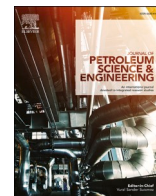


Listas de conteúdos disponíveis em [ScienceDirect](#)

## Journal of Petroleum Science and Engineering

Página inicial do jornal: <http://www.elsevier.com/locate/petrol>

## Recuperação térmica aprimorada de óleo em carbonatos profundos de óleo pesado: estudo experimental e numérico sobre o desempenho de injeção de água quente

Aysylu Askarova [uma,\\*](#), Aman Turakhanov [uma](#), Strahinja Markovic [uma](#), Evgeny Popov [uma](#)  
Kirill Maksakov [b](#), Gennady Usachev [b](#), Valery Karpov [c](#), Alexey Cheremisin [uma](#)

*uma* Centro Integrado para Recuperação de Hidrocarbonetos, Instituto de Ciência e Tecnologia Skolkovo, Moscou, Rússia

*b* Lukoil LLC, Moscou, Rússia

*c* Ritek LLC, Moscou, Rússia

## ARTICLE INFO

## Palavras-chave:

Injeção de água quente  
Reservatórios de carbonato  
Núcleo consolidado  
Cimentação  
Simulação numérica  
Modelo cinético

## RESUMO

Atualmente, os métodos térmicos de recuperação avançada de óleo são baseados no uso de meios de transferência de calor (vapor, água quente) e *no local* combustão, que são os métodos mais eficientes no desenvolvimento de reservatórios de óleo pesado. Neste estudo, modelagem experimental e numérica foi realizada para estimar a eficiência da injeção de água quente para engajar no desenvolvimento ativo de reservas de óleo de alta viscosidade em um reservatório carbonático profundo. Há uma quantidade limitada de estudos experimentais publicados sobre carbonatos, em comparação com arenitos, xisto ou areias betuminosas. Formações contendo óleo em profundidades de 1100-1500 m requerem tecnologia que pode atingir temperatura de fluido suficientemente alta (250-300 °C) na zona do fundo do poço para ter sucesso. O desempenho da técnica implementada em um campo depende muito da qualidade dos dados experimentais e da simulação numérica. Particularmente, o modelo hidrodinâmico, a cinética de reação e os parâmetros operacionais são parâmetros cruciais para o aumento de escala futuro.

O experimento de injeção de água quente foi conduzido usando um conjunto de tubo de combustão de média pressão no modelo de rocha reservatório feito de amostras de carbonato consolidadas. Além disso, um novo modelo numérico foi construído para simular o experimento com uma reprodução dos modelos de fluidos, propriedades das amostras de óleo e rocha e geometria completa dos suportes do núcleo onde ocorrem as interações químicas. O que torna este modelo autêntico é a calibração da cinética de reação chamada “aquatermólise” para o processo de injeção de água quente, que replica o processo térmico mais prevalente durante a interação de água quente e hidrocarbonetos.

Uma estreita correlação entre os resultados experimentais e numéricos foi obtida em termos de recuperação cumulativa de água e óleo e perfis de temperatura. O modelo numérico desenvolvido reflete a dinâmica do deslocamento do óleo em diferentes taxas de injeção de água. De acordo com simulações experimentais e numéricas, os efeitos térmicos reduzem a viscosidade com um aumento proporcional na recuperação de óleo. O fator de recuperação alcançado para o experimento foi de 63%. Por último, uma boa combinação de gases cumulativos (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> e HMWG) foi obtida para o experimento de injeção de água quente. Modelo de fluido adaptado, permeabilidade relativa, modelo cinético e operacional parâmetros são necessários para o upscaling para o campo. A eficiência aprimorada de deslocamento de óleo neste local é confirmada por simulação numérica.

## 1. Introdução

O desenvolvimento de recursos de hidrocarbonetos não convencionais, incluindo campos de petróleo pesado, pode levar a um aumento significativo da produção de petróleo em todo o mundo. Em média, as técnicas primárias e secundárias demonstram fatores de recuperação abaixo de 30% para reservatórios não convencionais (Bentley, 2002; Pu et al., 2019). Os reservatórios de carbonato contêm mais do que

60% do petróleo mundial e mais de 1600 bilhões de barris de petróleo pesado (Sola e Rashidi, 2008). Seu desenvolvimento requer a aplicação de um método adequado de recuperação aprimorada de petróleo (EOR), selecionado com base em estudos abrangentes, incluindo modelagem física e numérica em dados experimentais confiáveis e software moderno, bem como testes-piloto em locais representativos do reservatório. Portanto, o objetivo principal desses estudos é compreender a distribuição altamente complexa de reservatórios de

\* Autor correspondente.

Endereço de e-mail: [aysylu.askarova@skolkovotech.ru](mailto:aysylu.askarova@skolkovotech.ru) (A. Askarova).

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456>

Recebido em 19 de dezembro de 2019; Recebido em forma revisada em 28 de abril de 2020; Aceito em 24 de maio de 2020

Disponível online 5 de junho de 2020

0920-4105 / © 2020 Elsevier BV Todos os direitos reservados.

permeabilidade, porosidade e mecanismos de fluxo, saturação de fluidos, bem como geoquímica e probabilidade associada de decomposição da rocha e produção de dióxido de carbono em altas temperaturas (Fadaei et al., 2010; Shojaiepour et al., 2014)

Estas são as razões pelas quais os métodos EOR térmicos são as técnicas mais amplamente aplicadas e bem estudadas (Belgrave et al., 1993; Gutierrez et al., 2012; Kim e Kovscek, 2017). Todos eles são baseados no mecanismo de aquecimento, enquanto o calor fornecido diminui a viscosidade do óleo dentro da formação tratada (Kapadia et al., 2010, 2009). A classificação depende do mecanismo de geração de calor no reservatório. Os processos térmicos geralmente podem ser divididos em categorias, como injeção de água quente, injeção de vapor e combustão in-situ (Pwaga et al., 2010; Terry, 2001).

Atualmente, a injeção de vapor é o método EOR térmico mais amplamente utilizado e avançado. O vapor é gerado na superfície e empurrado para baixo ao longo dos poços de injeção, para o reservatório sob alta pressão. Quando o vapor entra no reservatório, a temperatura da formação aumenta significativamente e a viscosidade do óleo reduz de acordo. Esse é o principal mecanismo de recuperação de óleo pesado. Outros mecanismos, como expansão térmica do óleo e redução das forças capilares, também resultam em recuperação adicional de óleo. No entanto, ao longo do reservatório, à medida que o vapor esfria e se condensa, os hidrocarbonetos mais leves são vaporizados ou transformados em gases pela água quente. Com o tempo, os gases esfriam, à medida que avançam no vapor e se condensam de volta ao óleo. Os fenômenos descritos fornecem gás adicional e são chamados de decapagem a vapor (Pwaga et al., 2010; Speight, 2016; Terry, 2001). No entanto, em reservatórios profundos e finos, a injeção de vapor enfrenta dificuldades devido às perdas de calor de sobrecarga (Rego et al., 2017).

Em contraste com os métodos a vapor, durante a *no local* combustão, a frente de queima é gerada dentro do reservatório, por meio da injeção de um gás oxidante (ar ou O<sub>2</sub>-ar enriquecido). O aquecedor especial no poço acende o óleo no reservatório. O fluxo do fogo se move, enquanto a frente move uma mistura de gases de combustão quentes, vapor e água quente. Isso leva a uma redução da viscosidade do óleo e ao deslocamento do óleo em direção aos poços de produção (Bousaid e Ramey, 1968; Gutierrez et al., 2012; Kisler e Shallcross, 1997; Moore et al., 1996; Moore et al., 2007; Xu et al., 2001; Yang et al., 2017; Yang e Gates, 2009; Yang e Chen, 2016).

Na inundação de água quente, para diminuir a viscosidade do óleo pesado, uma quantidade significativa de água quente é injetada nos poços para diminuir a viscosidade e, posteriormente, deslocar o óleo mais facilmente para os poços de produção de petróleo (Alajmi et al., 2009; Pwaga et al., 2010). Embora a injeção de água quente (HWI) tenha algumas desvantagens em comparação com o vapor EOR, menor capacidade de transporte, perdas de calor no transporte e eficiência de deslocamento, nas circunstâncias dadas, pode ser a alternativa mais atraente. O HWI possui muitos atrativos: pode ser utilizado em caso de presença de argila no reservatório, onde a injeção de vapor não pode ser aplicada; também é mais eficiente em manter a pressão do reservatório. (Terry, 2001). Portanto, pode ser uma opção preferível em reservatórios profundos, onde a alta pressão de injeção é necessária e o fornecimento de vapor de alta qualidade não é possível. Dentre os vários métodos térmicos, o método HWI é um processo menos caro, requer menores investimentos e menores níveis de calor em comparação com a injeção de vapor (Alajmi et al., 2009; Pwaga et al., 2010; Rego et al., 2017; Sola e Rashidi, 2008).

Terry, 2001). No entanto, o projeto de projetos de vapor e HWI requer estimativa de temperaturas de revestimento e perdas de calor do poço, usando métodos de determinação do coeficiente de transferência de calor geral a partir das variáveis de processo (Stone et al., 2013).

A técnica EOR selecionada deve caber no reservatório, sua rocha e ambiente fluido (Jha e Verkoczy, 1985) e garantir a viabilidade do projeto (Dickson et al., 2011). Os fatores de condução que afetam a escolha de tecnologias EOR ou critérios de triagem são a profundidade do reservatório, porosidade, permeabilidade, saturação de óleo inicial, propriedades do núcleo, propriedades físico-químicas do óleo, como gravidade e viscosidade, e disponibilidade de injetante (Surguchev et al., 2010; Taber e Martin, 1983). Dependendo desses parâmetros, o tipo de injeção e o método EOR podem ser escolhidos para o projeto específico (Dickson et al., 2011) o

implementação de métodos EOR requer altos investimentos de capital, é demorado e consome mão de obra (Taber e Martin, 1983). O planejamento prévio adequado, que inclui triagem técnica e econômica, modelagem e projeto de engenharia são etapas essenciais, que podem auxiliar no sucesso do projeto.

