 7 و جدول 2 میزان برداشت نفت برای دماهای تزریق بخار، دبی تزریق بخار و دبی برداشت در پنج حالت مختلف ارائه شده است.

به طور کلی این انتظار می‌رود که با افزایش دما و دبی تزریق بخار و یا با افزایش دبی سیال در چاه تولید، میزان تولید نفت نیز افزایش یابد، بر همین اساس 5 حالت نمایش داده شده در جدول 2 طوری انتخاب می‌شوند که دارای روند افزایشی در مقادیر این پارامترها باشند. حالت 3 نیز مربوط به جواب بهینه بدست آمده با استفاده از الگوریتم جستجوی الگو می‌باشد، مشاهده می‌شود که برای تمامی پارامترهای مذکور یک مقدار بهینه وجود دارد و در مسئله حاضر، بیشترین برداشت نفت به‌ازای حالت 3 با شرایطی حاصل می‌شود که در آن دمای 290 درجه‌ی سانتی‌گراد برای تزریق بخار و دبی 255 متر مکعب در روز برای تزریق بخار و همچنین مقدار دبی برداشت 381 مترمکعب در روز در نظر گرفته شده است و این مقادیر منجر به تولید تجمعی 186492 مترمکعب نفت در طی 4 سال می‌گردد. برای تحلیل بهتر نتایج ارائه شده در جدول 2، توزیع اشباع و دمای سیال درون مخزن نیز بایستی مورد بررسی قرار گیرد. "شکل‌های 8 و 9" به ترتیب کانتورهای توزیع

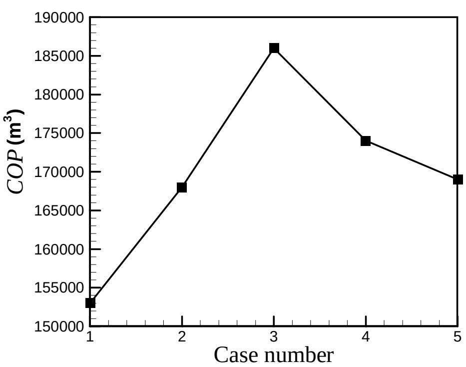


**Fig. 7** Cumulative oil production in different cases

**شکل 7** میزان تولید تجمعی نفت به ازای حالات مختلف

**جدول 2** میزان نفت برداشت شده به ازای حالت‌های مختلف

**Table 2** Cumulative oil production for different cases

| | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 | Case 5 |
|---|---|---|---|---|---|
| $T_{inj}$(°C) | 220 | 260 | 290 | 315 | 350 |
| $Rate_{inj}$ | 80 | 143 | 225 | 286 | 302 |
| $Rate_{Pro}$ | 238 | 317 | 381 | 389 | 397 |
| $COP\times10^{-3}$ | 153 | 168 | 186 | 174 | 169 |

