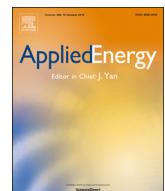




Listas de conteúdos disponíveis em ScienceDirect

Energia AplicadaPágina inicial do jornal: www.elsevier.com/locate/apenergy

Técnicas aprimoradas de recuperação de óleo para reservatórios de óleo pesado e areias de óleo após a injeção de vapor

Xiaohu Dong ^{uma, b, *}, Huiqing Liu ^{uma, b}, Zhangxin Chen ^{uma, c, *}, Keliu Wu ^{uma, b}, Ning Lu ^{uma, b}, Qichen Zhang ^{uma, b}^{uma} Laboratório Estadual de Recursos Petrolíferos e Prospecção, Universidade de Petróleo da China, Pequim 102249, China^b MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Pequim 102249, China^c Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade de Calgary, Calgary T2N 1N4, Alberta, Canadá**LUZES**

- Uma revisão crítica detalhada das técnicas de EOR após a injeção de vapor é fornecida.
- Os processos típicos incluem ISC e processos de recuperação térmica híbrida.
- Ambos os mecanismos de recuperação e fi desempenho de campo estão incluídos.
- Alguns outros processos (método elétrico, atualização in-situ e energia solar, etc.) estão envolvidos.
- Os desafios atuais e direções futuras de processos de recuperação de óleo pesado são discutidos.

ARTICLEINFO**RESUMO**

Palavras-chave:

Injeção de vapor

Reservatório de óleo pesado

Recuperação de óleo aprimorada

Processo térmico híbrido

Mecanismo

A tecnologia à base de vapor in-situ ainda é o principal método de exploração de petróleo pesado e recursos petrolíferos em todo o mundo. Mas, atualmente, a maioria dos processos baseados em vapor (por exemplo, estimulação cíclica de vapor (CSS), vapor fl Ooding e drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD)) em óleo pesado fi campos entraram em um estágio de exaustão. Considerando as interações de vapor-rocha de longa duração, como melhorar ainda mais a recuperação de óleo pesado e betume na era pós-injeção de vapor é atualmente um desafio. Neste artigo, apresentamos uma revisão abrangente e crítica dos processos de recuperação aprimorada de óleo (EOR) na era pós-injeção de vapor, tanto experimental como fi casos antigos. Speci fi naturalmente, o artigo apresenta uma visão geral sobre os mecanismos de recuperação e fi desempenho de campo de processos EOR térmicos por litologia de reservatório (formações de arenito e carbonato) e o ff costa versus petróleo onshore fi campos. Os processos típicos incluem um processo de combustão in-situ, um processo de solvente térmico, um NCG térmico (gás não condensável, por exemplo, N₂) fl processo de gás e ar) e um processo termoquímico (por exemplo, polímero, surfactante, gel e espuma). Alguns outros processos e novos processos também são apresentados neste trabalho. Esta revisão mostra aquele o ff óleo pesado da costa fi campos serão o foco de exploração futura. Além disso, atualmente vários projetos baseados em vapor e projetos térmicos de NCG têm sido operados no Campo de Emeraude no Congo e na Baía de Bohai na China. Uma tendência crescente também é encontrada para um processo de combustão in-situ e um processo assistido por solvente em ambos os ff petróleo pesado em terra e em terra fi campos, como projetos EOR na América do Norte, Mar do Norte, Bohai Bay e Xinjiang. O multicomponente térmico fl processo de injeção de uids em o ff costa e o CO térmico : e processos termoquímicos (surfactante e espuma) em reservatórios de petróleo pesado em terra são algumas das oportunidades identificadas fi ed para a próxima década com base em avaliações preliminares e projetos-piloto propostos ou em andamento. Além disso, os novos processos de um método elétrico, atualização in-situ (por exemplo, líquidos iônicos, adição de catalisador e nanopartículas de vapor) e novos con fi as gurações também ganharam alguma atenção. Ressaltamos que existem algumas técnicas de recuperação recentemente propostas que ainda se limitam a um estudo em escala laboratorial, com a necessidade de novas investigações. Em uma época de preços baixos do petróleo, a otimização de custos será a principal prioridade para todas as empresas de petróleo do mundo. Esta revisão crítica os ajudará a identificar os próximos desafios e oportunidades no potencial EOR da produção de óleo pesado e betume na era pós-injeção de vapor.

*Autores correspondentes em: Laboratório Estadual de Recursos Petrolíferos e Prospecção, Universidade de Petróleo da China, Pequim 102249, China.

Endereço de e-mail: donghu820@163.com (X. Dong), zhachen@ucalgary.ca (Z. Chen).

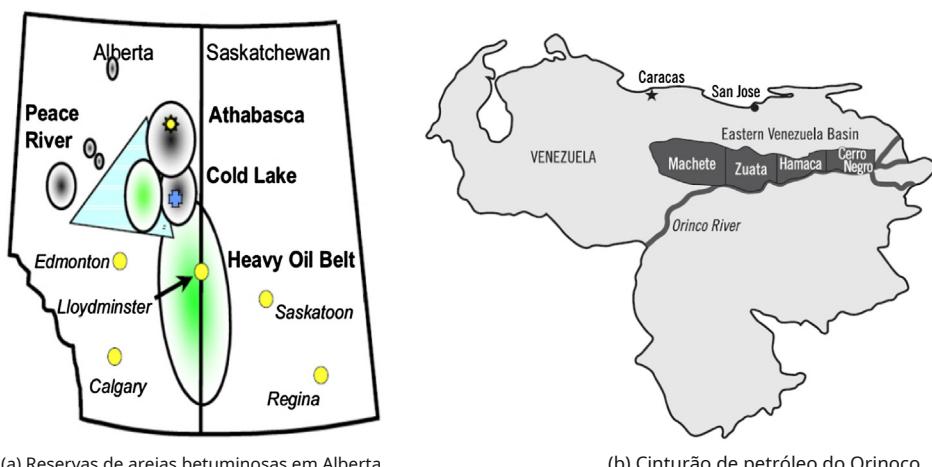


Figura 1. Distribuição de recursos de petróleo pesado no Canadá e na Venezuela [96,5].

1. Introdução

De acordo com EIA's International Energy Outlook 2017, o consumo de energia primária mundial total é de cerca de 575 quatrilhões de Btu (unidades térmicas britânicas) em 2015 e espera-se que aumente 15,3% de 2015 a 2035, e depois para 736 Btu até 2040 [1]; o consumo mundial de combustíveis líquidos passará de 95 milhões de barris por dia (b / d) em 2015 para 113 milhões de b / d em 2040. Para os combustíveis líquidos, o consumo de petróleo bruto tem uma proporção muito elevada. Os recursos totais de petróleo bruto são de aproximadamente 9 - 11 trilhões de barris (bbls) no mundo, entre os quais mais de 2/3 são de óleo pesado e betume. Do total de oito trilhões de barris de petróleo pesado e recursos de betume, Canadá e Venezuela possuem cerca de 2 - 3 trilhões de bbls cada [2 - 4]. No Canadá, quase todos os depósitos de petróleo pesado e areias betuminosas estão em Alberta, conforme mostrado em Figura 1 (uma). Na Venezuela, esses recursos petrolíferos encontram-se principalmente paralelos à margem norte do rio Orinoco e se estendem de leste a oeste ao longo do cinturão de petróleo do Orinoco, como mostrado em Figura 1 (b) [5]. O desenvolvimento eficaz desses recursos de óleo pesado e betume terá um importante influência no abastecimento mundial de energia.

Diferente do óleo leve convencional, esses tipos de óleos crus são geralmente caracterizados por sua alta viscosidade e alta densidade na condição de temperatura de formação original. Portanto, a fim de efetivamente recuperá-los, reduzindo sua viscosidade (μ_0) e melhorando seu mobilidade (k/μ_0) são a principal prioridade. Considerando a sensibilidade à temperatura do óleo pesado ou viscosidade do betume, um processo de recuperação térmica é introduzido. Para um processo de recuperação térmica, vapor é usado como o vapor é cicличamente ou continuamente injetado em uma formação. Então, tanto a rocha de formação quanto os fluidos ao redor dos poços são aquecidos e a temperatura aumenta. Assim, a viscosidade do óleo é reduzida e a mobilidade do óleo pesado e do betume é melhorada. Como mostrado em Figura 2, conforme a temperatura aumenta, a viscosidade do óleo reduz em ordens de magnitude. Uma técnica de recuperação térmica era feita pela primeira vez em Trintopec's operações em 1966, com um pequeno projeto piloto cíclico em Palo Seco no campo [6]. Até agora, ainda é o principal método de exploração de petróleo pesado e recursos de betume em todo o mundo. Especialmente, considerando a alta capacidade de transporte de calor do vapor, é o produto quente mais comumente usado e ideal para um projeto de recuperação térmica [7 - 9,11]. A tecnologia à base de vapor in-situ tem sido amplamente aplicada em um processo EOR para óleo pesado e reservatórios de petróleo por um longo tempo. Além disso, é o mais avançado de todos os métodos EOR em termos de experiência de campo e, portanto, tem a menor incerteza na estimativa de seu desempenho [4]. Geralmente, existem três tipos de técnicas de recuperação térmica à base de vapor, estimulação de vapor cíclico (CSS), vapor flutuante Drenagem por gravidade assistida por vapor e inundação (SAGD) [10,12].

Para processos de recuperação baseados em vapor, após o vapor ser injetado, uma zona aquecida com alta pressão se forma ao redor de um poço de injeção. Então, como o

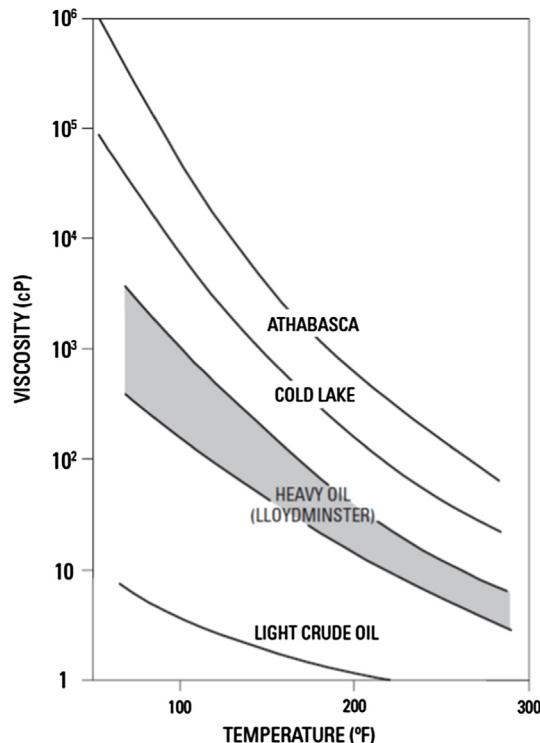


Figura 2. A viscosidade do petróleo bruto vs. temperatura [3,4].

a injeção de vapor continua, a pressão nesta zona aumenta. Especialmente, considerando a característica heterogênea dos parâmetros de formação, o vapor injetado preferencialmente penetra em um caminho altamente permeável em um reservatório de óleo. Para CSS, conforme os ciclos de CSS aumentam, um caminho de canalização pode se formar dentro do reservatório. É o mesmo que o conceito de zona principal na água flutuante inundados. Um caminho de canalização de vapor é geralmente representado por alta permeabilidade ou alta conectividade entre poços. Além disso, também existem muitos indicadores para identificar os fenômenos de canalização de vapor / ruptura de vapor [13], por exemplo, temperatura do fundo do poço, temperatura da cabeça do poço, corte de água e taxa de líquido. Geralmente é causado pelas interações de vapor-rocha de longa duração [14 - 15]. Após a ocorrência de rompimento de vapor, a eficiência de vapor é drasticamente reduzida. Portanto, um processo de recuperação aprimorado é necessário na era pós-injeção de vapor.

Atualmente, a maioria dos reservatórios de óleo pesado e leitos de óleo em todo o mundo entraram em um estágio posterior de processos de recuperação baseados em vapor

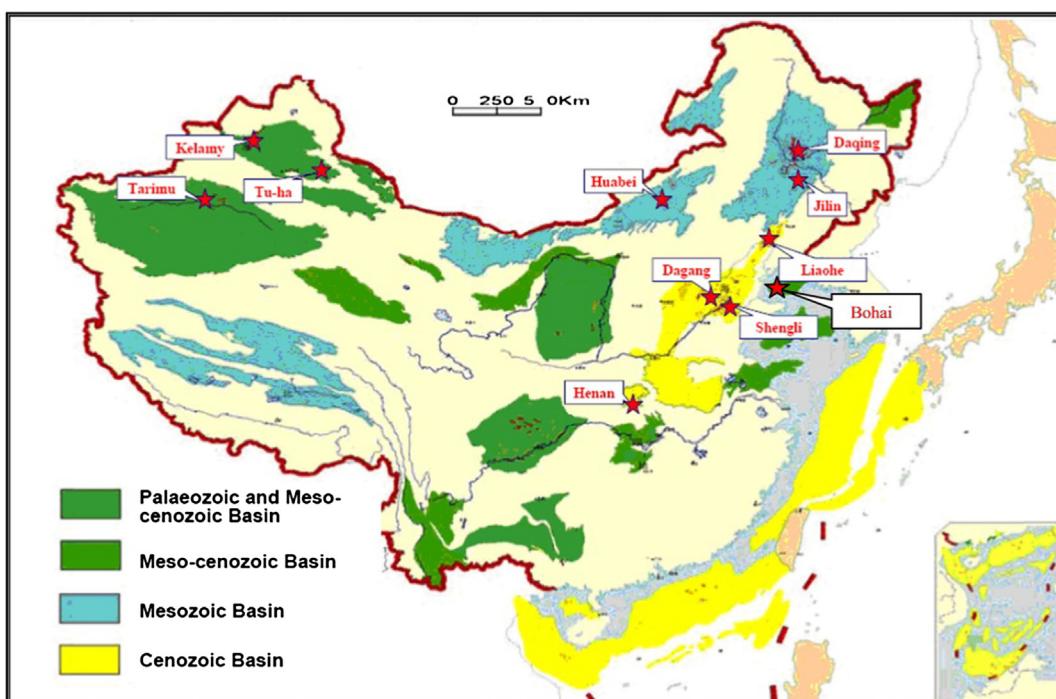


Fig. 3. Óleo pesado fi locais de campo na China [97].

[16 - 18]. Os ciclos de CSS podem aumentar até mais de 10 ou até 20 ciclos. O principal óleo pesado fi locais de campo na China são mostrados em Fig. 3, incluindo óleo de Liaohe fi campo, óleo Shengli fi campo, óleo de Xinjiang fi óleo de campo e Henan fi campo. A maior parte desse óleo pesado fi campos na China estão enfrentando o desafio de converter as técnicas anteriores de baixa recuperação econômica (ou seja, CSS e vapor fi flooding) para os econômicos elevados, especialmente em uma época de baixos preços do petróleo. Para óleo Shengli fi campo, uma estratégia econômica de "Três custos e quatro zonas de desempenho" é proposto para ineffi poços eficientes nos últimos anos [20,21]. Sob a orientação desta estratégia, muitos effi poços eficientes em óleo Shengli fi campo foi temporariamente fechado para economizar custos de operação. Como melhorar ainda mais a recuperação de óleo pesado na era pós-injeção de vapor é realmente desafiador.

Guo et al. [19] fez uma revisão abrangente sobre as técnicas existentes de recuperação de óleo pesado in-situ, que podem se enquadrar em três categorias, incluindo injeção térmica, injeção química e injeção de gás. Diferentemente de sua revisão, neste artigo, iremos nos concentrar nas técnicas de EOR na era pós-vapor. Por meio de uma ampla revisão da literatura, as técnicas de pós-injeção de vapor podem ser categorizadas em um processo de combustão in-situ, um processo híbrido térmico-solvente, um processo híbrido térmico-NCG (gás não condensável), um processo químico-térmico híbrido e outros métodos emergentes (por exemplo, um método elétrico, atualização in-situ e uma nova confi gurações). Além disso, apresentaremos uma revisão crítica dos processos EOR na era pós-injeção de vapor, tanto experimental como fi casos antigos. Speci fi naturalmente, este artigo oferece uma visão geral sobre os mecanismos de recuperação e fi desempenho de campo de técnicas EOR térmicas por litologia de reservatório (formações de arenito e carbonato) e o ff costa versus petróleo onshore fi campos.

2. Processos convencionais de recuperação à base de vapor

CSS, Steam fi Os processos de flooding e SAGD são as técnicas de recuperação à base de vapor mais comumente usadas para reservatórios de óleo pesado e óleos e areias [10,22]. Nesta seção, o status atual desses processos de recuperação baseados em vapor será discutido em detalhes.

2.1. Estimulação de vapor cíclico (CSS ou Hu ff n' Pu ff)

CSS é a forma mais simples de operação de injeção de vapor e tem sido

amplamente utilizado para a recuperação de óleo pesado e reservatórios de oleosidade no mundo. Esta operação geralmente inclui três fases principais: injeção de vapor (várias semanas), imersão (3 - 5 dias) e produção de petróleo (dezenas / centenas de dias) [7,22,22]. Todas essas fases são realizadas dentro de um mesmo poço. Após a fase de produção do óleo, o vapor é reinjetado para iniciar um novo ciclo. Os mecanismos de recuperação do CSS consistem essencialmente na redução da viscosidade do óleo, aumento de volume por calor e acionamento do gás de solução. É realizado predominantemente em poços verticais [12]. Fatores de recuperação de óleo típicos são 20 - 35% com SORs (razões vapor-óleo) de 3,0 - 5,22. Alvarez e Han [18] fizeram uma revisão crítica sobre o estado atual da tecnologia CSS e discutiram os projetos comerciais no mundo. É geralmente aplicado nos reservatórios de óleo pesado cuja espessura de pagamento é superior a 30 pés, a profundidade do reservatório é inferior a 3000 pés, a porosidade é superior a 0,3 e a saturação de óleo é superior a 40% [4,22]. Ainda é o principal método de recuperação para a maior parte do óleo pesado fi campos do mundo. Na China, quase 75% da produção de óleo pesado vem dos projetos CSS

[24,25,22]. Por outro lado, nos últimos anos, reservatórios finos de óleo pesado também se tornaram uma parte importante para impulsionar a produção de petróleo. Para este tipo de reservatórios de óleo pesado, a técnica convencional de CSS com base em poço vertical (VW-CSS) não é mais econômica devido às enormes perdas de calor de sobrecarga e subcarga. A técnica CSS baseada em poços horizontais (HW-CSS) tem sido realizada neste tipo de reservatórios de óleo pesado [26 - 29]. Além disso, por causa de uma redução nos custos de perfuração direcional e a melhoria da varredura e fi ciência, o processo HW-CSS tem sido considerado um dos processos EOR bem-sucedidos em reservatórios de óleo pesado.

Para o processo CSS convencional, especi fi em um estágio posterior da operação do CSS, o sistema térmico fi eficiência de vapor é drasticamente reduzida. Portanto, um processo de recuperação de acompanhamento é necessário. Considerando esta situação, muitas tentativas têm sido feitas para a melhoria do processo CSS, por exemplo, um processo CSS combinado com vários poços, um vapor fi processo de condensação e um processo de aditivo de vapor [30 - 32]. Em primeiro lugar, para o processo CSS combinado com vários poços, um único grupo de poços ou vários grupos de poços são considerados como uma unidade de operação, conforme mostrado em Fig. 4. Esses grupos de poços geralmente possuem um grau de penetração de vapor mais alto ou um fator de recuperação mais alto dentro de certas camadas. Eles utilizam um caminho de canalização de vapor para realizar o processo de injeção de vapor com um modo de operação de grupo de poço em vez do poço único convencional

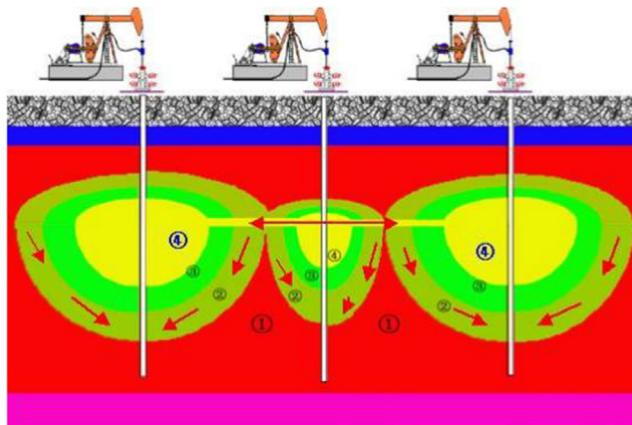


Fig. 4. O processo CSS combinado com vários poços: ① petróleo bruto original; ② área aquecida; ③ área condensada; ④ zona de vapor.

Operação. Pode e ff ectivamente recuperar o óleo remanescente entre os poços. Além disso, retardar a sobreposição de vapor é outro mecanismo importante desse processo. As outras técnicas de acompanhamento do vapor fl Os processos de adição e vaporização serão discutidos em detalhes nas seções posteriores.

O processo CSS também pode ser aplicado para melhorar a expansão da câmara de vapor no processo SAGD [33 - 35] . É denominado processo Fast-SAGD ou processo híbrido CSS / SAGD, e é proposto com base nos processos CSS e SAGD. No processo Fast-SAGD, um o ff bem definido é perfurado entre pares de poços SAGD adjacentes e é realizado sob a operação CSS para acelerar o crescimento da câmara de vapor lateralmente [36] . No processo híbrido CSS / SAGD, um poço CSS é colocado entre os pares de poços SAGD. Este poço é operado em modo CSS até que as câmaras de vapor estejam em contato umas com as outras e, em seguida, comutado para a operação SAGD. Em comparação, o processo híbrido CSS / SAGD pode recuperar uma quantidade maior de betume com menor injeção de vapor do que CSS, SAGD e Fast-SAGD [34] . Xu et al. [37] investigou numericamente e otimizou o desempenho do processo híbrido CSS / SAGD em reservatórios de petróleo pesado de Long Lake com zonas pobres, e observou-se que o processo híbrido CSS / SAGD pode ter um desempenho melhor do que o SAGD convencional em reservatórios de areias petrolíferas com zonas pobres.