Para esta pesquisa, a combustão in-situ foi removida de consideração devido à quantidade desfavorável de poços existentes e suas posições relativas no campo junto com, alta saturação de óleo inicial e baixa mobilidade de óleo nativo (Oskoue et al., 2010). Por outro lado, o método de injeção de vapor já foi examinado como uma das técnicas mais promissoras. No entanto, cálculos analíticos, simulação numérica experimental e ampla gama de publicações (Huygen e Huitt, 1996; Satter, 1965; Stone et al., 2013) indicam que altas perdas de calor podem ser esperadas na profundidade desejada (1200–1300 m), que corresponde a zona de alta compensação. Este método torna-se inviável nesta profundidade devido à alta pressão do reservatório (limite da fase água-vapor). Além disso, a injeção de vapor requer projetos de revestimento caros para fornecer vapor de alta qualidade no fundo do poço, bem como equipamentos de aterramento. Outros métodos, como injeção de gás e polímero, também foram examinados. Descrição detalhada de huff-and-puff CO<sub>2</sub> injeção no mesmo campo é apresentada em papel por (Shilov et al., 2019) onde o fator de recuperação foi de 43%. Inundação de polímero foi rejeitada devido a problemas relatados com a injetividade de polímero e preocupações econômicas (Needham e Doe, 1987; Rego et al., 2017). Devido a esses fatores, decidiu-se prosseguir com o método HWI.

O método HWI pode ser aplicado para reservatórios carbonáticos em profundidades de 1200–1300 m como uma alternativa para injeção de vapor. Devido às limitações das temperaturas máximas injetadas, a inundação de água quente também pode se tornar ineficiente devido às perdas de calor (Rego et al., 2017). A implementação bem-sucedida do HWI requer a seleção das condições ideais para o processo de injeção, especialmente a temperatura e a dinâmica de injeção e produção. O processo de troca de calor leva a mudanças nas propriedades do óleo após a exposição ao calor e na composição dos gases produzidos extraídos. A natureza e a taxa dessas mudanças influenciam fortemente a viabilidade do método selecionado. Assim, para o sucesso da realização do projeto EOR térmico, a quantificação desses processos é de crucial importância. A maneira mais confiável de conseguir isso é realizando simulações usando modelos físicos e numéricos (Kim e Kovscek, 2017) e esses modelos devem ser obtidos antes do projeto dos trabalhos-piloto. É necessário identificar todas as incertezas, determinar os parâmetros ótimos e fazer uma previsão de sua aplicabilidade no campo considerado. Neste estudo, apresentamos os resultados experimentais do tratamento HWI da rocha reservatório carbonático naturalmente consolidada em *no local* condições. Seguindo a análise aprofundada dos resultados experimentais, a simulação numérica foi conduzida para comparar o histórico do processo HWI e as reações químicas associadas. Os resultados dessas análises estabeleceram uma base para o desenvolvimento do modelo em escala aumentada para o reservatório de carbonato de óleo pesado dado. Consequentemente, o estudo foi realizado em duas etapas - modelagem experimental e modelagem numérica.

A modelagem experimental do HWI representou um grande desafio técnico, principalmente devido à dificuldade de replicar com segurança as condições de alta pressão e temperatura (PT) em um reservatório de carbonato profundo. Para começar, as condições PT do experimento (16 MPa e 270 °C) foi bem acima da classificação PT do equipamento de inundação de núcleo padrão (e.g. Mangas Hassler, géis de vedação e tubos termorretráteis (Feldmann et al., 2020; Kim e Kovscek, 2017)). Felizmente, os tubos de combustão (CT), que são usados principalmente para emulação dos processos de combustão e reações químicas associadas, podem operar nessas condições. A principal desvantagem dos conjuntos de TC é que eles exigem que as amostras de rocha sejam trituradas para melhorar a reação de combustão (Fadaei et al., 2011). Em contraste, para HWI e outros métodos de inundação, realizar os experimentos em amostras de rocha em seu estado inalterado é de vital importância. Para resolver isso, desenvolvemos uma técnica para injetar um cimento resistente ao calor, que nos permitiu preencher o espaço vazio entre o suporte do núcleo de aço e as amostras dentro dele e, portanto, garantir que a água injetada flua através do meio poroso, em vez de passá-lo

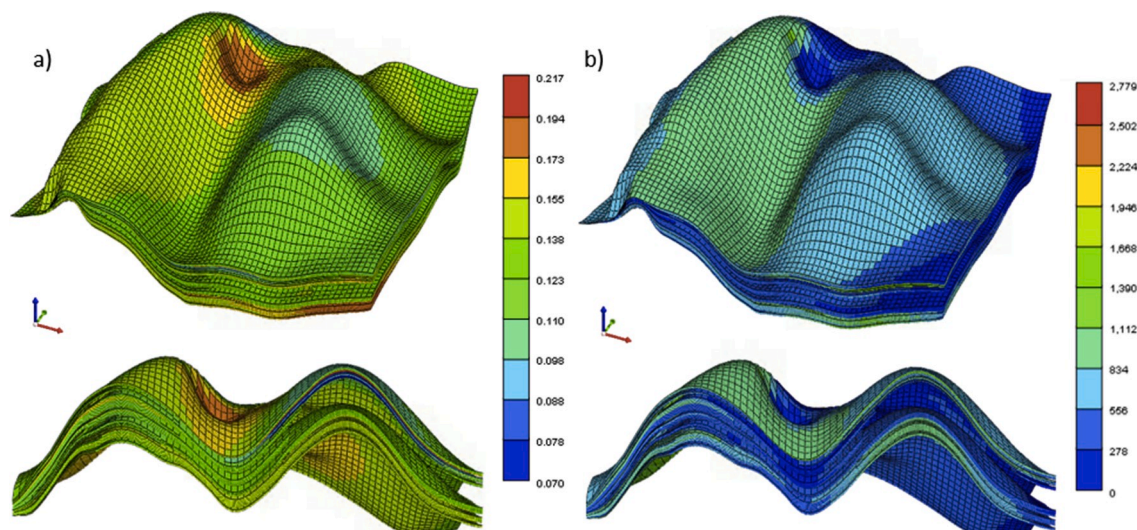


Figura 1. Distribuições de porosidade (a) e permeabilidade (b) para formação em estudo.

por. Além disso, um suporte de núcleo de aço personalizado com aquecedores e termopares foi fabricado para que a temperatura do modelo possa ser controlada e monitorada durante o experimento HWI.

O segundo grande desafio deste estudo foi a geração de um modelo numérico adequado. Um dos aspectos mais importantes dos métodos EOR térmicos é levar em consideração a extensão das transformações químicas de reagentes em produtos. Isso inclui fazer perguntas como "Quão rápido as reações químicas ocorrem?" E "Quais reações dominam o processo de troca de calor?". Essas questões não podem ser negligenciadas, particularmente em temperaturas superiores a 235 °C (Kapadia et al., 2012). Felizmente, existem vários esquemas de reação para a aquatermólise publicados na literatura (Belgrave et al., 1993; Clark et al., 1987; Guangshou et al., 2009; Hyne et al., 1982; Lamoureux-Var e Lorant, 2005; Moore et al., 1996; Tamanyan, 2015) descrevendo diferentes recursos, como "janela de aquatermólise" no intervalo de 170-300 °C; decomposição do betume onde os minerais do reservatório atuam como catalisadores, etc. (Kapadia et al., 2012). Modelos cinéticos desenvolvidos para combustão in-situ com pseudo-componentes podem ser tomados como base (Belgrave et al., 1997; Belgrave et al., 1993; Fadaei et al., 2011; Guti Errez et al., 2012; Kapadia et al., 2012; Lin et al., 1984; Ungerer et al., 1988; Yang e Gates, 2009; Yasar et al., 2001). Aquathermolysis descreve reações químicas que ocorrem durante o vapor ou HWI na presença de certos minerais do reservatório, como calcita e dolomita (Fan, 2003; Hyne et al., 1982). O esquema de reação adaptado para aquatermólise de óleo pesado proposto neste estudo pode reproduzir o óleo cumulativo, água e gases produzidos durante o experimento (Kapadia et al., 2012,

2010, 2009). Os pseudo-componentes usados no esquema de reação fornecem uma melhor compreensão dos dados experimentais. Um processo iterativo de correspondência histórica pode reproduzir os dados experimentais ou dados históricos da produção de campo. O modelo cinético validado por esses ajustes é posteriormente usado para estimar o desempenho futuro do campo em pesquisa. O modelo de fluido adaptado, permeabilidade relativa, modelo de reação química e parâmetros operacionais podem ser usados no modelo de setor para previsões futuras. De acordo com os resultados, o método EOR térmico baseado em HWI pode ser implementado no reservatório profundo de carbonato investigado e um modelo numérico confiável para posterior escalonamento é obtido. Este trabalho está dividido em três partes: (1) materiais e procedimento experimental, (2) desenvolvimento e calibração do modelo numérico, (3) e discussão.

## 2. Materiais e procedimento experimental

### 2.1. Núcleos e amostras de óleo

As amostras de rocha do reservatório (núcleo) usadas para a construção do modelo físico foram recuperadas do reservatório de carbonato profundo de petróleo pesado na Federação Russa. A porosidade e a permeabilidade da formação alvo foram avaliadas usando testes de porosidade-permeabilidade de gás padrão e foram encontrados para ser 17% e 993 mD em média, respectivamente. A profundidade de recuperação da amostra estava na faixa de 1100 m – 1150 m. A distribuição espacial de porosidade e permeabilidade de um determinado reservatório é ilustrada em Figura 1.

