

## Manuscrito aceito

Artigo de Pesquisa

Otimização de Enxame de Partículas de Recuperação de Óleo Melhorada Térmica de Campos de Petróleo com Controle de Temperatura

Majid Siavashi, Mohammad Hossein Doranehgard

PII: S1359-4311 (17) 30560-4

DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.109>

Referência: ATE 10422

Aparecer em: *Engenharia Térmica Aplicada*

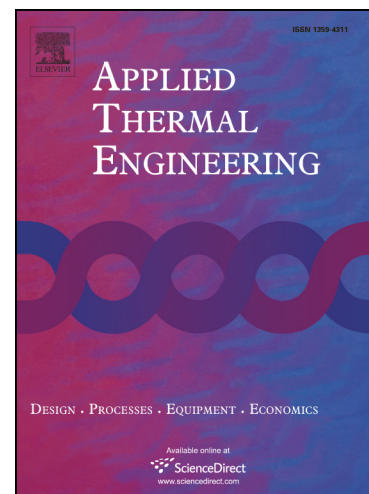
Data de recebimento: 27 de janeiro de 2017

Data de revisão: 24 de abril de 2017

Data de aceitação: 20 de maio de 2017

Por favor, cite este artigo como: M. Siavashi, MH Doranehgard, Otimização de Enxame de Partículas de Recuperação Térmica de Petróleo de Campos Petrolíferos com Controle de Temperatura, *Engenharia Térmica Aplicada* (2017), doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.109>

Este é um arquivo PDF de um manuscrito não editado que foi aceito para publicação. Como um serviço aos nossos clientes, estamos fornecendo esta versão inicial do manuscrito. O manuscrito passará por revisão, composição e revisão da prova resultante antes de ser publicado em sua forma final. Observe que, durante o processo de produção, podem ser descobertos erros que podem afetar o conteúdo, e todas as isenções de responsabilidade legais que se aplicam à revista pertencem.



# Otimização de Enxame de Partículas de Recuperação Térmica Melhorada de Petróleo de Campos de Petróleo com Controle de temperatura

---

**Majid Siavashi (autor correspondente):**

*Professor assistente*

Laboratório de dinâmica de fluidos multifásica aplicada, Escola de Engenharia Mecânica, Universidade de Ciência e Tecnologia do Irã, Irã

**O email:** [msiavashi@iust.ac.ir](mailto:msiavashi@iust.ac.ir)

**Endereço postal:** Escola de Engenharia Mecânica, Universidade de Ciência e Tecnologia do Irã, Narmak, Teerã, Irã. Código Postal: 1684613114.

**Telefone:** + 98 21 77240391.

**Fax:** + 98 21 77240488.

**Mohammad Hossein Doranehgard**

*Estudante de mestrado*

Laboratório de dinâmica de fluidos multifásica aplicada, Escola de Engenharia Mecânica, Universidade de Ciência e Tecnologia do Irã, Irã.

O email: [m\\_doraneh@mecheng.iust.ac.ir](mailto:m_doraneh@mecheng.iust.ac.ir)

# Otimização de Enxame de Partículas de Recuperação Térmica Melhorada de Petróleo de Campos de Petróleo com Controle de Temperatura

Majid Siavashi <sup>uma,\*</sup>, Mohammad Hossein Doranehgard <sup>uma</sup>

<sup>uma</sup> Laboratório de dinâmica de fluidos multifásica aplicada, Escola de Engenharia Mecânica, Universidade de Ciência e Tecnologia do Irã, Narmak, Teerã, Irã, código postal: 1684613114

\* Autor correspondente: [msiavashi@iust.ac.ir](mailto:msiavashi@iust.ac.ir)

## Resumo

Métodos de recuperação térmica aprimorada de óleo (EOR) são comumente usados para extrair óleo pesado de Campos de petróleo. A injeção de água quente nos reservatórios reduz a viscosidade do óleo e aumenta sua mobilidade para mover em direção a poços de produção. Projetos de EOR de inundação de água são tradicionalmente implementados com taxa e controle de pressão de fundo de poço (BHP) de poços de injeção e produção para recuperar mais óleo dos reservatórios. Considerando que, a temperatura de injeção de água também pode desempenhar um importante papel na recuperação geral de petróleo, especialmente em rochas de arenito em que a permeabilidade relativa é uma função da temperatura e da saturação. O presente estudo tem como objetivo otimizar quente Processo de injeção de água em campos petrolíferos pesados usando abordagem de otimização por enxame de partículas (PSO). Os efeitos da temperatura de injeção de água, a taxa de injeção de água e o BHP dos produtores são investigado sobre a produção cumulativa de petróleo em reservatórios de petróleo pesado. Primeiro, por meio da otimização do processo de inundação de água quente em um reservatório heterogêneo 2D com 13 poços, tem sido mostraram que existem valores ótimos para a temperatura de injeção de água de diferentes poços. Em segundo lugar, a ideia foi testada em um reservatório de campo 3D com sucesso. Os resultados mostram que PSO pode ser implementado adequadamente para otimização de projetos de injeção de água quente. Além disso, O controle ideal da temperatura de injeção de água pode melhorar a recuperação do óleo.

**Palavras-chave:** Otimização de enxame de partículas (PSO), controle de temperatura, injeção de água quente, recuperação de óleo térmica aprimorada, permeabilidade relativa.

## Lista de Siglas

2D	Bidimensional	POLICIAL	Produção cumulativa de óleo
3D	Tridimensional	EOR	Recuperação aprimorada de óleo
abc	Colônia de abelhas artificiais	NPV	Valor presente líquido
ANN	Pressão do fundo do poço	PSO	Otimização de enxame de partículas
BHP	da rede neural artificial	RSM	Metodologia de superfície de resposta
CCS	Estimulação cíclica de vapor Grupo	SAGD	Drenagem gravitacional assistida por vapor
CMG	de modelagem por computador	SQP	Programação quadrática sequencial

## 1. Introdução

De acordo com o recente panorama energético publicado pela British Petroleum, devido a o crescimento esperado da economia mundial e o aumento da população da Terra, está previsto que o consumo global de energia aumente em 34% entre 2014 e 2035 [1]. Fóssil os combustíveis são a principal fonte de energia do mundo, comumente explorados a partir de reservatórios de hidrocarbonetos. Geralmente, uma grande parte do petróleo fica presa dentro das rochas reservatório após o estágio de esgotamento primário, no qual o petróleo é explorado por mecanismos de acionamento naturais. Para acessar o máximo de recursos de petróleo, técnicas de recuperação aprimorada de petróleo (EOR), como inundação de água, métodos térmicos, métodos químicos e CO<sub>2</sub> injeção [2]. Tudo dessas técnicas estão tentando mover mais petróleo para poços de produção com diferentes mecanismos como aumentar a pressão do reservatório e melhorar a mobilidade do óleo. De acordo com as estatísticas disponíveis, o petróleo pesado constitui mais de 65 por cento dos comprovados recursos [3]. Métodos EOR térmicos têm sido amplamente empregados para melhorar o óleo pesado recuperação, e muitas vezes são usados de forma eficaz nesses reservatórios. Esses métodos visam aumentar o energia interna do petróleo bruto por injeção de calor (por exemplo, injeção de vapor quente) ou geração de calor (por exemplo, combustão de óleo) dentro do reservatório para reduzir a viscosidade do óleo pesado e aumentar sua mobilidade. Inundação de vapor [4], inundação de água quente [5], estimulação de vapor cíclico (CSS) [6], vapor-

drenagem por gravidade assistida (SAGD) com poços horizontais [7] e inundação de incêndio [8] são alguns métodos EOR térmicos práticos que são comumente implementados para aumentar a quantidade de óleo pesado que pode ser extraído de campos de petróleo. Por exemplo, em um projeto de inundação de água quente, água quente é injetada no reservatório através de alguns poços de injeção para mover o óleo preso quantidades para os poços de produção. O desempenho deste processo depende fortemente do volume varrido do reservatório pelo fluido injetado. A heterogeneidade do reservatório, a densidade de óleo e água injetada em linha com os cenários de injeção e produção pode afetar substancialmente a eficiência de varredura do projeto EOR. A eficiência de varredura do projeto será reduzida se a água injetada atingir os poços de produção em um curto espaço de tempo e uma grande quantidade de água seria produzida, em vez de petróleo, de poços de produção. De acordo, controle ideal dos parâmetros de decisão dos projetos EOR é crucial para acessar a maior quantidade de recursos energéticos disponíveis no subsolo. A otimização de projetos EOR, à primeira vista, pode ser dividido em dois tipos gerais [9]: 1- otimização de localizações de poços em que o melhor local para a perfuração de poços é estimada de forma a maximizar a produção de petróleo [10, 11]; 2- otimização de controles de poço, em que pela variação das taxas de poço ou sua pressão de fundo de poço (BHP), é tentou maximizar a quantidade de produção de petróleo ou gás [12, 13]. Alguns trabalhos também focaram na otimização de ambos os locais de poço e controles [14, 15].

Diferentes trabalhos de pesquisa têm sido realizados para otimizar a produção de petróleo por controles de poços. Heirung et al. [16] conduziu um projeto de controle de poço para um pequeno reservatório 2D durante a inundação de água processo pelo método de transcrição direta. Tapia et al. [17] realizou um tempo discreto otimização para CO<sub>2</sub> alocação e programação para melhorar a recuperação de petróleo em linha com o carbono armazenamento subterrâneo. Brouwer [18] usou um modelo de reservatório heterogêneo com dois poços horizontais inteligentes para otimizar o processo de injeção de água. Zhao et al. [19] usou o método de recozimento simulado para otimizar a injeção de vapor com solvente em óleo pesado fino

reservatórios. Choobineh et al. [20] empregou os algoritmos SQP e ABC para otimizar a água processo de injeção em um reservatório heterogêneo usando linhas aerodinâmicas. Eles também mostraram que um algoritmo de otimização híbrido, que é inicializado por ABC e avançado com SQP, pode convergir mais rápido do que ABC e SQP para a condição ótima global.

Numerosos algoritmos de otimização foram desenvolvidos ainda, que com base em seus principais ideia e procedimento, podem ser classificados em duas categorias principais: 1- métodos baseados em gradiente; e 2- esquemas baseados na população. Abordagens baseadas em gradiente têm a vantagem de convergência para um ponto ótimo usando vetores de gradiente. No entanto, eles sofrem com o fato que pode ficar preso em extremos locais e convergir para respostas subótimas em complexas problemas. Além disso, o cálculo de vetores de gradiente é um procedimento que consome muito tempo quando existe um grande número de variáveis de decisão. Portanto, geralmente para problemas como Projetos EOR - em que a física do fluxo de fluido é muito complexa e está lidando com um número relativamente alto de variáveis de decisão - em vez de usar abordagens baseadas em gradiente métodos de base populacional são mais apropriados para serem empregados. Esses métodos buscam o espaço de decisão completamente e seus resultados não dependem dos pontos de partida selecionados. Além disso, eles não têm limitações de métodos de gradiente, uma vez que são desnecessários computação de vetores gradiente [21].