Para fi operação de campo, CSS é uma das técnicas de recuperação in-situ mais amplamente utilizadas para recursos de óleo pesado e betume. A maioria dos reservatórios de óleo pesado do mundo aplica esta estratégia fi primeiro. Era fi aplicado pela primeira vez na Venezuela em 1959. Desde então, este método tem sido aplicado em muitos fi campos em todo o mundo, como o Vale de San Joaquin e a Bacia de Los Angeles nos Estados Unidos, o Lago Cold no Canadá, o Lago Maracaibo na Venezuela e o petróleo de Liao fi campo na China [38 - 40] . Nehring et al. [41] forneceu uma lista de signi fi não posso óleo pesado fi campos e pesquisas nos Estados Unidos. São 89 fi campos e 219 piscinas. Entre eles, com base em um processo de triagem de reservatórios, existem 41 pools quali fi ed para o processo CSS, 101 pools quali fi ed para vapor fi Ooding, 32 piscinas quali fi ed para o processo ISC e 45 pools quali fi ed para quaisquer métodos de recuperação térmica. Exceto por algumas piscinas finas, quase todas as piscinas que são quali fi para um vapor fl processo de desenvolvimento também são qualificados fi ed para uma operação CSS. Então, para os recursos de areias petrolíferas em Alberta, Canadá, CSS evoluiu mais de 45 anos em Athabasca, Cold Lake, Peace River e Grosmont [42 - 44] .

Fig. 5 dá a produção anual de petróleo bruto de areias petrolíferas por di ff tecnologias mais recentes no Canadá. Conforme mostrado, a produção anual de óleo do processo CSS é de cerca de 250.000 bpd. Fig. 6 mostra o CSOR (SOR cumulativo) para a produção anual de petróleo bruto a partir de métodos CSS e oleosos. De 2004 a 2014, o CSOR de todos os projetos CSS realizados em Alberta mostra uma tendência de declínio no consumo de vapor por barril de betume. Em 2015, o CSOR médio para a produção de betume CSS é de cerca de 3,8 [45] . As areias petrolíferas Athabasca possuem um grande depósito de betume rico em petróleo localizado no norte de Alberta, e quase todos os recursos petrolíferos em Athabasca são depositados na formação Fort McMurray [10,46] .

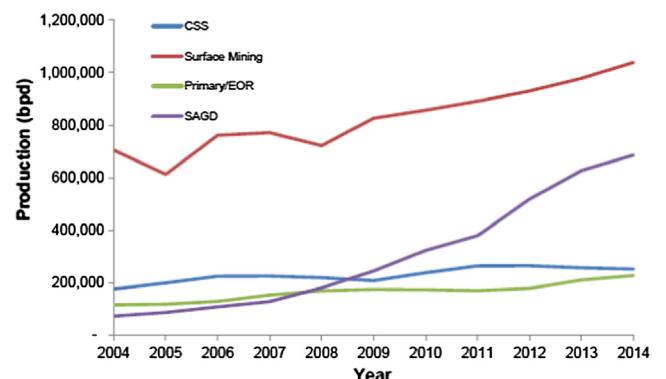


Fig. 5. Produção Anual de Petróleo Bruto de Oil Sands da Technologies no Canadá [45] .

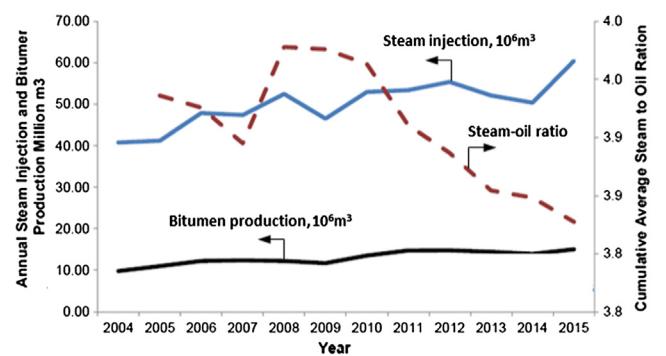


Fig. 6. CSOR para a produção anual de petróleo bruto a partir de métodos CSS de areias petrolíferas [45] .

a produção comercial de petróleo das areias petrolíferas Athabasca começou em 1967 pela Great Canadian Oil Sands Limited (atual: Suncor Energy) usando o método de mineração de superfície. Em Athabasca, com exceção da mineração de superfície, a técnica CSS proporciona a maior produção de petróleo entre as demais técnicas de recuperação in situ [45] . Além disso, o CSS também foi aplicado em Cold Lake pela Imperial Oil desde os anos 1980 e também é usado pela Canadian Natural Resources em Primrose and Wolf Lake e pela Shell Canada em Peace River. Outra aplicação é em reservatórios de petróleo pesado carbonato fraturado, como a Formação Grosmont no norte de Alberta. É um reservatório carbonático dolomitizado, karsted e fraturado que contém um grande acúmulo de betume [44,47] . A operação CSS em Grosmont é o processo de recuperação in-situ mais amplo e bem-sucedido. Um dos poços CSS com melhor desempenho em Grosmont, poço 10A-5-88-19W4, recuperou cerca de 100.000 bbls de óleo ao longo de 10 ciclos, com um CSOR de 6 [47,48] . Além disso, a área do Lago Maracaibo na Venezuela é outra aplicação bem-sucedida do processo CSS para petróleo pesado [38,49] . A operação do CSS na área do Lago de Maracaibo começou em 1971, e até 1995 foram estimulados 325 poços com 860 ciclos

[38] . Na China, iniciou-se a operação do CSS para recuperação de óleo pesado no óleo Karamay fi campo (CNPC, Xinjiang) desde 1960. Então, com base no sucesso da operação nos testes-piloto de Karamay, a técnica CSS foi expandida para recuperar os reservatórios de óleo pesado no óleo de Liaohe fi campo, óleo Shengli fi óleo de campo e Henan fi campo. Em 1995, a produção total de óleo pesado na China aumentou para mais de 10 milhões de toneladas. Atualmente, a China se tornou um dos maiores países produtores de óleo pesado do mundo [50,46] . Além disso, CSS e Steam fl processos abundantes também têm sido amplamente aplicados para recuperar os recursos de petróleo pesado nos países da Rússia [51] , Indonésia, Colômbia [52,53] , Omã e México [54 - 56] .

2.2. Vapor fl Ooding (unidade a vapor)

Vapor fl Ooding é um estágio lógico de acompanhamento da técnica CSS. No

Nesse processo, o vapor é continuamente injetado em um reservatório usando um poço vertical ou um poço horizontal. Portanto, um padrão de poço adequado é geralmente necessário para um vapor bem-sucedido na operação abundante, incluindo injetores e produtores. Vapor fl Ooding é semelhante à água fl cheio de conceito [41,22]. O vapor é continuamente injetado em um reservatório através de um injetor e viaja através do reservatório. Eu te ff aquece efetivamente o petróleo bruto pesado dentro de uma formação e suas rochas circundantes. Então, a água condensada fl devido a um produtor, que e ffl suficientemente desloca o petróleo bruto. Os mecanismos de recuperação de vapor fl Ooding inclui basicamente a melhoria de uma razão de mobilidade óleo / água, mudanças nas curvas de permeabilidade relativa, destilação a vapor e emulsões fl comportamento catiônico [7,22,57]. Com base em um critério de triagem, o vapor fl A técnica de inundação é geralmente adequada para um reservatório cuja espessura é superior a 10m, a porosidade é superior a 20%, a permeabilidade é superior a $200 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$, a viscosidade do óleo é inferior a 20.000 cp (@RC) e a saturação do óleo é superior a 0,5 [22,57]. Mas, por outro lado, com o progresso da ciência e da tecnologia e as mudanças do preço do petróleo, esse critério de seleção também está mudando.

Para fl operação de campo, os projetos de Kern River nos EUA e Cold Lake em Alberta são os dois motores de sucesso fl casos abundantes na América do Norte [58,59]; Imperial [60]. Primeiro, para o vapor fl Ooding projeto no Rio Kern, foi inicialmente executado em uma área de dez padrões. Nesta área, a profundidade média da formação é de 213 - 243m; a pressão original do reservatório é de cerca de 1,55 MPa; a viscosidade do óleo é 2710 cp @ 85 ° F; a espessura da formação é de 29,5 m. Para o desempenho do vapor fl abundante nesta área, a relação produção / injeção cumulativa deste teste foi de 0,81, e o fator de recuperação de óleo do vapor fl Ooding atingiu cerca de 37% (com base nas reservas de petróleo antes do vapor fl ooding) [61,62]. Mas, com a continuidade da injeção de vapor, a ocorrência de rompimento de vapor em alguns poços de produção dificultou a continuidade desse teste. Portanto, alguns ajustes foram realizados, incluindo uma redução da taxa de injeção de vapor, um fl processo abundante, reparação de poços, em fl toda a perfuração e pro fl le controle [63 - 65]. Especialmente para os métodos de pro fl le controle, há um processo híbrido térmico-solvente, um processo híbrido térmico-NCG e um processo híbrido térmico-químico. Estes pós-vapor fl As técnicas de desenvolvimento serão discutidas em detalhes nas seções posteriores. Então, para o projeto Cold Lake em Alberta, ele é operado pela Imperial Oil desde 1975. Atualmente, cerca de 55 em fl ls estão localizados em 34 blocos de produção (quase 700 poços no total) [60]. Além disso, o reservatório Qi40 em óleo de Liaohe fi campo é outro vapor de sucesso fl grande projeto na China. Envolvendo o estágio CSS anterior, o fator de recuperação total de óleo após o vapor fl Ooding atingiu cerca de 55,7% [50,66]. Exceto a operação em Qi40, vapor fl Ooding também foi realizado em muitos reservatórios de petróleo pesado na China, como Jin45 (um reservatório com um aquífero de limite) e o reservatório Wa38 em óleo de Liaohe fi campo, Shan83 (um reservatório com um aquífero limite) e o reservatório Shan56 em óleo de Shengli fi campo, e o reservatório BQ10 em Henan Oil fi campo [25,67,68]. Atualmente, o vapor fl O processo de extração ainda é uma importante técnica de acompanhamento de reservatórios de óleo pesado de CSS. É um método preferido para a maioria dos reservatórios de óleo pesado CSS. Mas, como o vapor fl o processo de inundação continua, descoberta de vapor e baixa varredura e ffl A eficiência (vertical e horizontal) causada pela heterogeneidade do reservatório se tornou a principal preocupação de muitas empresas de petróleo. Portanto, como melhorar ainda mais a recuperação de óleo em uma fase posterior do vapor fl O processo de desenvolvimento é desafiador, e os processos híbridos térmico-solvente / NCG / químico foram aplicados.

2.3. SAGD (drenagem por gravidade assistida por vapor)

O processo de recuperação SAGD foi inicialmente proposto pelo Dr. Butler e seus colegas na década de 1980 [69 - 71]. Neste processo, um par de poços horizontais é colocado paralelamente em uma seção inferior de um reservatório. O poço horizontal superior atua como injetor de vapor e o inferior é produtor. A distância vertical entre eles é de cerca de 5 - 7m. Um projeto SAGD normal envolve basicamente duas fases, uma fase de pré-aquecimento (inicialização) e uma fase SAGD. A fase de pré-aquecimento visa criar uma térmica

conexão entre um produtor e um injetor. CSS, circulação de vapor, fraturamento, aquecimento elétrico e co-injeção de solvente são as abordagens de inicialização comumente usadas para o processo SAGD [72 - 74]. Depois disso, o vapor é continuamente injetado do injetor superior e uma câmara de vapor é criada. De acordo com o dff erent estágios de expansão da câmara de vapor, a fase SAGD inclui os estágios de expansão vertical, expansão horizontal e exaustão [75,57,7]. Quando a frente da câmara de vapor atinge o topo de um reservatório, ela se expande horizontalmente. Analogamente, uma vez que a câmara de vapor chega ao limite do reservatório, a câmara de vapor se esgota e a taxa de produção de óleo começa a reduzir [75]. Durante a operação SAGD, o óleo aquecido e a água condensada fl fluir para baixo ao longo do limite de uma câmara de vapor, e

fl finalmente são produzidos a partir do produtor inferior [10,4]. Dff erente das técnicas de CSS e Steam fl Ooding, no SAGD, a força motriz dominante para a drenagem de óleo é a gravidade. Al Bahalni e Babadagli [76] fez uma revisão crítica sobre o status atual e as tendências futuras do processo SAGD. Verifica-se que para os mecanismos de EOR, exceto os mecanismos convencionais de injeção de vapor, o multifásico

fl uid fl ow e emulsi fl fenômeno catiônico na borda de uma câmara de vapor também são dois importantes [77 - 79]. Primeiro, para o fl uid fl comportamento de fluxo em um limite de câmara de vapor, com base na suposição de uma única fase de óleo fl fluxo no limite da câmara de vapor e sem consideração do e ffc ect do mecanismo de convecção de calor, Butler

[75] propôs um modelo de produtividade ideal para o processo SAGD. Mas depois da comparação entre Butler's modelo e ffc dados do campo, verificou-se que seu modelo não pode corresponder muito bem aos dados. Portanto, muitos pesquisadores propuseram atualmente alguns modi fl modelos ed para o desempenho de recuperação SAGD com base em Butler's modelo s. Com base nas observações experimentais de que a forma da zona de vapor é um triângulo invertido, Akin [80] propôs um modelo matemático para o processo SAGD. Neste modelo, tanto o e ffc efeitos de destilação a vapor e deposição de asfalto são considerados. Sharma e Gates [81] considerou o impacto da saturação de óleo e permeabilidade relativa em um profissional de mobilidade de óleo fl le na borda de uma câmara de vapor para propor um novo modelo para o desempenho SAGD. Por outro lado, o mecanismo de transmissão de calor nos limites de uma câmara de vapor é recentemente outro tópico importante para o processo SAGD. Mordomo [75] e Reis [82] acredita-se que a condução de calor é o mecanismo de transferência de calor primário da expansão da câmara de vapor. Mas na verdade, o e ffc O efeito da convecção de calor também é um problema insignificante. Irani e Ghannadi [83], Li e Chen [84], Zhang et al. [85] e Keshavarz et al. [86] levou em consideração o e ffc efeitos de condução e convecção de calor e propôs alguns modi fl modelos de previsão ed para o processo SAGD. Verificou-se que o e ffc O efeito da convecção de calor no processo de drenagem do óleo foi em função da temperatura. Ao lado de uma câmara de vapor, a saturação de água é mais alta, a temperatura é mais alta e o e ffc ect de convecção de calor é aprimorado. Mas para a lateral de um reservatório de óleo frio, por causa da baixa temperatura, o e ffc o efeito da convecção de calor é significativo fl ligeiramente reduzido. Em segundo lugar, para o emulsi fl fenômeno catiônico, Noik et al. [77] usou o DSC (Diffl Calorímetro de Varredura Ercinal), microscopia e análise de imagem para caracterizar a emulsão água-em-óleo e as características da emulsão reversa produzida fl uids no processo SAGD. Usando um simulador CMG, Ezeuko et al. [87] Emulsões discutidos numericamente fl cátion no limite de uma câmara de vapor no processo SAGD. Foi demonstrado que a presença de emulsão pode melhorar ainda mais a mobilidade do óleo, promover o desempenho do SAGD e aumentar o OSR. Hascakir [88] analisou comparativamente as características da emulsão do vapor fl Processos Ooding e SAGD a partir de observações experimentais. Por conta do aumento do tempo de interação do asfalteno com a água em uma câmara de vapor, o SAGD pode produzir mais emulsões de água em óleo do que o vapor fl Ooding. Do ponto de vista experimental, sempre há muitas investigações relacionadas ao desempenho de recuperação do processo SAGD desde que foi proposto por Butler [89 - 92]. As configurações experimentais incluem 2D, 3D e experimentos visualizados no processo SAGD. Para um tipo de reservatório adequado, o SAGD pode ser aplicado não apenas a reservatórios convencionais de óleo pesado, mas também a reservatórios com um aquífero de fundo [73,93,94]. Pode ser considerado um método de recuperação

com uma queda de pressão constante. Portanto, a aplicação do processo SAGD em reservatórios com um aquífero de fundo não causa o problema do coning de água. Em comparação com o desempenho em reservatórios convencionais de óleo pesado, o fator de recuperação cumulativa de óleo nos reservatórios com um aquífero de fundo não é significativo, f1 ligeiramente reduzido.

Para f1 aplicação de campo, a técnica SAGD tem sido amplamente aplicada como um processo EOR para reservatórios de óleo pesado, especialmente para os reservatórios de areias petrolíferas em Alberta [95 - 99]. Atualmente, mais de 15 projetos comerciais SAGD foram operados ou ainda estão em operação no Canadá, principalmente em Athabasca, Cold Lake e Lloydminster, conforme mostrado em Figura 1 (uma) [100 - 102]. Na China, os locais de operação dos projetos SAGD estão localizados no petróleo de Xinjiang f1 campo em óleo de Karamay e Liaohe f1 campo em Panjin [103 - 106]. Especialmente em óleo Liaohe f1 campo, um modi f1 ed SAGD processo usando a combinação de poços verticais e horizontais foi proposto como um processo de acompanhamento para CSS [103]. A fim de prever rapidamente o desempenho de recuperação (fator de recuperação e CSOR) de SAGD em reservatórios de areias petrolíferas, uma correlação empírica foi proposta pelos métodos de simulação numérica e análise relacional cinza [101]. Através da utilização desta correlação, o desempenho de recuperação SAGD pode ser obtido rapidamente. Além disso, para os parâmetros de operação do processo SAGD, a pressão de operação é um parâmetro importante para SAGD. Geralmente é em torno da pressão do reservatório. A pressão de operação na maioria dos projetos SAGD é de cerca de 2 - 4 MPa [107 - 109]. Mas para a operação em reservatórios com um aquífero de fundo, um processo de redução de pressão geralmente é necessário antes do estágio SAGD [73].

É bem sabido que o processo SAGD é uma tecnologia de desenvolvimento de uso intensivo de energia. Portanto, reduzir o consumo de vapor e melhorar o desempenho de recuperação do processo SAGD é a questão mais importante para f1 aplicação de campo, especialmente em tempos de baixos preços do petróleo. Mas, na verdade, durante o processo SAGD, devido à existência de heterogeneidade do reservatório, o vapor f1 ngering e um nível de vapor-líquido desigual entre um injetor e um produtor, uma expansão da câmara de vapor é sempre não uniforme ao longo de um furo de poço horizontal [71,110,111]. É signi f1 timidamente um ff ecta a operação normal de um projeto SAGD. Atualmente, os métodos de observação de poços, medição de temperatura e vigilância sísmica 4D têm sido aplicados para monitorar a expansão da câmara de vapor do processo SAGD em f1 campo [112,113]. Entre eles, como um e ff método eficaz para detectar a expansão da câmara de vapor, a operação sísmica 4D foi conduzida em muitos projetos SAGD, como as aplicações em Hangingstone, Surmont e Christina Lake em Alberta e a operação em Du84 em óleo de Liaohe f1 campo [114,115].

Para o estágio de pós-injeção de vapor usando uma operação SAGD, um processo híbrido térmico-solvente (ES-SAGD, solvente de expansão-SAGD), um processo híbrido térmico-NCG (SAGP, Steam and Gas Push ou Flue gas-SAGD), CAGD (Drenagem por Gravidade Assistida por Combustão) e um processo termoquímico híbrido (FA-SAGD, SAGD assistido por espuma ou CAFA-SAGD, aditivos químicos e SAGD assistido por espuma) foram propostos e testados em laboratório, que precisa de investigações adicionais antes de f1 implementação de campo.

3. Combustão in-situ (ISC)

A combustão in-situ é outra técnica de recuperação importante para recursos de petróleo pesado e areias petrolíferas. Também é conhecido como f1 ré f1 abundante [116,117]. Neste processo, um aquecedor ou ignitor é f1 primeiro colocado em um poço de injeção. Em seguida, ar ou ar enriquecido com oxigênio é continuamente injetado no poço. Em alguns projetos, a água também é injetada simultaneamente com ar para criar vapor e reduzir as necessidades de ar. Depois disso, o aquecedor ou ignitor é operado até a ignição e, assim, a rocha circundante é f1 ectivamente aquecida. Em seguida, o aquecedor é retirado e a injeção de ar continua para manter o avanço de uma frente de combustão [118 - 120]. Uma reação de combustão pode fornecer calor suficiente para mobilizar o petróleo bruto pesado. O craqueamento térmico (atualização do óleo) e os gases de combustão são as duas características importantes do ISC. Os gases de combustão podem ser retidos em reservatórios. Portanto, uma mistura de gases de combustão, componentes de óleo leve produzidos por pirólise térmica, vapor e água quente ajudam

o movimento de óleo pesado em direção a um produtor de um injetor [22,12].

Após a reação de combustão, o coque produzido é mantido (geralmente precipitado na matriz mineral) atrás do óleo cru movido para fornecer combustível suficiente para o processo de combustão. Para ISC, a temperatura de uma zona de combustão pode chegar a 345 - 650 °C (650 - 1200 °F). Existem vários tipos de variação do processo ISC, incluindo os processos de combustão direta (combustão direta seca e combustão direta úmida), combustão reversa e THAI (Injeção de Ar Toe to Heel) [75,121,122].

Na combustão direta, uma frente de combustão se move na mesma direção que o ar f1 ows. A combustão começa com o poço de injeção de gás e a frente de combustão se move do poço de injeção para o poço de produção. Do poço de injeção ao poço de produção, basicamente há uma zona de combustão, uma zona de coque, uma zona de evaporação (pirólise, destilação), uma zona de óleo leve, uma zona rica em óleo, uma zona fl área protegida e várias outras zonas. Quando uma certa quantidade de água é adicionada ao gás, ela é chamada de combustão direta úmida. Geralmente, a combustão úmida é mais e ff ectivo do que a combustão seca. É por causa do desempenho do vapor f1 fluindo em combustão úmida. Por outro lado, para a combustão reversa, uma frente de combustão se move na direção oposta ao fluxo de ar [22,12]. Neste processo, a zona de combustão é iniciada em torno de um poço de produção. Comparada com a combustão direta, a combustão reversa é especialmente aplicável a reservatórios com uma permeabilidade mais baixa. Em um processo de combustão direta, um reservatório pode ser conectado pelo fl uids antes da frente de combustão. Mas na combustão reversa, o mobilizado fl os fluidos movem-se atrás da frente de combustão. A tecnologia THAI é outro tipo de variação do processo ISC. Ele combina um poço de injeção de ar vertical com um poço de produção horizontal. Durante a operação, o ar é injetado do poço vertical. Uma frente de combustão varre o reservatório de ponta a ponta do poço de produção horizontal. Esta técnica pode recuperar cerca de 80% do OOIP enquanto atualiza parcialmente o petróleo bruto in-situ. Em comparação com os atuais processos de recuperação à base de vapor, o processo THAI é mais eficaz para operar em reservatórios com menor pressão, menor qualidade, espessura mais fina ou profundidade de formação mais profunda. Recentemente, Rahnama et al.