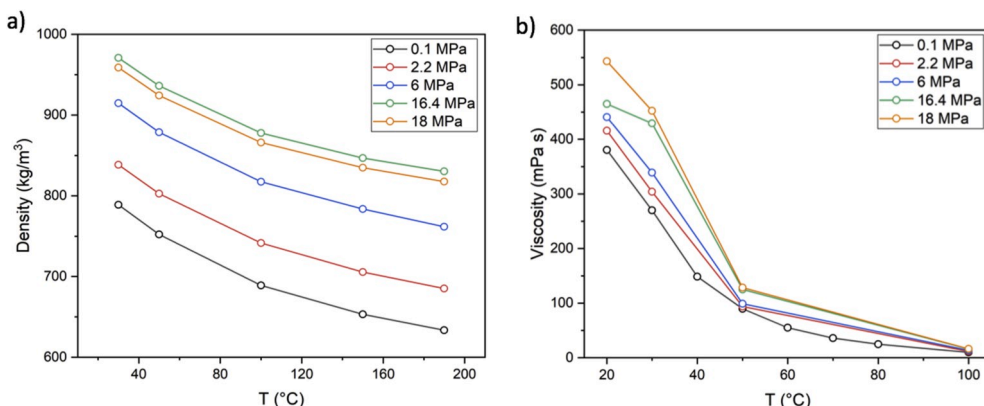


Figura 2. Dependência da temperatura da densidade das amostras de óleo (a) e viscosidade (b) em diferentes pressões.

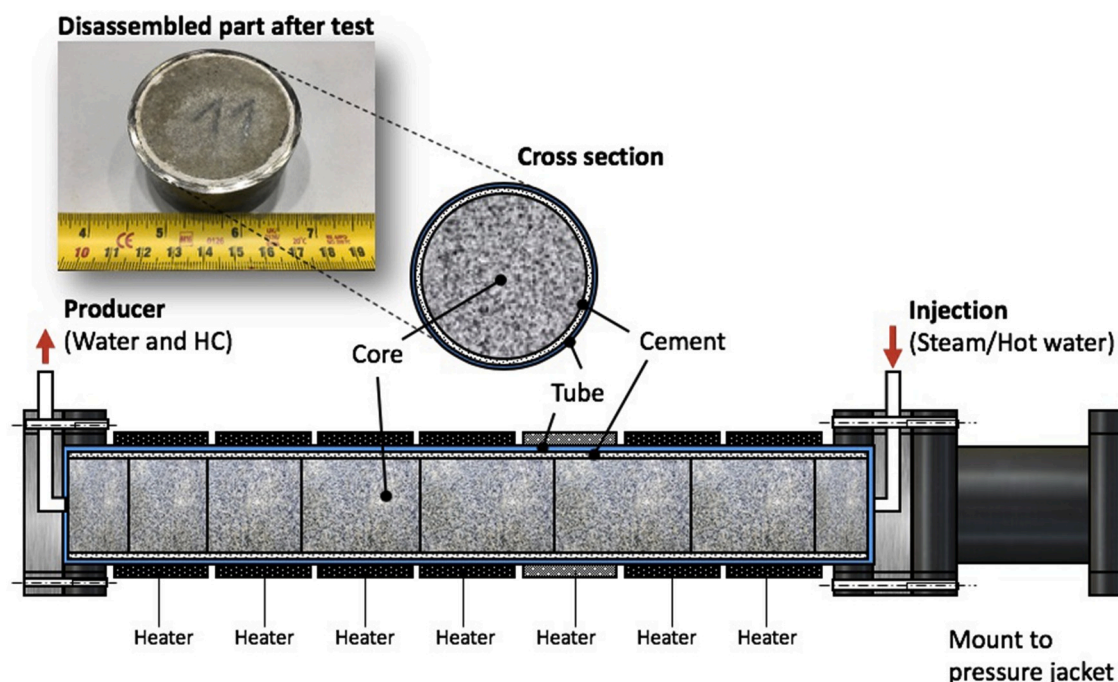


Fig. 3. Esquema do suporte de núcleo grande para configuração de MPCT.

Em termos de composição mineralógica, as amostras eram predominantemente compostas por calcita (67%–100%) com uma mistura de dolomita (0%–32,6%). Amostras de testemunho em tamanho real foram selecionadas para a perfuração de plugs de testemunho cilíndrico de 49 mm de diâmetro para a criação do modelo físico que seria submetido aos testes de laboratório. As amostras foram obtidas com base em dados de well-log de seções que foram previamente identificadas como zona de pagamento e zona de não pagamento.

As amostras de óleo foram recuperadas da mesma formação. Considerando que todas as amostras de óleo foram coletadas em uma cabeça de poço, o procedimento de recombinação de óleo foi necessário para restaurar seu conteúdo de gás inicial. As amostras foram posteriormente homogeneizadas completamente usando um agitador suspenso durante 48 h. O teor de água nas amostras foi determinado usando titulação volumétrica Karl Fischer usando um titulador automático Mettler Toledo T5 de acordo com a ASTM E1064-16 padrão (<0,5% em peso) (Jilkova et al., 2017). As medidas de densidade das amostras de óleo foram realizadas em um densitômetro de laboratório DMA 4200 M fabricado pela Anton Paar utilizando o método de atenuação cíclica. As medições de viscosidade do óleo foram realizadas usando o reômetro rotacional Anton Paar MCR 302 equipado com uma célula de alta pressão. Dependências de temperatura da densidade da amostra de óleo e viscosidade em diferentes pressões são dadas em Figura 2. Como esperado, um aumento de temperatura tem um efeito mais forte sobre a viscosidade dos óleos do que a pressão.

A densidade e a viscosidade da amostra de óleo foram medidas em condições termobáricas de ampla faixa que excluíram a necessidade do uso de correlações empíricas para possível extrapolação. Este conjunto de dados foi posteriormente usado como uma entrada para o simulador CMG WinProp e, eventualmente, para o desenvolvimento do modelo 3D numérico de montagem MPCT em CMG STARS. Isso nos permitiu realizar outras simulações para avaliação das aplicações do HWI.

## 2.2. Projeto de suporte de núcleo, cimentação e aparelho MPCT

Um experimento de injeção de água quente (HWI) foi realizado em um conjunto de tubo de combustão de média pressão (MPCT) adaptado (Khakimova et al., 2020; Kudryavtsev e Hascakir, 2014). Como mencionado, o suporte de núcleo feito sob medida foi fabricado em liga de aço inoxidável, de composição semelhante ao aço grau 304. A espessura da parede era 2 milímetros. O design detalhado e as especificações do modelo são mostrados em Fig. 3 e

tabela 1

Características dos experimentos HWI para determinar  $k_{de}$

Especificações do modelo	Valor
Diâmetro interno do reator, comprimento mm, mm	53 640
Diâmetro do núcleo consolidado, mm PV estimado do modelo, cm3	49 203,8
Porosidade média do modelo	14,7%

tabela 1, respectivamente.

Fig. 4 (b) mostra o modelo principal, composto por 17 amostras principais empilhadas uns sobre os outros. Cada amostra tinha 49 mm de diâmetro. Todas as amostras foram limpas usando um extrator de soxhlete usando tolueno a 60 °C, em 2 ciclos de 72 h no total. Seguindo a inserção do modelo de núcleo em um suporte de núcleo verticalmente montado, a mistura de cimento resistente à alta temperatura foi injetada de baixo para cima usando uma bomba de alimentação de pressão proprietária, como visto em Fig. 4 (uma). Após o período de secagem de 24 horas em condições ambientais (STP), o suporte do núcleo foi colocado em um forno a uma temperatura de 75 °C por mais 24 horas.

Além disso, para garantir que o fluxo de fase ocorra principalmente dentro do espaço do poro do núcleo, foi necessário confirmar que a massa de cimento não continha fraturas interconectadas, que poderiam atuar como condutos para líquidos durante o teste. A qualidade da cimentação foi avaliada usando o scanner GE Phoenix L 240 X-Ray CT. As tomografias computadorizadas de raios-X 3D do modelo foram utilizadas para avaliação visual da qualidade da cimentação em todos os três planos (XY, XZ e YZ). Fig. 5 mostra que a massa de cimento foi uniformemente distribuída ao longo do porta-núcleo, sem a presença de fraturas alongadas ou redes de fraturas, confirmando, portanto, que a cimentação foi bem-sucedida.

Em seguida, o modelo do núcleo foi aspirado por 12 h a 1 bar e, em seguida, saturado com água do reservatório por 24 h para permitir que o sistema rocha-água atingisse o equilíbrio de troca iônica. Em seguida, a água foi deslocada do núcleo com óleo vivo recombinado na temperatura do reservatório e pressão mantida pelo regulador de contrapressão até que a fração de água no fluido produzido fosse desprezível. Após o deslocamento da água, a saturação do óleo atingiu 74%. A pressão de confinamento foi 5 MPa maior do que a pressão do reservatório. Os parâmetros do modelo preparado são



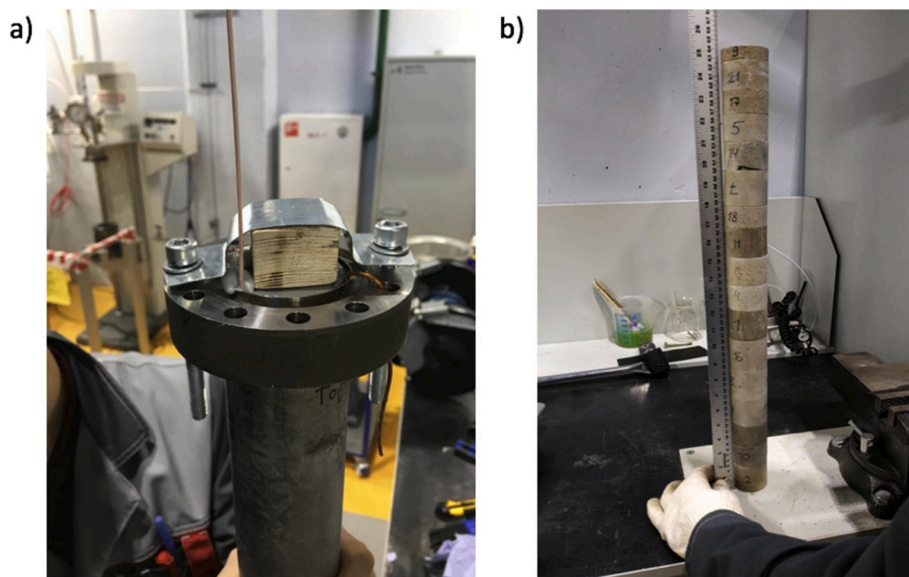


Fig. 4. Injeção de cimento em um suporte de testemunho (a) e uma pilha de 17 amostras de testemunho (b).