Recentemente, métodos baseados em população, como algoritmos evolutivos [22, 23], enxame de partículas otimização (PSO) [24, 25], colônia de abelhas artificial (ABC) [26] e algoritmo genético (GA) [27, 28] são usados com muita frequência para a otimização de vários problemas de engenharia. Guyaguler e Horner [7] hibridizou o GA com o algoritmo politopo para fazer uso das tendências no espaço de pesquisa para otimizar o posicionamento do poço. Sayyafzadeh e Keshavarz [29] usaram GA para encontrar valores ideais para a composição de injeção de gás e sua taxa de injeção em um metano de leito de carvão reservatório. Salmachi et al. [30] também usaram GA para encontrar a localização ideal de perfuração de um novo poço

em reservatórios de metano de leito de carvão. Dossário e Nasrabadi [31] encontraram locais de poço ideais com algoritmo competitivo imperialista e comparou seu desempenho com GA e PSO em seus problema. Naderi e Khamechi [10] empregaram o algoritmo metaheurístico de morcego para encontrar bem localizações e comparou com GA e PSO. Espinet e Shoemaker [32] compararam diferentes algoritmos de otimização em CO<sub>2</sub> projetos de sequestro. Asadollahi et al. [33] implementou 5 técnicas diferentes de otimização com base e sem gradiente para otimização da produção. Eles observaram que a otimização com o método SQP baseado em gradiente tem alto risco de ficar preso em um ótimo local. Em outro trabalho, Zhang et al. [34] usado o método baseado em gradiente de descida mais íngreme para otimizar o padrão de poço e comparar seus resultados com os de PSO. Esta comparação indica que embora o algoritmo baseado em gradiente converge mais rápido que o PSO; o algoritmo de gradiente provavelmente cairá nos resultados ideais locais se os tamanhos dos passos iniciais não são escolhidos apropriadamente. De acordo com a literatura, o PSO apresenta um bom desempenho para otimização de diferentes problemas de engenharia. Uma variedade de estudos de pesquisa existem que implementaram PSO com sucesso em eletrônica e eletromagnética [35], biomecânica [36], controladores [37], projeto de motor [38], entretenimento [39], risco financeiro análise [40], gráficos e visualização [41], análise de imagem [42], metalurgia [43], robótica [44], projeto de lâmina de turbina [45], processamento de sinal [46] e muito mais. Uma análise de diferentes campos de aplicação de PSO é escrito por Poli [47] e uma revisão abrangente de estudos recentes no algoritmo PSO com a introdução de algumas áreas potenciais para estudos futuros é apresentado por Bonyadi e Michalewicz [48]. Os leitores interessados são encaminhados a essas referências para mais saber sobre o desenvolvimento e os aplicativos de PSO.

PSO também encontrou grande atenção em projetos de EOR. Uma obra geral não existe para compare PSO com outros métodos alternativos. No entanto, os pesquisadores usaram PSO em diferentes Projetos EOR e alguns dados de comparação existem entre o desempenho do PSO e outros

técnicas metaheurísticas que podem ser usadas como referência sobre os resultados obtidos com PSO.

Janiga et al. [49] empregou PSO e quatro outros algoritmos de otimização inspirados na natureza para encontrar a estratégia de injeção de polímero ideal para aumentar a recuperação de óleo. Eles indicam que os resultados de todos os cinco algoritmos inspirados na natureza implementados são comparáveis e, entre eles, PSO poderia encontrar o valor mais alto do valor presente líquido (VPL). Eshraghi et al. [50] conduziu um EOR projeto com CO miscível e injeção no reservatório usando algoritmos PSO, GA e ABC e compararam seu desempenho entre si. Eles mencionaram que todos os três algoritmos resultam em resultados favoráveis, enquanto em seu problema, ABC e PSO exibem o melhor desempenho em relação ao GA. Hou et al. [51] sugeriu um método híbrido de PSO usando o algoritmo de design uniforme para inicializar soluções candidatas de PSO e testou o método em um Projeto CSS. Eles concluíram que a técnica PSO híbrida é capaz de obter o melhor CSS estratégia de desenvolvimento de reservatórios de óleo pesado, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico. Lang e Zhao [52] realizou uma otimização de problema de programação de produção de poço de petróleo com um melhorou o algoritmo PSO e comparou seus resultados com os de um software comercial. Elas afirmou que o PSO melhorado, em comparação com o software comercial, poderia obter o melhor agende mais rápido. Siavashi et al. [9] usou PSO para encontrar a localização ideal de poços com um romance função objetiva baseada em simplificação. Eles primeiro testaram PSO em um reservatório homogêneo 2D e encontraram o arranjo de 5 pontos como a solução ideal. Em seguida, implementou PSO em um complexo Reservatório 3D com sucesso e comprovou sua capacidade de resolver esses problemas. Shafiei et al. [4] desenvolveram uma nova ferramenta de triagem baseada em redes neurais artificiais (RNAs) otimizadas com PSO para avaliar o desempenho de inundação de vapor em óleo viscoso fraturado naturalmente reservatórios. Seus resultados indicam que o modelo híbrido PSO-ANN é muito capaz de rastrear inundação de vapor em reservatórios de óleo viscoso. O mesmo método também foi usado por Ahmadi et al. [53] para prever com precisão a produtividade de poços horizontais em condições pseudo-estáveis.



Ghadami et al. [54] otimizou um projeto de inundação química, fez uso de PSO e resposta técnicas de metodologia de superfície (RSM) para encontrar a recuperação ideal de óleo. Eles concluíram que PSO é uma escolha adequada para otimização de projetos de EOR de inundação química.

Muitos trabalhos de pesquisa foram realizados para otimizar os processos EOR térmicos. No entanto, a maioria de eles contam com a otimização da taxa e pressão do poço e suas localizações em conjunto com diferentes esquemas EOR térmicos. Cuadros et al. [55] posicionamento de poço horizontal otimizado para produção de óleo pesado de um campo. Hou et al. [51] realizou uma otimização de operacional parâmetros de CSS por poços horizontais em reservatórios de óleo pesado. Al-Gosayir et al. [56] apresentado a otimização do método de injeção de vapor sobre solvente para melhorar o óleo pesado recuperação de reservatórios carbonáticos fraturados. Queipo et al. [57] injeção de vapor otimizada taxa em um processo SAGD por uma metodologia de solução que inclui a construção de um substituto. Galvão et al. [58] realizou uma otimização dos parâmetros operacionais de vapor injeção com solvente em reservatórios de óleo pesado. Eles encontraram a distância ideal entre os poços e a taxa de injeção de vapor para diferentes valores percentuais de solventes injetados. Todos esses estudos de pesquisa e muitos outros estão confinados a condições de temperatura constante. Além disso, o efeito da temperatura na permeabilidade relativa é ignorado nestes trabalhos, enquanto algumas investigações empíricas [59, 60] mostram dependência significativa entre permeabilidade e temperatura relativas para rochas de arenito. Os mesmos fenômenos são relatado para reservatórios de giz [61], dolomita e calcário [62].

Apenas alguns trabalhos de pesquisa foram feitos sobre o efeito da temperatura sobre desempenho de projetos EOR térmicos. Pillai e Muralidhar [63] apresentaram um estudo numérico de injeção de água fria e quente em um modelo de formação porosa simples. Eles relataram que um o aumento da temperatura da água injetada melhora a recuperação do óleo em geral. Hamouda et al. [61] investigaram o impacto da dependência da permeabilidade relativa à temperatura em

Processo EOR e mostrou uma diferença significativa entre os resultados de dependentes da temperatura e -permeabilidade relativa independente.

A otimização da temperatura de injeção de água é importante, pois: 1- substituindo o temperatura máxima com a temperatura otimizada pode reduzir significativamente a energia consumo de processo de recuperação térmica aprimorada de óleo; e 2- pode fornecer acesso a mais recursos naturais de energia, aumentando o tempo de penetração da água (o tempo necessário para a água injetada para chegar a um poço de produção) e melhorando a eficiência de varredura da água processo de injeção. Para o conhecimento dos autores, não existe nenhum trabalho geral para se concentrar nos efeitos do temperatura da água quente injetada na recuperação de óleo pesado, considerando outros controles de poço, como a taxa e pressão do poço, e contabilizando a dependência da permeabilidade relativa para temperatura. No presente artigo, otimizações aprimoradas de recuperação de óleo foram conduzidas para modelos de reservatório 2D e 3D e os efeitos da temperatura de injeção de água, água taxa de injeção e BHP dos produtores na recuperação de óleo são investigados, e os resultados são comparados uns com os outros. A fim de comparar o efeito de cada parâmetro no óleo total produção, primeiro uma otimização é realizada com taxas fixas de poço e BHPs, enquanto a água temperatura de injeção é otimizada. Em seguida, a otimização é feita com temperatura constante e taxas e pressões variáveis do poço. Finalmente, BHP dos produtores, e taxa de injeção de água e a temperatura dos injetores é otimizada simultaneamente.

Dependência da permeabilidade relativa à temperatura de um lado e do lado o acoplamento de saturação, temperatura e pressão torna este problema muito não linear. Desde a, métodos de otimização baseados em gradiente podem ficar presos em condições ideais locais, e PSO algoritmo pode pesquisar o domínio globalmente e exibe um bom desempenho em outros EOR projetos conduzidos por outros pesquisadores. Portanto, este método pode ser uma escolha apropriada para otimizar o problema.

## 2. Metodologia

### 2.1 Equações governantes

Assumindo duas fases (as pressões de fase são sempre maiores do que sua pressão de bolha, e portanto, não existe fase gasosa no reservatório), fluxo imiscível de água e óleo, e ignorando efeitos da pressão capilar, as equações de conservação de massa para as fases de água e óleo podem ser escrito da seguinte forma [64, 65]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (S_c \rho_c) + \nabla \cdot (\rho_c \mathbf{v}_c) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (S_o \rho_o) + \nabla \cdot (\rho_o \mathbf{v}_o) = 0 \quad (2)$$

Onde  $\phi$  representa a porosidade e  $\rho_j$ ,  $S_j$  e  $\mathbf{v}_j$  representam respectivamente a densidade, a saturação e a taxa de fluxo de massa por unidade de volume do  $j^{\circ}$  estágio.  $\mathbf{v}_j$  é também a velocidade de Darcy do  $j^{\circ}$  fase que é definida com base na lei de Darcy da seguinte forma:

$$\mathbf{v}_j = -\frac{k}{\mu_j} \nabla p_j \quad (3)$$

Na Eq. (3),  $D$  é a profundidade, e  $p_j$  e  $\mu_j$  são os  $j^{\circ}$  pressão de fase e viscosidade, respectivamente.

$\mathbf{k}$  é o tensor de permeabilidade absoluta e  $k_{rj}$  é a permeabilidade relativa do  $j^{\circ}$  fase e é uma função da saturação de fase e da temperatura neste estudo.

Além disso, presume-se que os meios porosos estão saturados com fases fluidas, portanto:

$$S_c + S_o = 1 \quad (4)$$

Todas as fases de fluido são consideradas em equilíbrio térmico com a fase de rocha sólida.