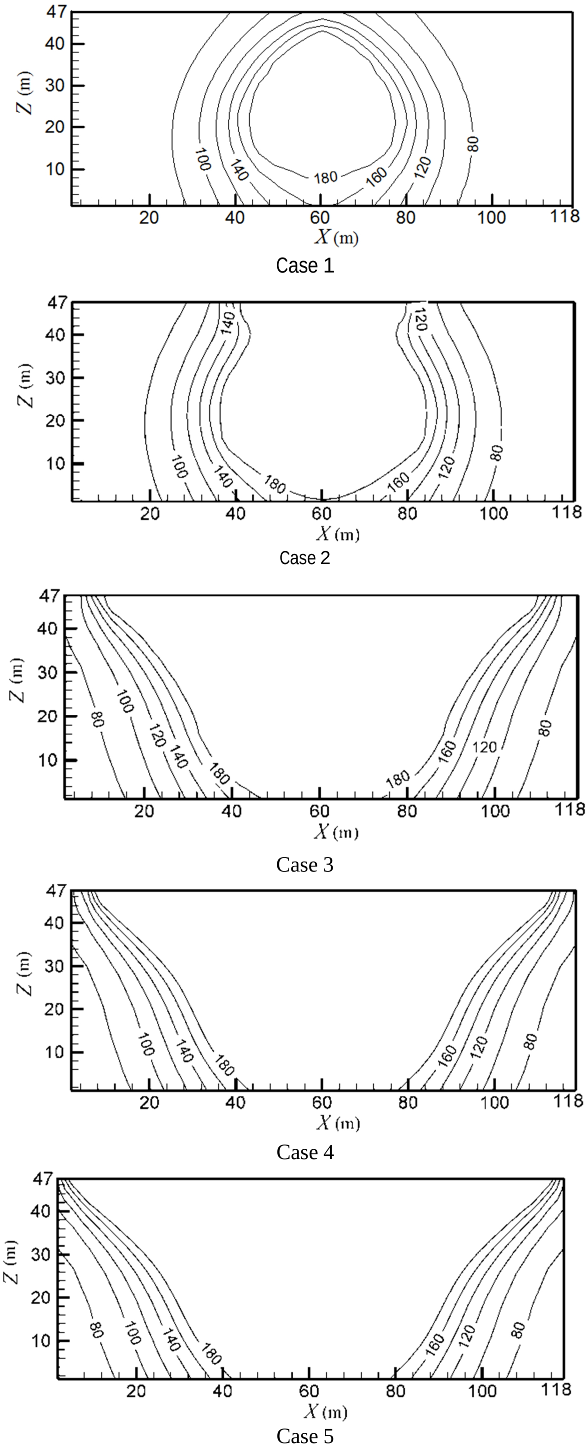


**Fig. 8** Temperature distribution (°C) for different cases

**شکل 8** توزیع دمای مخزن برحسب درجه سانتی‌گراد برای حالات مختلف

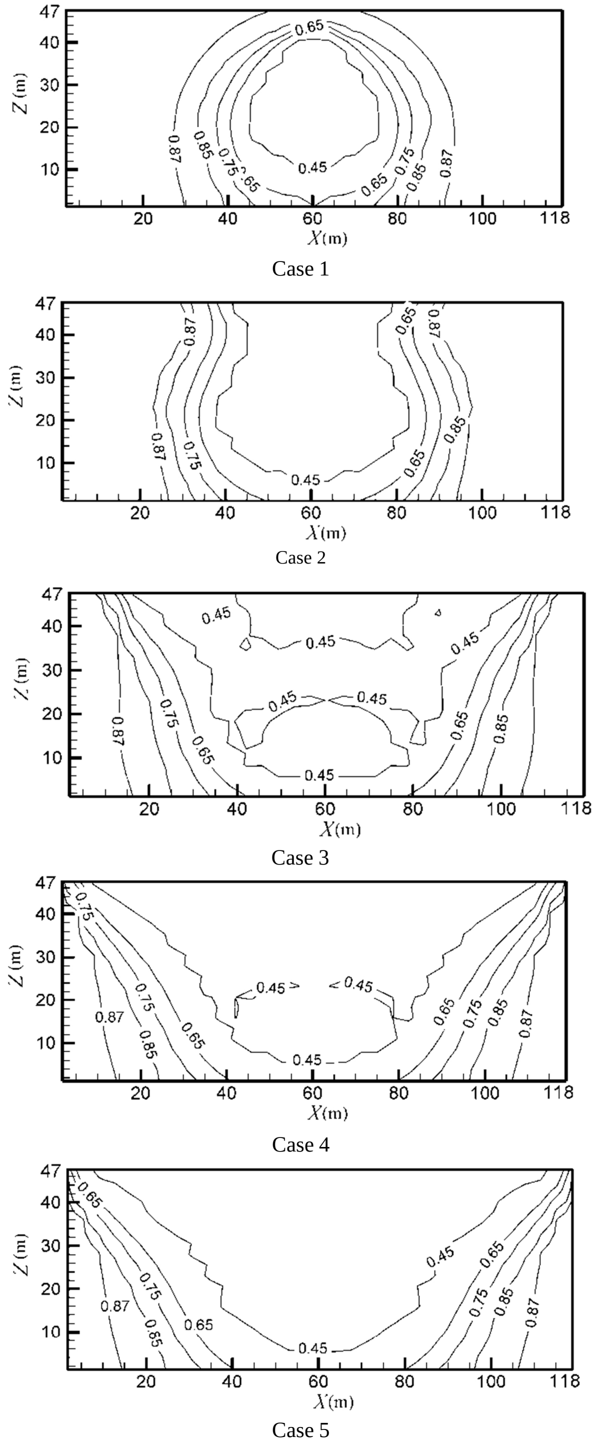


**Fig. 9** Oil saturation distribution for different cases

**شکل 9** کانتور توزیع اشباع نفت برای حالات مختلف

دما و توزیع اشباع نفت را در یک لایه میانی از مخزن و در 5 حالت فوق‌الذکر، بعد از گذشت 4 سال از شروع فرآیند SAGD نشان می‌دهند. همان‌گونه که در این شکل‌ها مشاهده می‌شود، میزان دبی تزریق بخار به درون مخزن باید به اندازه‌ای باشد که بخار بتواند به قسمت‌های بیشتری از مخزن نفوذ پیدا کند و نفت را به سمت چاه برداشت براند. با افزایش دما و همین‌طور دبی‌های تزریق و تولید چاه‌ها به‌تدریج نفوذ بخار و حرارت به بخش‌های مختلف مخزن افزایش می‌یابد و این روند تا حالت سوم ادامه می‌یابد. اما در حالت‌های 4 و 5