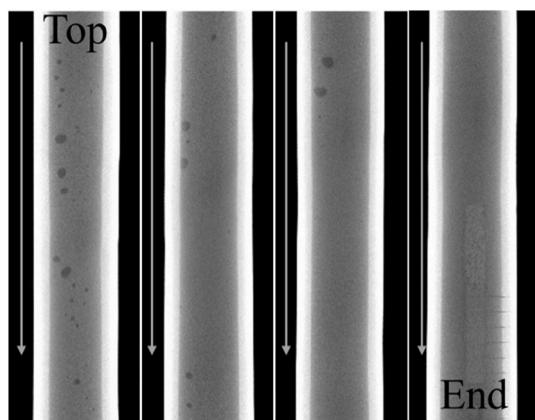


Fig. 5. Qualidade da cimentação em uma tomografia computadorizada.

## mesa 2

Parâmetros do modelo e do reservatório do experimento.

Parâmetro	Valor
Pressão do reservatório, $P_{res}$	11
Temperatura do reservatório MPa, $T_{res}$ , °C	27
Pressão de confinamento, $P_{uagerista}$	16
Temperatura MPa, °C	250–270
Taxa de injeção $S_1$ , ml / min	1.0
Taxa de injeção $S_2$ , ml / min	2,5
Taxa de injeção $S_3$ , ml / min	5.0

mostrado em mesa 2.

Fig. 6 ilustra a montagem simplificada de MPCT que foi usada para o experimento. Este tipo de configuração pode atingir a temperatura de até 1200 C e pressão de até 21 MPa.

Para controle de temperatura, oito resistências anulares e termopares foram instalados no suporte do núcleo. Durante o experimento, os fluidos deslocados do modelo foram coletados em um sistema de amostragem de líquido. O volume dos gases produzidos foi monitorado por um medidor de gás. A amostra de gás foi retirada em intervalos regulares nos amostradores para análise subsequente por cromatografia gasosa.

## 3. Desenvolvimento e calibração de modelo numérico

Para conduzir uma série de experimentos numéricos, um modelo radial 3D da configuração do experimento MPCT foi construído. A simulação numérica do experimento foi realizada com o software comercial CMG STARS utilizando as propriedades da amostra de óleo recombinado do campo de óleo carbonático estudado. A confiabilidade do modelo depende significativamente da qualidade e integridade dos dados experimentais fornecidos. Resultados como perfis de temperatura, quedas de pressão, dinâmica de produção de fluido e parâmetros operacionais são posteriormente usados no modelo numérico do experimento. O suporte de núcleo é modelado em um sistema de coordenadas radiais 3D que consiste em cinco blocos de grade na direção radial, um bloco na direção azimutal e 26 blocos na direção vertical (Fig. 7) Como foi mencionado anteriormente, os

quatro blocos centrais estão representando o núcleo, o cimento, a parede de aço e os blocos de aquecimento. A quinta camada foi introduzida para representar os flanges de aço superior e inferior, onde ocorrem perdas parciais de calor. A importância da reprodução do projeto de multicamadas e simulação de regimes de aquecimento é descrita no artigo (Khakimova et al., 2020) As curvas de permeabilidade relativa foram modificadas para corresponder à produção cumulativa de água e óleo. Foi determinado que o modelo é altamente sensível a mudanças na permeabilidade relativa.

Uma das principais etapas durante a construção do modelo hidrodinâmico do processo de deslocamento de óleo proposto é a criação de um modelo de fluido representativo. O modelo de fluido foi calibrado para refletir os seguintes dados obtidos nos experimentos:

- Análise físico-química de óleo;
- Medições de densidade em vários valores de pressão e temperatura;
- Experimentos de pressão-volume e temperatura (PVT);
- Medições de viscosidades em diferentes pressões e temperaturas.

A composição inicial do pseudo-componente do fluido e os parâmetros iniciais devem ser especificados para determinar o estado de cada pseudo-componente (água, maltenos, asfaltenos,  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ) ( $T_c$ ,  $P_c$ ,  $w$ ) com base na análise físico-química de óleo e dados do padrão Biblioteca CMGWinProp. Para criar um modelo de fluido no formato CMG do WinGrop, foi usado um estudo PVT de amostra do campo de destino. Os valores são dados na temperatura do reservatório, incluindo o valor médio do coeficiente de compressibilidade no intervalo da pressão do reservatório à pressão de saturação na temperatura do reservatório. Este modelo de fluido foi usado posteriormente em

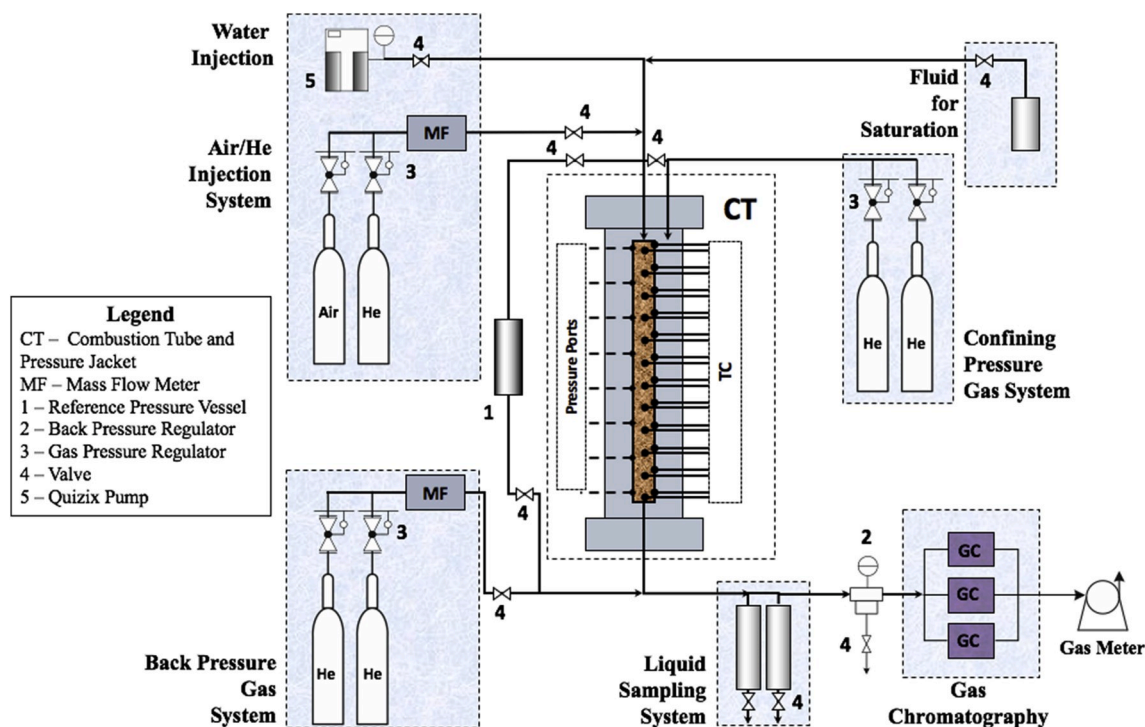


Fig. 6. Diagrama esquemático da montagem do tubo de combustão de média pressão (MPCT).

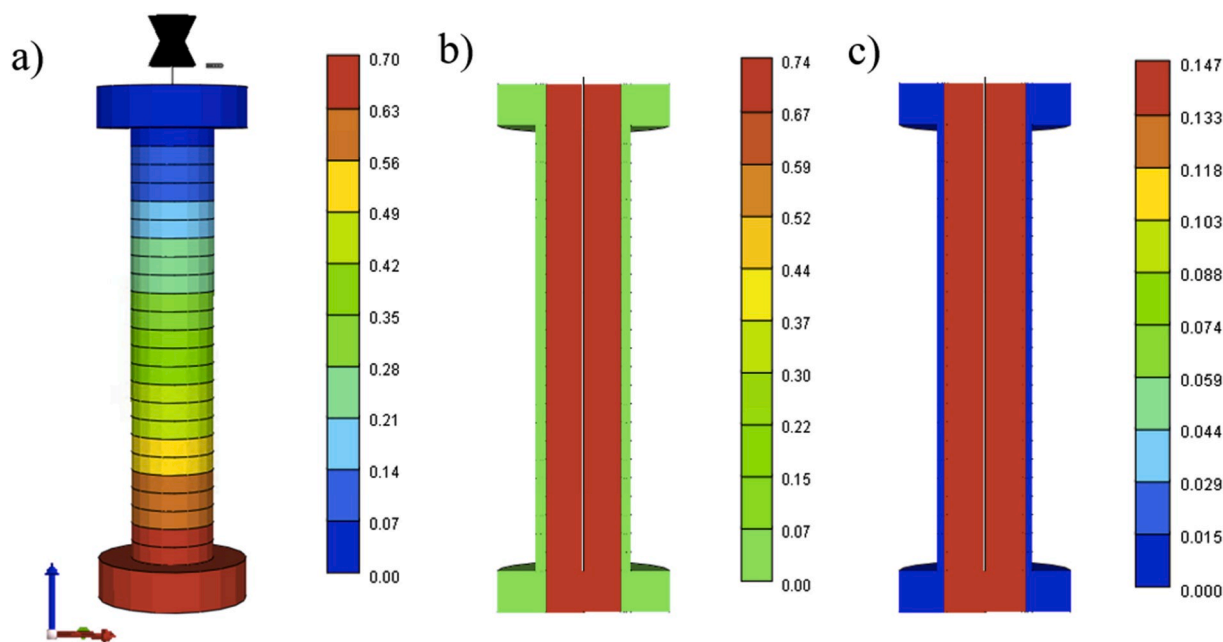


Fig. 7. O modelo numérico do equipamento de TC em CMG: a) modelo de grade; b) porosidade; c) saturação inicial de óleo.

as simulações.