Portanto, para calcular a temperatura, a equação de conservação de energia pode ser escrita como segue [64, 66]:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{1}{\rho_r C_r} \left( \frac{q_H}{H_j} - \frac{q_H}{H_j} \right) \quad (5)$$

$q_H$  e  $H_j$  são, respectivamente, energia específica e entalpia especial de jº Estágio.  $C_r$  e  $\rho_r$  são respectivamente, capacidade de calor específico e densidade da rocha. Além disso,  $K_T$  é a térmica total condutividade de um bloco contendo as fases de rocha e fluido.  $T$  é a temperatura absoluta e  $q_H$  representa a fonte de calor.

Eqs. (1) a (5) são resolvidos simultaneamente usando CMG-STARs [67] - um software comercial para simulação de estudos de reservatório térmico - e variações de saturação e temperatura, e as taxas de produção de óleo dos produtores são resolvidas durante o processo de injeção de água quente.

## 2.2 Otimização do enxame de partículas (PSO)

A ideia de PSO foi proposta pela primeira vez por Eberhart e Kennedy [68] para a otimização de funções não lineares contínuas. Como outros métodos metaheurísticos que são inspirados em da natureza, o PSO é uma técnica de otimização estocástica e é inspirada na capacidade dos pássaros de rebanho e procura por alimentos. Neste método, um grupo (enxame) de partículas (os candidatos para solução) é distribuída como pontos no espaço N-dimensional. Em que N mostra o número de variáveis que queremos otimizar-los. Cada partícula tem dois vetores N-dimensionais incluindo os vetores de posição e velocidade. Esses vetores mostram a quantidade e a taxa de variação das variáveis de decisão, respectivamente. Os vetores de posição e velocidade de iª partícula são definidos respectivamente da seguinte forma [9]:

$$\mathbf{X}_{eu}^t = [x_{eu,1}^t, x_{eu,2}^t, \dots, x_{eu,n}^t] \quad (6)$$

$$\mathbf{V}_{eu}^t = [v_{eu,1}^t, v_{eu,2}^t, \dots, v_{eu,n}^t] \quad (7)$$

A cada passo de tempo, quando uma partícula se move, sua direção é ajustada de acordo com a melhor posição da partícula ( $\mathbf{X}_{eu}$ ) e também a melhor posição de todas as outras que foram atendidas

nos últimos passos de tempo ( $X_{gl}$ ). Neste artigo, cada partícula contém informações sobre a água temperatura e taxa de injeção, e o BHP dos produtores. Para cada partícula, o objetivo função (aptidão) - volume cumulativo de produção de óleo neste estudo - é calculada usando seu vetor de posição local atual e quando uma partícula encontra uma posição que é melhor do que todos os seus posições anteriores, a nova melhor posição será salva no vetor de melhor posição local ( $X_{eu}$ ). Em seguida, a melhor posição entre todas as partículas (enxame) nessa etapa específica será salva no vetor de melhor posição global ( $X_{gl}$ ).

Os vetores de posição e velocidade são atualizados em cada etapa de acordo com as seguintes relações [9, 69]:

$$V_{eu}^{t+1} = \eta V_{eu}^t + c_1 r_1 (X_{eu}^p - X_{eu}^t) + c_2 r_2 (X_{gl} - X_{eu}^t) \quad (8)$$

$$X_{eu}^{t+1} = X_{eu}^t + V_{eu}^{t+1} \quad (9)$$

Onde  $\eta$  é o peso da inércia e controla o efeito da velocidade da partícula anterior em sua velocidade atual.  $r_1$  e  $r_2$  são variáveis uniformemente distribuídas no intervalo de [0,1], e  $c_1$  e  $c_2$  são parâmetros positivos conhecidos como fatores cognitivos e sociais, respectivamente. Elas determinar a eficácia de cada termo individual e coletivo no movimento da partícula. Os parâmetros de controle do PSO são ajustados pelos valores sugeridos por Clerc e Kennedy [70] como 0,7298,  $c_1 = 1,4962$ .

As etapas mencionadas acima serão repetidas várias vezes até que a solução atenda aos condições de convergência ou após um certo número de iterações [71]. O critério de convergência neste estudo é definida como a condição de que todos os vetores de velocidade das partículas sejam menores que um valor crítico. Neste estudo, o número de partículas é 50.

### 3. Descrição do problema

A fim de testar o efeito da variação dos controles operacionais na recuperação de óleo e otimizar para eles, é necessário definir um problema e preparar uma configuração numérica experimental. Essa configuração inclui modelos de reservatório contendo óleo pesado em que a permeabilidade relativa de as fases do fluido e sua viscosidade dependem da temperatura. Depois, otimização diferente projetos serão conduzidos para otimizar a produção cumulativa de petróleo com temperatura, taxa e Controle de BHP. Nesta seção, o problema é descrito e as propriedades do fluido e o reservatório modelos são representados.

#### 3.1 Propriedades do fluido

De acordo com a pesquisa empírica de Beal [72] que foi feita para 96 óleos diferentes amostras, a viscosidade do óleo pesado pode ser definida como uma função da gravidade API e da temperatura. Para o óleo pesado com API = 20, a viscosidade é 70 cP a 20 ° C e reduz para 1 cP quando a temperatura aumenta até 90 ° C (como mostrado na Fig. 1). A viscosidade da água é considerada ser constante e igual a 0,5 cP. Esta suposição é razoável, uma vez que a viscosidade da água variações com a temperatura são limitadas na faixa de temperatura usada neste estudo.

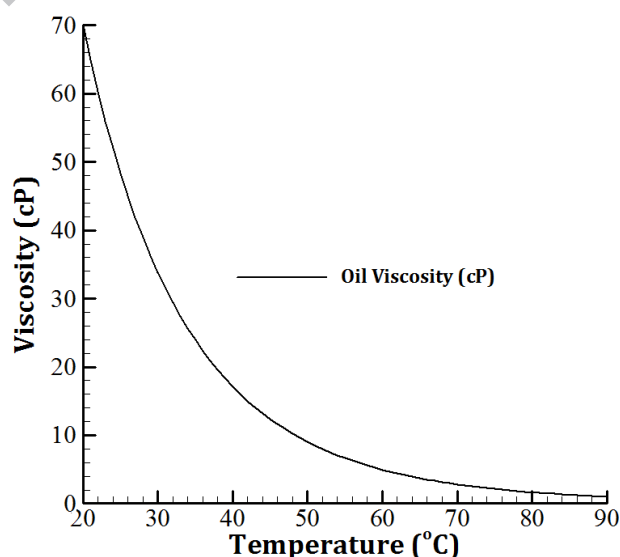


Figura 1 Variações de viscosidade do óleo com a temperatura

A densidade das fases fluidas em termos de temperatura e pressão são descritas pelo seguinte relação [73]:

$$\rho_j(T, p) = \rho_{ref,j} \exp \left[ c_j (p - p_{ref}) + \alpha_j (T - T_{ref}) \right] \quad (10)$$

Na relação acima,  $c_j = 10^{-7} \text{ kPa}^{-1}$  e  $\alpha_j = 10^{-4} \text{ K}^{-1}$  são a compressibilidade e o térmico coeficiente de expansão do  $j^{\circ}$  fase, respectivamente.  $p_{ref} = 100 \text{ kPa}$  e  $T_{ref} = 273 \text{ K}$  estão respectivamente a pressão e a temperatura de referência.  $\rho_{ref,j}$  é densidade de  $j^{\circ}$  fase no temperatura e pressão de referência, que é definida para 998 e 938  $\text{kg.m}^{-3}$  para água e óleo fases, respectivamente [74]. Outros valores de propriedade térmica de fases fluidas e rocha que são usados neste artigo são apresentados na Tabela 1 [75].

**tabela 1** Valores de propriedades térmicas de rochas e fluidos [75].

Propriedade	Valor
Capacidade térmica da rocha ( $C_r$ )	2300 ( $\text{J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ )
Capacidade térmica específica da água ( $\bar{C}_{p,UW}$ )	4,19 ( $\text{kJ kg}^{-1}$ )
Capacidade térmica específica do óleo ( $\bar{C}_{p,UO}$ )	2,02 ( $\text{kJ kg}^{-1}$ )
Condutividade térmica da rocha	3,5 W (mK) <sup>-1</sup>
Condutividade térmica de água e óleo	0,6 W (mK) <sup>-1</sup>

Supondo que o reservatório consista em rochas de arenito. Para tais reservatórios, o relativo permeabilidade das fases de fluido são definidas como funções tanto da saturação quanto da temperatura. De acordo com a pesquisa empírica feita por Maini e Okazawa [76], o

A permeabilidade relativa dos reservatórios de arenito pode ser expressa da seguinte forma:

$$k_{rw} = \frac{(S^*)_{nc} - 1.01 S^*}{1.01}$$

$$k_{ro} = \frac{(1 - S^*)_{no} - 1.01 (1 - S^*)}{1.01} \quad (11)$$

$$S^* = \frac{S_c S_{banheiro}}{1 - S_{banheiro} - S_{ou}}$$

No qual  $n_c$  e  $n_o$  são poderes empíricos dependentes da temperatura e são calculados a partir de Tabela 2, com interpolação linear. Além disso,  $S_{banheiro}$  e  $S_{ou}$  são considerados constantes e igual a 0,22 e 0, respectivamente.

É importante mencionar que a permeabilidade relativa é uma propriedade de rocha e fluido e vários funções são sugeridas com outros pesquisadores para estimá-lo. Neste estudo, o Maini e A relação de Okazawa é usada como uma instância para definir a permeabilidade relativa de fases fluidas para definir nossa configuração experimental numérica para uma rocha de arenito.

**mesa 2** Valores empíricos para  $n_c$  e  $n_o$  em função da temperatura [76].

T (° C)	$n_c$	$n_o$
21	1,56	1,99
60	0,625	1,97
100	1,19	3
150	2,3	2,68
200	2.09	1,34

### 3.2 Modelos de reservatório

No presente estudo, dois tipos de modelos de reservatório (incluindo um 2D e um 3D) são utilizados em a fim de simular inundações de água quente em reservatórios de óleo pesado. A heterogeneidade de ambos reservatórios são derivados do modelo de reservatório SPE-10. SPE-10 é um 3D realista modelo de reservatório heterogêneo organizado pela Society of Petroleum Engineers como um projeto de solução comparativa para comparar o desempenho de diferentes reservatórios numéricos simuladores [77]. O modelo completo contém mais de 1 milhão de blocos de grade em 85 camadas, e a otimização no modelo completo consome muito tempo. Portanto, neste estudo para o 2D reservatório apenas uma camada do modelo principal é usada. O modelo 3D também é uma versão aprimorada do modelo principal em uma grade grossa. A distribuição da porosidade nos reservatórios é assumida como ser homogêneo e  $\varphi = 0,2$  é considerado por seu valor. Outros detalhes dos dois implementados reservatórios são descritos nas subseções subsequentes:



### 3.2.1 Modelo de reservatório 2D

A fim de testar o efeito da otimização dos parâmetros indicados durante a inundação de água quente processo em um modelo de reservatório, um problema heterogêneo 2D com 13 poços é considerado como o configuração experimental. O modelo é  $360 \times 660 \times 9 \text{ m}^3$  reservatório horizontal com uma camada e  $60 \times 220 \times 1$  células, e a permeabilidade do campo é ilustrada na Fig. 2. Supõe-se que não fluxo pode passar através dos limites do reservatório e a pressão inicial média do o reservatório é de 20 MPa. O valor inicial uniforme de 0,78 também foi considerado para a saturação de óleo. O conhecido modelo Peaceman [78] é usado para definir o tratamento de poço com poço diâmetro de 0,1524 m e fator de pele de  $s = 0$ .