باوجود افزایش دمای تزریق بخار و همین‌طور دبی‌های چاه‌ها، تغییر چندانی در توزیع اشباع نفت و توزیع دمای مخزن مشاهده نمی‌شود. با توجه به این نتایج می‌توان تاثیر میزان دبی بخار تزریق شده را بر راندن نفت به‌خوبی مشاهده کرد. این نتایج نشان می‌دهد که دبی برداشت سیال از مخزن باید به‌درستی انتخاب شود، زیرا اگر مقدار آن زیاد باشد منجر به ایجاد گرادیان شدید فشار و نفوذ بخار از لایه‌های مخزن به سمت چاه برداشت شده و این امر باعث افت شدید بازده حرارتی فرآیند می‌شود. اگر دبی برداشت هم کم باشد انرژی حرارتی و نیروی محرک لازم برای حرکت بهتر نفت در مخزن فراهم نمی‌شود. "شکل‌های 10 و 11" به‌ترتیب نمودار تغییرات نرخ برداشت نفت و آب را در طی چهار سال شبیه‌سازی به ازای دماها و دبی‌های ذکر شده برای پنج حالت بیان شده در جدول 2 نشان می‌دهند. همان‌گونه که در شکل 10 مشاهده می‌شود نرخ برداشت نفت برای حالت‌های 3، 4 و 5، یک روند نسبتا یکنواخت را طی می‌کند، در حالی‌که حالت سوم نسبت به دو حالت دیگر با نرخ تولید نفت بیشتری در طی 1200 روز اول همراه است. این در حالی است که دما و دبی تزریق بخار و همین‌طور دبی کلی تولید در حالت‌های 4 و 5 بیشتر از حالت 3 است. بنابراین کارآیی تزریق بخار در حالت 3 بهتر از دو حالت دیگر است. به نظر می‌آید که بخش زیادی از بخار تزریق شده به داخل مخزن در حالت‌های 4 و 5، بدون این‌که صرف به حرکت درآوردن نفت شوند، به‌طور مستقیم از چاه تولید خارج می‌شوند. در حالت‌های 1 و 2 نیز، در طی حدود 800 روز اول، علی‌رغم آن‌که دما و دبی تزریق بخار و دبی تولید کمتر از سایر حالت‌ها است، اما میزان دبی تولیدی نفت بیشتر از سایر حالت‌ها می‌باشد. با این وجود، پس از حدود 800 روز به‌طور ناگهان، تولید نفت کاهش می‌یابد که به دلیل آن ایجاد مسیرهایی کانالیزه شده برای خروج مستقیم بخار از چاه تولید است. علاوه بر این همان‌طور که در "شکل 11" مشاهده می‌شود، میزان تولید آب در موارد 1 و 2، بعد از حدود 800 روز کاهش یافته است. این موضوع نشان می‌دهد که بخار تزریق شده فرصت کافی برای انتقال حرارت خود به مخزن را نداشته است، زیرا اگر بخار حرارت خود را به مخزن منتقل کند، تقطیر شده و تبدیل به فاز آب می‌شود و متعاقبا تولید آب از چاه تولید افزایش خواهد یافت. نتایج ارائه شده در "شکل‌های 10 و 11" را می‌توان از منظری دیگر نیز تحلیل نمود. به همین دلیل، میزان تولید تجمعی نفت و آب در 5 حالت مختلف در "شکل های 12 و 13" نشان داده شده است. مطابق آنچه که در "شکل 12" نشان داده شده است، تولید تجمعی نفت برای حالت دوم در طی 800 روز ابتدایی بیشتر از سایر حالت‌ها است اما پس از آن سهم فازهای دیگر در حجم سیال تولیدی افزایش یافته و در نتیجه به ناگاه شیب تولید تجمعی نفت کاهش می‌یابد، به‌طوری‌که بعد از حدود 1100 روز، تولید نفت حالت سوم از آن پیشی می‌گیرد. با توجه به نتایج ارائه شده در "شکل 13"، به‌وضوح مشاهده می‌شود که بخش زیادی از سیال خروجی از چاه تولید برای حالت‌های 3 تا 5 اختصاص به فاز آب دارد. اگرچه میزان تولید نفت تجمعی در حالت سوم بیش از سایر حالت‌ها است، اما از سوی دیگر بخش زیادی از سیال تولیدی را نیز آب تشکیل می‌دهد. این نتایج نشان می‌دهند که افزایش بیش از حد دمای تزریق بخار یا دبی‌های تزریق و تولید نه‌تنها نمی‌تواند منجر به بهبود تولید نفت شود، بلکه بخش زیادی از بخار تزریق شده بعد از تقطیر به‌صورت فاز آبی از چاه تولید خارج می‌شود. در نتیجه میزان دبی بخار تزریقی نباید به‌اندازه‌ای زیاد باشد که به نفت اجازه‌ی خروج را ندهد و بخش اعظم دبی چاه برداشت را به خود اختصاص دهد.