O modelo numérico do MPCT inclui um modelo de reação química que é ajustado durante o processo de “combinação de histórico” para reproduzir o comportamento do experimento dado. O principal motivo para levar em consideração as reações de aquatermólise é a presença de sulfeto de hidrogênio, metano e gás hidrogênio nos produtos detectados por cromatografia gasosa. A conversão química de frações pesadas de óleo na presença de água demonstrou que reações de aquatermólise podem ocorrer através da produção de espécies reativas a partir de compostos organossulfurados com sua consequente polimerização ou reações com água para produzir menores.

fragmentos como  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  e  $\text{CO}_2$  (Hyne et al., 1982; Kapadia et al., 2012)

No jornal de (Kapadia et al., 2012) uma descrição detalhada do Foi proposto um modelo de reação de aquatermólise com constantes de velocidade associadas. Ele foi usado como um modelo inicial e foi “comparado ao histórico” com os resultados do experimento. A fração pesada do original óleo ( $\text{C}_{8+}$ ) é definido como um pseudo-componente “HO” (óleo pesado); HMWG (gás de alto peso molecular) também é um pseudo-componente que representa gases de hidrocarbonetos combustíveis ( $\text{C}_{2-7}$ ) HO está na fase oleica, a ÁGUA na fase aquosa e outros componentes estão na fase gasosa. HO como um

**Tabela 3**

Pseudo-componentes e suas propriedades.

Componente	Massa molar, g / mol	Tcrit, C	P crit, kPa
HO	477	618,85	1418,55
CH <sub>4</sub>	16	82,55	4600,15
H <sub>2</sub> S	34	100,05	8937
H <sub>2</sub>	2	240,0	1315
CO <sub>2</sub>	44	31,05	7376,46
Água	18	374	22.100
HMWG	58	32,25	4884

**Tabela 4**

Parâmetros cinéticos das reações.

Componente	Fator de frequência (A) (dia 1)	Energia de ativação (E) (J / g mol)
1	320	8,12e4
2	7	5,6e4
3	48,95	4,2e4
4	115,025	5,5e4
5	1000	1,2e5

**Tabela 5**

Condições iniciais.

Propriedade	Valor
Saturação de óleo	0,74
Saturação de água	0,26
Saturação de gás	0,0
Fração molar de HMWG (em óleo vivo)	0,0526
Fração molar de HO	0,9427

pseudo-componente pode ser convertido em produtos diferentes e reações paralelas ocorrem conforme descrito em (Kapadia et al., 2012) O monóxido de carbono e a ÁGUA reagem posteriormente formando dióxido de carbono e hidrogênio por meio de reações de deslocamento de gás de água. No entanto, o monóxido de carbono não foi detectado por cromatografia gasosa, portanto a reação mencionada foi omitida. O esquema de reação adaptado ("Histórico compatível") é apresentado abaixo e uma lista de componentes com suas propriedades é fornecida em Tabela 3. Parâmetros cinéticos das reações são retirados dos dados experimentais e "história combinada" de acordo com os resultados do experimento

(Tabela 4) Deve-se notar que a energia de ativação (E<sub>uma</sub>) os valores foram transferidos diretamente do (Kapadia et al., 2012), no entanto, frequência fatores (A) foram ajustados.

- 1) 1,0 HO → 236,44 H<sub>2</sub>
- 2) 1,0 HO → 29,75 CH<sub>4</sub>
- 3) 1,0 HO → 10,84 CO<sub>2</sub>
- 4) 1,0 HO → 14 H<sub>2</sub>S
- 5) 1,0 HO → 8,22 HMWG

Tabela 5 lista as condições iniciais do modelo físico no momento em que o HWI foi iniciado. Os parâmetros são calculados com base nos dados de balanço de massa e peso molecular do óleo e suas frações.

#### 4. Resultados e discussão

Durante o experimento, a água pré-aquecida a 265-270 C foi injetado no modelo ao longo de três estágios em diferentes taxas de injeção (Fig. 8) No primeiro estágio, 2,7 PV foram bombeados pelo modelo, depois, no segundo e terceiro estágios, 3,3 e 3,4 PV foram injetados, respectivamente. Durante as primeiras 5 h do experimento, a água quente não aqueceu todo o modelo devido a perdas significativas de calor em elementos de metal maciços do suporte do núcleo, por isso o experimento foi continuado com aquecimento sequencial de todo o modelo a uma temperatura de 260- 270 C usando aquecedores anulares.

Os resultados da cromatografia dos gases produzidos mostraram que uma grande quantidade de gases de hidrocarbonetos foi obtida durante as primeiras 5 h do experimento devido à desgaseificação do óleo recombinado (Fig. 9) O aumento adicional da temperatura resultou no efeito de sobreposição das reações de destilação de hidrocarbonetos e de aquatermólise. Quando a temperatura do sistema atingiu 250-260 O sulfeto de hidrogênio C, o metano e o gás hidrogênio foram detectados entre os produtos gasosos, que é o principal critério de ocorrência das reações de aquatermólise. Isso resultou em uma produção cumulativa de 1,53 g de sulfeto de hidrogênio, 0,011 g de gás hidrogênio e 0,067 g de metano.

O primeiro estágio do experimento consistiu em 1,1 PV e 1,6 PV de HWI no modelo de núcleo consolidado antes e depois do aquecimento sequencial do suporte do núcleo. Resultou em aumento de 35% e 17,3% na recuperação de óleo apenas na primeira fase. Aumento adicional da taxa de injeção de até 2,5 ml / min levou apenas a um crescimento extra de 6% da recuperação total de óleo. A taxa final de HWI de 5 ml / min resultou em apenas um aumento de 5% na recuperação de óleo. 3,7% extra do óleo foi obtido após a queda de pressão e enxágue da linha de saída com tolueno. Finalmente, o conjunto experimental foi desmontado. O tubo com núcleo consolidado foi cortado e extraído com a mistura álcool-benzeno.

A concentração de malteno e asfalteno no óleo produzido na primeira etapa do experimento foi de 96,5% e 3,5%, porém, para o óleo inicial foi de 90,7% e 9,3%, respectivamente. Uma análise mais aprofundada da densidade e viscosidade do óleo também mostrou que o óleo produzido no primeiro estágio foi

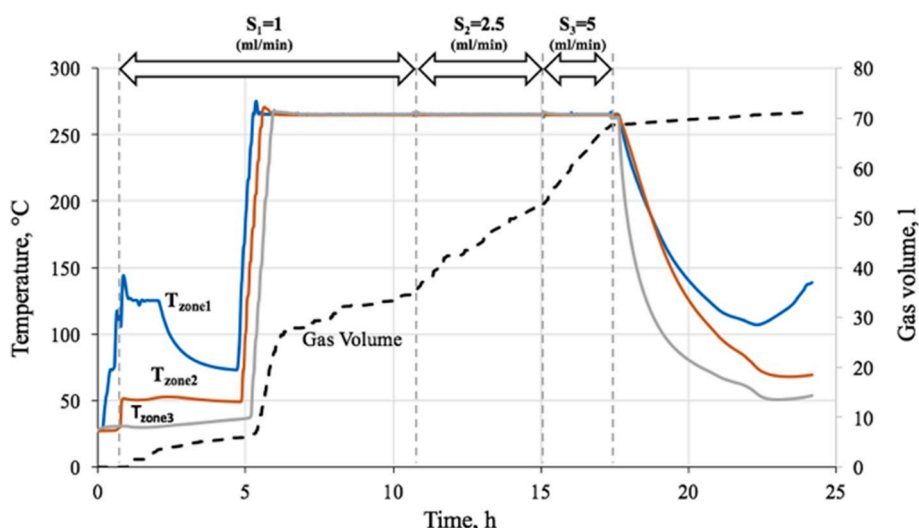


Fig. 8. Temperaturas na parede externa do modelo e volume de gás cumulativo.