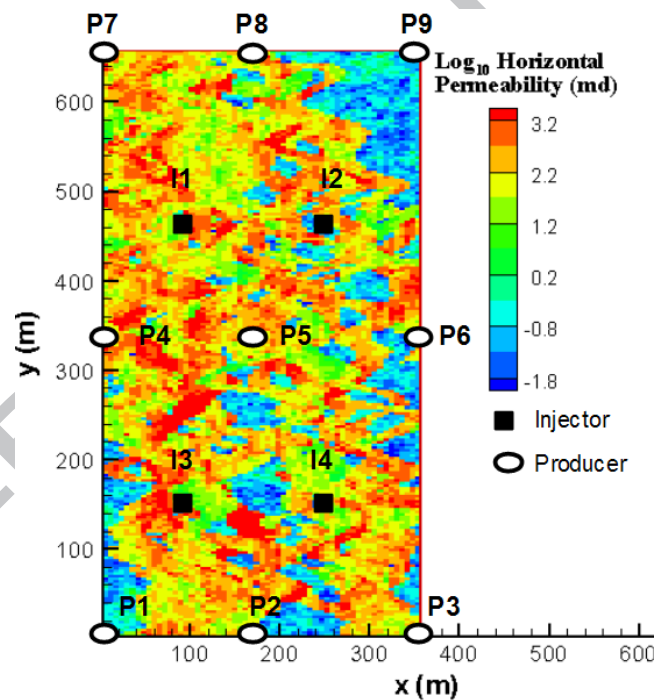


Figura 2 Distribuição de permeabilidade e colocação de poço no modelo de reservatório 2D.

### 3.2.2 Modelo reservatório 3D

O modelo 3D é  $365,8 \times 670,5 \times 51,8 \text{ m}^3$  domínio sem limites de fluxo, incluindo um poço injetor no centro do reservatório que injeta a taxa constante de  $2.000 \text{ m}^3/\text{dia}$  de calor água com temperaturas variantes (entre  $25^\circ \text{C}$  e  $90^\circ \text{C}$ ) no reservatório. Quatro verticais

produtores são perfurados nos 4 cantos do reservatório e são controlados por um BHP constante durante o tempo de injeção de água. Presume-se que a perfuração do poço seja feita em todas as camadas do poço. Como mencionado anteriormente, o modelo é uma versão aprimorada do modelo principal (usando média aritmética), incluindo células  $30 \times 55 \times 17$ . A permeabilidade horizontal do campo é mostrado na Fig. 3, e a permeabilidade vertical de cada célula é 0,3 vezes a horizontal permeabilidade dessa célula. Semelhante ao modelo de reservatório 2D, a mesma pressão inicial e óleo valores de saturação são usados para o modelo 3D, e os poços são modelados por Peaceman's relação com o mesmo fator de pele e diâmetro de poço.

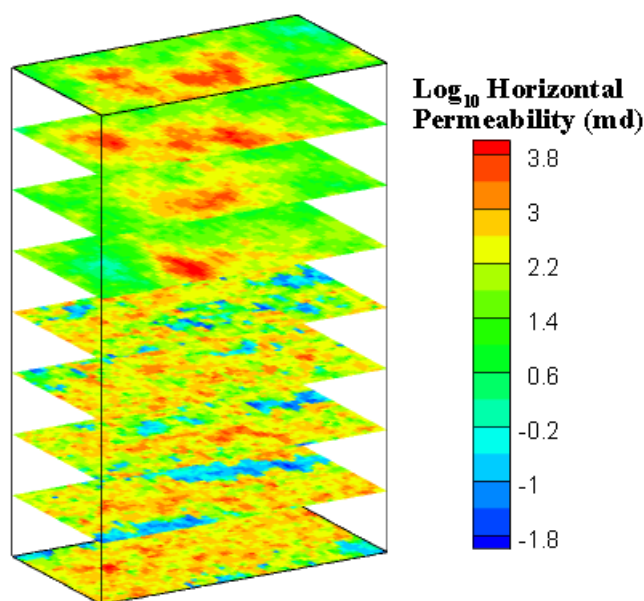


FIG. 3 Permeabilidade horizontal do modelo SPE-10 em escala aumentada em suas diferentes camadas [77]

## 4. Resultados e discussão

Nesta seção, os resultados são apresentados em duas subseções para os reservatórios 2D e 3D. O 2D modelo é usado para realizar uma análise de sensibilidade detalhada, uma vez que diferentes fenômenos podem ser claramente exibida em um modelo 2D. Em projetos EOR térmicos comuns, BHP e taxas são otimizado para maximizar a função objetivo com temperatura de injeção constante. Portanto, em neste estudo, primeiro, o único efeito da temperatura no COP é investigado para mostrar que um ótimo

a temperatura existe para maximizar o COP. Em seguida, para descobrir como a temperatura pode afetar o COP quando que é otimizado de acordo com BHP e taxas, é necessário otimizar o problema em um maneira comum com apenas BHP e controle de taxa para fornecer uma referência para comparação. No próximo passo, que é a nossa contribuição, temperatura, BHPs e taxas são controlados simultaneamente e seus resultados são comparados com aqueles do caso de referência (que é otimizado apenas com BHP e controle de taxa). Por fim, mostrar que o método proposto é capaz de funcionar de uma forma mais campo 3D complexo, o mesmo procedimento foi repetido no reservatório 3D e os resultados são comparados uns com os outros.

#### 4.1 Configuração experimental 2D

Para o modelo 2D descrito na seção 3.2.1, a otimização é realizada. Para avaliar o efeito da variação de cada parâmetro no COP, um cenário de inundação de água quente no estado de base é obrigatório. Após cada problema de otimização, os resultados ideais serão comparados com os de a condição de estado básico. Os detalhes da situação do estado de base são descritos na Tabela 3, e todos simulações para o modelo de reservatório atual são realizadas por 4000 dias. Os quatro injetores são controlados com uma taxa de injeção de água especificada e todos os nove produtores estão sob BHP constante durante o tempo de simulação. É esperado aumentando a injeção de água temperatura, a viscosidade do óleo reduz e leva a uma maior mobilidade do óleo e aumenta o COP. Portanto, para o estado básico, a temperatura de injeção de água é definida para o valor mais alto de 90 ° C. Isto será mostrado nas seções subsequentes que este fato geralmente não é verdadeiro e uma ótima temperatura pode existir para otimizar o COP.

**Tabela 3** Os detalhes variáveis da situação de base

Variável	Valor
Temperatura de injeção de água (° C)	90
Taxa de injeção de água (m <sup>3</sup> /dia)	40
BHP dos produtores (kPa)	5000

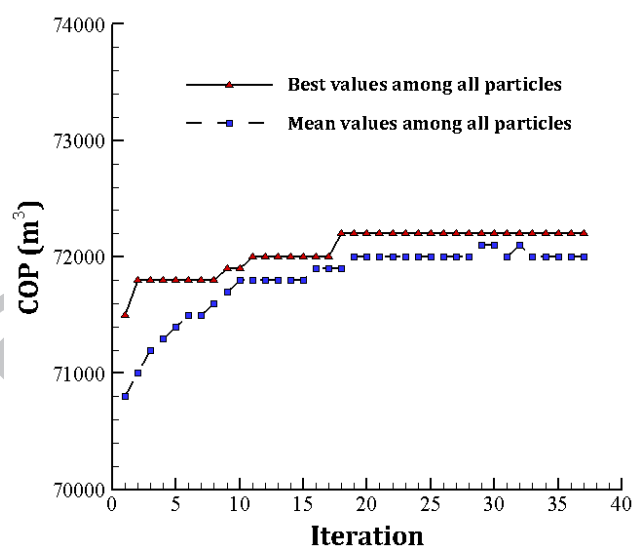
Para um projeto ideal de injeção de água quente, os parâmetros de decisão são limitados às restrições apresentado na Tabela 4.

**Tabela 4** Restrições para seleção ótima de variáveis de decisão

Variável	Diminuir vinculado	Superior vinculado	Limitação
Temperatura de injeção de água (° C)	25	90	-----
Taxa de injeção de água (m <sup>3</sup> / dia)	0	160	Taxa total de injeção de água é 160 m <sup>3</sup> / dia
BHP dos produtores (kPa)	1000	10.000	-----

#### 4.1.1 Otimização da temperatura de injeção de água

Como mencionado anteriormente, primeiro, a temperatura de injeção de água nos quatro injetores são selecionadas como variáveis de decisão a serem otimizadas. A história de convergência do algoritmo PSO é apresentado na Fig. 4 e os valores otimizados são resumidos na Tabela 5.



**Fig. 4** A história de convergência do PSO para otimização da temperatura de injeção de água

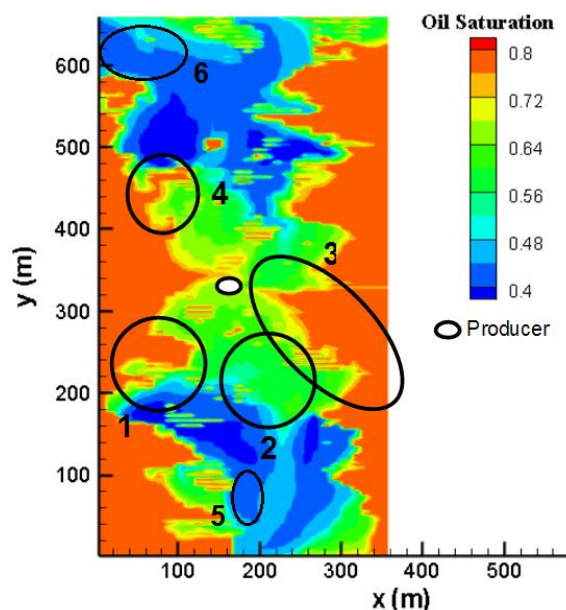
Como pode ser visto, o PSO converge para o ponto ideal após 37 iterações e o ponto ideal a temperatura em cada injetor é diferente das outras. Além disso, observa-se que o ótimo temperatura de injeção de água não é o limite superior de temperatura (ou seja, 90 ° C), e por controle ideal da temperatura, mais óleo poderia ser recuperado com menos consumo de energia para aquecer a água injetada.