[123] investigou experimental e numericamente o desempenho de recuperação do processo CAGD (Combustion Assisted Gravity Drainage). Esta técnica é uma nova forma de processo ISC usando um par de poços horizontais. O injetor horizontal é colocado no topo de uma formação, e o produtor horizontal está localizado ao redor do fundo do reservatório. Depois que o ar é injetado, o processo de combustão é iniciado por um aquecedor elétrico. Além disso, uma frente de combustão se desenvolve em direção à extremidade do calcanhar do injetor e se estende lateralmente. Então o óleo aquecido começa a f1 fluxo em direção ao produtor horizontal por drenagem por gravidade. Este processo pode ser f1 produzir reservatórios de betume de maneira eficiente, criando uma propagação de frente de combustão estável.

O processo ISC é bem adequado como um método de acompanhamento para processos de recuperação baseados em vapor (CSS, vapflooding e SAGD) [119,117,124 - 126]. Em primeiro lugar, para os reservatórios pós-CSS, as características do reservatório geralmente se manifestam com menor pressão do reservatório, maior saturação de água, presença de calor residual e caminho de canalização de vapor. Esses canais de baixa saturação de óleo após a estimulação de vapor podem facilitar o movimento de uma frente de combustão [127,12,128]. Para o processo ISC após CSS, o fl uidos e frente de combustão movem-se ao longo dos caminhos aquecidos e esgotados durante a fase de injeção de vapor cíclico [129]. Galas et al. [130] descreveu o comportamento de f1 movimento uids e as mudanças associadas de f1 propriedades do uid. Para este processo, a estabilidade do ISC também deve se preocupar. A combustão geralmente não é mantida com sucesso quando nenhuma água está presente em um reservatório, e há uma proporção ideal de betume / água que pode melhorar o e ff ectividade de uma frente de combustão [131]. Moore et al. [119] realizou quatro testes de tubo de combustão em núcleos pré-vaporizados. Seus resultados indicaram que o processo ISC pode ser e ff operado ectivamente nas condições de baixa saturação de óleo, e os requisitos de oxigênio para ISC também são reduzidos devido ao aumento da temperatura nesses canais pré-aquecidos. Exceto os reservatórios pós-CSS, o processo ISC também pode ser aplicado para melhorar o desempenho de recuperação dos reservatórios pós-SAGD [132]. UMA

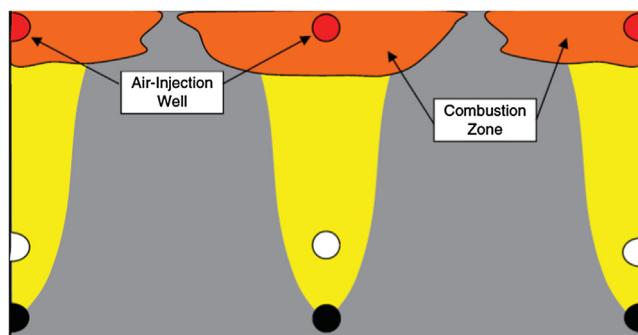


Fig. 7. Esquema do processo de recuperação de híbrido SAGD / ISC [135].

novo processo híbrido que combina as vantagens dos processos SAGD e ISC foi proposto [133 - 135,126] . Neste processo, um poço de injeção de ar adicional é colocado abaixo da sobrecarga do reservatório, conforme mostrado em Fig. 7 . No fí Na primeira fase do SAGD, o processo de injeção de vapor é conduzido principalmente para estabelecer a conectividade entre os poços e aquecer o padrão. Então, quando uma câmara de vapor madura é criada, o processo de injeção de vapor é encerrado e um processo de combustão é iniciado por injeção de ar do poço superior [135] . Muito trabalho de simulação numérica sobre este processo também foi realizado [136,137] . Para fí Aplicação de campo, em 1978, um teste piloto usando a combinação de CSS e ISC foi realizado na área de Cold Lake, centro-leste do Canadá, pela BP Resources Canada Ltd. [129,130] . Outros projetos que utilizaram o oxigênio cíclico ou injeção de ar também foram realizados, como o Husky Oil's Tangle. fí ag combustion and Amoco Canadá ' s Morgan fi ré- fí grandes projetos [130] . Turta et al. [138] forneceu uma revisão de quatro projetos comerciais ISC no mundo, incluindo dois projetos na Índia, um projeto na Romênia e um projeto nos EUA. Entre eles, o projeto ISC em Suplacu de Barcau, Romênia, é o maior processo ISC seco. Existem mais de 2.700 poços e mais de 50 anos de história de injeção de ar [139] . Neste óleo fi Em campo, o CSS foi inicialmente iniciado em novembro de 1966 e o ISC foi escolhido em 1970 como o método EOR principal. Os projetos Balol e Santhal na Índia são operados em modo úmido e estão em operação há mais de sete anos. O quarto projeto ISC nos EUA está localizado em Bellevue, Louisiana, e é operado pela Bayou State Oil Corporation (BSOC). Este projeto também está em modo de combustão a seco e está em operação há mais de 34 anos. Atualmente, são 15 injetores de ar e 90 produtores. Além disso, na área de Athabasca, o processo de injeção de ar da ponta do pé também foi testado [140] . Este processo utiliza um único poço horizontal e um injetor de ar vertical em torno da ponta do poço horizontal, e uma frente de combustão se move ao longo do furo de poço horizontal da ponta do pé ao calcanhar [22,133] . Na China, existem mais de 20 fi pilotos de campo em Xinjiang, Liaohe (Du 48, Du 66 óleo fi campos), Shengli (Jinjia e Le ' um óleo fi campos) e óleo de Jilin fi campos [141,124,142,143] . Atualmente, existem cerca de 62 testes-piloto em fi ré fi Ooding. Normalmente para a operação do bloco H1 em óleo de Xinjiang fi campo e bloco Du66 em óleo Liaohe fi campo, ambos são operados nos reservatórios pós-CSS ou pós-vapor fi reservatórios abundantes. Bloco Du66 é um reservatório de óleo pesado de várias camadas no óleo de Liaohe fi campo [143] . Antes de 2005, o processo de CSS era realizado neste reservatório. Mas tanto a produção de óleo observada quanto a OSR (relação óleo-vapor) na fase CSS foram insatisfatórias. Portanto, desde 2005, um teste piloto do ISC foi realizado. Atualmente, existem mais de 91 grupos de poços em operação usando o padrão invertido de nove pontos fi ré fi Ooding do processo no bloco Du66.

4. Processo híbrido térmico-solvente

O solvente é um aditivo importante para um processo EOR para reservatórios de óleo pesado. Um processo de solvete térmico híbrido atraiu muita atenção da pesquisa nos últimos anos [144,145] . Nesse processo, uma pequena quantidade de solvete de hidrocarboneto vaporizado, mas condensável, é adicionada ao vapor. Solvete e vapor são co-injetados simultaneamente ou periodicamente

em um reservatório para melhorar o desempenho de recuperação de recursos de petróleo pesado [146 - 148] . Após a injeção, o solvete condensa junto com o vapor em uma interface betume-vapor e se mistura com o betume para reduzir ainda mais a viscosidade do óleo e aumentar a taxa de produção de óleo.

Geralmente há fi cinco tipos de processos de solvete térmico híbrido, LASER (adição de líquido ao vapor para melhorar a recuperação), SAS (solvete alternativo a vapor), ES-SAGD (solvete em expansão-SAGD), SAP (Processo auxiliado por solvete) e SESF (vapor aprimorado por solvete Inundação).

Primeiro, o processo LASER é uma injeção de vapor cílico com a adição de um condensado C5 + ao vapor durante a injeção. A adição de solvete C5 + reduz ainda mais a viscosidade do óleo in-situ e melhora a recuperação em mais de 5%. É um processo de acompanhamento potencial para o processo de CSS

[144,149,150] . Atualmente, o LASER foi testado no projeto de tronco H na área de Cold Lake pela Imperial Oil. SAS é outro novo processo promissor. Di ff erentemente do LASER, SAS envolve a injeção de vapor e solvete alternadamente [151 - 153] .

Zhao et al. [154] comparou experimentalmente o di ff erença entre o processo SAGD e o processo SAS usando um modelo 2D de alta temperatura e alta pressão. Em seu experimento SAS, uma mistura de propano e metano foi usada como solvete. Observou-se que o processo SAS aproveita as vantagens dos processos SAGD e VAPEX (extração de vapor) para minimizar o aporte de energia na recuperação de óleo pesado. O terceiro processo é o processo ES-SAGD ou processo SASAGD (Solvent-Aided SAGD), que é um processo SAGD aprimorado [145] . Neste processo, solvete (hexano, heptano ou octano) e vapor são co-injetados em um reservatório para auxiliar no processo de drenagem do óleo

[155 - 158] . Em ES-SAGD, a condensação e di ff a utilização de solvete líquido em betume desempenha um papel importante no sucesso da operação deste processo. Por causa do desempenho do solvete líquido, a temperatura operacional no processo ES-SAGD é frequentemente muito mais baixa do que no SAGD, de modo que a perda de calor é reduzida. O processo ES-SAGD pode signifi camente melhorar significativamente a taxa de produção de óleo e diminuir a razão vapor-óleo (SOR). O quarto processo é o processo SAP [159] . Este processo foi desenvolvido pela EnCana em 1996 e foi testado em seu projeto térmico Senlac em

2002. No SAP, o butano foi usado como solvete para co-injeção com vapor [159,160] . O último é o processo SESF. Foi proposto com base na extensão de um processo CSS auxiliado por solvete e um processo SAGD auxiliado por solvete. Os principais mecanismos deste processo são o deslocamento aprimorado do gás e o deslocamento miscível do banco de solventes. [161] . O processo SESF é especialmente adequado para o processo de recuperação de reservatórios finos de óleo pesado [162] . A adição de solvete melhora ainda mais o e ffi ciência de vapor e reduz SOR. Além disso, a ocorrência de alteração de molhabilidade no processo do SESF também é uma observação importante [163] . Nesse processo, a injeção de solvete pode controlar a alteração da molhabilidade devido à sua interação com asfaltenos no petróleo pesado. [164] . Aradali et al. [153] , Lin et al. [165] e Bayestehparvin et al. [166] fizeram uma revisão crítica sobre um processo de solvete térmico híbrido.

Os mecanismos EOR de um processo híbrido térmico-solvente incluem não apenas os mecanismos de injeção de vapor convencional, mas também os eff eitos de aditivos de solvete. Primeiro, a fração de solvete condensado pode se dissolver em betume para melhorar o fluido fluido em um reservatório. Além disso, reduz a viscosidade do óleo. Specif i camente, em um processo de solvete térmico híbrido, o equilíbrio de fase ou comportamento PVT de um sistema de óleo pesado / solvete / vapor em di ff erentes temperaturas e pressões erentes são uma questão importante que precisa ser investigada. Além disso, tem atraído muita atenção nos últimos anos [167 - 169] . O método de modelagem EOS (equação de estado) é um método promissor, e tem sido aplicado para caracterizar este comportamento. [170 - 172] . Em segundo lugar, o mecanismo de quebra da emulsão também está relacionado durante este processo. Kar et al. [173] caracterizou experimentalmente as emulsões dos processos SAGD e ESSAGD. Verifica-se que o óleo produzido no processo ES-SAGD possui menor estabilidade de emulsão. A fim de diminuir o e ff ect de emulsão No desempenho de recuperação à base de vapor, um solvete solúvel de asfalteno é recomendado e pode ser aplicado em operação. Considerando suas vantagens exclusivas, a aplicação deste processo híbrido reduz ainda mais a necessidade de vapor e gases de efeito estufa

emissão em comparação com os processos de recuperação térmica anteriores.

Um aspecto interessante deste processo que deve ser mencionado é a seleção de um tipo de solvente. A fim de maximizar o desempenho da produção de óleo de um processo de solvente térmico híbrido, um tipo de solvente ideal é inevitável. Primeiro, a temperatura do reservatório é um fator importante para selecionar o solvente ideal para aplicação. Usando as amostras de óleo pesado da área de Lloydminster em Alberta, Pathak et al. [148] estudou experimentalmente o desempenho de solvente aquecido (propano ou butano) na recuperação de óleo pesado. Observou-se que o desempenho de recuperação diminuiu gradativamente com o aumento da temperatura e pressão do sistema. Quando a temperatura de operação é ligeiramente mais alta do que a temperatura de saturação do solvente usado, pode produzir o melhor desempenho de recuperação. Hascakir [88] também discutiu o efeito de tipos de solvente (propano, n-hexano, dióxido de carbono ou tolueno) no desempenho de um vapor auxiliado por solvente no processo de desenvolvimento e um processo SAGD auxiliado por solvente usando um método experimental. Coelho et al. [174] executou seis núcleos de muitos experimentos para investigar o efeito de interação parescala, solvente de vazão e argila no desempenho de um processo híbrido de solvente-vapor em reservatórios de betume. A presença de argila também tem um papel importante na influência no desempenho de processos a vapor com solventes.

Por outro lado, processos de recuperação baseados em solvente puro também têm sido aplicados, incluindo o processo CSI (injeção cíclica de solvente) e o processo VAPEX. Em comparação com os processos híbridos anteriores, um processo de solvente puro é uma técnica de recuperação não térmica. Primeiro, no processo CSI, um gás solvete (por exemplo, dióxido de carbono, metano, propano ou butano) é injetado cicличamente em vez de vapor no processo CSS e, em seguida, embebido por vários dias, e finalmente começa a produção de óleo [175 - 177]. Este processo foi testado em reservatórios de óleo pesado pós-CHOPS (Produção de óleo pesado a frio com areias), que são muito finos para um processo econômico de recuperação baseado em vapor. Para CSI, o comportamento da transferência de massa solvente-óleo em reservatórios é um dos mecanismos mais importantes [178,179]. Usando o óleo pesado Saskatchewan com uma viscosidade de 1423 cp a 22 °C, Firouz e Torabi [177] conduziu quatorze solventes de n-pu ff experimentos (dióxido de carbono, metano, propano e butano) para investigar o efeito da pressão operacional, tempo de imersão e composição do solvente no processo CSI. Observou-se que, para todos os tipos de solventes estudados, o óleo produzido foi muito mais leve do que nos processos não solventes (em termos de densidade e viscosidade). Os mecanismos EOR que regem foram reconhecidos como acionamento de gás de solução, redução da viscosidade, extração de componentes mais leves, formação de óleo espumoso e de fato processo de utilização. Com base nos mecanismos do sifão dissolução de solvente eficiente e possível precipitação de asfalteno, a técnica VAPEX foi proposta e testada para um processo EOR para reservatórios de petróleo

[75]. Neste processo, um par de poços horizontais é perfurado como um poço de produção e um poço de injeção de forma semelhante ao processo SAGD [12]. A física do processo VAPEX é essencialmente a mesma do processo SAGD. Mas, em comparação com o processo SAGD, VAPEX pode significativamente reduzir os custos de energia e pode ser aplicado a reservatórios finos, mesmo com um aquífero de fundo [180,181]. Isso se deve às características não térmicas do VAPEX. Além disso, a fim de combinar as vantagens da transferência de calor e solvente de fato utilização, VAPEX morno e VAPEX híbrido são aplicados. [182] comparou o efeito de três tipos de VAPEX em reservatórios de óleo pesado. As abordagens VAPEX morna e híbrida combinam os mecanismos de transferência de calor e massa inerentes aos processos solventes e térmicos. A adição de calor pode ajudar a aumentar a profundidade do óleo vivo drenado.

Para a aplicação de campo, algumas das técnicas de solvente térmico híbrido foram testadas com sucesso em laboratório e em escala de campo [144,150]. Tabela 1 lista a teoria, esquema e desempenho de campo de três processos de solvente térmico híbridos representativos. Bayestehparvin et al. [166] fez uma revisão crítica sobre a aplicação de solvente em um processo de recuperação térmica de reservatórios de óleo pesado. Existem muitos implementações de campo deste processo híbrido em reservatórios oleosos no Canadá, incluindo o piloto EnCana-Senlac (co-injeção de butano, ES-SAGD), piloto Nexen-Long Lake (ES-SAGD), carbonato Laricina Energy-Grosmont

piloto do reservatório (solvente cíclico SAGD, SC-SAGD), piloto ExxonMobil e Imperial Oil Resources-Cold Lake (LASER, SA-SAGD), piloto Suncor-Firebag (co-injeção Naphata) e Devon-Jack fi piloto sh (hexano co-injection) [183]. Na China, um vapor-CO cíclico 2 processo de co-injeção (SAP) e um vapor-CO contínuo 2 processo de co-injeção (SESF) tem sido aplicado para melhorar o desempenho de recuperação da injeção de vapor pós-reservatórios de óleo de Liaohe fi óleo de campo e Shengli fi campo [184,185]. Além disso, para o teste de operação SAGD em óleo Fengcheng fi campo em Xinjiang, uma nova abordagem de inicialização de co-injeção de xileno-vapor foi proposta para acelerar o processo de pré-aquecimento entre um injetor e um produtor [186]. Após a operação, observou-se que o tempo de inicialização do processo SAGD foi reduzido em cerca de 60 dias em comparação com o método de pré-aquecimento convencional de circulação de vapor.

5. Processo híbrido térmico-NCG

NCG (gás não condensável) é outro aditivo para um processo de recuperação térmica de óleo pesado e reservatórios de oleosidade. Para um processo híbrido térmico-NCG, o NCG é co-injetado com vapor simultaneamente ou periodicamente em uma formação para auxiliar um processo de drenagem de óleo [187,188]. Tem sido amplamente aplicado para a produção de petróleo bruto pesado [189,190]. Os aditivos NCG comumente usados incluem nitrogênio, dióxido de carbono, ar, fl gás ue e metano [191 - 193]. Da mesma forma, um híbrido térmico-NCG também pode ser operado por um modo de injeção cíclico, um modo de injeção contínua e até mesmo um modo de drenagem por gravidade [194 - 196]. Para mecanismos, a adição de NCG reduz ainda mais a viscosidade do óleo, melhora a injetividade do vapor, aumenta o tamanho das áreas aquecidas, recupera a energia do reservatório e também fornece energia de acionamento adicional [197 - 199].

Em primeiro lugar, os processos de injeção cíclica normalmente incluem os processos de N₂-CSS, CO₂-CSS, fl ue gas-CSS, CH₄-CSS e air-CSS. Todos eles podem ser usados para melhorar o desempenho de recuperação de reservatórios pós-CSS, e o mais efetivo é o CO₂-Processo CSS, que é devido à alta solubilidade de CO₂ em óleo pesado e o efeito de injeção de gás miscível [200]. Comparado com o processo CSS, o calor energia necessária para um CO₂-híbrido é muito mais baixo. Por outro lado, devido a uma temperatura de saturação mais baixa, a adição de CO₂ também reduz a temperatura de injeção [201,97]. Srivastava et al. [202] avaliou experimentalmente a adequação e efetividade de três gases para recuperação de óleo pesado, incluindo CO puro 2, fl gás ue (15mol% CO₂ Pousada 2) e gás produzido (15mol% CO₂ polegada 4). Tanto o comportamento PVT quanto o núcleo fl Experimentos abundantes estavam envolvidos. De seu experimental resultados, verificou-se que CO₂ era o gás mais adequado para recuperar óleos pesados. Além disso, no CO puro caso, o mecanismo de solubilização de CO₂ pode dominar o processo, ao passo que, no gás produzido e fl casos uegas, exceto o mecanismo de solubilização, a unidade de gás livre foi também importante. Speci fl por exemplo, entre vários processos híbridos, para o processo de injeção cíclica de vapor-ar, após a injeção de ar, pode reagir com o óleo pesado em formação por meio de um LTO (oxidação a baixa temperatura) reação. Em seguida, os gases de mistura produzidos (incluindo CO₂, CO e CH₄) após LTO e o N₂ não reagido 2 melhorar o processo de recuperação. Comparado com o processo CSS convencional, este híbrido térmico-ar processo de injeção pode signifi aumentar significativamente a produção de petróleo [203,204]. Além disso, a fim de reduzir ainda mais a viscosidade do óleo e melhorar a relação de mobilidade com base no processo híbrido térmico-NCG, também foi utilizado o surfactante de um redutor de viscosidade do óleo (VR), como nos processos de HDNS (Horizontal bem, Dissolvedor, Nitrogênio, e Steam), HDCS (Poço horizontal, Dissolvedor, CO₂ e Steam) e HDAS (Poço horizontal, Dissolvedor, Ar e Steam). Essas técnicas foram aplicadas a e ff efetivamente recuperar as reservas extrapassadas de petróleo bruto.

Em segundo lugar, para o modo de injeção contínua, os aditivos de gás usados no modo CSS também podem ser aplicados em um vapor fl processo abundante, como CO₂ vapor assistido fl Ooding, N₂ vapor assistido fl Ooding e fl ue gás assistido a vapor fl abundante [205 - 208,196]. Simultaneamente, por causa da alta solubilidade, um vapor-CO₂ mistura é superior a qualquer vapor-N₂ ou vapor-fl combinações de gases. Alnoaimi [209] experimentalmente e

tabela 1

Sumário de a co-injeção representativa de solvente-vapor fi implementações de campo.