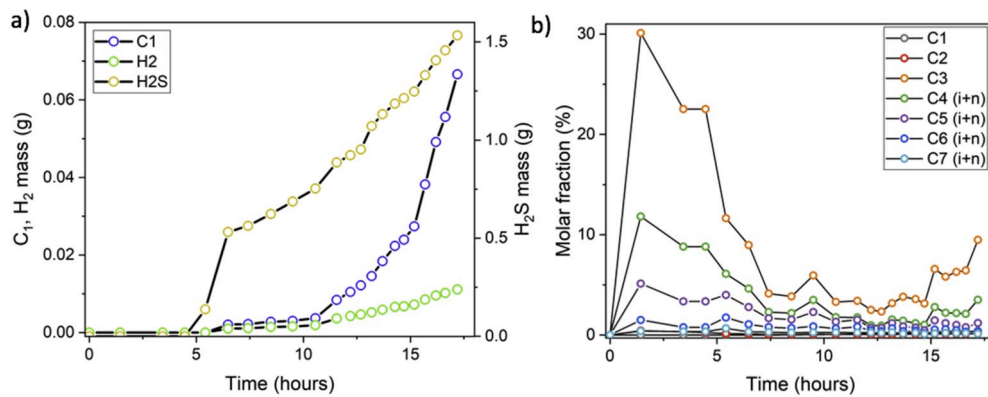


Fig. 9. A fração molar de gases de hidrocarbonetos produzidos (aa) e a aquatermólise produziram massa de gás cumulativa (b).

Tabela 6

Permeabilidade do modelo de núcleo consolidado durante a saturação de água e HWI.

Estágio	Viscosidade, mPa s	Comprimento, m	Taxa de injeção 10 <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /s	Queda de pressão, MPa	Permeabilidade, mD
Saturação de água	1,8	0,644	33,3	0,08	204,1
S <sub>1</sub> ¼ 1 ml / min	0,11	0,644	16,7	0,17	3,06
S <sub>2</sub> ¼ 2,5 ml / min S	0,11	0,644	41,7	0,23	5,44
¾ 5 ml / min	0,11	0,644	83,3	0,33	7,71

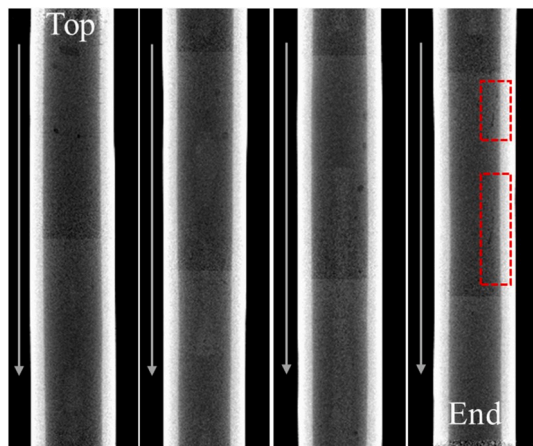


Fig. 10. Varreduras de raios-X após o experimento HWI.

atualizado: 131 mPa se 21,5 API em comparação com 406 mPa se 19 API, respectivamente. Deve-se notar também que os valores de pH da água do reservatório usados para saturar o modelo e a água produzida diferem significativamente (6,3 e 8,8, respectivamente). Assim, podemos considerar que a decomposição do carbonato de cálcio resultou na alcalinização final do

Tabela 7

Massa de óleo e água produzidos.

Parâmetro	Experimental	Simulação	Erro (fração)
Massa de água produzida, g	1905,0	2126,0	0,116
Massa de óleo produzido, g	120,0	117,2	0,023

a água produzida. No entanto, durante o experimento, a permeabilidade absoluta do modelo de núcleo consolidado aumentou (Tabela 6), apesar de ser cerca de cem vezes menor do que um estimado durante a saturação de água em condições ambientais.

A análise das varreduras de TC de raios-X do suporte do núcleo após o experimento HWI revelou apenas fraturas secundárias menores na massa de cimento, como mostrado por retângulos tracejados vermelhos em Fig. 10. A ausência de interconexão alongada indica que a cimentação forneceu com sucesso suporte e isolamento para as amostras, garantindo assim que o fluxo de água quente ocorra principalmente dentro da matriz do núcleo.

O volume das amostras de óleo coletadas nas duas últimas etapas foi insignificante. Foi difícil separar a emulsão obtida nas duas últimas etapas, portanto, a determinação da densidade e da viscosidade do óleo foi cancelada.

Uma comparação de gráficos experimentais de mudanças de temperatura com as zonas correspondentes do modelo numérico é apresentada em Fig. 11, aa. Durante o período inicial da primeira fase de injeção na taxa de 1 ml /

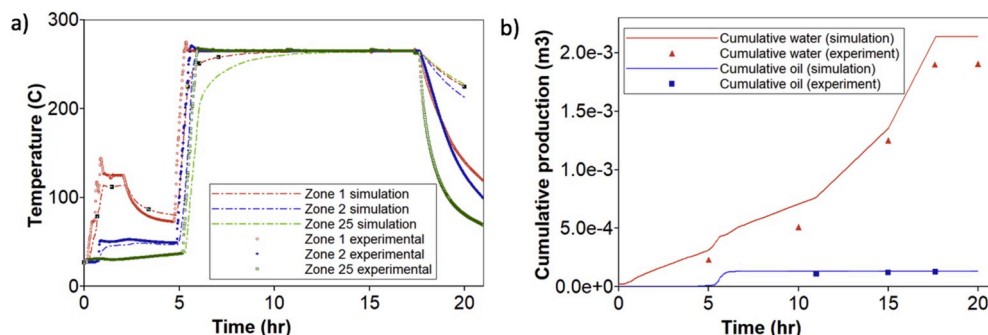


Fig. 11. Perfis de temperatura (a) e água e óleo cumulativos (bb) no CMG.



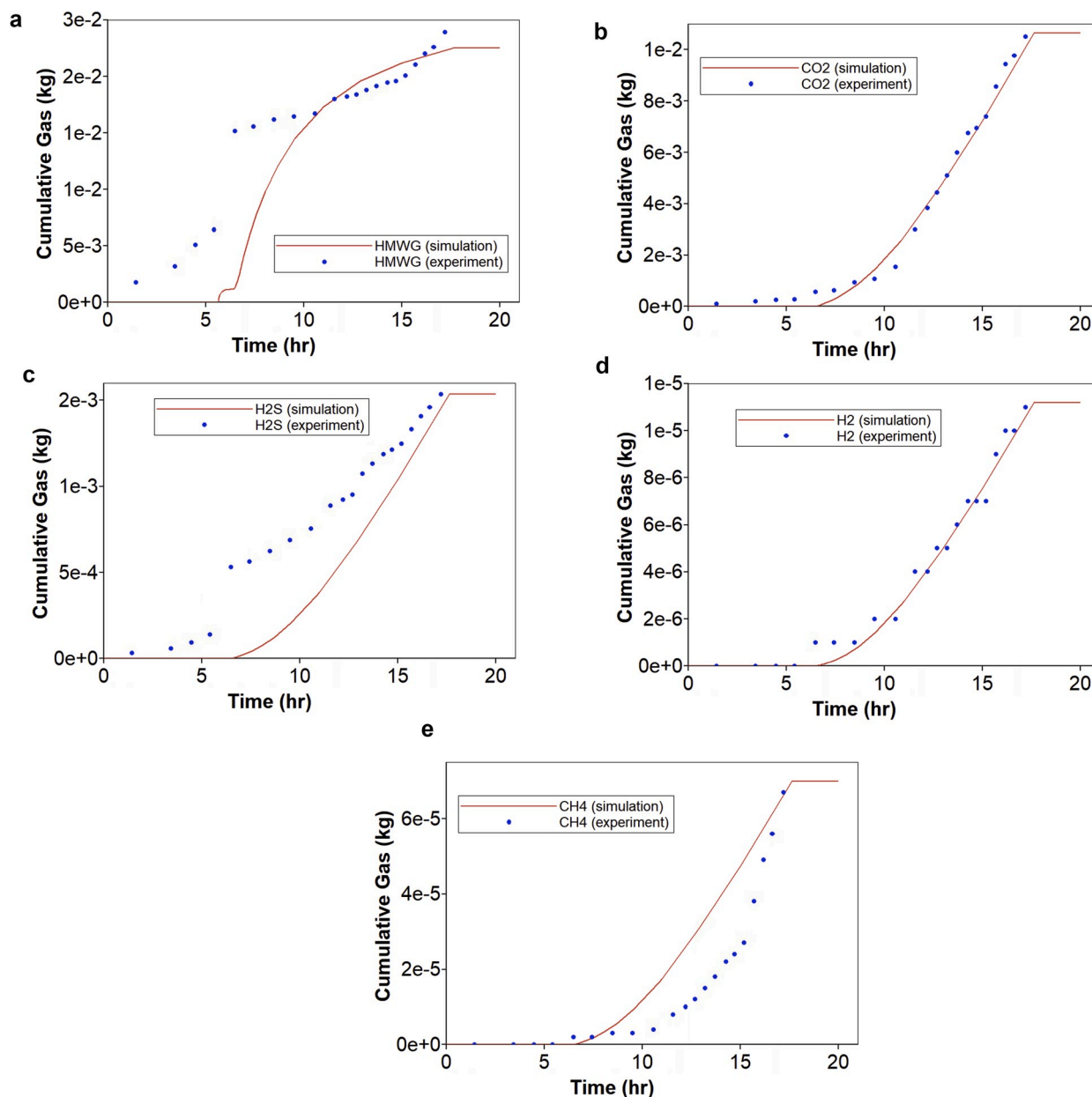


Fig. 12. Gases cumulativos.

Tabela 8

Massa de gases produzidos.

Parâmetro	Experimental	Simulação	Erro (fração)
Massa de HMWG produzido, g	23.918	22,451	0,061
Massa de CO produzido, g	10,507	10,332	0,017
Massa de H produzido, g	1,533	1,488	0,029
Massa de H <sub>2</sub> produzido, g	0,110	0,108	0,018
Massa de CH <sub>4</sub> produzido, g	0,067	0,068	0,015

min, não houve aumento significativo da temperatura na parede externa devido às perdas de calor. No entanto, mesmo na fase inicial, a água foi bombeada através do modelo e o óleo deslocado (ver Fig. 11, bb).

Tabela 7 abaixo fornece uma comparação da produção cumulativa de água e óleo para o experimento e simulação numérica.