**Tabela 5** Valores otimizados de temperatura de injeção de água para cada injetor

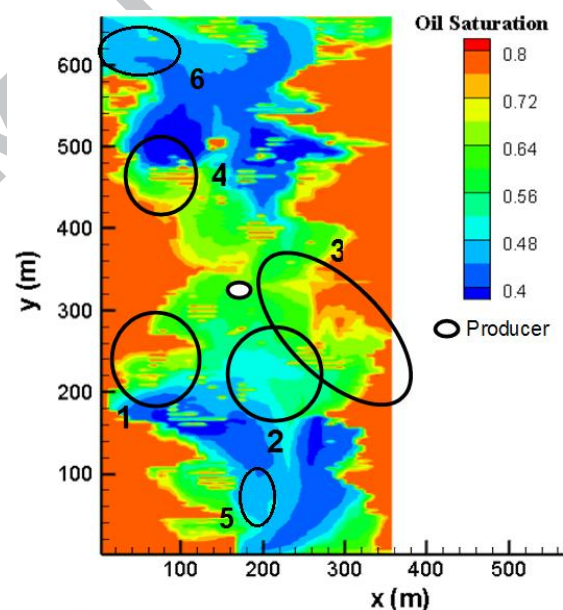
Nome do injetor	I1	I2	I3	I4
Injeção de água temperatura (° C)	39,0	60,1	25,7	62,4

A Fig. 8 compara o COP do estado otimizado de temperatura e o estado de base durante o período quente processo de inundação de água. Os resultados indicam que o COP, após um período de 4000 dias, melhora mais de 7% apenas controlando a temperatura de injeção de água.

Para mais investigação sobre o impacto da otimização da temperatura no calor inundação de água desempenho e varredura do óleo, distribuição da saturação do óleo após 4000 dias de água o alagamento para os casos base e otimizado são mostrados na Fig. 5 e na Fig. 6, respectivamente.



**Fig. 5** Distribuição da saturação de óleo após 4000 dias para o situação de base (estado não otimizado)



**Fig. 6** Distribuição da saturação de óleo após 4000 dias para o caso com temperatura de injeção de água otimizada

A comparação da Fig. 5 com a Fig. 6 revela que para o caso otimizado, especialmente nas regiões delineado por círculos, a água injetada poderia avançar melhor para o reservatório para deslocar o fase de óleo. Portanto, foi demonstrado que o controle de temperatura de injeção de água poderia melhora a eficiência de varredura e melhora a recuperação cumulativa de óleo. À primeira vista, pode ser

implicou que a temperatura mais alta de injeção de água deveria levar a um COP mais alto. Esse fato pode ser verdade para alguns casos específicos, mas isso geralmente não é verdade. Água crescente temperatura de injeção de um lado pode reduzir a viscosidade do óleo com mobilidade subsequente incremento, mas do outro lado também pode reduzir a permeabilidade relativa após um determinado temperatura (com alteração da molhabilidade) que leva à diminuição da mobilidade. Além disso, o aumento da mobilidade do óleo nem sempre pode levar a um COP mais alto. Dependendo da heterogeneidade do reservatório e suas condições, a água quente injetada pode passar pelo óleo e chegar aos poços de produção sem a transferência de calor adequada para a fase de óleo e varrer o aprisionado óleo dentro do reservatório. O aumento da temperatura de injeção de água pode agilizar a água tempo de descoberta e aumenta a porção de produção de água dos poços produtores (conhecido como corte de água), que causa a menor recuperação de óleo do reservatório. No Fig. 5 e Fig. 6, dois canais de água entre os poços de injeção e produção são indicados com 5 e 6 números. Como pode ser visto nessas regiões, para o estado otimizado, a água é empurrando o petróleo para o poço de produção, enquanto para o estado de base a água passou pelo petróleo e chegou a um poço de produção. O mesmo fenômeno também foi relatado por Hamouda e Karoussi [79] em seu experimento em amostras de rocha calcária, em que ao aumentar a água temperatura de injeção de até 80 ° C melhora a produção de óleo, enquanto por mais temperatura o incremento da produção de petróleo diminuiu.

#### **4.1.2 Otimização de taxa e BHP**

Projetos aprimorados de recuperação de óleo são comumente implementados com controle de taxa e BHP de poços. Nesta parte, o PSO é realizado para encontrar as taxas ideais de injeção de água dos 4 injetores e o BHP dos 9 produtores para atingir o COP máximo, quando da injeção de água a temperatura é 90 ° C. Os resultados desta seção são usados como referência para comparar os resultados de nosso método proposto (apresentado na seção 4.1.3) com os de projetos comuns. O ótimo

os valores para os parâmetros mencionados estão listados na Tabela 6.

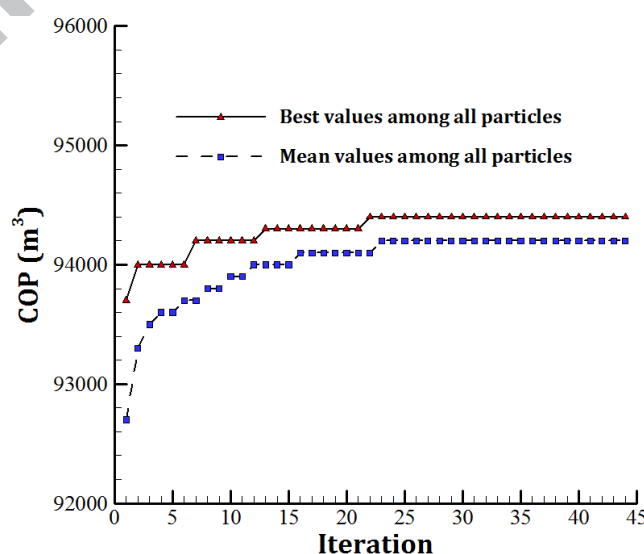
**Tabela 6** Valores de BHP otimizados de produtores e taxas de injeção de água

Produtor nome	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
BHP (kPa)	2347	1756	8442	9204	8796	4660	1115	1888	1970
Nome do injetor	I1		I2		I3		I4		
Injeção de água taxa (m <sup>3</sup> /dia)	29,1		82,1		19,7		29,1		

A comparação do COP otimizado (BHP e estado otimizado de taxa) com o estado de base também é representado na Fig. 8. Os resultados mostram que um aumento de mais de 30% no COP após 4000 dias de inundação de água quente, com a taxa e controle do BHP dos 13 poços.

#### 4.1.3 Otimização de temperatura, taxa e BHP

Nesta seção, a temperatura de injeção de água e a taxa em quatro injetores em linha com o BHP de os nove produtores (17 parâmetros no total) são otimizados simultaneamente, e os resultados são comparados com os obtidos na seção anterior. Portanto, o impacto real de otimizar a temperatura de injeção de água no COP pode ser observado com precisão. Fig. 7 exposições a história de convergência do PSO e mostra que o PSO pode convergir após 44 iterações.

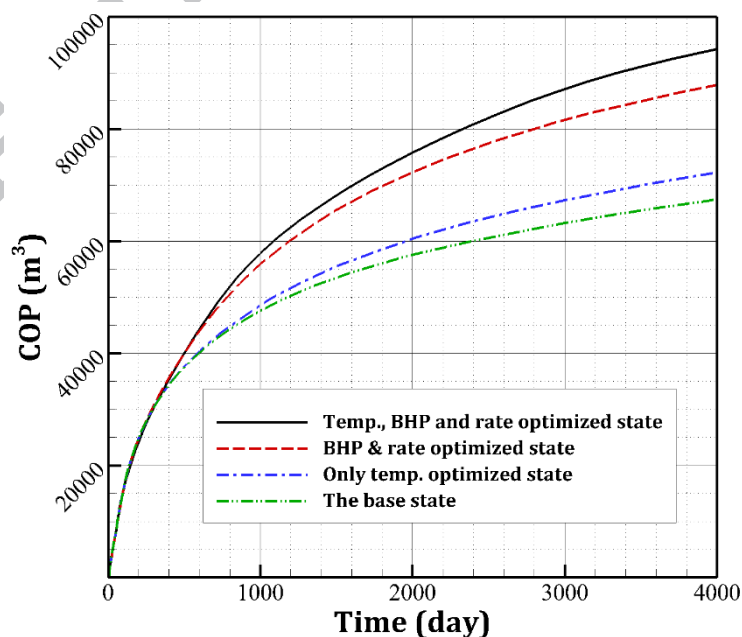


**Fig. 7** O histórico de convergência de PSO para otimização de temperatura, taxa e BHP

As temperaturas ideais de injeção estimadas em injetores estão resumidas na Tabela 7. Neste caso, as temperaturas ideais de injeção de água são quase semelhantes e confinadas em uma faixa em torno da temperatura máxima de injeção (90 °C). Conforme ilustrado na Fig. 8, comparação de COP deste caso com o caso anterior (em que a temperatura de injeção de água foi de 90 °C) revela que a otimização simultânea de temperatura com outras restrições de poço pode melhorar consideravelmente o COP (cerca de 7,2%).

**Tabela 7** Valores de BHP otimizados de produtores e temperaturas e taxas de injeção de água

Produtor nome	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
BHP (kPa)	3420	2810	9340	9750	7770	7250	1100	7580	1460
Nome do injetor	I1		I2		I3		I4		
Injeção de água taxa (m <sup>3</sup> /dia)	31,1		13,7		84,1		31,1		
Injeção de água temperatura (°C)	88,3		84,2		89,7		80,4		

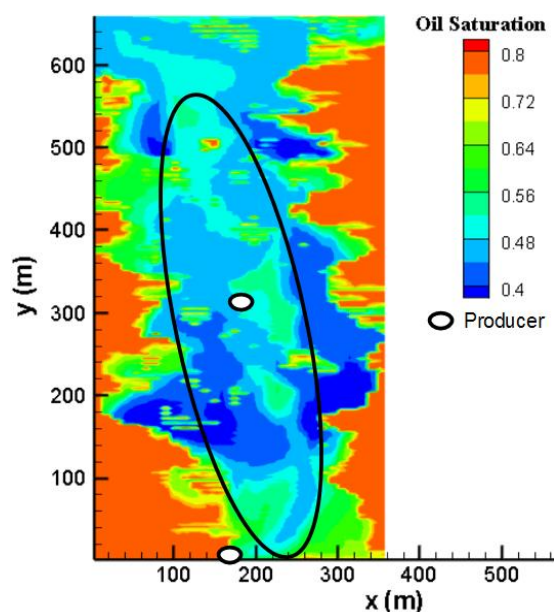


**Fig. 8** Comparação dos diferentes estados otimizados e os valores de COP do estado de base durante 4000 dias de inundação de água quente

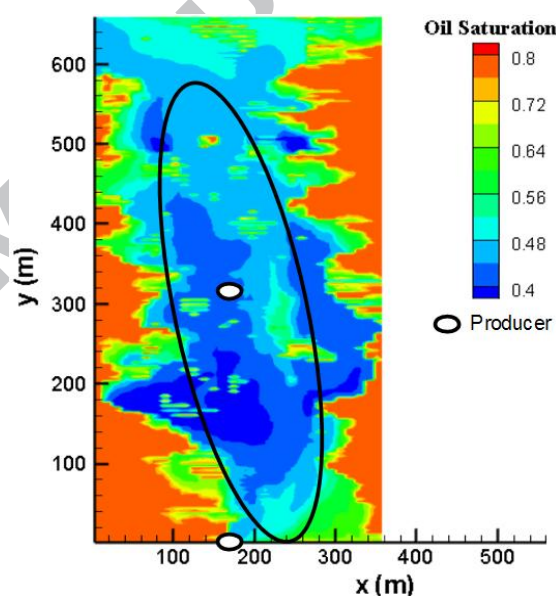


Também comparando os resultados da Tabela 5 e da Tabela 7, indica que a injeção de água ideal as temperaturas nos injetores dependem da taxa do poço e dos valores de BHP, e pela variação destes parâmetros, as temperaturas ideais podem mudar notavelmente.