Técnica	Teoria	Esquema	Teste piloto de campo
SEIVA	Co-injeção de butano-vapor	Adição de ~ 15% em peso de C ₄ no P = 2500 - 4000 kPa	(1) 2002, Senlac, Δ SOR ↓ = 40%; (2) 2004, Christina Lake, Δ q ↑ = 30%, Δ SOR ↓ = 35%; (3) Lago Cenovus-Narrows;
LASER	Co-injeção de vapor de pentano em ciclos tardios de CSS	Adição de 6 vol% de C ₅₊ no vapor no ciclo CSS # 7	(1) 2002, Cold Lake, Δ q ↑ = 35%, Δ SOR ↓ = 32%; (2) 2011, Imperial Oil-Cold Lake, piloto de 240 poços de grande porte;
ES-SAGD	Co-injeção hexano-vapor	Adição de 5 - 10 vol% de C ₇ - C ₁₂ em vapor em P = 1400 kPa	(1) 2006, piloto Nexen-Long Lake, Δ q ↑ = 6%, Δ SOR ↓ = 7%; (2) 2010, Laricina Energy-Grosmont, Δ SOR ↓ = 30%; (3) Devon-Jack fi piloto sh; (4) Conocophillip-Surmont; (5) área Suncor-Firebag; (6) Statoil-Leismere fi campo

investigou numericamente o e ff efeito de aditivos de gás no desempenho de recuperação de um vapor fi processo de inundação em reservatórios de óleo pesado de carbonato naturalmente fraturados. Verificou-se que a adição de NCG ao vapor fi O processo de inundação pode acelerar ainda mais o processo de produção de petróleo em um estágio inicial. Gumrah e Bagci [198] estudou o desempenho de um vapor-CO₂ processo de acionamento em um modelo físico de 1/12 de um padrão regular invertido de sete pontos. Um produto de injeção vertical e horizontal ção bem con fi guração e o CO ideal 2 / proporção de vapor para maximizar a recuperação de óleo foi discutida. O processo NCG-SAGD é outro tipo de um processo híbrido térmico-NCG. Também foi chamado de processo SAGP (Steam and Gas Push) [210] . É um modi fi cation do processo SAGD convencional. Semelhante ao processo SAS mencionado anteriormente, neste processo, uma pequena quantidade de NCG, como N₂, CO₂ ou CH₄, é adicionado ao vapor [211,212] . Durante a operação, o NCG injetado se acumula em um parte superior de uma câmara de vapor para reduzir a temperatura na câmara e a taxa de perda de calor para sobrecarregar. Assim, a necessidade de vapor é reduzida e a razão óleo / vapor (OSR) é melhorada

[213 - 215] . Para este tipo de processo de drenagem de óleo, existem muitas publicações relacionadas desde os aspectos teóricos, experimentais e numéricos. A fim de simular com precisão o fi Devido ao comportamento do NCG em uma câmara de vapor SAGD, muitos modelos analíticos e semianalíticos têm sido desenvolvido [10,72,216] . Para experimentos, Canbolat et al. [217] e Yuan et al. [218] investigou experimentalmente o e ff ect da adição de NCG (metano, nitrogênio) no desempenho do SAGD. Alnoaimi [209] e Al-Murayri et al. [219] discutiu numericamente o desempenho do NCGSAGD em um modelo homogêneo. A partir de seus resultados de simulação, observou-se que embora este processo híbrido possa reduzir a taxa de perda de calor para sobrecarga, uma redução na taxa de produção de óleo e no fator de recuperação de óleo anula o benefício. fi ts de tal redução de perda de calor, especialmente especialmente para o N₂-SAGD e CH₄-Processo SAGD. Isso se deve à baixa solubilidade desses gases no petróleo bruto pesado. Portanto, a maioria dos gases injetados se acumulam nas proximidades de uma câmara de vapor e reduzem a transmissão de calor em betume frio na câmara de vapor fronteira. Mas para o CO₂- Processo SAGD, por causa de sua alta solubilidade, CO₂ atua como um solvente. Portanto, corresponde a um processo ES-SAGD. Para um processo de ar-SAGD (CAGD) ou processo de oxigênio-SAGD (SAGDOX), a atualização in-situ e a combustão in-situ são os mecanismos mais importantes durante a operação [220,123] .

Recentemente, outro novo tipo de transportador de calor (MTFs, térmicas múltiplas fl uids) foi introduzida em um processo de recuperação de reservatórios de óleo pesado [221,222,73,223,224] . Di ff erent de um vapor saturado convencional, MTFs são propostos com base nos mecanismos de combustão e jato de um motor de foguete, como mostrado em Fig. 8 . Como um novo transportador de calor, os MTFs são di ff proveniente de uma mistura de gás convencional de vapor e NCG. Em primeiro lugar, os MTFs são produzidos diretamente a partir de um processo de combustão em um gerador, e está sob as condições de alta temperatura e alta pressão. A fração NCG em MTFs é uma mistura de N₂, CO₂, CH₄ e CO. Portanto, um processo baseado em MTFs também pode ser considerado como um processo de co-injeção solvente-gás. Segundo, em fi operação de campo, os MTFs são sempre injetados em um reservatório diretamente após a geração. É di ff erente

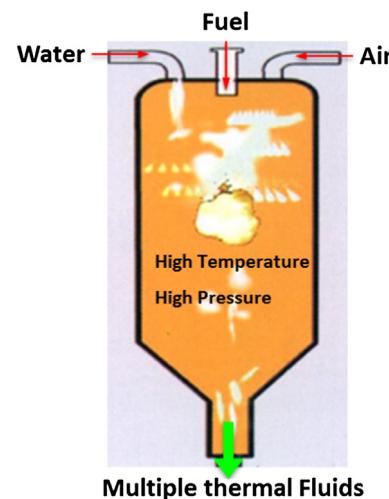


Fig. 8. Esquema do gerador MTF.

do método de injeção separado de um caso convencional. Liu et al. [221] , Liu et al. [222] , Dong et al. [225] e Xu et al. [223] estudou o desempenho do processo de estimulação de MTFs nos reservatórios de óleo pesado de óleo de Bohai fi campo na China. Desde 2009, muitos projetos de recuperação baseados em MTFs foram realizados no setor de óleo pesado fi campos na China, e um óbvio incremento na produção de petróleo é alcançado [226,97,227] . Para fi aplicação de campo, atualmente, um processo híbrido térmico-NCG tem sido amplamente aplicado para um processo EOR para óleo pesado e betume. servoirs. Principalmente na China, desde 1989, o vapor-N₂ processo foi testado. Até agora, ele foi testado com sucesso na maioria das pesadas óleo fi campos na China, incluindo Liaohe, Shengli, Xinjiang e petróleo de Henan-fi campos [24,228,25] . Após a operação, uma melhora óbvia na taxa de produção de óleo e OSR pode ser observada. A principal técnica operacional ques incluem um vapor-N₂ cíclico / CO₂ processo de injeção, um MTFs cíclico processo de injeção, vapor-N₂ / CO₂ fi Ooding, e fi ue gas-SAGD. Speci fi naturalmente, para um teste piloto do fi processo ue gas-SAGD em óleo de Liaohe fi campo, quatro Os pares de poços SAGD são testados. Após a operação, o OSR é aumentado de 0,16 a 0,21, e o volume de consumo de vapor também é reduzido em cerca de 3,5 × 10⁴ m³ [229] . Nos últimos anos, com base em sua operação bem-sucedida no óleo Shengli fi campo, o processo de injeção cíclica de MTFs foi estendido ao processo de recuperação de Bohai o ff óleo pesado da costa fi campo [218,225,223] . Além disso, exceto os processos de recuperação acima, o NCG também foi operado para controlar o comportamento do coning de água durante o processo de CSS em reservatórios de óleo pesado com um aquífero de fundo [230] . Para este tipo de reservatórios de óleo pesado, o coning de água está sempre limitando seu desenvolvimento efetivo. A fim de prevenir ou retardar a ocorrência de coning de água, NCG ou NCG-espuma podem ser usados. Após a operação, a ascensão de um aquífero pode ser e ff controlados de forma efectiva até certo ponto.

6. Processo termoquímico híbrido

Os aditivos químicos também podem ser adicionados ao vapor para melhorar o desempenho dos processos térmicos, incluindo álcali, surfactante, polímero, NCG (N₂, CO₂) espuma e géis. Para os reservatórios de óleo pesado pós-injeção de vapor, este tipo de processo híbrido pode ser usado para e ff controlar e ffetivamente o profissional de injeção de vapor fi le, especialmente para espuma NCG e sistemas de gel. Um processo químico-térmico híbrido pode recuperar mais óleo do que os processos convencionais de recuperação à base de vapor puro [231 - 233]. Em primeiro lugar, para um processo híbrido de vapor alcalino (HASP), além dos mecanismos EOR convencionais à base de vapor, os mecanismos extras incluem fi cátion, alteração de molhabilidade, redução deIFT e rigidez fi estou quebrando [234]. O alcalóide comumente usado inclui Na₂CO₃ e NaOH. Tiab et al. [235] e Okoye e Tiab [234] examinou experimentalmente o desempenho mance de um vapor alcalino fi processo abundante e um vapor puro fi processo abundante. Foi observado que o vapor-alcalino fi O processo de vazamento pode recuperar mais OOIP (óleo original no local) do que o vapor convencional fi processo de inundação sob uma condição semelhante. Especialmente quando a saturação de óleo restante após o processo de recuperação primária é baixa, o vapor alcalino fi processo de desenvolvimento pode ser mais e ffetivo [235]. Em segundo lugar, um processo de surfactante a vapor híbrido (HSSP) usa uma pequena quantidade de surfactante co-injetado com vapor para aumentar a recuperação de óleo de um processo de recuperação à base de vapor. Os mecanismos envolvem redução deIFT, alteração de molhabilidade, aumento da permeabilidade relativa do óleo e emulsões in-situ fi cátion [236.237]. Gupta e Zeidan [238] investigou experimentalmente e numericamente o desempenho dos processos SSP (ou HSSP) e SAGD, e foi descoberto que o SSP pode aumentar ainda mais a taxa de produção de óleo, reduzir o CSOR e aumentar o fator de recuperação final de óleo. Eles também desenvolveram um conjunto de critérios para selecionar e testar surfactantes na aplicação de SSP. Babadagli et al. [239] utilizou biodiesel (BD) como aditivo de surfactante para investigar a recuperação e ffi ciência de HSSP. A aplicação de BDs (ésteres metílicos de ácidos graxos) pode signifi aumentar ligeiramente o e ffi ciência de recuperação de betume nos processos SAGD e CSS. Srivastava e Castro [240] forneceu um sucesso fi aplicação de campo de aditivos surfactantes (chamados TFSA, thin fi agentes de espalhamento de lm) para melhorar o desempenho de recuperação de processos térmicos em reservatórios de óleo pesado. Terceiro, um aditivo de polímero é geralmente usado para um processo de recuperação não térmica, especialmente para uma água fi reservatório de óleo pesado inundado. Este processo é adequado para um processo EOR para o ff óleo pesado da costa fi campos, como o Campo de Bressay e Campo de Bently no Mar do Norte, Reino Unido e petróleo de Bohai fi campo na China [17.241]. O reservatório SZ36-1 em óleo de Bohai fi campo é um dos projetos EOR de petróleo pesado à base de polímero de maior sucesso [242,73]. Além disso, a fim de melhorar o desempenho do SAGD em reservatórios de areias petrolíferas com água de topo, Zhou e Zeng [243]

discutiu numericamente o desempenho do polímero de alta temperatura neste processo. Por meio da injeção de polímero, uma camada estável de alta viscosidade pode ser desenvolvida na parte inferior da água superior. A injeção de polímero foi tecnicamente viável para melhorar o desempenho do SAGD em reservatórios oleosos com água de topo. Recentemente, outro novo processo químico-térmico híbrido, denominado Alkali-Co-Solvent-Polymer (ACP), foi desenvolvido na Universidade do Texas e na Universidade de Calgary [244 - 246]. Neste processo, di ff aditivos erentes realizam di ff erentemente durante a operação. O álcali é usado para reduzir a tensão interfacial, o polímero é usado para aumentar a viscosidade da água para controle de mobilidade; co-solvente é usado para otimizar o comportamento da fase e prevenir a formação de emulsões altamente viscosas [244]. Então, por meio de uma combinação de pré-aquecimento por resistência elétrica e água quente fi Ooding, este processo pode lidar bem com os desafios de injetividade, aquecimento e deslocamento e produção de óleo [247]. Os sistemas de espuma e gel NCG são as técnicas comumente usadas para e ff conete efetivamente uma zona do chefe de vapor e controle um profissional de injeção de vapor fi le. Em comparação, a força de obstrução de um sistema de gel é maior do que isso de espuma NCG [248.249]. Primeiro, a espuma NCG inclui N₂-espuma, CO₂-espuma e CH₄-espuma [250.248.251]. A fim de formar um e ff sistema de espuma e ffetiva em uma formação, a seleção de surfactante hidrossolúvel (agente espumante) é importante. Atualmente, existem muitos tipos de agentes espumantes, incluindo aniônicos, catiônicos, não iônicos e anfotéricos [252]. Em poroso

mídia, através do e ff mistura e ffetiva de NCG e um agente espumante, espuma pode ser formada. Mas pelo fi operação de campo, a fim de garantir e ff desempenho eficaz, um esquema de avaliação estrito de um agente espumante é necessário, incluindo o desempenho estático (estabilidade da espuma, volume da espuma e tamanho da espuma) e desempenho dinâmico (fator de resistência e período de validade). Às vezes, um estabilizador de espuma, como polímero, é adicionado a um sistema de espuma para aumentar a resistência da espuma e é chamado de espuma aprimorada com polímero (PEF). Telmadarrie e Trivedi [253] usou um micromodelo para discutir o desempenho do CO₂-espuma e CO₂-Injeção de PEF em um processo de recuperação de óleo pesado carbonato. Para recuperação térmica nos processos, através da injeção de um sistema de espuma, a viscosidade do vapor aumenta e a mobilidade do vapor diminui. Espuma NCG pode e ff controlar e ffetivamente a viscosidade fi toque, cancelamento da gravidade e ruptura do vapor [254.255]. Espuma NCG pode e ff conete um caminho de canalização de vapor e melhore a varredura e ffi ciência em reservatórios heterogêneos de óleo pesado. Chen et al. [256] demonstrou numericamente o desempenho de SAGD foamassisted (FA-SAGD). Verificou-se que, por causa da melhoria da pró-injeção de vapor fi Portanto, o processo FA-SAGD teve uma câmara de vapor expandida melhor e produziu um melhor desempenho de recuperação do que o SAGD convencional. Alguns outros aditivos químicos também foram aplicados para melhorar o desempenho da espuma em processos de recuperação térmica. Lau [257] investigou experimentalmente o desempenho de um alcalino (Na₂CO₃) sistema de espuma a vapor em um processo de acionamento a vapor. Verificou-se que a adição de alcalino aumentou ainda mais a propagação da espuma taxa de ção e melhorou a mobilidade da espuma. Além disso, a presença de alcalino pode reduzir a tensão interfacial óleo / água para permitir a formação de emulsão óleo em água. Assim, a saturação de óleo residual é reduzida. Li et al. [258.259] discutiu numericamente o desempenho de aditivos químicos e o processo SAGD assistido por espuma (CAFA-SAGD) em reservatórios de óleo pesado. Verificou-se que a adição de aditivo químico promoveu ainda mais a geração de espuma in-situ e reduziu a tensão interfacial. Um agente de bloqueio de gel de alta temperatura (HTG) é outro aditivo químico eficaz para controlar o processo de injeção de vapor fi le em um reservatório. Além disso, pode ser e ff e ffetivamente usado para mitigar o in ff uência do avanço do vapor em reservatórios de óleo pesado [260.261]. Di ff erente de um sistema de gel convencional para água fi reservatórios cheios, HTG tem uma maior estabilidade térmica [262]. Atualmente, há uma série de sistemas HTG disponíveis [263.264.249]. Para selecionar um sistema HTG adequado para uma especificação fi c reservatório está relacionado não apenas à temperatura, salinidade e nível de dureza da água utilizada, mas também à litologia do reservatório [262]. Um fator de custo também não é desrespeitável, especialmente em uma época de preços baixos do petróleo. He et al. [264] avaliou experimentalmente um gel termo-reversível formado a partir de hidroxipropilmelcelulose (HPMC). Verificou-se que este gel termo-reversível era um bom candidato para o controle de conformidade em profundidade em poços estimulados por vapor. Wang et al. [249] propôs um novo HTG para controlar um caminho de ruptura de vapor em reservatórios de óleo pesado, e um experimento de sandpack paralelo também foi conduzido para avaliar seu desempenho. Com base em sua observação experimental, este sistema de gelificação tem uma forte resistência ao sal e à diluição. Pode e ff conete de forma íntegra um caminho de ruptura de vapor e force o vapor subsequente a entrar em um caminho de baixa permeabilidade. Embora tanto o NCGfoam quanto os sistemas de gel possam e ff conete um caminho de canalização de vapor e melhore um profissional de injeção de vapor fi le, eles também têm alguns di ff erências. Em primeiro lugar, em comparação com a espuma NCG, a principal vantagem de um sistema de gel é que ele é relativamente insensível a algumas condições de reservatório, como a presença de óleo [265]. Para espuma NCG, a presença de óleo significa fi afeta a estabilidade da espuma e a resistência ao entupimento. Em segundo lugar, os géis são mais sensíveis às mudanças dos gradientes de pressão. Em operação, um gradiente de pressão de ruptura crítica é outro parâmetro importante para avaliar o desempenho do HTG [249]. Para fi aplicação de campo, os processos termoquímicos híbridos têm sido amplamente aplicados para melhorar o desempenho da recuperação térmica de óleo pesado e reservatórios de petróleo. Em primeiro lugar, para processos híbridos de vapor-álcali / surfactante, alguns fi aplicações de campo foram relatadas no Canadá, incluindo o piloto SA-SAGD (SAGD assistido por surfactante) por

[266.267.268]. Na China, os processos de surfactante a vapor híbrido têm sido

realizada em muitos reservatórios de óleo pesado típicos, principalmente localizados em óleo de Shengli, Liaohe e Henan fi campos [24,25,22] . Especialmente, um redutor de viscosidade (VR) e agente de deslocamento de óleo (ODA) são os surfactantes mais comumente usados [269 - 271] . Então, para uma aplicação de aditivo de polímero, é geralmente usado para um processo de recuperação não térmica de óleo pesado, e muitos fi testes de campo foram relatados no Reino Unido, Canadá, China e Suriname [272 - 274] . No Reino Unido, a maioria das operações baseadas em polímeros estão localizadas no Mar do Norte ou ff óleo da costa fi campos, incluindo Captain Field (OV (Oil Viscosity): 88 cp), Bently Field (OV: 1500 cp) e Bressay Field (OV: 1000 cp). O polímero fi Ooding projetos para reservatórios de petróleo pesado no Canadá incluem o petróleo fi campos de East Bodo (OV: 600 - 2000 cp), Pelican Lake (OV> 1500 cp), Provost (OV: 825 cp) e Seal (OV: 3860 cp). No Canadá, polímero fi Ooding foi realizado com sucesso em reservatórios de óleo pesado com viscosidade de óleo de até 6000 cp [274,233] . Na China, desde 2008, bloco SZ36-1 em Bohai ff óleo da costa fi campo executou um polímero fi processo abundante. É um dos projetos EOR de petróleo pesado à base de polímero de maior sucesso na China. Além disso, os reservatórios de óleo pesado de JZ9-3 e LD10-1 em óleo de Bohai fi campo também executou polímero fi operação abundante. A aplicação de um sistema de espuma NCG pode remontar à década de 1980, que foi um período próspero de aumento do processo de injeção de espuma a vapor nos EUA, incluindo óleo pesado fi campos na Califórnia e Wyoming [275,276] . Especialmente para o rio Kern e óleo de Midway-sunset fi campos na Califórnia, NCG-espuma foi aplicada para melhorar o desempenho de recuperação de um vapor fi processo abundante [252] . A espuma NCG também foi projetada para melhorar o desempenho de CSS para óleo de Tia Junan fi óleo de campo e bolivar fi campo na Venezuela [275,276] . Na China, muitos fi operações de campo de NCG-espuma foram relatadas em um processo pós-CSS e um pós-vapor fi processo abundante em óleo de Henan e Shengli fi campos [24,22] . Especialmente para a operação em Gudao e Jinglou, a espuma NCG tornou-se uma das técnicas importantes para melhorar o desempenho do CSS e do vapor fi abundante [277,278] . Finalmente, uma aplicação de gel tem sido em muitos processos de recuperação à base de vapor para obstruir um caminho de ruptura de vapor e melhorar um processo de injeção de vapor fi le. Primeiramente, para a operação em West Coalinga Field, Califórnia, EUA, o HTG foi injetado em seis poços de acionamento a vapor. Depois de injetar HTG, uma redistribuição do calor do reservatório foi encontrada a partir dos dados do poço de observação de temperatura. Assim, varredura de área e ffi ciência era significativa fi melhorado visivelmente [260] . Na China, esse processo foi aplicado principalmente no óleo de Henan fi eld e Bohai ff óleo da costa fi campo. Especialmente para a operação no reservatório NB35-2 em óleo de Bohai fi campo, um sistema de gel fraco foi usado para melhorar o desempenho do CSS [279] . Outra aplicação de um sistema de gel para o reservatório permiano-carbonífero no óleo de Usinsk fi eld está localizado na Rússia. Neste projeto, uma composição formadora de gel não orgânica "GALKA" foi aplicado para melhorar o desempenho do vapor fi Ooding. Entre 2002 e 2009, foi injetado em 22 poços injetores. Após a operação, um aumento na produção incremental de petróleo em 50 - 90%, mais que o do vapor fi processo abundante, pode ser observado.

7. Outros métodos

Embora o ISC e muitos processos híbridos tenham sido aplicados para melhorar o desempenho de reservatórios pós-injeção de vapor, alguns outros métodos EOR promissores ainda existem. Eles podem ser agrupados em três categorias abaixo.

7.1. Método elétrico

Um método elétrico para melhorar a recuperação de óleo pesado e areias oleosas é um método térmico alternativo importante. Especialmente para reservatórios cuja temperatura não seja muito baixa e a viscosidade do óleo não seja muito alta (cinturão de óleo do Orinoco na Venezuela), um método elétrico é uma técnica EOR potencial. De acordo com a frequência da corrente elétrica utilizada, pode ser classifi ed em três categorias, aquecimento resistivo elétrico de baixa frequência (óhmico), aquecimento por indução EM de média frequência e aquecimento EM de alta frequência (rádio frequência ou micro-ondas) [280 - 283] . Em comparação com outros métodos híbridos, a injeção de vapor não é mais necessária para um método elétrico e, portanto, a questão da perda de calor é

não é um fator de controle importante para sua aplicação. Além disso, também pode ser aplicado em reservatório mais profundo.