Fig. 12 apresenta uma comparação das massas de gás cumulativas para experimento e simulação, enquanto Tabela 8 dá valores absolutos de HMWG, CO produzido, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>, e CH<sub>4</sub>. Resultados obtidos durante

a simulação demonstra uma correspondência comparativamente boa dentro de 3%, exceto HMWG que excede 6%. Isso poderia ser explicado pela suposição feita durante a simulação. HMWG estava inicialmente na fase de óleo (amostra de óleo recombinado). Existem dois mecanismos ocorrendo: a desgaseificação do óleo original recombinado (liberação de HMWG) e a reação (5) da Seção 3. Os valores K obtidos no WinProp levaram a problemas numéricos e divergências significativas na produção cumulativa de petróleo. Assim, durante a simulação, foi assumido que a liberação de gás ocorreu imediatamente, e o HMWG foi inicialmente introduzido como um pseudo-componente em uma fase gasosa. Tabela 5 foi ajustado em conformidade: a saturação de óleo era igual a 69% e a saturação de gás era igual a 5%.

Vale ressaltar que o CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> curvas demonstram o melhor correspondência em comparação com H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub> HMWG. Isso poderia ser explicado devido ao aquecimento variável do modelo na primeira fase do experimento antes de ligar os aquecedores anulares. Além disso, a amostragem dos gases produzidos foi discreta e pode diferir do regime contínuo dos gases produzidos. As curvas de permeabilidade relativa introduzem incerteza adicional.

Os produtos das reações químicas servem como um sinal da presença de aquatermólise nas faixas de temperatura estudadas (200-270 °C) ou, a chamada “janela de aquatermólise”. Aumento adicional da temperatura (acima de 300 °C) pode levar à reação de craqueamento térmico e conversão das moléculas pesadas em hidrocarbonetos leves e coque (Hyne et al., 1982; Kapadia et al., 2012). O modelo cinético proposto leva em consideração as interações químicas do óleo pesado com a água quente com consequente formação de gases ácidos como dióxido de carbono e hidrogênio. sulfureto. H<sub>2</sub>S devido à sua toxicidade e preocupações ambientais tem limitações na porcentagem de sua recuperação e é um parâmetro importante que deve ser levado em consideração. Produção de espécies ativas a partir de compostos organossulfurados e subsequente reação dos fragmentos menores gerando CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub> também foi demonstrado.

Os resultados obtidos durante a simulação numérica demonstram um concordância aceitável dos perfis de temperatura, valores cumulativos de água, óleo e gás. O modelo reflete o deslocamento do óleo no primeiro segundo quando a água é bombeada à taxa de S<sub>1</sub> ¼ 1 ml / min, seguido por um aumento na transição para a velocidade de S<sub>2</sub> e S<sub>3</sub>. A maior parte do deslocamento do óleo ocorre no primeiro estágio; no entanto, com uma mudança adicional na queda de pressão, há um ligeiro rendimento de óleo. O tratamento térmico reduz a viscosidade com um aumento subsequente no rendimento do óleo.

## 5. Conclusões

Esta pesquisa fornece calibração do modelo cinético de aquatermólise para o processo HWI em temperaturas superiores a 250 °C. As interações químicas dos componentes do óleo pesado com a água quente devem ser levadas em consideração durante a modelagem do processo. Um modelo cinético comum de reações de aquatermólise foi ajustado durante o casamento de histórico de acordo com os resultados do experimento. Os resultados da simulação do experimento demonstram um acordo próximo de perfis de temperatura, bem como uma boa combinação de valores experimentais e de simulação de saída de fluido cumulativa. Produtos gasosos das reações de aquatermólise foram obtidos: sulfeto de hidrogênio, metano, gás hidrogênio, dióxido de carbono. As massas de gás cumulativas obtidas durante a simulação numérica demonstraram uma correspondência muito boa com os dados experimentais. O modelo reflete corretamente a dinâmica do deslocamento do óleo em diferentes taxas de injeção de água. A avaliação da qualidade da correspondência histórica influencia a eficiência das previsões futuras do desempenho de campo. De acordo com os resultados obtidos, o efeito térmico da injeção de água a uma temperatura de 250-270 °C reduz a viscosidade do óleo devido ao aquecimento, aumentando sua mobilidade, o que leva a altos valores de fator de recuperação. A eficiência do deslocamento de óleo por HWI para o campo de petróleo estudado é confirmada por simulação numérica.

O fluxo de trabalho robusto de modelagem experimental e numérica de injeção de água quente no reservatório de carbonato profundo de petróleo pesado foi apresentado. A tecnologia proposta de cimentação de amostras de testemunho consolidadas no suporte de testemunho para o experimento em temperaturas acima de 250 °C funciona com sucesso. Os dados obtidos durante o experimento de laboratório, bem como durante a modelagem numérica em um simulador hidrodinâmico, como tecnologia de cimentação, modelo de fluido, curvas de permeabilidade relativa, modelo cinético e parâmetros operacionais podem ser usados no modelo de setor para previsões futuras. É a base para o dimensionamento subsequente para um modelo de setor hidrodinâmico com base no qual a taxa ideal, a temperatura de injeção ideal e o volume do injetante no reservatório são selecionados.

## Declaração de interesse conflitante

Os autores declaram que não conhecem interesses financeiros concorrentes ou relações pessoais que possam ter influenciado o trabalho relatado neste artigo.

## Declaração de contribuição de autoria CRediT

**Aysyly Askarova:** Conceptualização, Metodologia, Formal

análise, investigação, curadoria de dados, redação - rascunho original, redação - revisão e edição, visualização. **Aman Turakhanov:** Conceptualização, Metodologia, Análise formal, Investigação, Escrita - rascunho original, Escrita - revisão e edição, Visualização. **Strahinja Markovic:** Conceituação, Metodologia, Análise formal, Redação - esboço original, Redação - revisão e edição. **Evgeny Popov:** Conceptualização, Metodologia, Análise Formal, Investigação, Redação - revisão e edição. **Kirill Maksakov:** Conceituação, recursos. **Gennady Usachev:** Conceituação, recursos. **Valery Karpov:** Conceptualização. **Alexey Cheremisin:** Conceituação, Redação - revisão e edição, Supervisão.

## Reconhecimentos

O trabalho de pesquisa foi realizado com o apoio financeiro da Lukoil LLC. Os autores gostariam de agradecer ao Instituto de Ciência e Tecnologia Skolkovo e ao Centro Integrado de Recuperação de Hidrocarbonetos por apoiar e auxiliar nesta pesquisa. Além disso, os autores gostariam de mostrar sua gratidão a Taraskin Nikolay, Inna Chapanova e Sergey Buzov por sua assistência técnica nos experimentos apresentados.

## Nomenclatura

EOR	recuperação de óleo aprimorada
HWI	injeção de água quente
PT	pressão e temperatura média
MPCT	pressão tubo de combustão óleo
HO	pesado
LO	óleo leve
Fator de frequência do gás A de alto peso molecular HMWG	
Energia de ativação E <sub>a</sub>	
Volume de poro PV	

## Apêndice A. Dados suplementares

Dados complementares a este artigo podem ser encontrados online em <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456>.

## Referências

- Alajmi, AF, Algharaib, M., Gharbi, R., 2009. Avaliação experimental de óleo pesado recuperação por injeção de água quente em um reservatório do Oriente Médio. SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc. 2, 1-14.
- Belgrave, JDM, Moore, RG, Ursenbach, MG, 1997. Modelos cinéticos abrangentes para a aquatermólise de óleos pesados. J. Can. Bicho de estimação. Technol. 36, 38-44.
- Belgrave, JDM, Moore, RG, Ursenbach, MG, Bennion, DW, 1993. Um abrangente abordagem para modelagem de combustão in-situ. SPE Adv. Technol. 1, 98-107.
- Bentley, RW, 2002. Global oil & gas depletion: uma visão geral. Energy Pol. 30, 189-205. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00144-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00144-6).
- Bousaid, IS, Ramey, HJ, 1968. Oxidation of crude oil in porous media. Soc. Gasolina. Eng. J. 8, 137-148. <https://doi.org/10.2118/1937-pa>.
- Clark, PD, Dowling, NI, Lesage, KL, Hyne, JB, 1987. Chemistry of organosulphur tipos de compostos que ocorrem em areias petrolíferas pesadas: 5. Reação de tiofeno e tetra-hidrotiofeno com espécies de metal aquosas do Grupo VIIIb em alta temperatura. Fuel 66, 1699-1702. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(87\)90366-8](https://doi.org/10.1016/0016-2361(87)90366-8).
- Dickson, JL, Leahy-Dios, A., Wylie, PL, 2011. Desenvolvimento de hidrocarboneto melhorado métodos de triagem de recuperação. JPT. J. Petrol. Technol. 63, 43-44. <https://doi.org/10.2118/10111-0043-jpt>.
- Fadaei, H., Castanier, LM, Kamp, AM, Debenest, G., Quintard, M., Renard, G., 2011. Análise experimental e numérica da combustão in-situ em um núcleo fraturado. SPE J. 16, 358-373. <https://doi.org/10.2118/141117-PA>.
- Fadaei, H., Debenest, G., Kamp, AM, Quintard, M., Renard, G., 2010. How the In-Situ O processo de combustão funciona em um sistema fraturado: Simulação 2D em escala de núcleo e bloco, pp. 118-130.
- Fan, H., 2003. Os efeitos dos minerais do reservatório nas mudanças de composição do óleo pesado durante a estimulação a vapor. J. Can. Bicho de estimação. Technol. 42, 11-14. <https://doi.org/10.2118/03-03-N1>.
- Feldmann, F., Strobel, GJ, Masalmeh, SK, AlSumaiti, AM, 2020. Um experimental e estudo numérico dos efeitos da baixa salinidade na recuperação de óleo de rochas carbonáticas combinando embebição espontânea, método de centrifugação e experimentos de coreflooding. J. Petrol. Sci. Eng. 190, 107045. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107045>.