Para investigar melhor o impacto do controle ideal de temperatura em poços de injeção no COP, a distribuição da saturação de óleo para o caso com taxa ótima e BHP (Fig. 9) é comparada com aquele do caso com temperatura, taxa e BHP ideais (Fig. 10). Obviamente depois controle ideal da temperatura de injeção de água, a menor quantidade de óleo permanece no reservatório, especialmente na região dentro da elipse preta na Fig. 10.



**Fig. 9** Distribuição da saturação de óleo após 4000 dias para o caso com taxas otimizadas e BHPs



**Fig. 10** Distribuição da saturação de óleo após 4000 dias para o caso com injeção de água otimizada temperaturas, taxas e BHPs

O motivo do fato mencionado foi explicado na seção 4.1.1, mas para examiná-lo posteriormente a curvas de corte de água de poços de produção para os dois estados anteriores são representadas na Fig. 11. Como pode ser visto, a otimização da temperatura com taxa e BHP, atrasou o rompimento da água tempo (o tempo que o corte de água começa a crescer). Portanto, a água injetada poderia manter por um mais tempo dentro do reservatório para trocar seu calor com óleo e empurrá-lo para a produção poços.

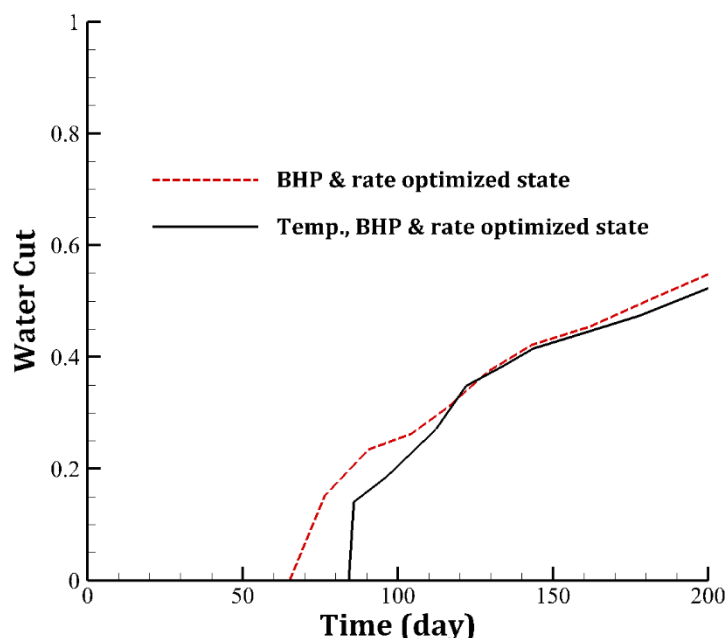


Fig. 11 Comparação entre corte de água de dois casos otimizados.

#### 4.2 Teste de campo 3D

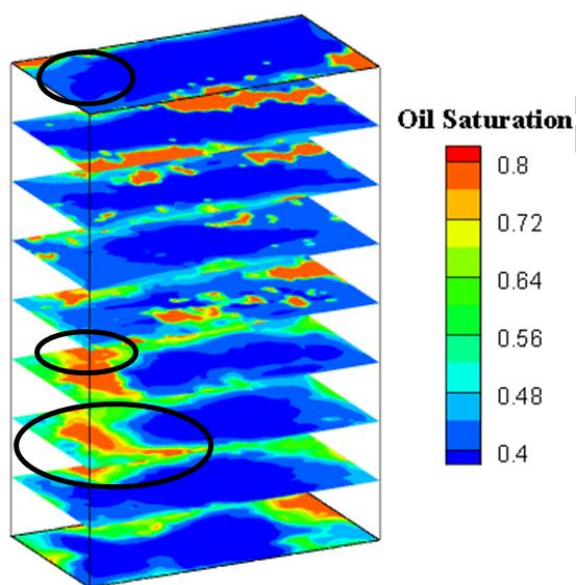
Nesta seção, a recuperação aprimorada de óleo com controle ideal da temperatura de injeção de água é testado no modelo de reservatório de campo 3D introduzido na seção 3.2.2. Desde o reservatório 3D inclui um único injetor e em nosso estudo (semelhante à configuração experimental 2D) o total A taxa de injeção de água é considerada constante, o BHP dos produtores será otimizado e o efeito da temperatura de injeção de água no COP será investigado. Detalhes de operação variáveis para o caso base são as mesmas do modelo 2D (Tabela 3), exceto para a água taxa de injeção que é definida para 2.000 m<sup>3</sup>/ dia. Porque o reservatório 3D é maior do que o 2D modelo, é necessário um tempo maior para esgotar; portanto, a água é injetada com uma taxa mais alta e a simulação é realizada por um período mais longo (8000 dias).

A otimização também é realizada com as mesmas restrições que são expostas na água temperatura de injeção e BHP dos produtores na montagem experimental 2D (Tabela 4).

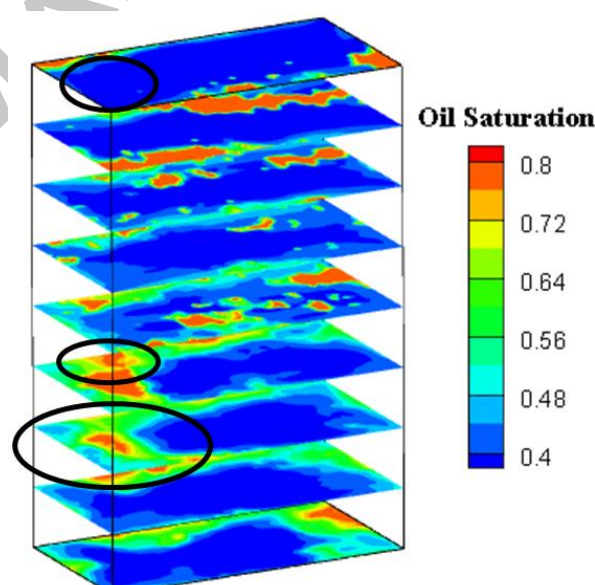
Após a implementação do PSO, o valor ideal de 59,9 ° C foi encontrado como o valor ideal da temperatura de injeção de água. Nesta situação, o BHP dos produtores deveria ser

constante e igual ao estado de base. Os resultados do COP (Fig. 14) mostram que o único a otimização da temperatura de injeção de água levou a uma melhoria de 4,1% no COP após 8.000 dias de injeção de água quente.

Para mais investigação do efeito da otimização da temperatura na inundação de água quente desempenho e varrendo o óleo em diferentes camadas do reservatório 3D, distribuição de óleo saturação após 8.000 dias de inundação para a base e casos otimizados são mostrados na Fig. 12 e Fig. 13, respectivamente. Como pode ser visto nestas figuras, em algumas regiões (especialmente o regiões que são especificadas com círculos), a saturação de óleo do caso otimizado é menor do que o caso do estado de base.



**Fig. 12** Distribuição da saturação de óleo após 8.000 dias para a situação de base (estado não otimizado)



**Fig. 13** Distribuição da saturação de óleo após 8.000 dias para o caso com temperatura de injeção de água otimizada

Uma vez que tradicionalmente para este problema, apenas BHP em produtores são controlados para aumentar o petróleo recuperação, outra otimização é realizada com controle de BHP nos poços de produção. Por esta caso, os resultados indicam que o COP melhorará até 2,2% em comparação com o caso base, que mostram que o controle da temperatura de injeção de água tem maior impacto no COP em comparação com o controle BHP.

Agora, a otimização é implementada com o controle do BHP e da temperatura de injeção de água simultaneamente usando PSO com 50 partículas. O histórico de convergência do PSO é ilustrado na Fig. 15 e mostra que o PSO converge para o estado ideal após 39 iterações. O BHP ideal e a temperatura de injeção de água também são descritas na Tabela 8. Como mostrado na Fig. 14, COP tem sido melhorado mais do que os dois casos anteriores e sua melhoria geral atingiu o valor de 5,4% em comparação com o estado de base.

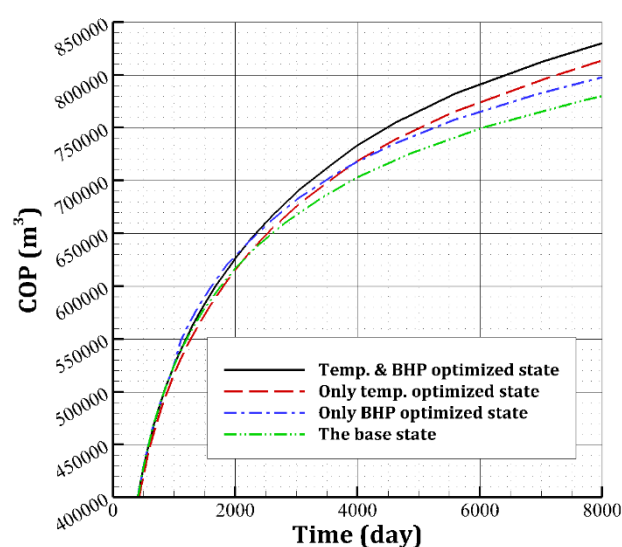


Fig. 14 Comparação dos três estados otimizados e os valores de COP do estado de base durante 8.000 dias de inundação de água quente

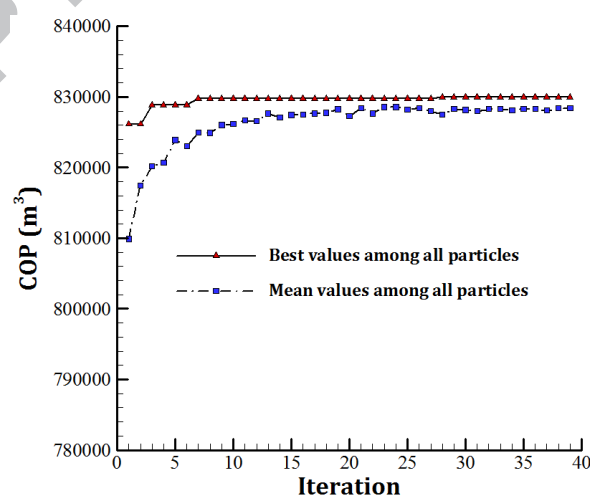


Fig. 15 A história da convergência durante a otimização

**Tabela 8** Temperatura de injeção de água otimizada e valores de BHP dos produtores

Nome do Produtor	P1	P2	P3	P4
BHP (kPa)	5394	5964	7632	5829
Temperatura de injeção de água (°C)	61,9			

Distribuição da saturação de óleo nas diferentes camadas do reservatório após 8.000 dias de água quente inundação, para o BHP otimizado e os casos BHP e temperatura otimizados são ilustrados em Fig. 16 e Fig. 17, respectivamente. Como pode ser observado, quando além do BHP a água temperatura de injeção também é otimizada, nas regiões delineadas do óleo do reservatório pode ser varrido melhor do que o caso apenas com BHPs ideais.