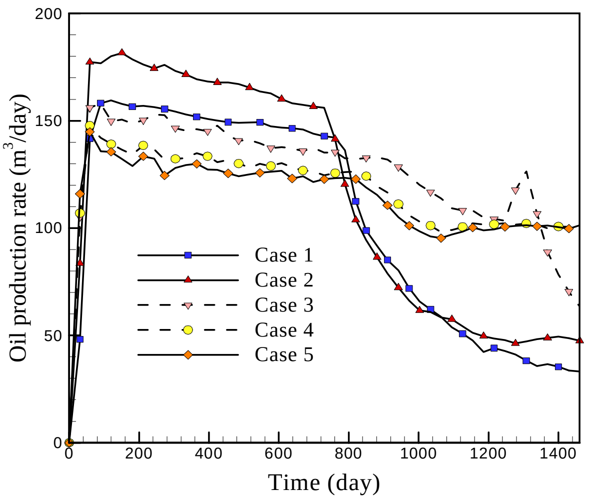


**Fig. 10** Oil production rates for the 5 different cases

**شکل 10** دبی حجمی برداشت نفت در پنج حالت مختلف

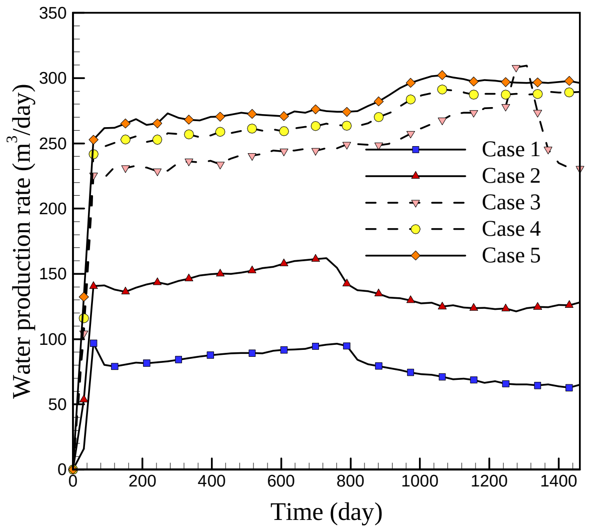


**Fig. 11** Water production rate for the 5 different cases

**شکل 11** دبی حجمی برداشت آب در پنج حالت مختلف

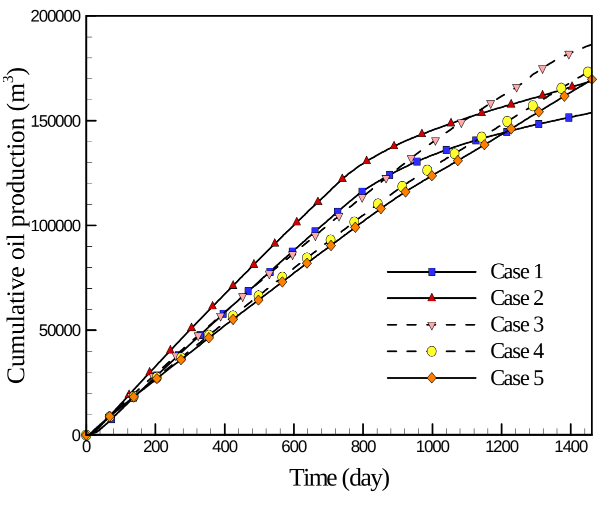


**Fig. 12** Cumulative oil production for the 5 different cases

**شکل 12** تولید تجمعی نفت در پنج حالت مختلف

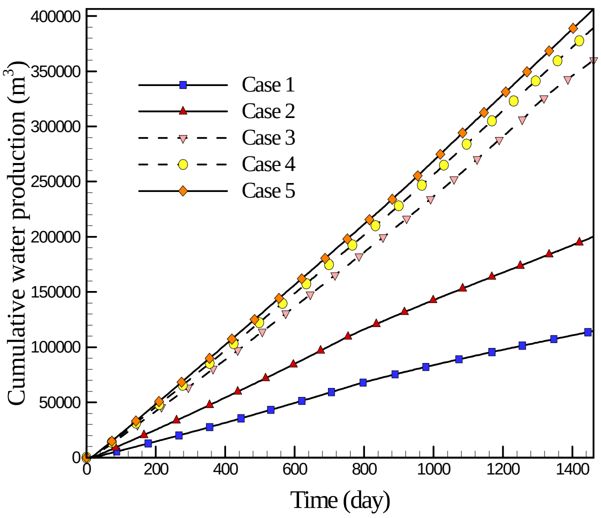


**Fig. 13** Cumulative water production for the 5 different cases

**شکل 13** تولید تجمعی آب در پنج حالت مختلف

## 5-3- تحلیل آنتروپی

با توجه به گرادیان فشار پایین، سیال درون مخزن به‌آرامی حرکت می‌کند و دارای سرعت ناچیزی است، همین امر باعث می‌شود که توزیع آنتروپی ناشی از گرادیان سرعت بسیار ناچیز باشد و آنتروپی تولید شده تنها از گرادیان دمایی بالا ناشی می‌شود.

در "شکل 14" کانتورهای مربوط به تولید آنتروپی بعد از مدت 4 سال در پنج حالت فوق‌الذکر نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل قابل مشاهده است، میزان آنتروپی تولید شده در مرزهای محفظه‌ی بخاری که درون مخزن شکل گرفته است به‌واسطه‌ی گرادیان دمایی بالایی که در این نواحی وجود دارد، بیشتر است. اما در نقاطی که بخار نفوذ نکرده یا میزان نفوذ بخار به بیشترین مقدار خود رسیده است، میزان تولید آنتروپی بسیار ناچیز است.

از مقایسه‌ی حالات مختلف "شکل 14" استنباط این نتیجه بدیهی است که با افزایش دبی و دمای تزریق بخار به درون مخزن، گرادیان دمایی نیز در مخزن افزایش می‌یابد و مقدار تولید آنتروپی کل نیز بیشتر خواهد شد. اما برای یافتن شرایط بهینه از منظر قانون دوم نیوتن، اقدام به تحلیل عدد بی‌بعد تولید آنتروپی ($N_S$) می‌شود. همان‌طور که در بخش 2-2 بیان گردید، این عدد با استفاده از گرمای تزریقی بدون بعد می‌شود و میزان آنتروپی تولیدی متناسب با میزان گرمای تزریق شده به داخل مخزن برآورد می‌گردد و می‌تواند معیار مناسبی برای ارزیابی کارآیی سیستم باشد.