7.1.1. Aquecimento elétrico resistivo

O aquecimento com frequência inferior a 300 kHz pode ser descrito como aquecimento elétrico resistivo (ERH) [284] . Os principais componentes de um sistema ERH incluem um conjunto de eletrodo, uma unidade de condicionamento de energia, um sistema de distribuição de energia, um sistema de aterramento e um sistema de registro / monitoramento [285] . Neste processo, o aquecimento por corrente elétrica é aplicado para aumentar a temperatura ao redor de um poço e reduzir a viscosidade do óleo, de forma que a produtividade do poço seja significativa fi aumentou consideravelmente. Em baixa frequência, o aquecimento por resistência domina o processo de recuperação em comparação com o aquecimento dielétrico que domina em alta frequência. Para ERH, o aquecimento iônico é dominante, que é realizado por íons de aquecimento via transferência de energia de um aquecedor, com mais elétrons móveis que transportam a maior parte da corrente [286] . Além disso, o ERH também pode se integrar com outros métodos para melhorar ainda mais a recuperação de óleo pesado, como aquecimento elétrico-SAGD, drenagem por gravidade assistida por aquecimento elétrico e a gás (GEAGD) e VAPEX.

7.1.2. Aquecimento eletromagnético (EM)

O aquecimento eletromagnético visa transferir energia EM para energia térmica. No aquecimento EM, uma antena eletromagnética ou uma bobina de indução é colocada em um furo de poço para aquecer um reservatório [286 - 289] . Um processo de aquecimento EM está diretamente relacionado à frequência empregada [286] . Conforme a temperatura do reservatório aumenta, a viscosidade do óleo reduz e o óleo fi flui em direção a um poço de produção. Este processo tem sido investigado desde a década de 1970, e alguns fi testes-piloto de campo também foram realizados na década de 1990 [290,291] . Especialmente, um método de aquecimento EM foi introduzido para melhorar o desempenho SAGD (EM-SAGD) [292] . Por outro lado, em comparação com a abordagem de circulação de vapor convencional para inicialização SAGD, uma aplicação de aquecimento EM pode signifi fi reduzir significativamente o tempo de inicialização [293] . Gre ff e Babadagli [294] forneceu uma revisão crítica sobre o aquecimento EM para recuperação de óleo pesado e betume. Em comparação com o aquecimento por resistência elétrica de baixa frequência (ERH), o aquecimento por radiofrequência tem um potencial maior para melhorar o desempenho de recuperação de reservatórios de óleo pesado [295] .

7.1.3. Processo de decapagem eletrotérmica dinâmica (ETDSP)

Um processo de decapagem eletrotérmica dinâmica (ETDSP) é outro tipo de método de recuperação baseado em energia eletrico. É um tipo especial de método de aquecimento elétrico resistivo. Ele pode lidar bem com as questões ambientais que preocupam o público, a fim de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e o uso de água doce [296] . Este processo é adequado para recuperar depósitos de óleo pesado cuja profundidade é muito rasa para injeção de vapor e muito profunda para mineração de superfície. Uma prova de conceito fi O teste piloto de campo foi realizado na formação McMurray pela ET Energy Ltd. em 2007. Após a operação, o fator de recuperação foi demonstrado ser 75% OOIP ou mais [297] .

7.2 Atualização in-situ

7.2.1. Líquido iônico (IL)

O líquido iônico é um tipo de sais orgânicos que são compostos de cátions orgânicos com ânions orgânicos (inorgânicos) [298,299] . É um aditivo alternativo para atualizar o petróleo bruto pesado e melhorar a qualidade do petróleo em uma formação. Em operação, os componentes polares do óleo pesado (asfalteno e resinas) podem fi ff uso em IL. Assim, a viscosidade do petróleo bruto é reduzida, e uma redução dos componentes polares também é observada [300] . Os outros mecanismos incluem redução IFT, catálise, hidrocraqueamento e hidrogenação [301] . Muitas respostas positivas de IL foram relatadas recentemente. Mas IL é considerado muito caro para aplicações industriais. Recentemente, outro tipo de líquido iônico, Solventes Eutéticos Profundos (DESS), é proposto [302] . Com base em um núcleo abrangente fi abundantemente investigado experimental, Mohsenzadeh et al. [299,303] estudou o desempenho da operação de DESSs para recuperação de óleo pesado e reservatórios de betume. Isto

foi encontrado aquele vapor fl A inundação após a injeção de DESs pode render um fator de recuperação mais alto do que um vapor contínuo fl processo abundante. Além disso, um fenômeno óbvio de atualização in-situ foi observado, como um aumento na densidade API, uma redução de enxofre (16%) e um aumento nos hidrocarbonetos saturados nos produtos.

7.2.2. Adição de catalisador

A fim de melhorar a estabilidade de um processo ISC, muitos catalisadores suportados foram adicionados ao processo de atualização catalítica. A adição de catalisador pode signifcar melhora significativamente a estabilidade do ISC, aumentar a reação de oxidação e beneficiar o craqueamento de hidrocarbonetos. O aditivo metálico (sal) é um dos tipos mais importantes de catalisadores usados em um processo ISC [304,305]. Ele pode aumentar ainda mais a reação de oxidação e o craqueamento de hidrocarbonetos [306 - 309]. Shah et al. [310] discutido experimentalmente o efeito do tipo de catalisador e das condições de operação no desempenho de recuperação do processo THAI; os catalisadores estudados incluíram CoMo suportado por alumina, NiMo e ZnO / CuO. Abu et al. [311] e Hart et al. [312] também investigado experimentalmente o comportamento de atualização catalítica de Ni-Mo / Al₂O₃ catalisador nos processos ISC e THAI. Amanam e Kovsek [313] estabeleceu uma experiência procedimento mental de um tubo de combustão para estudar o comportamento catalisado de nanopartículas de cobre (Cu-NP) em um processo ISC para petróleo bruto extra pesado. Verificou-se que a presença de Cu-NP pode ajudar a manter uma alta temperatura frontal.

7.2.3. Nanotecnologia (nanopartículas)

Como uma importante tecnologia de ponta, a nanotecnologia tem sido aplicada em muitos campos, como química, bioquímica, biomedicina, física e engenharia. Atualmente, também tem sido aplicado em processos de EOR para reservatórios de óleo pesado. Specificamente, as nanopartículas se tornaram um aditivo EOR importante para melhorar a recuperação de óleo pesado [314 - 316,289]. Nanopartículas comumente usadas incluem os tipos de alumínio, óxido de alumínio, cobre, óxido de cobre, óxido de cobalto e níquel [315,317]. Em uma formação, as nanopartículas podem funcionar como um adsorvente ou catalisador para melhorar ainda mais o desempenho de atualização e recuperação de óleo pesado [315]. Os principais mecanismos de aumento de recuperação incluem hidrocraqueamento catalítico e alternância de molhabilidade [318,319,308]. Além disso, a molhabilidade do reservatório muda de uma condição úmida com óleo para uma condição úmida com água. Com base em um experimento de micromodelo de vidro gravado em 2D, Cui e Babadagli [320] investigou comparativamente os mecanismos de surfactantes sulfonados convencionais e nano fluidos para recuperação de óleo pesado. Verificou-se que nano fluids mostraram um diferente comportamento erente dos surfactantes convencionais. Uma interface entre grãos de rocha e nano fluids foi observado. Pode causar a ocorrência de embebição capilar e, assim, melhorar a recuperação de óleo pesado. Lakhova et al. [321] estudou as características de aquatermolise de petróleo bruto pesado usando nanopartículas de óxidos metálicos. Eles descobriram que a presença de nanopartículas reduziu ainda mais a viscosidade do óleo e aumentou o conteúdo de hidrocarbonetos saturados no óleo produzido. Além disso, as nanopartículas também podem ser usadas para catalisar um processo de combustão in situ para petróleo bruto pesado [313]. Hashemi et al. [315] e Idogun et al. [322] forneceu uma revisão detalhada da literatura sobre a aplicação de um processo EOR de nanopartículas.

7.3. Novo poço de exploração fi guração

7.3.1. Dispositivo de controle de fluxo (FCD)

Um FCD é um dispositivo de estrangulamento do poço para controlar uma entrada flow (ou out-fluxo) distribuição de taxa ao longo de um furo de poço horizontal, como mostrado em Fig. 9. Portanto, um ICD (em fl dispositivo de controle de fluxo) e um OCD (fora fl dispositivo de controle de fluxo) são os dois dispositivos típicos de FCDs para um injetor e um produtor, respectivamente. Depois de instalar FCDs em um poço horizontal, o fute de uniformidade em todo o poço pode ser significativo e melhorou consideravelmente. Especialmente para poços com um longo intervalo horizontal, os FCDs podem melhorar muito a uniformidade de fluido de fluxo ao longo do furo de poço para evitar a ocorrência de não uniformidade causada por quedas de pressão de atrito no

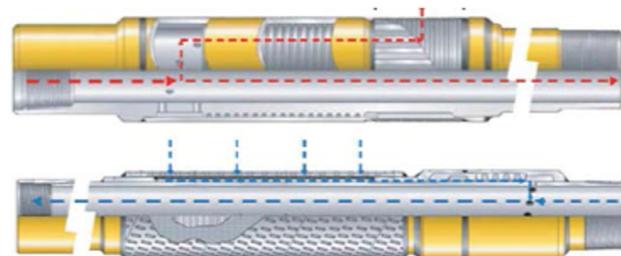


Fig. 9. Esquema de FCD.

furo de poço. Esses dispositivos podem beneficiar tanto um processo de produção de óleo. Atualmente, eles têm sido amplamente aplicados para melhorar o desempenho de HW-CSS e SAGD [323,324]. Em operação, uma aplicação de FCDs pode signifcar melhora significativamente a recuperação de betume e diminuir SOR, melhorando a conformidade da injeção de vapor ao longo de poços horizontais.

7.3.2. Con de tubo duplo concêntrico (paralelo) fi guração

Exceto FCDs, um con de poço de tubo duplo fi guração para injeção de vapor ou produção de óleo foi proposta e aplicada em campo. Para um con de tubo duplo fi guração, geralmente há dois tubos em um furo de poço e ambos podem ser usados para injeção de vapor ou produção de petróleo. Em algumas ocasiões, um tubo é usado para injeção de vapor e outro para produção de óleo. Sua relação pode ser concêntrica ou paralela, conforme mostrado em Fig. 10. Considerando a limitação de um diâmetro de furo de poço, um poço de tubo duplo paralelo com fi A medição é geralmente usada para um reservatório raso e um tubo duplo concêntrico é usado para um poço mais profundo. Na China, esses dois tipos de poço fi gurações têm sido amplamente aplicadas para processos de recuperação de óleo pesado em óleo de Liaohe, Shengli e Xinjiang fi campos [25,22,325]. Além disso, exceto um con de tubo duplo fi guração, um poço com múltiplos tubos fi A guração também foi operada para melhorar o desempenho de recuperação de reservatórios de óleo pesado.

8. Novos métodos

8.1 Energia solar

Para um processo de recuperação térmica aprimorada de óleo (TEOR), reduzir o custo de geração de vapor é sempre a principal prioridade para muitas empresas de petróleo. Para tanto, um sistema de geração de vapor solar térmico tem ganhado muita atenção nos últimos anos. [326 - 328]. Comparado com as técnicas tradicionais de TEOR, o TEOR o de base solar é uma oportunidade de tornar a exploração do petróleo muito mais ecologicamente correta, muito mais limpa e mais eficiente. Akhmedzhanov et al. [329] propôs um coletor solar inovador para um sistema de aquecimento de água e geração de vapor para reduzir a quantidade de consumo de gás natural para a geração de vapor. Verificou-se que a aplicação de um processo TEOR baseado em energia solar aumentou tremendo o produção de óleo pesado. Para aplicação, instalações solares estão em andamento e planejadas em San Joaquin Valley, Califórnia e Kuwait [330]. O projeto Bright Source em San Joaquin Valley é adjacente à Chevron's Coalinga fi campo. Atualmente, a partir deste projeto, 60% do vapor de qualidade é gerado a 500 ° F e 700 psi [331]. O Kuwait também anunciou uma futura meta de produção nacional de petróleo, com um programa de desenvolvimento de petróleo pesado planejado para atingir 270.000 b / p em 2030 [204].

8.2. Energia nuclear

Usando a energia nuclear para substituir o gás natural tradicional - fi A instalação vermelha para geração de vapor é outra tecnologia potencial. Mesmo em 1977, o papel da energia nuclear para a recuperação de óleo pesado e betume em Alberta foi proposto [332]. Usar essa energia limpa para gerar vapor não só reduz as emissões de gases de efeito estufa, mas também reduz o funcionamento

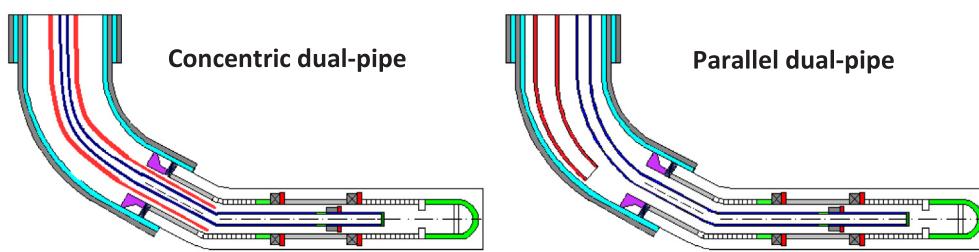


Fig. 10. Concepção de poço de tubo duplo concêntrico e paralelo fi gurações.

custos. É um método potencial para os processos TEOR para petróleo pesado e recursos de betume. Dunbar e Sloan [333] comparou a economia de um modi fi ed ACR-700 Advanced CANDU Reactor e um gás natural fi instalação vermelha para fornecer vapor para o processo SAGD. Verificou-se que o fornecimento de vapor de uma instalação nuclear era mais econômico do que um gás fi instalação vermelha. Além disso, uma usina nuclear avançada foi colocada para recuperação de óleo pesado na Venezuela [334]. Nesta usina nuclear, três reatores foram construídos sucessivamente. Pode fornecer su ffi energia calorífica e vapor adequados para um processo de produção de petróleo e até eletricidade. Na China, algumas pequenas usinas nucleares também foram planejadas para auxiliar na geração de vapor nos processos TEOR. Mas, por causa das preocupações ambientais com os resíduos nucleares, a energia nuclear pode ser considerada como um backup de tecnologia no futuro.

9. Discussão

9.1 E ff ect de precipitação de asfalteno

A fração de asfalteno no óleo pesado geralmente representa componentes mais pesados no óleo cru com um ponto de ebulição mais alto. Durante um processo de recuperação de óleo pesado, a ocorrência de precipitação (ou deposição) de asfalteno em meios porosos tornou-se uma questão importante, especialmente para processos de injeção de solvente e alguns processos de atualização in-situ. Para processos de recuperação à base de solvente, a maioria dos solventes usados são asfalteno insolúvel, como C5 e C7 [335]. Portanto, a precipitação de asfalteno em uma superfície de rocha durante um processo de recuperação à base de solvente é esperada [88]. Embora uma aplicação de solvente possa significar fi Para melhorar significativamente o desempenho de recuperação de reservatórios de óleo pesado, a ocorrência de precipitação de asfalteno neste processo obstrui os poros em uma formação e causa graves danos à permeabilidade. Portanto, a taxa de produção de petróleo neste processo é significativa fi ligeiramente reduzido [336,337]. Com base em uma observação experimental, também foi constatado que após a extração com solvente, o teor de asfalteno das frações residuais do óleo era significativo. fi significativamente maior do que o óleo original, e a quantidade de precipitação de asfalteno diminuiu com um aumento na temperatura e o número de carbono no solvente n-alcano [338]. A atualização in-situ do óleo leva a uma redução adicional da viscosidade, e é benéfica fi é um processo de recuperação.

A fim de alcançar um alto e ffi processo de produção adequado, é essencial que possamos e ff ectivamente produzem componentes asfálticos e limitam sua precipitação. Haghigheh e Maini [337] e Hematfar et al. [339] investigou experimentalmente o papel da precipitação de asfalteno no processo VAPEX. Observou-se que a redução da pressão de injeção evita a ocorrência de precipitação de asfalteno e diminui o grau de aproveitamento do óleo in-situ. Gre ff e Babadagli [340] discutiu experimentalmente as características de melhoria da qualidade do óleo pesado em uma formação usando partículas de metal de tamanho nano. Verificou-se que a presença de nanopartículas metálicas catalisou ainda mais a quebra dos asfaltenos, resultando na redução da viscosidade do óleo e no aumento dos saturados e frações aromáticas. Kharisov et al. [335] forneceu uma revisão sobre os materiais e nanomateriais disponíveis para a remoção de asfalteno de petróleo bruto pesado e comparou as condições de suas capacidades de adsorção. Geralmente, suas capacidades de adsorção dependem de muitos em fl fatores de influência, por exemplo, carga superficial, tamanho de partícula, pH e temperatura. Para um projeto de aplicativo real, um

deve ser conduzido um estrito esquema de avaliação. Por outro lado, para processos de injeção de vapor auxiliado por solvente híbrido, o uso de solventes solúveis de asfalteno é recomendado [88].

9.2. E ff ect da litologia do reservatório

A litologia do reservatório é outro fator importante para determinar uma técnica EOR adequada para reservatórios de óleo pesado. Com base na discussão acima, atualmente a maioria dos métodos de recuperação térmica aprimorados tem sido aplicada com sucesso em reservatórios de óleo pesado de arenito. Mas os reservatórios de óleo pesado de carbonato fraturado são geralmente caracterizados com alta viscosidade do óleo, baixa permeabilidade da matriz e molhabilidade desfavorável da matriz [341,342], o que significa que os mecanismos EOR de técnicas de recuperação térmica para os reservatórios de óleo pesado carbonato fraturado podem ser di ff erente daqueles em arenito. Para um processo de recuperação à base de vapor em reservatórios de óleo pesado de carbonato, seus mecanismos de recuperação incluem não apenas os mecanismos convencionais de injeção de vapor (redução da viscosidade do óleo, expansão térmica, etc.), mas também embebição capilar e drenagem por gravidade. Para fi desempenho de campo de processos baseados em vapor em reservatórios de óleo pesado de carbonato fraturado, o óleo Lacq Supérieur fi campo na França fi realizou pela primeira vez um piloto a vapor em outubro de 1977 [343]. No final de junho de 1980, foi obtida a produção incremental de petróleo (176 Mbbl 3). O reservatório CaoGu-1 em óleo Shengli fi campo, o 9º bloco de óleo pesado em óleo Karamay fi eld e Zao35 em óleo Dagang fi campo na China são algumas outras aplicações bem-sucedidas de processos de injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado carbonato fraturado [24,22]. No norte de Alberta, Canadá, o desenvolvimento da Formação Grosmont é outro sucesso. Em Grosmont, os processos de CSS, vapor

fl ooding, SAGD, ISC, SAGD cíclico de solvente e injeção de solvente frio são todos testados [44,47]. Mas por conta do e ff ect da heterogeneidade de permeabilidade severa, a operação CSS é a mais bem-sucedida em comparação com o vapor fl ooding e ISC. Durante a operação, observou-se que comparado com o vapor, o custo operacional sem a utilização do vapor foi menor do que com o vapor. Especialmente para um processo de injeção de solvente frio, esperava-se que seu custo fosse cerca da metade do que o de vapor [47]. Entre as técnicas de EOR discutidas acima, um processo de solvente térmico híbrido é uma técnica promissora para reservatórios de óleo pesado de carbonato fraturado. Em décadas, o grupo do Dr. Babadagli da Universidade de Alberta publicou muitos artigos relacionados sobre um processo de recuperação de solvente térmico para reservatórios de óleo pesado carbonato fraturado. Eles propuseram um processo de injeção de vapor sobre solvente em reservatórios fraturados (SOS-FR) para recuperação de óleo pesado [76,344,345]. Este processo incluiu três fases: injeção de vapor inicial para aquecer um reservatório (Fase 1), injeção de solvente para recuperar o óleo da matriz por um di ff processo de utilização-embebição-drenagem (Fase 2) e injeção de vapor novamente para recuperar mais óleo e recuperar o solvente (Fase 3) [346,341]. Com base na simulação numérica, verificou-se que um di ff coeficiente de utilização fi ciente foi um dos fatores mais importantes para um ff ect o desempenho de recuperação deste processo. Além disso, o e ff ect de drenagem de gravidade não é desprezível [347].

9.3. Critérios para seleção de métodos EOR

Conforme discutido acima, existem muitas técnicas de EOR para recursos de petróleo pesado e areias petrolíferas. Mas cada um deles é adequado apenas para um certo

mesa 2

Técnicas de EOR na era pós-injeção de vapor.

Técnicas	Cíclico injeção Operação (CSS)	Contínuo injeção (conectando) operação (SF)	Gravidade drenagem Operação (SAGD)
Combustão in-situ (ISC)	(1) Ar / vapor co-injeção; (Catalisador) ISC; (2) Ar cíclico injeção; (3) TAILÂNDIA.	(1) Fogo fl Ooding; (2) THAI; (3) HPAI; (4) TAILÂNDIA.	(1) CAGD; (2) ISC / SAGD.
Vapor híbrido- solvente processo	Aditivo Técnica	CxH (hidrocarbonetos leves), tolueno, nafta, diesel, etc. (1) Solvente CSS auxiliado; (2) LASER; (3) SAP; (4) CSI.	(1) Solvente- vapor fl Ooding; (2) SESF; (3) SA-SAGD; (4) SC-SAGD; (5) VAPEX
Vapor híbrido- Processo NCG	Aditivo Técnica	N2, ar, CO2, fl gás ue, metano, etc. (1) N2- CSS; (2) CO2- CSS; (3) CH4- CSS; (4) Gás de combustão CSS; (5) Air-CSS; (6) HDNS, HDCS, HDAS.	(1) Steam-NCG fl Ooding; (2) MTFs fl Ooding; (3) GAGD; (4) MFAGD (5) SAGDOX.
Vapor híbrido- químico processo	Aditivo Técnica	Álcalis, polímero, surfactante, espuma, gel, etc. (1) HSSP; (2) NCG- espuma; (3) Gel.	(1) Alcalino- vapor fl Ooding; (2) SSP; (3) Polímero; (4) espuma NCG; (5) Gel.
Outros processos		(1) Método elétrico de fundo de poço: ERH, aquecimento EM, aquecimento RF, ETDSP, etc. (2) Melhoria in situ: ILs, catalisador, nanopartícula, etc. (3) Novo furo de poço com configuração: FCD (ICD / OCD), tubo duplo, etc.	
Novos processos		(1) Energia solar; (2) Energia nuclear.	

tipo de reservatório e como selecionar o método mais adequado para um determinado reservatório é um desafio. Se um reservatório potencial pode ser rastreado, todas as técnicas podem ser profissionais fi tabela. Para o processo de triagem, não apenas a especificação fi as propriedades do reservatório e seu histórico de recuperação anterior são importantes, mas também seu fator econômico deve ser considerado [348]. Neste artigo, todos os processos EOR discutidos acima são classificados com base em seus métodos de operação, incluindo operação cíclica, operação contínua (ou obstrução) e operação de drenagem por gravidade, conforme mostrado em mesa 2. Para a operação cíclica, esses processos geralmente podem ser usados como uma técnica de acompanhamento para um processo CSS baseado em vapor. Da mesma forma, para a operação de injeção contínua (ou entupimento), eles são geralmente usados como processos de acompanhamento de vapor fl Ooding. Para a operação de drenagem por gravidade, eles podem ser aplicados para melhorar o desempenho de recuperação do processo SAGD.