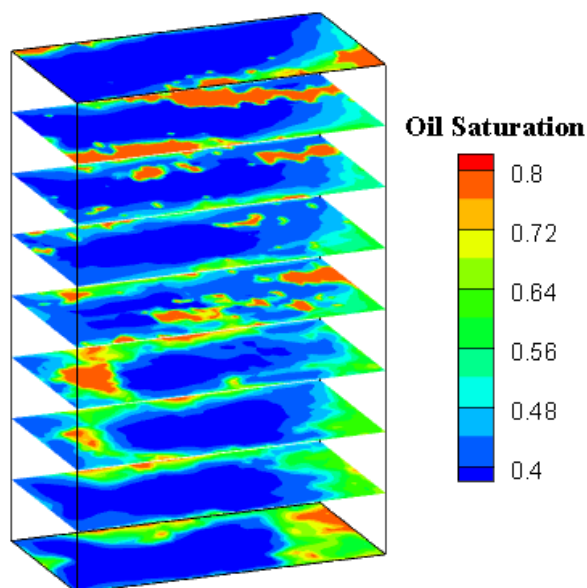


Fig. 16 Distribuição da saturação de óleo após 8.000 dias para a situação otimizada do BHP

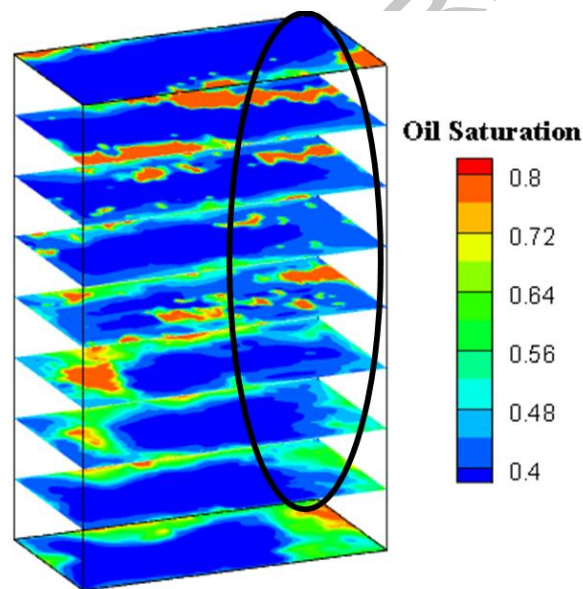


Fig. 17 Distribuição da saturação de óleo após 8.000 dias para o caso com BHP otimizado e injeção de água temperatura

## 5. Conclusões

A recuperação térmica aprimorada de óleo com injeção de água quente foi investigada e, além disso, para o controle ideal das taxas de injeção de água e pressão do fundo do poço (BHP) dos produtores - que são tradicionalmente feitos nesses projetos - o efeito do controle ideal da injeção de água temperatura na recuperação de óleo foi discutida. O método metaheurístico do enxame de partículas otimização (PSO) foi implementada com sucesso para encontrar os valores ideais de decisão variáveis. Dois problemas de amostra - modelos de campos petrolíferos heterogêneos 2D e 3D, derivados do décimo modelo SPE com funções de permeabilidade relativa dependente da temperatura - foram projetado para testar o método, e injeção de água quente em diferentes condições foram

realizadas nesses reservatórios. O modelo 2D inclui 4 injetores e 9 produtores (13 poços), em que a taxa total de injeção de água é constante e deve ser alocada de maneira ideal entre os 4 injetores. Três otimizações foram realizadas com 1- controle ideal de injeção de água temperatura apenas; 2- controle ótimo de taxas de poços e BHPs; e 3- controle ideal de água temperatura de injeção, taxa e BHP dos produtores. Resultados apresentados em termos de cumulativos volume de produção de óleo e distribuição da saturação de óleo no reservatório. Os três mencionados casos mostraram, respectivamente, 7%, 30% e 37,2% de melhoria na produção cumulativa de óleo de reservatório durante 4000 dias de injeção de água quente. Os resultados provam que a temperatura joga um papel importante em projetos de inundação de água quente. Além disso, seu valor ideal não é necessariamente o mesmo que a temperatura máxima de trabalho (90 °C aqui), e por temperatura controlar o consumo de energia para aquecimento da água também pode ser reduzido. Depois, outro O projeto de otimização foi feito em um reservatório de campo 3D. Os resultados do problema 2D foram confirmado pelos resultados do problema 3D. Os resultados mostram que em algumas camadas por ótimo o controle da temperatura de injeção de água do óleo foi varrido melhor e a produção de óleo melhorou. Foi demonstrado que a temperatura de injeção de água é um parâmetro importante em projetos de recuperação térmica aprimorada de óleo e a produção de petróleo pode melhorar substancialmente por controle ideal da temperatura de injeção de água.

## 6. Referências

- [1] B. Petróleo, Análise estatística da energia mundial, junho de 2016, em 2016.
- [2] R. Xu, K. Zeng, C. Zhang, et al., Assessing the Feasibility and CO<sub>2</sub> Storage Capacity of CO<sub>2</sub> Enhanced Shale Gas Recovery Using Triple-Porosity Reservoir Model, *Applied Thermal Engineering*, (2017).
- [3] M. van der Hoeven, *World Energy Outlook 2013*, (2013).
- [4] A. Shafiei, MB Dusseault, S. Zendeheboudi, et al., Uma nova ferramenta de triagem para avaliação do desempenho de inundação a vapor em Naturally Fractured Carbonate Reservoirs, *Fuel*, 108 (2013) 502-514.
- [5] M. Lv, S. Wang, modelagem em escala de poros de um fluxo de água / óleo de duas fases em inundação de água quente para recuperação aprimorada de óleo, *RSC Advances*, 5 (2015) 85373-85382.

- [6] E. Trigos, R. Avila, M. Lozano, et al., Estratégias para Aumentar a Produção em um Campo de Petróleo Pesado na Colômbia com Estimulação Cíclica de Vapor, em: Conferência de Petróleo Pesado e Extra Pesado da SPE América Latina e Caribe, Sociedade de Engenheiros de petróleo, 2016.
- [7] G. Giacchetta, M. Leporini, B. Marchetti, Análise econômica e ambiental de uma instalação de Drenagem por Gravidade Assistida por Vapor (SAGD) para recuperação de petróleo de areias petrolíferas canadenses, *Applied Energy*, 142 (2015) 1-9.
- [8] X. Changfeng, G. Wenlong, H. Jihong, Pesquisa e aplicação de tecnologias de inundação de incêndio em reservatório de óleo pesado injetado após vapor, em: IPTC 2013: International Petroleum Technology Conference, 2013
- [9] M. Siavashi, MR Tehrani, A. Nakhaee, otimização eficiente de enxame de partículas de colocação de poço para melhorar a recuperação de petróleo usando uma nova função de objetivo baseada em simplificação, *Journal of Energy Resources Technology*, (2016).
- [10] M. Naderi, E. Khamehchi, Otimização de colocação de poço usando algoritmo de morcego metaheurístico, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (2016).
- [11] A. Salmachi, MR Bonyadi, M. Sayyafzadeh, et al., Identificação de locais potenciais para colocação de poços em reservatórios de metano de leito de carvão desenvolvidos, *International Journal of Coal Geology*, 131 (2014) 250-262.
- [12] A. Mamghaderi, A. Bastami, P. Pourafshary, Otimização do desempenho de inundação de água em um reservatório em camadas usando uma combinação de modelo de capacitância resistiva e método de algoritmo genético, *Journal of Energy Resources Technology*, 135 (2013) 013102.
- [13] J. Jansen, Otimização baseada em Adjoint of Multi-phase flow through porous media – a review, *Computers & Fluids*, 46 (2011) 40-51.
- [14] M. Tavallali, I. Karimi, K. Teo, et al., Posicionamento de poço produtor ideal e planejamento de produção em um reservatório de petróleo, *Computers & Chemical Engineering*, 55 (2013) 109-125.
- [15] X. Wang, RD Haynes, Q. Feng, Um algoritmo de pesquisa de coordenadas multinível para colocação de poços, controle e otimização conjunta, *Computadores e Engenharia Química*, 95 (2016) 75-96.
- [16] TAN Heirung, MR Wartmann, JD Jansen, et al., Otimização do processo de inundação de água em um pequeno reservatório de óleo horizontal 2d por transcrição direta, *IFAC Proceedings Volumes*, 44 (2011) 10863-10868.
- [17] JFD Tapia, J.-Y. Lee, RE Ooi, et al., Otimização de CO<sub>2</sub> alocação e programação em operações de recuperação aprimorada de petróleo (EOR), *Applied Energy*, 184 (2016) 337-345.



- [18] DR Brouwer, Otimização dinâmica de inundação de água com poços inteligentes usando teoria de controle ideal, TU Delft, Delft University of Technology, 2004.
- [19] DW Zhao, J. Wang, ID Gates, Estratégia de inundação de vapor auxiliada por solvente otimizada para recuperação de reservatórios de óleo pesado finos, *Combustível*, 112 (2013) 50-59.
- [20] MJ Choobineh, M. Siavashi, A. Nakhaee, Otimização da produção de petróleo no processo de injeção de água usando algoritmos ABC e SQP empregando técnica de simulação simplificada, *Modares Mechanical Engineering*, 15 (2015) 227-238.
- [21] J. Dréo, A. Pétrowski, P. Siarry, et al., *Metaheuristics for Hard Optimization Methods and Case Studies - Simulated Annealing, Tabu Search, Evolutionary and Genetic Algorithms, Ant Colonies*, em, Springer, Berlin, 2006.
- [22] HZ Sabzi, D. Humberson, S. Abudu, et al., Otimização do controlador de lógica difusa adaptativa usando novos algoritmos evolutivos combinados e sua aplicação no sistema de controle de inundação Diez Lagos, Southern NewMexico, *Expert Systems with Applications*, 43 (2016) 154-164.
- [23] T. Niknam, R. Khorshidi, BB Firouzi, Um algoritmo evolucionário híbrido para reconfiguração do alimentador de distribuição, *Sadhana*, 35 (2010) 139-162.
- [24] A. Azimifar, S. Payan, Otimização de características de uma matriz de aletas finas usando algoritmo PSO em cavidades confinadas aquecidas de um lado com convecção livre, *Engenharia Térmica Aplicada*, 110 (2017) 1371-1388.
- [25] A. Beghi, L. Cecchinato, G. Cosi, et al., Um algoritmo baseado em PSO para operação ideal de múltiplos sistemas de resfriamento, *Applied Thermal Engineering*, 32 (2012) 31-40.
- [26] S. Sadeghi, H. Saffari, N. Bahadormanesh, Otimização de um ciclo Kalina de turbina dupla modificado usando o algoritmo Artificial Bee Colony, *Applied Thermal Engineering*, 91 (2015) 19-32.
- [27] W. Shao, Z. Cui, L. Cheng, Otimização multi-objetivo das distribuições de ar de resfriamento do resfriador de grelha com diferentes diâmetros de partículas de clínquer e câmaras de ar por algoritmo genético, *Engenharia Térmica Aplicada*, 111 (2017) 77-86.
- [28] M.-D. Yang, M.-D. Lin, Y.-H. Lin, et al., Projeto de otimização multiobjetivo de material de envelope de construção verde usando um algoritmo genético de classificação não dominado, *Engenharia Térmica Aplicada*, 111 (2017) 1255-1264.
- [29] M. Sayyafzadeh, A. Keshavarz, Otimização da injeção de mistura de gás para recuperação aprimorada de metano em leito de carvão usando um algoritmo genético paralelo, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33 (2016) 942-953.