"شکل 15" مقایسه‌ای است بین روند تغییرات عدد آنتروپی و تولید تجمعی نفت برای حالات مختلف. نمودار تغییرات تولید تجمعی نفت بیانگر تاریخچه همگرایی الگوریتم جستجوی الگو به مقدار ماکزیمم می‌باشد و برای نتیجه‌گیری بهتر مقدار عدد آنتروپی برای حالات مختلف محاسبه شده است.

از مقایسه‌ی مقادیر ارائه شده برای تولید تجمعی نفت می‌توان مشاهده نمود که یک تناظر معکوس بین این دو پارامتر برقرار است، به نحوی که با بیشتر شدن میزان برداشت نفت عدد تولید آنتروپی کمتر خواهد شد و نقطه‌ی کمینه نمودار عدد تولید آنتروپی با بیشترین میزان برداشت نفت نیز متناظر است.

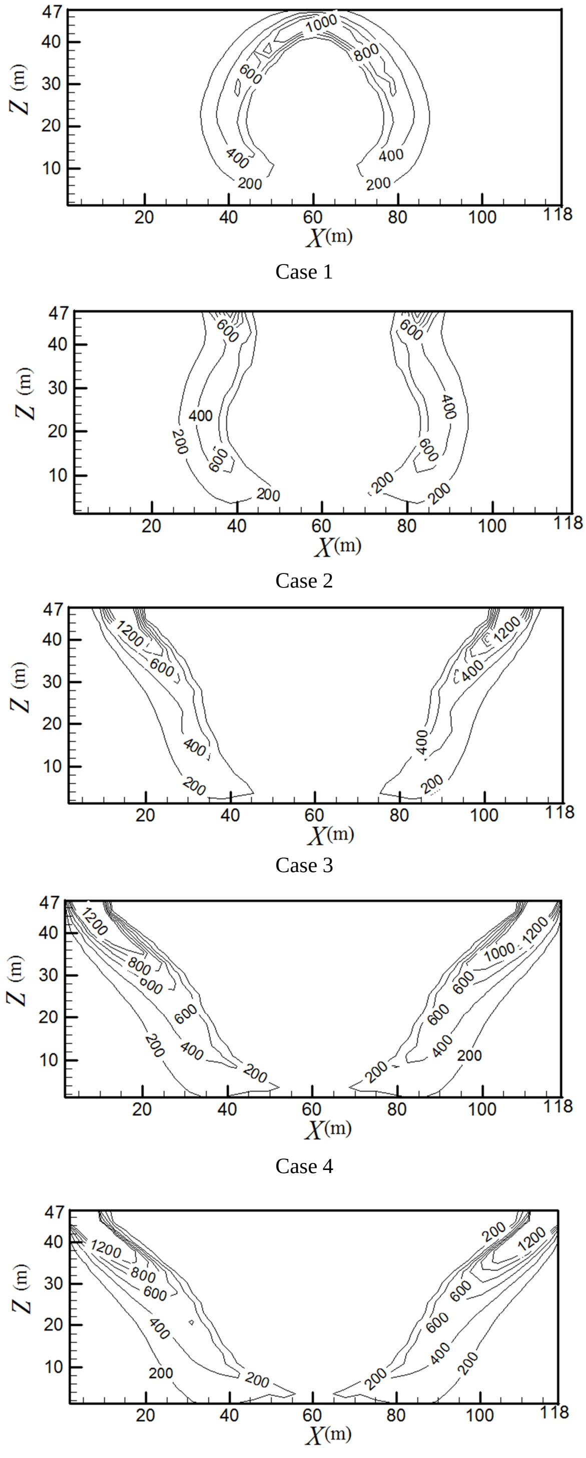


**Fig. 14** Total entropy generation distribution for different cases after 4 years(Jm$^{-1}$K$^{-1}$)

**شکل 14** توزیع آنتروپی کل تولید شده برای حالات مختلف بعد از گذشت 4 سال

نتایج الگوریتم جستجوی الگو به حدس اولیه حساس می‌باشد و ممکن است در نقاط بهینه محلی به دام بیفتد و به نقطه بهینه مطلق نرسد. اما در مقابل، سرعت همگرایی آن برای رسیدن به نقطه بهینه در مقایسه با سایر الگوریتم‌های تکاملی و فراتکاملی نوین (همچون الگوریتم ژنتیک، PSO و ...) و