Para um determinado reservatório de óleo pesado, integrando a análise básica sobre o estado atual deste reservatório e a classe acima fi cation, uma triagem primária pode ser conduzida para reduzir as listas de técnicas potenciais. Nesse procedimento, os critérios desses processos também devem ser considerados, como os requisitos de espessura do reservatório, viscosidade do óleo, permeabilidade e relação entre os volumes de água e óleo. Então, podemos ter uma lista dos processos potenciais para cada especie fi reservatório. Depois disso, experimentos internos devem ser realizados para testar ou avaliar o desempenho de aditivos ou processos EOR avançados. Então, combinando esses resultados experimentais, a lista potencial é ainda mais reduzida. Além disso, simuladores de reservatório avançados (por exemplo, Eclipse-E500 e CMG-STARS) podem ser aplicados para fornecer uma base sólida para recomendação.

Além disso, uma avaliação econômica precisa também é importante para a recomendação final, incluindo o preço do petróleo, os custos das instalações de superfície e equipamentos de operação, a fonte do aditivo e até os custos do tratamento da água. Finalmente, para a operação de uma especificação fi o processo de recuperação, um procedimento operacional deve ser cuidadosamente projetado para aproveitar as vantagens de cada aditivo para um benefício máximo fi t. Por exemplo, para

o híbrido térmico-NCG (CO2, N2) - processo químico, uma sequência de injeção de vapor, NCG e agentes químicos deve ser fi primeiro otimizado.

Entre eles, o vapor é usado principalmente para reduzir a viscosidade do óleo por transferência de calor; NCG é usado para melhorar a varredura e fi ciência ou reduzir ainda mais a viscosidade do óleo por dissolução de gás (CO2); agentes químicos podem ser usados para reduzir a viscosidade de fluido (VR), conformidade de injeção de vapor de controle ou obstruir um caminho de canalização de vapor (espuma, gel).

Rastrear uma técnica EOR ideal é um trabalho muito complicado. No processo de triagem, muitos testes e avaliações são realizados antes da aplicação em fi campo. Somente depois que seus experimentos internos forem bem-sucedidos, uma técnica pode ter potencial para ser aplicada em fi campo. Mas, para alguns processos, mesmo que um incremento óbvio de óleo possa ser observado no laboratório, o desempenho de um fi o teste de escala de campo ainda pode ser ruim; por conta do e ff ect de fl adsorção e retenção de fluido em uma formação, o desempenho da maioria dos processos híbridos em fi os testes de escala de campo são significativos fi cantly di ff erente

daquele no laboratório. A operação de um processo termoquímico (N2-espuma, HTG) em óleo Shengli e Henan fi campos, a China é o mais típico exemplo. A consistência entre o laboratório e fi as operações de campo são uma das principais preocupações durante a seleção das técnicas de EOR.

9.4. Onshore versus o ff recursos de petróleo pesado da costa

Para os recursos de petróleo pesado descobertos no mundo, o ff os recursos de petróleo pesado da costa ocupam uma grande proporção. Atualmente, a maioria das descobertas ff óleo pesado da costa fi campos no mundo estão localizados principalmente no Mar do Norte (Reino Unido, Noruega), Baía do México (México), Baía de Bohai (China), Oriente Médio (Arábia Saudita) e América Latina (Brasil), conforme mostrado em

Fig. 11 [349,225]. Como a taxa de produção de petróleo pesado onshore fi campos reduz, para e ff desenvolver efetivamente o ff óleo pesado da costa fi campos tornou-se o alvo principal para a maioria das empresas de petróleo. Especialmente para o ff reservatórios de óleo pesado da costa cuja viscosidade é alta, um método convencional de produção de óleo frio (por exemplo, água fl Ooding ou químico fl ooding) não é mais e ff ective. Uma técnica de recuperação térmica pode se tornar a única opção para desbloquear o altamente viscoso ff reservatórios de óleo pesado da costa. Comparado com a operação em reservatórios de óleo pesado onshore, a exigência para a operação em o ff os da costa são mais rígidas. Isso é causado pelo di ff erências de ambientes de produção e condições de operação entre onshore e o ff óleo da costa fi campos. Em particular, um número menor de poços, uma taxa de recuperação mais alta e um fator de recuperação de óleo mais alto são os principais requisitos para o ff ff reservatórios de petróleo pesado da costa.

Tabela 3 mostra o status atual de alguns o ff costa reservatórios de petróleo pesado no mundo. Como mostrado, a maior parte do ff reservatórios de petróleo pesado da costa passam por um método de produção de óleo frio, incluindo água fl Ooding e polímero fl Ooding. Mas, para alguns reservatórios especiais de óleo pesado, cuja viscosidade do óleo de formação é muito alta, o método de produção de óleo frio não é mais e ff eficaz, e o processo TEOR é uma opção adequada. Como mostrado em Tabela 3, foi realizado um processo de recuperação térmica no Emeraude o ff óleo da costa fi campo no Congo (vapor fl ooding) e Bohai o ff óleo da costa fi campo na China (injeção cíclica de MTFs) [350,226]. Para Bohai o ff óleo da costa fi campo, considerando a diversidade de tipos de reservatórios de óleo pesado, muitos processos de recuperação térmica foram experimentalmente e numericamente avaliados, incluindo ISC, vapor fl Ooding e SAGD. Com base na operação bem-sucedida em óleo de Emeraude e Bohai fi campos, a recuperação térmica é uma das técnicas importantes para o futuro desenvolvimento do ff costa de petróleo bruto pesado. No futuro, como fazer ff recuperar efetivamente o ff os recursos de petróleo pesado da costa são a principal prioridade para muitas empresas de petróleo, especialmente para aqueles reservatórios de petróleo pesado cuja viscosidade do petróleo é muito alta e onde um método de produção a frio não é mais ff efective.



Fig. 11. O ff Locais de petróleo pesado (OHO) em todo o mundo.

10. Desafios de pesquisa atuais e direções futuras

Di ff proveniente da água fl acumulados em reservatórios de óleo leve, um processo de EOR para recursos de óleo pesado e areias petrolíferas é mais desafiador. Como discutimos acima, entre muitas técnicas, um processo híbrido é sempre a tecnologia mais promissora e fácil de operar para aprimorar a recuperação de óleo pesado e areias oleosas. Portanto, para e ff avaliar efetivamente o desempenho de di ff técnicas híbridas erent e triagem de um processo híbrido ideal é a tarefa mais importante, não só do aspecto experimental interno, mas também do fi aspecto de campo. Por este motivo, um teste experimental sistemático e confiável é o requisito fundamental. Atualmente, muitas investigações experimentais sobre técnicas de EOR foram publicadas, incluindo experimentos de avaliação de desempenho, experimentos de visualização microscópica e experimentos em escala 2D / 3D. Mas devido às propriedades únicas do petróleo bruto pesado, ainda é muito difícil ffl culto a

detectar com precisão uma distribuição de saturação de óleo durante a simulação física em escala, especialmente para experimentos 3D em grande escala (CSS, SF e SAGD). Além disso, o método de teste convencional por resistividade elétrica para reservatórios de óleo leve não é mais e ff ective. Em segundo lugar, os mecanismos EOR dessas técnicas em di ff escalas erentes são outro desafio de pesquisa. Para um processo de recuperação de óleo pesado e reservatórios de petróleo, embora alguns processos não baseados em vapor tenham sido propostos e testados em fi campo, um processo à base de vapor (um processo de vapor puro ou um processo híbrido) ainda é o principal método para garantir a produção econômica de petróleo devido à sua confiabilidade e e ff ectividade. Portanto, o comportamento da transferência de calor e massa de fl uidos em meios porosos é a chave, especialmente para processos híbridos. Muitas tentativas têm sido relatadas, não só do ponto de vista teórico, mas também de observações experimentais. Para um processo híbrido, o desempenho microscópico do híbrido fl uidos em superfícies rochosas, poros e gargantas são geralmente di ff proveniente de

Tabela 3

Status atual de alguns o ff costa reservatórios de petróleo pesado no mundo.

O ff óleo da costa fi campo	Ares	Operadoras	O ff distância da costa (km)	Profundidade da água (m)	API °	Viscosidade do óleo (cp @ RC)	Método
Captain Field	Mar do Norte, Reino Unido	ChevronTexaco	130	104	19	88	Água fl Ooding; Polímero fl abundante
Bently Field	mar do Norte, Reino Unido	Statoil; Concha		110	10 - 12	1500	Água fl Ooding; Polímero fl Ooding.
Mariner Field	Mar do Norte, Reino Unido	Statoil			12 - 14	508 67	Água fl Ooding; Água quente fl Ooding, vapor fl ooding, SAGD (avaliado).
Bressay Field	Mar do Norte, Reino Unido				11 - 12	1000	Água fl Ooding; Polímero fl Ooding, ISC, Steam fl Ooding, Água quente (avaliada).
Grane Field	Mar do Norte, Noruega	Statoil	185	123	19		Água fl Ooding.
Campo Jubarte Snorre	Brasil Noruega	Petrobras Saga Petroleum	77	1066	17	3000 @ 20 ° C	Água fl Ooding. Água fl Ooding; Espuma NCG; ABANAR fl Ooding.
Campo Tambaredjo	Suriname	Concha; Esso;			17	600	Água fl Ooding; Teste CSS;
Campo Emeraude	Congo	Elf Acquitaine	20			100	Polímero fl ooding, ISC (piloto).
Lago de maracaibo	Venezuela	PDVSA		50	11,7	635	Vapor fl Ooding;
Óleo Bohai fi conduziu	Bála de Bohai, China	CNOOC		15		4580; 10.000	CSS. Água fl Ooding; Polímero fl Ooding; MTFs cílicos.

seu desempenho em reservatórios de grande escala. Isso significa que os mecanismos EOR em poros e físcalas de campo são inconsistentes. Embora um bom desempenho de recuperação para um processo híbrido possa ser observado em experimentos em escala de laboratório, seu fí desempenho em escala de campo pode não ser satisfatório, pois é expandido para fí operação de campo. Um método de avaliação sistemática que integra desempenhos em díffescalas diferentes é o trabalho mais urgente. Outro desafio de pesquisa é o desenvolvimento de um software de simulação numérica precisa que possa apresentar a verdadeira previsão de recuperação para processos EOR avançados. A maioria dos simuladores numéricos atuais não pode repor fíct as mudanças de rocha e fí propriedades de uids após interações de vapor-rocha de longo prazo. Especialmente para a ocorrência de ruptura de vapor, geralmente adotamos alguns fí métodos ed, tais como aumento da permeabilidade ou transmissibilidade. Embora os resultados deste simplifí o tratamento com cátions pode corresponder ao experimental ou fí dados de campo, o comportamento real de fí fluidos em meios porosos não são simulados.

Atualmente, por causa da revolução do gás de xisto na América do Norte, o preço do petróleo reduziu significativamente fí melindrosamente do que fí cinco anos atrás. Para reservatórios de óleo pesado e óleo e óleo, seu pro econômico fí É sempre a questão mais importante que deve ser considerada. Especialmente, em comparação com a produção de óleo de xisto, o custo de exploração de recursos de petróleo pesado e areias petrolíferas é muito mais alto. Por causa do baixo preço do petróleo e alto custo, muitos óleos pesados fí campos ou poços no mundo foram temporariamente fechados. Com base na discussão acima, para a produção de óleo pesado, a injeção de vapor é geralmente o fí primeira opção para a maioria das empresas de petróleo. Além disso, a maioria das técnicas EOR avançadas requerem a injeção de vapor. A geração de vapor ocupa grande proporção no custo de exploração e também resulta em alta emissão de carbono. Em tempos de preços baixos do petróleo, técnicas de EOR ambientalmente corretas e de baixo custo serão uma importante direção futura, como a aplicação de energia solar e o método de atualização in-situ. O uso de energia solar para substituir uma instalação tradicional de injeção de vapor não apenas reduzirá enormemente o custo de geração de vapor, mas também as emissões de carbono. A aplicação de energia solar vai signifí fí reduzir significativamente a dependência das técnicas de recuperação térmica do fornecimento de gás natural. Para o método de atualização in-situ, a combustão in-situ é um exemplo representativo. Essa técnica tem vantagens distintas para reservatórios de óleo pesado mais profundos e mais finos. A baixa necessidade de água também é a característica mais marcante desse processo. Como a injeção de vapor não é mais o principal requisito para este processo, a taxa de perda de calor, que geralmente controla a qualidade do vapor em um orifício inferior, pode ser desprezada. Além disso, o ISC pode ser aplicado a reservatórios de óleo pesado com uma gama mais ampla de profundidade do reservatório, pressão e espessura do reservatório em comparação com outros processos baseados em vapor. Embora a técnica de ISC tenha muitas vantagens, um problema que deve ser abordado é o nível mais alto de preocupação com a segurança. Além disso, é muito de fí culto para controlar um fí na frente do ISC. Esses dois problemas geralmente limitam a taxa de sucesso do ISC. Por outro lado, o ff os reservatórios de óleo pesado da costa serão o foco da exploração futura. Portanto, técnicas de fácil operação com uma alta taxa de recuperação, como adição de nanopartículas e métodos elétricos, terão um potencial considerável.

11. Observações finais

Uma revisão abrangente sobre as técnicas de EOR para óleo pesado e reservatórios de areias petrolíferas no processo de pós-injeção de vapor é apresentada neste artigo. Specifí naturalmente, apresenta uma visão geral sobre os mecanismos de recuperação e fí desempenho de campo dos processos EOR térmicos por litologia de reservatório e o ff costa versus petróleo onshore fí campos. Os processos típicos incluem um processo de combustão in situ, um processo térmico / solvente, um processo térmico-NCG e um processo termoquímico. Alguns processos recentemente propostos (por exemplo, atualização in-situ) também são considerados neste trabalho. Questões críticas que podemos encontrar durante o processo de produção de óleo pesado (ou seja, precipitação de asfalteno e litologia de reservatório) também foram discutidas neste artigo.

Atualmente, a maioria dos processos convencionais de recuperação à base de vapor entrou em seu estágio posterior. Especialmente para os processos de CSS e Steam fí inundando, após longas interações rocha-vapor, a corrente

as propriedades físicas das formações mudaram em comparação com seu status original. Ruptura de vapor, varredura baixa e fí eficiência e baixo vapor e fí ciência são os problemas mais urgentes para os processos de recuperação de óleo pesado. Para um especifí c reservatório de óleo pesado, a escolha de uma técnica de acompanhamento adequada após um processo de injeção de vapor é mais importante. Um processo híbrido tornou-se uma técnica importante para melhorar a produção de óleo pesado na era pós-injeção de vapor. Os processos híbridos comumente usados incluem um processo de solvente térmico, um processo NCG térmico e um processo químico-térmico. Entre eles, tanto o processo híbrido térmico-solvente quanto o processo híbrido térmico-NCG são operados para reduzir a viscosidade do óleo e melhorar a qualidade do óleo. Finalmente, seu desempenho de recuperação é significativo fí melhorou consideravelmente. Em comparação, o processo químico-térmico híbrido é operado principalmente para controlar um caminho de canalização de vapor e melhorar a varredura e fí ciência. Os mecanismos EOR desses três processos híbridos são difí erent.

O ff óleo pesado da costa fí campos serão o foco de exploração futura. Além disso, projetos baseados em vapor e projetos térmicos NCG foram operados no Campo de Emeraude no Congo e na Baía de Bohai na China. Uma tendência crescente também é encontrada para uma técnica de combustão in-situ e um processo assistido por solvente em ambos os ff petróleo pesado em terra e em terra fí campos. O multicomponente térmico fí processo de injeção de uids em o ff costa e o CO térmico 2 e processos termoquímicos (surfactante, espuma) em reservatórios de petróleo pesado em terra são algumas das oportunidades identificadas fí ed para a próxima década com base em avaliações preliminares e projetos-piloto propostos ou em andamento. Além disso, os processos de um método elétrico (ERH, aquecimento EM e ETDSP), atualização in-situ e alguns novos com fí gurações também ganharam atenção recentemente. Além disso, algumas técnicas de recuperação (LIs) propostas recentemente ainda são limitadas a um estudo em escala de laboratório com necessidade de investigações adicionais.

Em uma época de preços baixos do petróleo, como ff reduzir de forma efetiva um custo de operação é a principal preocupação das empresas petrolíferas. Selecionar uma técnica de recuperação de acompanhamento adequada não só reduzirá enormemente o custo de operação, mas também melhorará o desempenho de recuperação. Em um processo de triagem, um método de avaliação sistemática que integra os desempenhos das técnicas EOR em díffescalas erentes serão o trabalho mais urgente. Para a tendência futura, técnicas de EOR ecologicamente corretas com baixo custo e software de simulação numérica precisa são a direção futura importante para os processos de EOR para reservatórios de óleo pesado e areias petrolíferas.

Reconhecimentos

Este trabalho foi fí financeiramente apoiado pela Beijing Natural Science Foundation (2184120), Science Foundation of China University of Petroleum, Beijing (No. 2462016YJRC035), o National Science and Technology Major Project of China (2016ZX05031003004) e NSERC / Energi Simulation e Alberta Innovates Chairs. Este artigo é um modifí versão editada e aprimorada do SPE 190195, que foi apresentado na Conferência SPE IOR, Tulsa, Oklahoma, EUA, 14-18 de abril de 2018.

Referências

- [1] EIA. Perspectivas internacionais de energia em 2017. US Energy Information Administration, setembro de 2017.
- [2] Dusseault MB. Comparando petróleo pesado venezuelano e canadense com areias betuminosas. Artigo 2001-061 apresentado na Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 12 de junho - 14; 2001.
- [3] Meyer RF, Attanasi ED, Freeman PA. Recursos de óleo pesado e betume natural em bacias geológicas do mundo. Open File-Report 2007-1084, US Geological Survey; 2007
- [4] Speight James G. Métodos de recuperação aprimorados para óleo pesado e areias betuminosas. Golfo: Editora; 2009 .
- [5] Banerjee DK. Areias petrolíferas, óleo pesado e betume: da recuperação ao re fí nery. PennWell Corporation; 2012
- [6] Khan J, Parag D. Twenty- fí cinco anos de recuperação de óleo por injeção de vapor. SPE 24198 apresentado no Octavo Simpósio SPE / DOE sobre Recuperação Avançada de Petróleo, Tulsa, Oklahoma, 22 de abril - 24; 1992.
- [7] Farouq Ali SM. Recuperação prática de óleo pesado, notas de aula. Universidade de Calgary; 2007 .
- [8] Alvarado V, Manrique E. Recuperação aprimorada de óleo: uma revisão de atualização. Energias