- [30] A. Salmachi, M. Sayyafzadeh, M. Haghighi, Otimização de colocação de poço de enchimento em reservatórios de metano de leito de carvão usando algoritmo genético, *Fuel*, 111 (2013) 248-258.
- [31] MA Al Dossary, H. Nasrabadi, Otimização de colocação de poço usando algoritmo competitivo imperialista, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147 (2016) 237-248.
- [32] AJ Espinet, CA Shoemaker, Comparison of Optimization Algorithms for Parameters Estimation of Multi-phase flow models with application to geological carbon sequestration, *Advances in Water Resources*, 54 (2013) 133-148.
- [33] M. Asadollahi, G. Nævdal, M. Dadashpour, et al., Otimização da produção usando métodos livres de derivados aplicados ao caso de campo de Brugge, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 114 (2014) 22-37.
- [34] L. Zhang, K. Zhang, Y. Chen, et al., Smart Well Pattern Optimization Using Gradient Algorithm, *Journal of Energy Resources Technology*, 138 (2016) 012901.
- [35] B. Xia, P. Luk, W. Fei, et al., Otimização de enxame de partículas do gerador de ímã permanente de fluxo axial com núcleo de ar para sistemas de energia eólica de pequena escala, em: *Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)*, 7<sup>a</sup> IET International Conference on, IET, 2014, pp. 1-6.
- [36] M. Rudek, O. Canciglieri Jr, T. Greboge, A PSO Application in Skull Prosthesis Modeling por Superellipse, *ELCVIA Electronic Letters on Computer Vision and Image Analysis*, 12 (2013).
- [37] M. Ranjani, P. Murugesan, Optimal fuzzy controller parameters using PSO for speed control of Quasi-Z Source DC / DC conversor alimentado drive, *Applied Soft Computing*, 27 (2015) 332-356.
- [38] C. Duan, X. Wang, S. Shu, et al., Projeto termodinâmico do motor Stirling usando algoritmo de otimização de enxame de partículas multiobjetivo, *Energy Conversion and Management*, 84 (2014) 88-96.
- [39] L. Chen, X. Huang, Pesquisa e realização da construção da pista tridimensional do jogo Unity3D com base no algoritmo PSO, em: *Ciência da Computação e Tecnologia de Rede (ICCSNT)*, 2015 4<sup>a</sup> Conferência Internacional em, IEEE, 2015, pp. 452-456.
- [40] J. Wang, X. Yu, P. Li, et al., A pesquisa e a aplicação da identificação de risco tributário com base no algoritmo PSO-BP, em: *Audio, Language and Image Processing (ICALIP)*, 2016 International Conference on , IEEE, 2016, pp. 120-125.
- [41] MMM Farag, T. Elghazaly, HA Hefny, Sistema de reconhecimento facial usando HMM-PSO para seleção de recursos, em: *Computer Engineering Conference (ICENCO)*, 2016 12th International, IEEE, 2016, pp. 105-110.
- [42] Z. Xue, P. Du, H. Su, Análise harmônica para classificação de imagem hiperespectral integrada com PSO otimizado SVM, *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, 7 (2014) 2131-2146.

- [43] J. Shi, D. Yin, G. Yang, otimização de parâmetros de laminação de aço com base em otimização de enxame de partículas, em: Natural Computation (ICNC), 2014 10th International Conference on, IEEE, 2014, pp. 632-636.
- [44] H.-C. Huang, algoritmo PSO metaheurístico paralelo baseado em FPGA e sua aplicação ao planejamento de caminho global para navegação autônoma de robôs, *Journal of Intelligent & Robotic Systems*, 76 (2014) 475.
- [45] L. Jasa, IP Ardana, A. Priyadi, et al., Investigate Curvature Angle of the Blade of Banki's Water Turbine Model for Improving Efficiency by Means Particle Swarm Optimization, *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 7 ( 2017) 170-177.
- [46] MK Ahirwal, A. Kumar, GK Singh, filtragem adaptativa de EEG / ERP através de canceladores de ruído usando um algoritmo PSO melhorado, *Swarm and Evolutionary Computation*, 14 (2014) 76-91.
- [47] R. Poli, Uma análise de publicações sobre aplicações de otimização de enxame de partículas, Essex, Reino Unido: Departamento de Ciência da Computação, Universidade de Essex, (2007).
- [48] MR Bonyadi, Z. Michalewicz, Otimização de enxame de partículas para problemas de espaço contínuo de objetivo único: uma revisão, em, MIT Press, 2017.
- [49] D. Janiga, R. Czarnota, J. Stopa, et al., Desempenho de algoritmos de otimização inspirados na natureza para processo de recuperação de óleo aprimorada de polímero, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (2017).
- [50] SE Eshraghi, MR Rasaei, S. Zendejboudi, Otimização de CO<sub>2</sub> EOR miscível e armazenamento usando métodos heurísticos combinados com capacitância / resistência e modelos de fluxo fracionário Gentil, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 32 (2016) 304-318 .
- [51] J. Hou, K. Zhou, H. Zhao, et al., Técnica de otimização híbrida para estimulação de vapor cíclico por poços horizontais em reservatório de óleo pesado, *Computers & Chemical Engineering*, 84 (2016) 363-370.
- [52] J. Lang, J. Zhao, Modeling and optimization for oil production scheduling, *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 24 (2016) 1423-1430.
- [53] MA Ahmadi, R. Soleimani, M. Lee, et al., Determinação do desempenho de produção de poço de petróleo usando rede neural artificial (ANN) ligada à ferramenta de otimização de enxame de partículas (PSO), *Petroleum*, 1 (2015) 118-132.
- [54] N. Ghadami, AK Das, KH Tunio, et al., Análise de sensibilidade e otimização de inundação de surfactante alcalino em um reservatório clástico fino, em: International Petroleum Technology Conference, International Petroleum Technology Conference, 2015.
- [55] J. Cuadros, N. Ossa Duque, G. Cuadros, et al., Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field, in, Society of Petroleum Engineers, 2010.

- [56] M. Al-Gosayir, T. Babadagli, J. Leung, et al., Recuperação in situ de óleo pesado de reservatórios de carbonato fraturados: Otimização do método de injeção de vapor sobre solvente, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 130 (2015) 77-85.
- [57] NV Queipo, JV Goicochea, S. Pintos, otimização baseada em modelagem substituta de processos SAGD, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 35 (2002) 83-93.
- [58] ERV Pinheiro Galvão, M. Rodrigues, JLM Barillas, et al., Optimization of Operational Parameters on Steamflooding With Solvent in Heavy Oil Reservoirs, in, *Society of Petroleum Engineers*, 2009.
- [59] V. Ponniah, efeitos da temperatura nas permeabilidades relativas óleo-água de areias não consolidadas e consolidadas, 1991.
- [60] R. Weinbrandt, H. Ramey Jr, F. Casse, O efeito da temperatura na permeabilidade relativa e absoluta de arenitos, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 15 (1975) 376-384.
- [61] A. Hamouda, O. Karoussi, E. Chukwudeme, Permeabilidade relativa como função da temperatura, saturação de água inicial e composições de fluidos de inundação para giz úmido de óleo modificado, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 63 (2008) 61- 72
- [62] BS Sola, F. Rashidi, T. Babadagli, efeitos da temperatura nas permeabilidades relativas do óleo pesado / água de rochas carbonáticas, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 59 (2007) 27-42.
- [63] KM Pillai, K. Muralidhar, A Numerical Study of Oil Recovery Using Water Injection Method, *Numerical Heat Transfer, Part A: Applications*, 24 (1993) 305-322.
- [64] Z. Chen, G. Huan, Y. Ma, Métodos computacionais para fluxos multifásicos em meios porosos, *Siam*, 2006.
- [65] Z. Chen, Simulação de reservatórios: técnicas matemáticas na recuperação de petróleo, *SIAM*, 2007.
- [66] L. Lake, Enhanced oil recovery, *Prentice Hall*, New Jersey, EUA, 1989.
- [67] Computer Modeling Group Ltd. (CMG), guia do usuário STARS: Processo avançado e simulador de reservatório térmico, *Computer Modeling Group (CMG)*, Calgary, Alberta, Canadá, 2010.
- [68] J. Kennedy, R. Eberhart, Particle swarm optimization, *IEEE International of first Conference on Neural Networks*, in, Perth, Australia, *IEEE Press*, 1995.
- [69] AP Engelbrecht, *Fundamentals of computational swarm intelligence*, *John Wiley & Sons*, 2006.
- [70] M. Clerc, J. Kennedy, The particle swarm-explosão, estabilidade, and convergence in a multidimensional complex space, *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 6 (2002) 58-73.
- [71] Y. Shi, R. Eberhart, Um otimizador de enxame de partículas modificado, em: *Evolutionary Computation Proceedings*, 1998. *IEEE World Congress on Computational Intelligence.*, The 1998 IEEE International Conference on, *IEEE*, 1998, pp. 69-73.

- [72] C. Beal, A viscosidade do ar, água, gás natural, petróleo bruto e seus gases associados a temperaturas e pressões do campo de petróleo, Transactions of the AIME, 165 (1946) 94-115.
- [73] M. Siavashi, MJ Blunt, M. Raisee, et al., Simulação tridimensional simplificada de fluxo não isotérmico de duas fases em meios porosos heterogêneos, Computers & Fluids, 103 (2014) 116-131.
- [74] O. Alomair, M. Jumaa, A. Alkorie, et al., Viscosidade de óleo pesado e predição de densidade em temperaturas normais e elevadas, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, (2015) 1-11.
- [75] RE Sonntag, C. Borgnakke, GJ Van Wylen, et al., Fundamentals of thermodynamics, Wiley New York, 2002.
- [76] BB Maini, T. Okazawa, Effects of temperature on heavy oil-water relative permeability of sand, Journal of Canadian Petroleum Technology, 26 (1987).
- [77] M. Christie, M. Blunt, Décimo projeto de solução comparativa SPE: Uma comparação de técnicas de upscaling, em: SPE Reservoir Simulation Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [78] DW Peaceman, Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. 1977, em, Elsevier.
- [79] AA Hamouda, O. Karoussi, Effect of temperature, molhabilidade e permeabilidade relativa na recuperação de óleo de giz úmido em óleo, Energies, 1 (2008) 19-34.

## Destaques

O processo de recuperação térmica aprimorada por injeção de água quente é otimizado em campos petrolíferos

Temperatura de injeção e controles de poço são otimizados por PSO para maximizar a recuperação de óleo

A permeabilidade relativa e a viscosidade do óleo são definidas em função da temperatura

O problema é testado em modelos 2D e 3D com vários poços de injeção e produção

O controle ideal da temperatura de injeção de água pode melhorar a recuperação de óleo