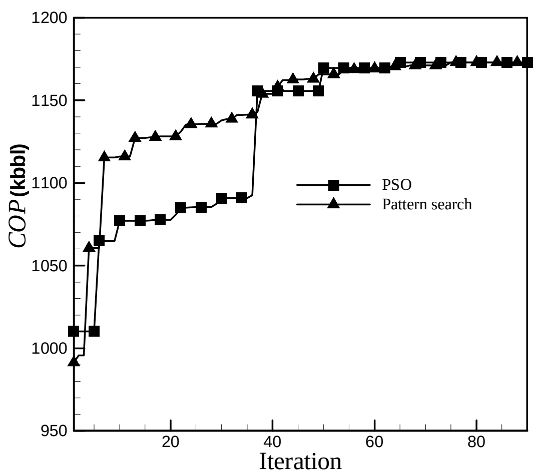


**Fig. 15** Convergence history of target function with two algorithms

**شکل 15** تاریخچه همگرایی تابع هدف با دو الگوریتم بهینه سازی

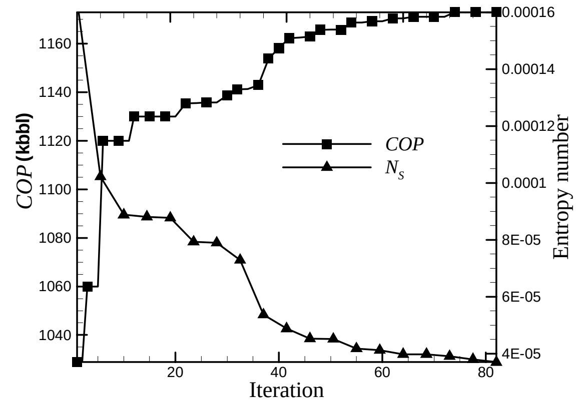


**Fig. 16** Comparison of variations of entropy generation number and *COP*

**شکل 16** مقایسه تغییرات عدد تولید آنتروپی و تولید تجمعی نفت

همین‌طور الگوریتم‌های مبتنی بر گرادیان، بیشتر است. یکی از مهمترین مزیت‌های الگوریتم‌های تکاملی و فراتکاملی آن است که اگر جمعیت این الگوریتم‌ها افزایش یابد، احتمال به دام افتادن آن‌ها در نقاط بهینه محلی به‌شدت کاهش می‌یابد و می‌توان اطمینان داشت که نتایج آن‌ها منطبق بر بهینه مطلق است. در این مطالعه نتایج بهینه‌سازی به روش جستجوی الگو با نتایج بهینه‌سازی با الگوریتم فراتکاملی PSO نیز مقایسه گردید. در الگوریتم PSO از تعداد 30 ذره استفاده شد و نتایج مربوط به تاریخچه همگرایی این دو الگوریتم در "شکل 16" نمایش داده شده است. مقادیر نشان داده شده در این شکل برای الگوریتم PSO مربوط به مقدار بهینه جمعیت است که در طی زمان بهبود می‌یابد تا به نقطه بهینه مطلق همگرا شود. لازم به ذکر است که هر گام روش جستجوی الگو نیازمند 5 مرتبه شبیه‌سازی است درحالی‌که در این‌جا در هر گام روش PSO، 30 مرتبه شبیه‌سازی صورت می‌گیرد و زمان بسیار بیشتری برای حل مسئله لازم است. همان‌طور که مشاهده می‌شود، هر دو روش به مقدار یکسانی همگرا شده‌اند و می‌توان با ضریب اطمینان بالایی این نتیجه را به‌عنوان نتیجه بهینه مطلق در نظر گرفت.

## 6-جمع‌بندی

در این تحقیق فرآیند ازدیاد برداشت حرارتی نفت به روش ریزش ثقلی به کمک بخار SAGD شبیه‌سازی گردید و علاوه بر بررسی تاثیر پارامترهای مربوط به دبی تزریق و تولید چاه‌ها، دمای تزریق بخار نیز به‌عنوان یک پارامتر عملیاتی مورد ارزیابی قرار گرفت و تاثیر کنترل آن بر روی ازدیاد برداشت نفت در طی فرآیند ازدیاد برداشت حرارتی به اثبات رسید. با هدف بهینه‌سازی تولید تجمعی نفت، الگوریتم بهینه‌سازی جستجوی الگو به یک نرم‌افزار تجاری الحاق گردید و سه پارامتر مذکور بهینه‌سازی شدند. نشان داده شد که علاوه بر دبی چاه‌های تزریق و تولید، برای دمای تزریق بخار نیز یک مقدار بهینه وجود دارد. افزایش بیش از حد دبی تزریق بخار یا دبی چاه تولیدی می‌تواند سبب ایجاد مسیرهای کانالیزه شده بین چاه تزریق و تولید شده و منجر به خروج سریع بخار از چاه تولید شود. در چنین شرایطی مشاهده شد که حتی نرخ تولید آب نیز افزایش نمی‌یابد که خود بیانگر نبود زمان کافی برای انتقال انرژی بخار به مخزن و عدم تقطیر آن است. افزایش بیش از حد دمای تزریق نیز می‌تواند سبب کاهش شدید لزجت نفت و نفوذ سریع بخار به ایه‌های مخزن و خروج آن از چاه تولید شده، بدون آنکه حرارت بتواند به‌خوبی به تمام لایه‌های نفتی نفوذ نماید. به‌علاوه، برای نخستین بار یک مسئله ازدیاد برداشت حرارتی از منظر قانون دوم ترمودینامیک مورد ارزیابی قرار گرفت و معیار جدیدی برای بررسی عملکرد حرارتی فرآیند مورد مطالعه معرفی شد. در این مسئله مشاهده شد که کمترین عدد آنتروپی (عدد بی‌بعدی که از نسبت میزان تولید آنتروپی به انرژی تزریق شده به مخزن به دست می‌آید) با بیشترین تولید تجمعی نفت متناظر است. بنابراین عدد تولید آنتروپی نیز می‌تواند به‌عنوان معیار مناسبی برای ارزیابی عملکرد فرآیندهای ازدیاد برداشت حرارتی استفاده شود.