- 2010; 3: 1529 - 75 .
- [9] Nasr TN, Ayodele OR. Técnicas térmicas para recuperação de óleos pesados e betumes. SPE 97488 apresentado na conferência internacional de recuperação de petróleo aprimorada SPE na Ásia Pacífico, Kuala Lumpur, Malásia, 5 de dezembro - 6; 2005.
- [10] Butler RM. Recuperação térmica de óleo e betume. GravDrain's Blackbook; 1997a.
- [11] Dong X, Liu H, Wang Q, Pang Z, Wang C. Não Newtoniano fl caracterização do fluxo de petróleo bruto pesado em meios porosos. J Pet Explor Prod Technol 2013; 3 (1): 43 - 53 .
- [12] Speight James G. Processos de produção de óleo pesado. Golfo: Editora; 2013 .
- [13] Dong X, Liu H, Pang Z. Investigação das características sobre a descoberta de vapor em reservatórios de óleo pesado durante a injeção de vapor. Open Petrol Eng J 2012; 5: 1 - 6 .
- [14] Closmann PJ. Crescimento da zona de vapor em canais cilíndricos. SPE J 1984; 24 (5): 481 - 4 .
- [15] Masse PJ, Geosney TC, Long DL. Uso de registros de captura de nêutrons pulsados para identificar o estudo de caso de avanço do vapor: South Belridge Middle Expansion Steam flood Project. Formulário SPE Eval 1991; 6 (3): 319 - 26 .
- [16] Johnson DO, Sugiantoro R, Mock PH, Jones CH. Identificação de intervalos de ruptura de vapor com tecnologia DTS. SPE Prod Facil 2004; 19 (1): 41 - 8 .
- [17] Jayasekera AJ, Goodyear SG. O desenvolvimento de óleo pesado fi campos da plataforma continental do Reino Unido: passado, presente e futuro. SPE Reservoir Eval Eng 2000; 3 (5): 371 - 9 .
- [18] Alvarez JM, Han S. Visão geral atual do processo de injeção de vapor cíclico. J Petrol Sci Res. 2013; 2 (3): 116 - 27 .
- [19] Guo K, Li H, Yu Z. Recuperação de óleo pesado e extrapesado in-situ: uma revisão. Fuel 2016; 185: 886 - 902 .
- [20] Shi Z, Zhao Y, Dong X, Ren Q. Estabelecer "Três custos e quatro zonas de desempenho" modelo em execução de custo-eff estratégia de desenvolvimento eficaz, vol. 5; 2016b. p. 13 - 9 [em chinês].
- [21] Zhang M. Prática de "Três linhas e quatro áreas" Modelo em óleo Mawangmiao fi Desenvolvimento de campo. J Jianghan Petrol Univ Sta ff Trabalhadores 2017; 30 (5): 30 - 2 . [em chinês].
- [22] Liu HQ. Princípio e desenho dos processos de recuperação de óleo térmico. Petroleum Industry Press; 2013. [em chinês].
- [23] Farouq Ali SM. Situação atual da injeção de vapor como método de recuperação de óleo pesado. J Can Pet Technol 1974; 13 (1): 54 - 68 .
- [24] Huo GR, Li XM, Zhang GQ. Tecnologias de recuperação de óleo térmico de reservatórios de óleo pesado em óleo Shengli fi campo Petroleum Industry Press; 1999. [em chinês].
- [25] Zhang FL, Zhao HY. Tecnologias de recuperação baseadas em vapor de reservatórios de óleo pesado no óleo de Liaohai fi campo Petroleum Industry Press; 2007. [em chinês].
- [26] Catania P. Produções previstas e reais de poços horizontais em óleo pesado fi campos. Appl Energy 2000; 65 (1 - 4): 29 - 43 .
- [27] Escobar E, Valko P, Lee WJ, Rodriguez MG. Metodologia de otimização para injeção de vapor cíclico com poços horizontais. SPE 65525 apresentado na conferência internacional SPE / CIM sobre tecnologia de poços horizontais, Calgary, Alberta, Canadá, 6 de novembro - 8; 2000.
- [28] Chang J. Understanding HW-CSS para reservatório de óleo pesado fino. SPE 165386 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 11 de junho - 13; 2013
- [29] Hou J, Zhou K, Zhao H, Kang X, Wang S, Zhang X. Técnica de otimização híbrida para estimulação de vapor cíclico por poços horizontais em reservatório de óleo pesado. Comput Chem Eng 2016; 84 (4): 363 - 70 .
- [30] Hornbrook MW, Dehghani K, Qadeer S, Ostermann RD, Ogbe DO. E ff efeitos da adição de CO₂ ao vapor na recuperação do petróleo bruto do saque oeste. SPE Reserv Eng 1991; 6 (4): 278 - 86 .
- [31] Jha RK, Kumar M, Benson I, Hanzlik E. Novos insights sobre o mecanismo do processo de co-injeção de vapor / solvente. SPE J 2013; 18 (5): 867 - 77 .
- [32] Al-Murayri MT, Maini BB, Harding TG, Oskouei J. Coinjeção de solvente multicomponente com vapor em reservatórios de óleo pesado e extrapesado. Combustíveis de energia 2016; 30: 2604 - 16 .
- [33] Gong J, Polikar M, Chalaturnyk RJ. SAGD rápido e mecanismos geomecânicos. PETSOC-2002-163 apresentado na Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 11 de junho - 13; 2002
- [34] Coskuner G. Um novo processo que combina estimulação de vapor cíclico e drenagem por gravidade assistida por vapor: híbrido SAGD. J Can Pet Technol 2009; 48 (1): 8 - 13 .
- [35] Kamran RJ, Brendan OH. Um novo posicionamento de par de poços SAGD: a revisão de caso de campo. J Can Petrol Technol 2013; 52 (1): 12 - 9 .
- [36] Polikar M., Cyr TJ, Coates RM. Fast-SAGD: metade dos poços e 30% menos vapor. SPE 65509 apresentado na conferência internacional SPE / petroleum society sobre tecnologia de poços horizontais, Calgary, Alberta, Canadá, 6 de novembro - 8; 2000.
- [37] Xu J, Chen Z, Yu T, Cao J. Simulação térmica numérica e otimização do processo híbrido CSS / SAGD em Long Lake com Lean Zones. SPE 170149 apresentado na conferência de petróleo pesado SPE - Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 10 de junho - 12; 2014.
- [38] Escobar MA, Valera CA, Perez RE. Grande reservatório de óleo pesado na bacia do lago maracaibo: experiências de injeção de vapor cíclico. SPE 37551 apresentado no simpósio internacional de operações térmicas e óleo pesado da SPE, Bakersfield, Califórnia, 10 de fevereiro - 12; 1997.
- [39] Donnelly JK. O melhor processo para lago frio: CSS vs SAGD. J Can Petrol Technol 2000; 39 (8): 5 - 7 .
- [40] Peng S, Yuan A, Jiang H, Zhang S. Teste de pré-aquecimento cíclico em poços horizontais SAGD de Liaohe Oil fi campo SPE 130948 apresentado na conferência e exposição internacional de petróleo e gás na China, Pequim, China, 8 - 10 de junho; 2010.
- [41] Nehring R, Hess R, Kamienski M. Os recursos de petróleo pesado dos Estados Unidos. Relatório de pesquisa R-2946-DOE, Departamento de Energia dos EUA; 1983.
- [42] Farouq Ali SMCSS. Super estratégia do Canadá para areias betuminosas. J Can Pet Technol 1994; 33 (9): 16 - 9 .
- [43] Batycky J. Uma avaliação dos processos de recuperação de areias petrolíferas in situ. J Can Pet Technol 1997; 36 (9): 15 - 9 .
- [44] Novak J, Edmunds N, Cimolai M. Uma partida histórica de CSS Recovery no Grosmont. Artigo apresentado na conferência internacional canadense de petróleo, Calgary, Alberta, 12 de junho - 14, 2007.
- [45] Holly C., Mader M., Soni S., Toor J. Alberta energy oil sands production pro fi le. Serviços técnicos de energia - divisão de política de desenvolvimento de recursos, 31 de janeiro de 2016
- [46] Jia CZ. Recursos de areias petrolíferas e métodos de avaliação de reservas. Petroleum Industry Press; 2007 .
- [47] Edmunds N, Barrett K, Solanki S, Cimolai M. Perspectivas para a recuperação comercial de betume do carbonato de Grosmont, Alberta. J Can Petrol Technol 2009; 48 (9): 26 - 32 .
- [48] Alvarez JM, Sawatzky RP, Forster LM, Coates RM. Alberta's Reservatórios de carbonato de betume - Avançando com P&D avançado. documento apresentado no Segundo Congresso Mundial de Petróleo Pesado, Edmonton, AB, 10 - 12 de março de 2008.
- [49] Mendoza H, Padron A, Portillo F. Estimulação a vapor em teste piloto de poços horizontais na Venezuela. Artigo apresentado na reunião técnica anual, Calgary, Alberta, 8 de junho - 11; 1997.
- [50] Shouliang L, Zhang YT, Wu SH, Liu SQ, Li XL, Li SL. Situação do Desenvolvimento de Petróleo Pesado na China. SPE 97844 apresentado no simpósio internacional de operações térmicas e óleo pesado da SPE, Calgary, Alberta, Canadá, 1º de novembro - 3; 2005.
- [51] Shandrygin AI, Lutfullin A. Status atual das técnicas de recuperação aprimoradas no fi campos da Rússia. SPE 115712 apresentado na conferência e exposição técnica anual da SPE, Denver, Colorado, EUA, 21 de setembro - 24; 2008
- [52] Valbuena OH, Bernal ME, Ramon JC, Tian X. Primeiro desenvolvimento de óleo extrapesado na Bacia de Caguan-Putumayo, Colômbia, Campo de Capella. SPE 171077 apresentado na conferência de petróleo pesado e extra pesado SPE: América Latina, Medellín, Colômbia, 24 de setembro - 26; 2014.
- [53] Patarrooy M, Carvajal G, Milena Q, Urdaneta J, Gomez A, Pacheco J. A nova arte de construir poços horizontais e altamente desviados ajuda a maximizar a recuperação e produção de petróleo pesado fi campos na Colômbia. SPE 170009 apresentado na conferência de petróleo pesado SPE - Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 10 - 12 de junho; 2014.
- [54] Aguilar MG, Mares E, Cabra CM, Peralta OO. Desempenho CSS no Campo Terciário Sands of Samaria, México. SPE 171091 apresentado na Conferência de Petróleo Pesado e Extra Pesado da SPE: América Latina, Medellín, Colômbia, 24 de setembro - 26; 2014.
- [55] Al-Manhal M, Al-Rawahi M, Al-Hinai S, Alwazeer A, Al-Shaqsi K, Brissenden SJ. Aplicação de CSS para desenvolver um campo de petróleo pesado espesso no sul de Omã. SPE 172855 apresentado na Conferência e Exposição Internacional de Petróleo Pesado da SPE, Mangaf, Kuwait, 8 de dezembro - 10; 2014.
- [56] Bettembourg S, Holyoak S, Alwazeer A, Manhal M, Rawahi M, Habsi A. Principais aprendizagens de fi primeiros 2 anos de um completo fi desenvolvimento de CSS em campo em Omã. SPE 179833 apresentado na Conferência SPE EOR em Oil and Gas West Asia, Muscat, Omã, 21 de março - 23, 2016.
- [57] Liu WZ. Os modos de desenvolvimento de reservatórios de óleo pesado por recuperação térmica. Pequim: Petroleum Industry Press; 1998. [em chinês].
- [58] Blevins TR, Billingsley RH. O vapor de dez padrões fi ood, Kern River Field, Califórnia. J Petrol Technol 1975; 27 (12): 1505 - 14 .
- [59] Williams LL, Fong WS, Mridul K. E ff efeitos de folhelhos descontínuos em vapor multizonas fi excelente desempenho no Campo do Rio Kern. SPE Reservoir Eval Eng 2001; 4 (5): 350 - 7 .
- [60] Imperial Oil. Aprovações Cold Lake 8558 e 4510. Revisão de desempenho anual de 2014; 2014.
- [61] Greaser GR, Shore RA. Vapor fi Ood Performance no Campo do Rio Kern. SPE 8834 apresentado no SPE / DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 20 de abril - 23; 1980.
- [62] Oglesby KD, Blevins TR, Rogers EE, Johnson WM. Status do Steam de 10 padrões fi ood, Kern River Field, Califórnia. J Petrol Technol 34 (10): 2251 - 7 .
- [63] Restine JL, Graves WG, Elias Jr. R. In fi Vou perfurar a vapor fi operação ood: Campo do Rio Kern. SPE Reservoir Eng 1987; 2 (2): 243 - 8 .
- [64] Bousaid IS. Água quente e vapor fi estudos de abundância usando o óleo do rio Kern. SPE 21543 apresentado no SPE International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, Califórnia, 7 de fevereiro - 8; 1991.
- [65] Jones J, McWilliams M, Sturm D. Kern River revisitado: Life After Steam Flood. SPE 29664 apresentado no SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, Califórnia, 8 de março - 10; 1995.
- [66] An JQ, Li J, Jiang H. Steam- fi Grande ensaio e pesquisa no bloco Q140 do reservatório de óleo pesado de médio-profundo em Liaohe Oil fi campo SPE 104403 apresentado na Conferência e Exposição Internacional de Petróleo e Gás na China, Pequim, China, 5 de dezembro - 7; 2006.
- [67] Xiao WQ, Gao XT, Zhang YX, Zhu J, Yan YF. Viabilidade e teste piloto de vapor de reservatório de óleo pesado fi abundante em óleo de Henan fi campo J Oil Gas Technol 2008; 30 (1): 341 - 3 .
- [68] Wei RF. Estude no Steam fi Ampla tecnologia de suporte de óleo extrapesado e plano de expansão externa do Bloco Wa-38. Tese de Mater, Northeast Petroleum University; 2015 [em chinês].
- [69] Butler RM. Uma nova abordagem para a modelagem de drenagem por gravidade assistida por vapor. J Can Pet Technol 1985; 24 (3): 42 - 51 .
- [70] Butler RM. Aumento de câmaras de vapor interferentes. J Can Pet Technol 1987; 26 (3): 70 - 5 .
- [71] Butler RM. Drenagem por gravidade assistida por vapor, conceito, desenvolvimento, desempenho e futuro. J Can Pet Technol 1994; 33 (2): 44 - 50 .
- [72] Al Bahli AM, Babadagli T. Uma revisão crítica da situação do SAGD: onde estamos e o que vem a seguir? SPE 113283 apresentado na SPE Western Regional e Pacífico Reunião Conjunta da Seção AAPG, Padeiros fi campo, Califórnia, EUA, 29 de março - 4 de abril; 2008a.
- [73] Dong X, Liu H, Zhang Z, Lu C, Fang X, Zhang G. Viabilidade do sistema assistido por vapor

- processo de drenagem por gravidade em off costa reservatórios de petróleo pesado com água de fundo. OTC 24763 apresentado no Off Shore Technology Conference Asia realizada em Kuala Lumpur, Malásia, 25 de março - 28; 2014a.
- [74] Xi C, Qi Z, Jiang Y, Han W, Shi L, Li X, et al. Tecnologia de arranque SAGD de poços duplos horizontais: da circulação de vapor convencional à tecnologia de aquecimento eléctrico rápido e uniforme. SPE 189241 apresentado no simpósio SPE: aprimoramento da produção e otimização de custos, Kuala Lumpur, Malásia, 7 de novembro - 8; 2017
- [75] Butler RM. Recuperação térmica de óleo e betume. Englewood Cliffs, Nova Jersey: Prentice Hall; 1991 .
- [76] Al Bahlani AM, Babagagli T. SAGD laboratório experimental e estudos de simulação numérica: uma revisão do estado atual e questões futuras. *J Petrol Sci Eng* 2009; 68: 135 - 50 .
- [77] Noik C, Delmazzone C, Goulay C, Glenat P. Caracterização e comportamento da emulsão do óleo extra pesado de athabasca produzido por SAGD. SPE 97748 apresentado no simpósio internacional de operações térmicas e óleo pesado, Calgary, Alberta, Canadá, 1º de novembro - 3; 2005.
- [78] Gotawala DR, ID de Gates. Estabilidade da borda de uma câmara de vapor SAGD em um reservatório de betume. *Chem Eng Sci* 2011; 66: 1802 - 9 .
- [79] Mojarrad M, Dehghanpour H. Modelagem analítica de emulsão fl uxo na borda de uma câmara de vapor durante um processo de drenagem por gravidade assistida por vapor. *SPEJ* 2016; 21 (2): 353 - 63 .
- [80] Akin S. Modelagem matemática da drenagem por gravidade assistida por vapor. *SPE Reservoir Eval Eng* 2005; 8 (5): 372 - 6 .
- [81] Sharma J, Gates I. Multifase fl ow na borda de uma câmara de vapor. *Can J Chem Eng* 2010; 88 (3): 312 - 21 .
- [82] Reis JC. Um modelo de drenagem por gravidade assistida por vapor para areia de alcatrão: geometria radial. *J Can Pet Technol* 1993; 32 (8): 43 - 8 .
- [83] Irani M, Ghannadi S. Compreendendo o mecanismo de transferência de calor no processo de drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD) e comparando a condução e a convecção fl uxo em reservatórios de betume. *SPEJ* 2013; 18 (1): 134 - 45 .
- [84] Li Q, Chen Z. Uma nova análise na transferência de calor por convecção na borda da Câmara SAGD. SPE 175063 apresentado na conferência e exposição técnica anual SPE, Houston, Texas, EUA, 28 de setembro - 30; 2015
- [85] Zhang Z, Liu H, Dong X, Qi P. Um fio modelo ed de transferência de calor na multifase fl uxo no processo de drenagem por gravidade assistida por vapor. *J Petrol Sci Eng* 2017; 157: 875 - 83 .
- [86] Keshavarz M, Harding T, Chen Z. Uma nova abordagem para o tratamento analítico da drenagem por gravidade steamassisted: um modelo de interface prescrita. *SPEJ* 2018 .
- [87] Ezeuko CC, Wang J, ID de Gates. Investigação de emulsão fl uxo na drenagem por gravidade assistida por vapor. *SPEJ* 2013; 18 (3): 440 - 7 .
- [88] Hascakir B. Como selecionar o solvente certo para processos de injeção de vapor auxiliados por solvente. *J Petrol Sci Eng* 2016; 146: 746 - 51 .
- [89] Wang X. Estudos experimentais e numéricos sobre o desempenho de SAGD de pares de poços múltiplos. Dissertação de mestrado, University of Alberta; 2010.
- [90] Vocé N, Yoon S, Lee CW. Evolução da câmara de vapor durante SAGD e ES-SAGD em reservatórios de areia de óleo de camada fina usando um modelo em escala 2-D. *J Ind Eng Chem* 2012; 18: 2051 - 8 .
- [91] Tavallali M. Modelagem física e numérica de SAGD sob nova configuração de poço fugações. Dissertação de doutorado, University of Calgary; 2013
- [92] Mohebati MH. Investigação experimental e numérica da co-injeção de hidrocarbonetos com vapor no processo de drenagem por gravidade assistida por vapor para recuperação in-situ de óleo pesado e betume. Dissertação de doutorado, University of Calgary; 2014.
- [93] Tian J, Liu H, Pang Z. Um estudo de experimento em escala 3D e análise da viabilidade do processo SAGD em ambiente de alta pressão. *J Petrol Sci Eng* 2017; 150: 238 - 49 .
- [94] Ni J, Zhou X, Yuan Q, Lu X, Zeng F, Wu K. Estudo de simulação numérica sobre o desempenho da drenagem por gravidade em steamassisted em um reservatório de óleo pesado com uma zona de fundo de água. *Energies* 2017; 10 (12): 1999 .
- [95] Bom WK, Scott JD, Luhning RW. Revisão e avaliação das aplicações de drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD) no Canadá. WPC 26170 apresentado no 14º Congresso Mundial do Petróleo, Stavanger, Noruega, 29 de maio - 1 de junho; 1994.
- [96] Elahi M, Khoshooei MA, Scott CE, Chen Z, Pereira-Almao P. Melhoria in-situ de óleo pesado usando nano-catalisadores: A fl uid dynamic study of hidrogênio e injeção de resíduo a vácuo, The Canadian J Chem Eng; 2019. <https://doi.org/10.1002/cjce.23387> .
- [97] Dong X, Liu H, Hou J, Zhang Z, Chen Z. Multidimensional fl Processo de drenagem por gravidade assistida por uid: uma nova técnica de recuperação de óleo aprimorada para reservatório de óleo pesado espesso. *J Petrol Sci Eng* 2015; 133: 1 - 11 .
- [98] Giacchetta G, Leporini M, Marchetti B. Análise econômica e ambiental de uma instalação de drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD) para recuperação de petróleo de areias petrolíferas canadenses. *Appl Energy* 2015; 142: 1 - 9 .
- [99] Butler RM. Aplicação de SAGD, processos relacionados crescendo no Canadá. *Oil Gas J* 2001; 99 (20): 74 - 8 .
- [100] Gates ID, Chakrabarty N. Optimização da drenagem por gravidade assistida por vapor no reservatório de McMurray. *J Can Pet Technol* 2006; 45 (9): 54 - 62 .
- [101] Dong X, Liu H, Hou J, Zhang T, Chen Z. Uma correlação empírica para prever o desempenho de recuperação SAGD. SPE 176410 apresentado no SPE / IATMI Asia Pacific Conference e Exposição de Petróleo e Gás, Nusa Dua, Bali, Indonésia, 20 - 22 de outubro; 2015b.
- [102] Rui Z, Wang X, Zhang Z, Lu J, Chen G, Zhou X, et al. Um modelo realista e integrado para avaliar o desenvolvimento de areias betuminosas com a tecnologia Steam Assisted Gravity Drainage no Canadá. *Appl Energy* 2018; 213: 76 - 91 .
- [103] Teste de campo de Yang L. de SAGD como processo de acompanhamento para CSS no óleo de Liaohe fi campo da China. *J Can Pet Technol* 2007; 46 (4): 12 - 5 .
- [104] Pang SL, Yuan AW, Jiang H, Zhang SJ. Teste de pré-aquecimento cíclico em poços horizontais SAGD de Liaohe Oil fi campo SPE 130948 apresentado na conferência e exposição internacional de petróleo e gás na China, Pequim, China, 8 de junho - 10; 2010.
- [105] Jiang YW, He WJ, Li XL, Wu YB, Wang HZ. Simulação de reservatório de falha de barreira de folhelho em reservatórios SAGD heterogêneos: um estudo de caso. SPE 165941 apresentado na Conferência e Exposição de Simulação e Caracterização de Reservatórios SPE, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 16 - 18 de setembro; 2013
- [106] Bao Y, Wang JY, ID de Gates. Jogo histórico do óleo de Liaohe fi operação de campo SAGD - uma máquina de produção de reservatório de poço vertical-horizontal. SPE 157810 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 12 de junho - 14; 2012
- [107] Mendoza HA, Finol JJ, Butler RM. SAGD, teste piloto na Venezuela. SPE 53687 apresentado na conferência de engenharia de petróleo SPE da América Latina e Caribe, Caracas, Venezuela, 21 - 23 de abril; 1999.
- [108] Nguyen KN, Doan LT, Kato K. Combinação de histórico detalhado de um par de poços SAGD usando modelagem de poço discretizada. SPE 174502 apresentado na conferência técnica de petróleo pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, 09 - 11 de junho; 2015
- [109] Wu Y, Li X, Zhao R, Li J, Liu X, Zhou Y, et al. Estudo de caso de Startup Assistida por Solvente no Projeto Fengcheng SAGD. SPE 174440 apresentado na conferência técnica de petróleo pesado do Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 9 de junho - 11; 2015
- [110] Gotawala DR, ID de Gates. Sobre o impacto da heterogeneidade da permeabilidade no crescimento da câmara de vapor SAGD. *Nat Resour Res* 2010; 19 (2): 151 - 64 .
- [111] Ji D, Yang S, Zhong H, Dong M, Chen Z, Zhong L. Reexame de fl ngering em SAGD e ES-SAGD. SPE 180708 apresentado na conferência técnica de petróleo pesado do Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 7 de junho - 9, 2016.
- [112] Lerat O, Adjemian F, Baroni A, Etienne G, Renard G, Bathellier E, et al. Modelagem de dados sísmicos 4D para monitoramento do crescimento da câmara de vapor durante o processo SAGD. *J Can Pet Technol* 2010; 49 (6): 21 - 30 .
- [113] Tanaka M, Endo K, Onozuka S. Estimativa da extensão da câmara de vapor usando sísmica 4D. *J Can Pet Technol* 2010; 49 (5): 50 - 5 .
- [114] Zhang W, Youn S, Doan D. Compreensão das arquiteturas do reservatório e do crescimento da câmara de vapor em Christina Lake, Alberta, usando imagens sísmicas 4D e sísmicas crosswell. *SPE Reservoir Eval Eng* 2007; 10 (5): 446 - 52 .
- [115] Zagayevskiy JV, Deutsch CV. Assimilação de observações de temperatura de lapso de tempo e dados sísmicos 4D com o EnKF em reservatórios de petróleo SAGD. *J Can Pet Technol* 2015; 54 (3): 164 - 82 .
- [116] Kumar M., Garon A. Uma investigação experimental do fí re fl zona de combustão abundante. *SPE Reservoir Eng* 1991; 6 (01): 55 - 61 .
- [117] Guan W, Xi C, Chen Y, Zhang X, Muhter H, Liang J, et al. Incêndio- fl tecnologias abundantes em reservatórios de óleo pesado pós-injeção de vapor. *Pet Explor Dev* 2011; 38 (4): 452 - 63 .
- [118] Moore RG, Bennion DW, Belgrave JDM, Gie DN, Ursenbach MG. Novos conhecimentos sobre a combustão in-situ com ar enriquecido. *J Petrol Technol* 1990; 42 (7): 916 - 23 .
- [119] Moore RG, Belgrave JDM, Ursenbach MG, Laureshen CJ, Mehta SA, Gomez PA, et al. Desempenho de combustão in situ em vapor fl núcleos de óleo pesado acumulados. *J Can Pet Technol* 1999; 38 (13): 1 - 9 .
- [120] Moore RG, Laureshen CJ, Ursenbach MG, Mehta SA, Belgrave JDM. Uma perspectiva canadense sobre a combustão in situ. *J Can Pet Technol* 1999; 38 (13): 1 - 8 .
- [121] Greaves M, Saghir AM, Xia TX, Turtar A, Ayasse C. THAI - nova tecnologia de injeção de ar para recuperação de óleo pesado e atualização in situ. *J Can Pet Technol* 2001; 40 (3): 38 - 47 .
- [122] Ursenbach MG, Moore RG, Mehta SA. Injeção de ar em reservatórios de óleo pesado: um processo cujo tempo chegou (de novo). *J Can Pet Technol* 2010; 49 (1): 48 - 54 .
- [123] Rahema H, Barrufet M, Mamora DD. Drenagem por gravidade assistida por combustão - resultados experimentais e de simulação de uma promissora tecnologia de combustão in-situ para recuperação de óleo extrapesado. *J Petrol Sci Eng* 2017; 154: 513 - 20 .
- [124] Yuan S, Jiang H, Wang L, Ji Y, Zhu H. Pesquisa sobre adaptabilidade à combustão in-situ em reservatório de óleo pesado após vapor hu ff e pu ff. *Xinjiang Petrol Geol* 2013; 34 (3): 303 - 6. [em chinês].
- [125] Chen X, Chen Z, Moore RG, Mehta SA, Ursenbach MG, Harding TG. Modelagem cinética do processo de combustão in-situ para areias betuminosas de Athabasca. Paper SPE170150-MS, a 2014 SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 10 de junho - 12; 2014.
- [126] Yang M, Harding T, Chen Z. Um modelo cinético aprimorado para combustão in situ de areias betuminosas pré-vaporizadas. *Combustíveis de energia* 2017; 31: 3546 - 56 .
- [127] Nzekwu BI, Hallam RJ, Williams GJ. Interpretação de observações de temperatura de um projeto de vapor cíclico / combustão in-situ. *SPE Reservoir Eng* 1990; 5 (2): 163 - 9 .
- [128] Wang Y, Ren S, Zhang L, Peng X, Pei S, Cui G, et al. Estudo numérico do processo de estimulação de vapor cíclico assistido por ar para reservatórios de óleo pesado: desempenho de recuperação e energia e fí analise de ciência. *Combustível* 2018; 211: 471 - 83 .
- [129] Hallam RJ, Donnelly JK. Combustão de descarga de pressão-up: um processo de recuperação de reservatório canalizado. *SPE Adv Technol Ser* 1993; 1 (1): 153 - 8 .
- [130] Galas CMF, Ejogu GC, Donnelly JK. Movimentos de fluido e calor durante a combustão in-situ em um reservatório canalizado. *J Can Pet Technol* 1991; 30 (3): 41 - 8 .
- [131] Kudryavtsev P, Hascakir B. Rumo ao controle dinâmico da combustão in-situ: e ff ect das saturações iniciais de óleo e água. SPE 169542 apresentado no SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting, Denver, Colorado, 17 - 18 de abril; 2014.
- [132] Javad S, Oskouei P, Moore RG, Maini B, Mehta SA. Potenciais e desafios de combustão in-situ pós-SAGD. SPE 157959 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada, 12 de junho - 14; 2012
- [133] Yang X, ID de Gates. Projeto de processos híbridos de recuperação de betume por combustão in situ a vapor. *Nat Resour Res* 2009; 18 (3): 213 - 33 .
- [134] Oskouei SJP, Moore RG, Maini BB, Mehta SA. Viabilidade de combustão in-situ na câmara SAGD. *J Can Pet Technol* 2011; 50 (4): 31 - 44 .
- [135] Oskouei SJP, Maini BB, Moore RG, Mehta SA. Avaliação experimental do método de recuperação do híbrido SAGD / ISC. *J Can Pet Technol* 2013; 52 (3): 204 - 18 .
- [136] Belgrave JDM, Nzekwu BI, Chhina HS. Otimização SAGD com injeção de ar. SPE