- Guangshou, S., Tiya, Z., Linsong, C., Yunxian, W., 2009. Aquathermolysis of Óleo Pesado Convencional com Vapor Superaquecido, pp. 289–293. <https://doi.org/10.1007/s12182-009-0046-4>.
- Gutiérrez, D., Moore, RG, Ursenbach, MG, Mehta, SA, 2012. The ABCs of in situ-simulações de combustão: de experimentos de laboratório à escala de campo. J. Can. Gasolina. Technol. <https://doi.org/10.2118/148754-PA>.
- Huygen, HHA, Huitt, JL, 1996. Perdas de calor do poço e temperaturas do revestimento durante injeção de vapor. In: Reunião de primavera do Distrito Leste, Divisão de Produção de API, pp. 25–32.
- Hyne, JB, Clark, PD, Clarke, RA, Koo, J., Greidanus, JW, Tyrer, JD, Verona, D., 1982. Aquathermolysis of heavy oil. Rev. Tec. INTEVEP 2, 87–94.
- Jha, B., Verkoczy, KN, 1985. Oil recovery BY Thermal methods. Presente. In: 36 th Annu. Tech. Confe. Bicho de estimação.
- Jilkova, L., Hliník, T., Čiahotný, K., 2017. Determinação do teor de água em alcatrões pirolíticos usando titulação coulométrica de Karl-fischer. <https://doi.org/10.14311/AP.2017.57.0008>, 57 8 13.
- Kapadia, PR, Kallos, MS, Gates, ID, 2010. Uma teoria cinética abrangente para modelar termólise, aquatermólise, gaseificação, combustão e oxidação da geração de hidrogênio do betume athabasca a partir da pirólise e Aquathermolysis: dados experimentais. In: Improved Oil Recovery Symposium, pp. 1–31.
- Kapadia, PR, Kallos, MS, Leskiw, C., Gates, ID, 2009. Potencial para hidrogênio geração durante a combustão in situ de betume. In: Society of Petroleum Engineers - Conferência e Exposição EUROPEC / EAGE, vol. 2009, pp. 8–11.
- Kapadia, PR, Wang, J., Kallos, MS, Gates, ID, 2012. Novo reservatório termo-reativo modelo de engenharia prevê a geração de sulfeto de hidrogênio em drenagem por gravidade assistida por vapor. J. Petrol. Sci. Eng. 94–95, 100–111. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.06.030>.
- Khakimova, L., Askarova, A., Popov, E., Moore, RG, Solov'yev, A., Simakov, Y., Afanasiev, I., Belgrave, J., Cheremisin, A., 2020. Modelos numéricos em escala de laboratório de injeção de ar de alta pressão de experimentos de oxidação para o campo de petróleo Kirsanovskoye. J. Petrol. Sci. Eng. 188, 106796. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106796>.
- Kim, TW, Kovscek, A., 2017. Imbibição de alta temperatura para recuperação aprimorada de Diatomite, pp. 1–21.
- Kisler, JP, Shallcross, DC, 1997. Um modelo melhorado para os processos de oxidação de petróleo bruto leve. Chem. Eng. Res. Des. <https://doi.org/10.1205/026387697523859>.
- Kudryavtsev, P., Hascakir, B., 2014. Rumo ao controle dinâmico da combustão in-situ: efeito das saturações iniciais de óleo e água. In: Reunião Regional Conjunta SPE da América do Norte Ocidental e das Montanhas Rochosas, pp. 1–12.
- Lamoureux-Var, V., Lorient, F., 2005. Formação artificial de H<sub>2</sub>S como resultado de vapor injeção para EOR: uma abordagem cinética composicional. In: Procedimentos do Simpósio Internacional de Operações Térmicas e Petróleo Pesado SPE / PS-CIM / CHOA, pp. 1–4. <https://doi.org/10.2523/97810-ms>.
- Lin, CY, Co Chen, WH, Co Lee, ST, Culham, WE, 1984. Simulação numérica de experimentos de tubo de combustão e a cinética associada de processos de combustão in-situ. Soc. Bicho de estimação. Eng. AIIME 657–666. <https://doi.org/10.2118/11074-PA>.
- Moore, RG, Lareshen, CJ, Ursenbach, MG, Mehta, SA, Belgrave, JDM, 1996. Comportamento de combustão / oxidação do betume de areias oleosas de athabasca. In: Simpósio de Recuperação de Óleo Melhorada. Society of Petroleum Engineers, pp. 1–8. <https://doi.org/10.2118/35392-MS>.
- Moore, RG, Mehta, SA, Ursenbach, MG, 2007. Um Guia para Injeção de Ar de Alta Pressão (HPAI) Recuperação de óleo com base. <https://doi.org/10.2118/75207-ms>.
- Needham, RB, Doe, PH, 1987. Polymer Flooding Review. J. Petrol. Technol. 1503–1507. <https://doi.org/10.2118/17140-PA>.
- Oskouei, SJP, Maini, B., Moore, RG, Mehta, SA, 2010. Avaliação experimental de Método de recuperação de híbrido SAGD-ISC. In: Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, pp. 1–10. <https://doi.org/10.2118/137836-ms>.
- Pu, W., Zhao, S., Hu, L., Varfolomeev, MA, Yuan, C., Wang, L., Rodionov, NO, 2019. Efeito térmico causado pela oxidação a baixa temperatura do petróleo bruto pesado e seu comportamento de combustão in-situ. J. Petrol. Sci. Eng. 184, 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106521>.
- Pwaga, S., Luore, C., Hundseth, O., Perales, FJ, Idrees, MU, 2010. Estudo Comparativo de diferentes métodos EOR.
- Rego, FB, Botchia, VE, Schiozer, DJ, 2017. Recuperação de óleo pesado por inundação de polímero e injeção de água quente usando simulação numérica. J. Petrol. Sci. Eng. 153, 187–196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.033>.
- Satter, A., 1965. Perdas de calor durante o fluxo de vapor por um poço. In: Produção SPE Research Symposium 1966, pp. 845–851. <https://doi.org/10.2118/1071-pa>.
- Shilov, E., Cheremisin, A., Maksakov, K., Kharlanov, S., 2019. Huff-n-puff experimental estudos de CO<sub>2</sub> com óleo pesado. Energies 12, 1–15. <https://doi.org/10.3390/en1224308>.
- Shojaiepour, M., Kharat, R., Hashemi, A., 2014. Estudo experimental e de simulação de processo de combustão in-situ em meios porosos fraturados com carbonato. J. Japan Pet. Inst. 57, 208–215.
- Sola, BS, Rashidi, F., 2008. Estudo experimental de injeção de água quente em baixo permeabilidade de rochas carbonáticas. Combustível de energia. 22, 2353–2361. <https://doi.org/10.1021/ef800009r>.
- Speight, GJ, 2016. Oil recovery. In: Speight, JG (Ed.), Introdução ao Aprimorado Métodos de recuperação para óleo pesado e areias betuminosas, segunda ed. Gulf Professional Publishing, Boston, p. 493. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-849906-1.00019-9>.
- Stone, TW, Li, G., Pallister, I., 2013. Uma comparação de calor analítico e segmentado e perda de qualidade em poços de injeção térmica de vapor. In: Simpósio de Simulação de Reservatórios SPE Realizado na Floresta, pp. 1–11.
- Surguchev, LM, Reich, EM, Berenblyum, RA, Schipanov, AA, 2010. Óleo melhorado métodos de recuperação: triagem de aplicabilidade e avaliação de potencial. In: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, vol. 2010, pp. 2–7. <https://doi.org/10.2118/134742-ms>.
- Taber, JJ, Martin, FD, 1983. Guias de triagem técnica para a recuperação aprimorada de óleo. In: Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exposição 1983-Octob. <https://doi.org/10.2523/12069-ms>.
- Tamanyan, BP, 2015. Aquathermolysis de óleos crus e betume natural: química, catalisadores e perspectivas de implantação industrial. Russ. Chem. Rev. 84, 1145–1175. <https://doi.org/10.1070/RCR4500>.
- Terry, RE, 2001. Enhanced oil recovery. Encycl. Phys. Sci. Technol.
- Ungerer, P., Behar, F., Villalba, M., Heum, OR, Audibert, A., 1988. Kinetic Model of craqueamento do óleo. Org. Geochem. 13, 857–868. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90238-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90238-0).
- Xu, HH, Okazawa, NE, Moore, RG, Mehta, SA, Lareshen, CJ, Ursenbach, MG, Mallory, DG, 2001. In Situ upgrade of heavy oil. J. Can. Bicho de estimação. Technol. 40, 45–53.
- Yang, M., Harding, TG, Chen, Z., 2017. Um modelo de cinética aprimorado para in situ combustão de areias betuminosas pré-vaporizadas. Combustível de energia. 31, 3546–3556. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b02582>.
- Yang, X., Gates, ID, 2009. Cinética de combustão do betume Athabasca de 1D experimentos de tubo de combustão. Nat. Recurso. Res. 18, 193–211. <https://doi.org/10.1007/s11053-009-9095-z>.
- Yang, M., Chen, Z., 2016. Um modelo de cinética de reação aprimorado de combustão in-situ para areias betuminosas pré-vaporizadas. In: Conferência Técnica de Petróleo Pesado SPE Canada, pp. 1–16.
- Yasar, M., Trauth, DM, Klein, MT, 2001. Asphaltene and resid pyrolysis. 2. O efeito do ambiente de reação nas vias e seletividades. Combustível de energia. 15, 504–509. <https://doi.org/10.1021/ef0000577>.