## 7- فهرست علائم

| | |
|---|---|
| $c$ | ضریب تراکم‌پذیری ($kPa^{-1}$) |
| $COP$ | تولید تجمعی نفت (bbl) |
| $g$ | شتاب گرانش ($ms^{-2}$) |
| $h$ | آنتالپی ($Jm^{-3}$) |
| $k$ | ضریب هدایت حرارتی ($Wm^{-1}K^{-1}$) |
| $k_r$ | تراوایی نسبی |
| $K$ | تراوایی ($m^2$) |
| $N_s$ | عدد تولید آنتروپی |
| $P$ | فشار ($kgm^{-1}s^{-2}$) |
| $\tilde{q}$ | نرخ گرمای تزریقی (W) |
| $S$ | اشباع |
| $S'''_{gen}$ | نرخ آنتروپی تولید شده ($Jday^{-1}m^{-1}K^{-1}$) |
| $t$ | زمان (s) |
| $T$ | دما (K) |
| $T_{avg}$ | دمای میانگین (K) |
| $T_o$ | دمای مطلق مرزها (K) |
| $u$ | سرعت دارسی ($ms^{-1}$) |
| $U$ | انرژی داخلی (J) |
| $x$ | محور x |
| $y$ | محور y |
| $z$ | محور z |

### علائم یونانی

| | |
|---|---|
| $\varphi$ | ضریب تخلخل |

$\mu$ لزجت دینامیکی ($kgm^{-1}s^{-1}$)
$\rho$ چگالی ($kgm^{-3}$)

**زیرنویس‌ها**

f سیال
g فاز گاز
inj تزریقی
o فاز نفت
Pro برداشت
r سنگ
T حرارتی
w فاز آب

## 8- مراجع


[1] M. J. Choobineh, M. Siavashi, A. Nakhaee, Optimization of oil production in water injection process using abc and sqp algorithms employing streamline simulation technique, *Modares Mechanical Engineering*, Vol. 15, No. 8, pp. 227–238, 2015.(in Persian فارسي)

[2] J. G. Speight, *Thermal methods of recovery - Chapter 7, Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*, New Jersey ,Gulf Publishing Company, pp. 221–260, 2009.

[3] R. M. Butler, G. S. Mcnab, H. Y. Lo, Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating, *The Canadian Journal of Chemical*, Vol. 59, No. 4, pp. 455–460, 1981.

[4] R. M. Butler, *Thermal recovery of oil and bitumen*, pp. 285-313, New Jersey: Prentice -Hall, 1991.

[5] P. M. Odell, Optimum Steam Zone Pressure, *Proceeding of the conference on SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 8-10 October, San Antonio, Texas, USA, SPE-159157-MS, 2012.

[6] V. A. Kamath, S. Sinha, D. G. Hatzignatiou, Simulation study of steam-assisted gravity drainage process in ugnu tar sand reservoir, *Proceeding of the SPE Western Regional Meeting*, 26-28 May, Anchorage, Alaska 1993.

[7] P. Li, M. Chan, W. Froehlich, Steam injection pressure and the sagd ramp-up process, *J. Canadian Petroleum Technology*, Vol. 48, No. 1, pp. 36–41, Jan. 2009.

[8] M. Mojarab, T. Harding, B. Maini, Improving the sagd performance by introducing a new well configuration, *Proceeding of the Canadian International Petroleum Conference*, PETSOC-2009-207, 16-18 June, Calgary, Alberta 2009.

[9] C. Shen, Numerical investigation of sagd process using a single horizontal well, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 39, No. 3, Mar. 2000.

[10] A. S. Bagci, Experimental and simulation studies of sagd process in fractured reservoirs, *Proceeding of the conference on SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, 22-26 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2006.

[11] M. Y. S. Chan, J. Fong, T. Leshchyshyn, Effects of well placement and critical operating conditions on the performance of dual well sagd well pair in heavy oil reservoir, *Proceeding of the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 30 August-3 September, Rio de Janeiro, Brazil, 1997.

[12] M. R. Tamer, I. D. Gates, Impact of different sagd well configurations (dover sagd phase b case study), *J. Canadian Petroleum Technology*, Vol. 51, No. 1, pp. 32–45, Jan. 2012.

[13] Y. Gao, H. Wang, D. Shen, E. Guo, X. Li, J. Zhou, Research on improving thermal efficiency of sagd process, *Proceeding of the SPE Heavy Oil Conference* Canada, 12-14 June, Calgary, Alberta, Canada, 2012.

[14] W. Li, Improved steam assisted gravity drainage (sagd) performance with solvent as steam additive, Ph.D., Texas A&M University, United States, Texas, 2010

[15] B. W. Orr, P. Srivastava, V. Sadetsky, B. J. Stefan, Reducing steam oil ratio in steam-assisted gravity drainage (sagd), *Proceeding of the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference*, 19-21 October, Calgary, Alberta, Canada, 2010.

[16] T. N. Nasr, H. Golbeck, S. Lorimer, Analysis of the steam assisted gravity drainage (sagd) process using experimental/numerical tools, *Proceeding of the International Conference on Horizontal Well Technology*, 18-20 November, Calgary, Alberta, Canada, 1996.

[17] J. L. M. Barillas, T. V. Dutra Jr., W. Mata, Reservoir and operational parameters influence in sagd process, *Petroleum Science and Engineering*, Vol. 54, No.5, pp. 34–42, 2006.

[18] J. Chen, Y. Ito, Effect of oil-viscosity-gradient presence on sagd, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 51, No. 2, pp. 95–105, Mar. 2012.

[19] A. Bejan, Entropy generation minimization: The new thermodynamics of finite-size device and finite-time processes. *Journal of Appleid Physics*, Vol. 79, No. 3, pp. 1191–1218, Mar. 1996.

[20] F. Civan, D. Tiab, Second law analysis of petroleum reservoirs for optimized performance, *Proceeding of the SPE production operation symposium* Oklahama, 1989.

[21] A. C. Baytaş, Entropy generation for natural convection in an inclined porous cavity, *International Journal of Heat Mass Transfer*, Vol. 43, No. 12, pp. 2089–2099, Jun. 2000.

[22] S. Mahmud, R. A. Fraser, Magnetohydrodynamic free convection and entropy generation in a square porous cavity, *International Journal of Heat Mass Transfer*, Vol. 47, No. 14–16, pp. 3245–3256, Jul. 2004.

[23] R. S. Kaluri, T. Basak, Entropy generation due to natural convection in discretely heated porous square cavities, *Energy*, Vol. 36, No. 8, pp. 5065–5080, Aug. 2011.

[24] Q. Sun, I. Pop, Free convection in a triangle cavity filled with a porous medium saturated with nanofluids with flush mounted heater on the wall, *International Journal of Thermal Science*, Vol. 50, No. 11, pp. 2141–2153, Nov. 2011.

[25] I. Zahmatkesh, On the importance of thermal boundary conditions in heat transfer and entropy generation for natural convection inside a porous enclosure, *International Journal of Thermal Science*, Vol. 47, No. 3, pp. 339–346, Mar. 2008.

[26] R. Anandalakshmi, T. Basak, Analysis of energy management via entropy generation approach during natural convection in porous rhombic enclosures, *Chemical Engineering Science.*, Vol. 79, pp. 75–93, Sep. 2012.

[27] M. Moghaddami, S. (Ehsan) Shahidi, M. Siavashi, Entropy generation analysis of nanofluid flow in turbulent and laminar regimes, *Journal of Computational and Theoretical Nanoscience.*, Vol. 9, No. 10, pp. 1586–1595, 2012.

[28] M. Siavashi, M. Jamali, Heat transfer and entropy generation analysis of turbulent flow of TiO2-water nanofluid inside annuli with different radius ratios using two-phase mixture model, *Applied Thermal Engineering*, Vol. 100, pp. 1149–1160, 2016.

[29] M. Siavashi, H. R. Talesh Bahrami, H. Saffari, Numerical investigation of flow characteristics, heat transfer and entropy generation of nanofluid flow inside an annular pipe partially or completely filled with porous media using two-phase mixture model, *Energy*, Vol. 93, No. 8, pp. 2451–2466, 2015

[30] K. Milani Shirvan, M. Mamourian, Numerical investigation of effect and optimization of Square Cavity inclination angle and magnetic field on heat transfer and Entropy Generation, *Modares Mechanical Engineering*, Vol. 15, No. 8, pp. 93–104, 2015. (in Persian فارسي)

[31] H. Aminfar, M. Nasiri, M. Khezerloo, Numerical investigation of entropy generation of nano-fluid in vertical sinusoidal channel with magnetic field, *Modares Mechanical Engineering*, Vol. 15, No. 9, pp. 87–94, 2015. (in Persian فارسي)

[32] H. Khozeymeh-Nezhad, H. Niazmand, Analysis of effects of geometrical and operational parameters of viscous micropump with the approach to entropy generation minimization by LBM, *Modares Mechanical Engineering*, Vol. 16, No. 3, pp. 67–78, 2016. (in Persian فارسي)

[33] W. C. Lyons, *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, pp. 332-443, New York: McGraw-Hill, 1996.

[34] Z. Zhu, M. R. Thiele, M. G. Gerritsen, Thermal streamline simulation: steam floods, *Proceeding of the SPE Reservoir Simulation Symposium*, 21-23 February, The Woodlands, Texas, USA, 2011.

[35] A. C. Baytaş, A. F. Baytaş, *Transport Phenomena in Porous Media III*, London, Oxford: Pergamon, pp. 201–226, 2005.

[36] P. Vasant, N. Barsoum, Hybrid pattern search and simulated annealing for fuzzy production planning problems, *Computers & Mathematics with Applications*, Vol. 60, No. 4, pp. 1058–1067, 2010.

[37] P. E. Gill, W. Murray, M. H. Wright, *Practical optimization*. London ; New York: Emerald Group Publishing Limited, 1982.

[38] M. Fallah Nafari, M. Hessami Kermani, Optimization of water distribution networks by using pattern search algorithm, *Proceeding of the 1st International Conference on Plant, Water, Soil and Weather Modeling*, Kerman, Iran, 2010.

[39] M. Mojarab, Improving sagd performance by modifying the well configuration, M.Sc Thesis, University of Calgary (Canada), Canada, 2009.

[40] Computer Modeling GroupLtd, STARS 2012, Computer program, Calgary, Canada: Computer Modeling GroupLtd.

[41] A. Sengel, Development of artificial neural networks for steam assisted gravity drainage (sagd) recovery method in heavy oil reservoirs, M.Sc Thesis, Penn State University, Pennsylvania, USA, 2013.