- 106901 apresentado na Conferência Latino-americana e Caribenha de Engenharia de Petróleo, Buenos Aires, Argentina, 15 de abril - 18; 2007
- [137] Rahnema H, Mamora D. A drenagem por gravidade assistida por combustão (CAGD) parece promissora. SPE 135821 apresentado na conferência canadense de recursos não convencionais e petróleo internacional, Calgary, Alberta, Canadá, 19 de outubro - 21; 2010.
- [138] Turta AT, Chattopadhyay SK, Bhattacharya RN, Condrachi A, Hanson S. Situação atual de projetos comerciais de combustão in situ em todo o mundo. *J Can Pet Technol* 2007; 46 (11): 8 - 14 .
- [139] Priestley A, Ruiz J, Naccache PF, Glatz G, Crecana V. Modelagem da combustão in-situ em um óleo pesado fi campo na Romênia. SPE 165490 apresentado na conferência de petróleo pesado SPE - Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 11 de junho - 13; 2013
- [140] M. Greaves, AT Turta. Processo de Combustão In Situ do Campo Petrolífero. Patente dos EUA. US5626191; 1997.
- [141] Huang J, Guan W, Xi C, Cheng H, Li X, Wang Y. Desempenho da produção de combustão in-situ em reservatório de óleo pesado após a injeção de vapor. *Xinjiang Petrol Geol* 2010; 31 (5): 517 - 20. [em chinês].
- [142] Liang J, Wang B, Guan P, Hou P, Peng T, Miao L. Technology e fi teste de campo de combustão cíclica in situ em reservatório de óleo pesado. *Acta Petrol Sin* 2017; 38 (3): 324 - 32 .
- [143] Teng L, Song H, Zhang S, Wu F, Xu D, Gong Y, et al. Investigação sobre combustão in-situ em D66, um reservatório de petróleo pesado de várias camadas, Liaohe Oil fi campo SPE 186173 apresentado no SPE / IATMI Asia Paci fi conferência e exposição de petróleo e gás, Jacarta, Indonésia, 17 de outubro - 19; 2017
- [144] Leauta RP. Adição de líquido ao vapor para melhorar a recuperação de betume com CSS: evolução da tecnologia do conceito de pesquisa para um fi piloto de campo no lago frio. SPE 79011 apresentado no simpósio internacional de operações térmicas e óleo pesado SPE e conferência internacional de tecnologia de poço horizontal, Calgary, Alberta, Canadá, 4 - 7 de novembro; 2002
- [145] Nasr TN, Beaulieu G, Golbeck H, Heck G. Novo processo de solvente de expansão-SAGD "ES-SAGD". *J Can Pet Technol* 2003; 42 (1): 13 - 6 .
- [146] Nasr TN, Ayodele OR. Novos processos híbridos de vapor-solvente para a recuperação de óleo pesado e betume. SPE 101717 apresentado na conferência e exposição internacional de petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 5 de novembro - 8; 2006.
- [147] Nesse T. Comparação experimental de injeção de propano em água quente com injeção de propano a vapor para recuperação de óleo pesado. Dissertação de mestrado, Texas A&M University; 2004.
- [148] Pathak V, Babadagli T, Edmunds NR. Recuperação de óleo pesado e betume por injeção de solvente quente. *J Petrol Sci Eng* 2011; 78: 637 - 45 .
- [149] Leauta RP, Corry KE, Pustanyk K. Adição de líquido ao vapor para aumentar a recuperação da estimulação do vapor cíclico ou LASER-CSS. Patente dos EUA. US 6708759B2, 23 de março; 2004.
- [150] Leauta RP, Carey BS. Adição de líquido ao vapor para melhorar a recuperação (LASER) de betume com CSS: resultados do fi primeiro ciclo piloto. *J Can Pet Technol* 2007; 46 (9): 22 - 30 .
- [151] Zhao L. Processo de solvente alternado a vapor. *SPE Reservoir Eval Eng* 2007; 10 (2): 185 - 90 .
- [152] Bagci AS, Samuel OM, Mackay E. Desempenho de recuperação do processo de solvente alternado a vapor (SAS) em reservatórios fraturados. Artigo apresentado na Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, 12 de junho - 14; 2007
- [153] Ardali M, Barrufet M, Mamora DD, Qiu F. Uma revisão crítica dos processos híbridos de vapor / solvente para a recuperação de óleo pesado e betume. SPE 159257 apresentado na Conferência e Exposição Técnica Anual da SPE, San Antonio, Texas, EUA, 8 - 10 de outubro; 2012
- [154] Zhao L, Nasr TN, Huang H, Beaulieu G, Heck G, Golbeck H. Steam alternativo de teste de laboratório de processo de solvente e simulação. *J Can Pet Technol* 2005; 44 (9): 37 - 43 .
- [155] Ezeuko CC, Wang J, Gates ID. Investigação de emulsão fl oil em SAGD e ESSAGD. SPE 157860 apresentado na conferência de petróleo pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 12 - 14 de junho; 2012
- [156] Jiang H, Deng X, Huang H, Beaulieu G, Heck G, Akinlade O, et al. Estudo da estratégia de injeção de solvente no processo ES-SAGD. SPE 157838 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 12 - 14 de junho; 2012
- [157] Liu H, Cheng L, Wu K, Huang S, Maini BB. Avaliação da energia e fii eficiência e retenção de solvente dentro da câmara de vapor do processo de drenagem por gravidade assistida por vapor e solvente. *Appl Energy* 2018; 226: 287 - 99 .
- [158] Egboka C, Yang D. Desempenho de um processo SAGD com adição de CO₂, C₃H₈ e C₄H₁₀ em um reservatório de petróleo pesado. SPE 150170 apresentado na SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, cidade do Kuwait, Kuwait, 12 de dezembro - 14, 2011.
- [159] Gupta SC, Gittins SD, Picherack P. Implementação de campo de processo auxiliado por solvente. PETSOC-2002-299 apresentado na Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, 11 de junho - 13; 2002
- [160] Gupta SC, Gittins SD. Piloto de processo auxiliado por solvente Christina Lake. *J Can Pet Technol* 2006; 45 (9): 15 - 8 .
- [161] Hedden R, Verlaan M, Lastovka V. Solvent Enhanced Steam drive. SPE 169070 apresentado no SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, 12 - 16 de abril de 2014.
- [162] Zhao DW, Wang J, Gates ID. Vapor auxiliado por solvente fl otimização da estratégia abundante em reservatórios de petróleo pesado finos. IPTC 16793 apresentado na conferência internacional de tecnologia de petróleo, Pequim, China, 26 - 28 de março; 2013
- [163] Huang S, Liu H, Xue Y, Xiao P, Xiong H. Previsão de desempenho de vapor aprimorado com solvente fl ria para a recuperação de reservatórios de petróleo pesado finos. SPE 184962 apresentado na Conferência Técnica de Petróleo Pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 15 - 16 de fevereiro; 2017
- [164] Stape P, Hascakir B. Alteração de molhabilidade durante vapor assistido por solvente fl inundação com solventes insolúveis em asfaltenos. SPE 181148 apresentado na conferência de petróleo pesado e extra pesado SPE América Latina e Caribe, Lima, Peru, 19 - 20 de outubro de 2016.
- [165] Lin L, Ma H, Zeng F, Gu Y. Uma revisão crítica dos métodos de recuperação de óleo pesado à base de solvente. SPE 170098 apresentado na conferência de petróleo pesado SPE - Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 10 de junho - 12; 2014.
- [166] Bayestehparvin B, Farouq Ali SM, Abedi J. Uso de solventes com vapor - estado da arte e limitações. SPE 179829 apresentado na Conferência SPE EOR em Oil and Gas West Asia, Muscat, Omã, 21 de março - 23; 2016
- [167] Conector de wifi ff ect de vapor - comportamento da fase líquida de sistemas de hidrocarbonetos leves a vapor em processos de drenagem por gravidade assistida por vapor para recuperação de betume. *Combustível* 2012; 95: 159 - 68 .
- [168] Ardali M. Investigação de injeção de vapor / solvente híbrido para melhorar o e ffi ciência do processo SAGD (Dissertação de Doutorado). Texas A & M University; 2013
- [169] Shi Y, Li X, Yang D. Comportamento da fase de não equilíbrio do solvente alcâno (S) - CO₂ - sistemas de óleo pesado em condições de reservatório. *Ind Eng Chem Res* 2016; 55 (10): 2860 - 71 .
- [170] Jia N, Memon A, Gao J, Zuo JY, Zhao H, Ng HJ, et al. Estudo de equilíbrio trifásico para sistema de óleo pesado / solvente / vapor em altas temperaturas. *J Can Pet Technol* 2011; 50 (6): 68 - 79 .
- [171] Li H, Zheng S, Yang D. Inchaço intensificado e ff ect e redução da viscosidade do solvente (S) / CO₂ / sistemas de óleo pesado. SPE 2013; 18 (4): 695 - 707 .
- [172] Arshad M, Li H. Equilíbrios multifásicos do sistema solvente-vapor-betume dentro do limite da câmara de vapor SAGD. SPE 174444 apresentado na Conferência Técnica de Petróleo Pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 9 - 11 de junho; 2015
- [173] Kar T, Williamson M, Hascakir B. O papel dos asfaltenos na formação de emulsões para drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD) e solvente de expansão - SAGD (ESSAGD). SPE 171076 apresentado na Conferência de Petróleo Pesado e Extra Pesado SPE: América Latina, Medellín, Colômbia, 24 - 26 de setembro; 2014.
- [174] Coelho R, Ovalles C, Hascakir B. Intereração argila-asfalteno durante injeção de solvente-vapor híbrido em reservatórios de betume. SPE 180723 apresentado na Conferência Técnica de Petróleo Pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 7 - 9 de junho;
- [175] Ivory J, Chang J, Coates R, Forshner K. Investigação do processo de injeção cíclica de solvente para recuperação de óleo pesado. *J Can Pet Technol* 2010; 49 (9): 22 - 33 .
- [176] Chang J, Ivory JJ. Simulação em escala de campo de injeção cíclica de solvente (CSI). SPE 157804 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 12 de junho - 14, 2012.
- [177] Firouz AQ, Torabi F. Estudo de viabilidade de hu à base de solvente ff - n-pu ff (injeção cíclica de solvente) para aumentar a recuperação de óleo pesado. SPE 157853 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 12 - 14 de junho; 2012
- [178] Jia X, Li J, Chen Z. Modelagem matemática de transferência de massa dinâmica em injeção de solvente cíclico. SPE 174549 apresentado na Conferência Técnica de Petróleo Pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 9 - 11 de junho; 2015
- [179] Zhou X, Yuan Q, Rui Z, Wang H, Feng J, Zhang L, et al. Estudo de viabilidade de CO₂ hu ff - n'pu ff processo para melhorar a recuperação de óleo pesado por meio de longos experimentos de núcleo. *Appl Energy* 2019; 236: 526 - 39 .
- [180] Butler RM, Mokrys JI, Das SK. Os requisitos de solvente para recuperação vapex. SPE 30293 apresentado no SPE International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, 19 - 21 de junho; 1995.
- [181] Moghadam S, Nobakht M, Gu Y. Modelagem teórica e física de um processo de extração de vapor de solvente (VAPEX) para recuperação de óleo pesado. *J Petrol Sci Eng* 2009; 65: 93 - 104 .
- [182] James LA, Rezaei N, Chatzis I. Warm VAPEX e Hybrid VAPEX - o estado da recuperação aprimorada de petróleo para óleos pesados in situ no Canadá. *J Can Petrol Technol* 2008; 47 (4): 1 - 7 .
- [183] Orr B. ES-SAGD: Passado, presente e futuro. SPE-129518-STU apresentado na conferência e exposição técnica anual da SPE, New Orleans, Louisiana, EUA. 4 de outubro - 7; 2009
- [184] Zhang X. Pesquisa aplicada de agente auxiliar de vapor de dióxido de carbono, hu ff e pu ff tecnologia. *Acta Petrol Sin* 2006; 27 (2): 80 - 4. [em chinês].
- [185] Wang G. Experimento de campo de tecnologia de estimulação a vapor assistida por CO₂. *SinoGlobal Energy* 2015; 20 (7): 68 - 71 .
- [186] Xu Z, Liu P, Zhang S, Yuan Z, Li X, Hao M, et al. Experimento físico e estudo de simulação numérica para start-up do ES-SAGD em reservatório de óleo pesado. *Petrol Geol Recov E ffi cienc* 2017; 24 (3): 110 - 5. [em chinês].
- [187] Nasr TN, Prows DR, Frauenfeld T. O uso de fl ue gás com vapor na recuperação de betume de areias petrolíferas. *J Can Pet Technol* 1987; 26 (3): 62 - 9 .
- [188] Metwally M. E ff efeito de aditivos gasosos em processos de vapor para Lindbergh fi campo, Alberta. *J Can Petrol Technol* 1990; 29 (6): 26 - 30 .
- [189] Sun Y, Zhao L, Lin T, Zhongming L, Yu D, Lin H. Enhance o ff recuperación de óleo pesado da costa por vapor cíclico - coestimulação gás-química. Artigo SPE 149831 Apresentado na conferência e exposição de petróleo pesado SPE, Kuwait City, Kuwait, 12 de dezembro - 14; 2011
- [190] Wang X, Wang J, Qiao M. Poço horizontal, vapor assistido por redutor de nitrogênio e viscosidade hu ff e pu ff tecnologia: extração de óleo superpesado em leitos rasos e finos, óleo Chunfeng fi campo, Bacia de Junggar, NW China, como um exemplo. *Petrol Explor Dev* 2013; 40 (1): 104 - 10 .
- [191] Bagci S, Gumrah F. Uma investigação de injeção de gás-vapor não condensável para recuperação de óleo pesado. Apresentado no 8º IOR Europeu - simpósio, Viena, Áustria, 15 de maio - 17; 1995.
- [192] Sola S. Investigação experimental de vapor / metano fl inundação em um reservatório de óleo pesado. SPE 91968 apresentado na conferência internacional do petróleo SPE, Puebla, México, 8 de novembro - 9; 2004.
- [193] Du Y, Wang Y, Jiang P, Ge J, Zhang G. Estudo de mecanismo e viabilidade de estimulação de vapor cíclico assistido por nitrogênio para reservatório de óleo ultra-pesado. SPE 165212 apresentado na Conferência SPE Enhanced Oil Recovery, Kuala Lumpur, Malásia, 2 - 4 de julho de 2013.
- [194] Zhao L, Law D, Yuan JY. Investigação numérica da mistura de vapor e gás na produção de óleo pesado. Artigo apresentado no CSPG e sociedade de petróleo conjunta

- convenção, Calgary, Alberta, Canadá, 14 de junho - 18; 1999.
- [195] Gittins S, Gupta S, Zaman M. Simulation of noncondensable Gases in SAGD steam chambers. SPE 149503 apresentado na Conferência Canadense de Recursos Não Convencionais, Calgary, Alberta, Canadá, 15 de novembro - 17, 2011.
- [196] Sola S. Investigação experimental de viabilidade de vapor / metano fl inundação em um reservatório de óleo pesado. SPE 94968 apresentado na conferência internacional do petróleo SPE no México, Puebla Pue., México, 7 - 9 de novembro; 2004.
- [197] Nasr TN, Pierce GE. Processos de recuperação de vapor-CO₂ para reservatórios de óleo de águas profundas. *J Can Pet Technol* 1995; 34 (7): 42 - 9 .
- [198] Gümrah F, Ba ġ c eu S. Experimentos de condução de vapor-CO₂ usando poços horizontais e verticais. *J Petrol Sci Eng* 1997; 18: 113 - 29 .
- [199] Behzad R, Peyman P, Alireza F, Mahmood RY, Kamran H, Maryam K, et al. Uma nova abordagem para caracterizar o desempenho da recuperação de óleo pesado devido a várias injeções de gás. *Int J Multiph Flow* 2018; 99: 273 - 83 .
- [200] Stone T, Malcolm JD. Simulação de um grande vapor - Experiência de co-injeção de CO₂. *J Can Pet Technol* 1985; 24 (6): 51 - 9 .
- [201] Li Z, Lu T, Tao L, Lin B, Zhang J, Li J. CO₂ e vapor assistido por disjuntor de viscosidade hu ff e pu ff tecnologia para poços horizontais em reservatório de óleo superpesado. *Pet Explor Dev* 2011; 38 (5): 600 - 5 .
- [202] Srivastava RK, Huang S, Dong M. Comparative e ff ectividade do gás produzido de CO₂, e fl gás ue para recuperação aprimorada de óleo pesado. *SPE Reservoir Eval Eng* 1999; 2 (3): 238 - 47 .
- [203] Yu T. Estudo experimental em CSS assistido por ar para reservatório de petróleo ultra pesado de profundidade média. *Reserva especial de gás de petróleo* 2013; 20 (5): 77 - 80. [em chinês].
- [204] Wang Y, Zhang L, Deng J, Wang Y, Ren S, Hu C. Uma técnica inovadora de estimulação a vapor cíclica assistida por ar para recuperação aprimorada de óleo pesado. *J Petrol Sci Eng* 2017; 151: 254 - 63 .
- [205] Harding TG, Farouq Ali SM, Flock DL. Vapor fl Ood desempenho na presença de dióxido de carbono e nitrogênio. *J Can Pet Technol* 1983; 22 (5): 30 - 7 .
- [206] Harding TG, Farouq Ali SM, Flock DL. Simulação numérica de vapor de laboratório fl muitos experimentos com aditivos de dióxido de carbono e nitrogênio. Artigo apresentado na Reunião Técnica Anual, Calgary, Alberta, 7 de junho - 10; 1987.
- [207] Wang Z, Li Z, Lu T, Yuan Q, Yang J, Wang H, Wang S. Pesquisa sobre a melhoria do mecanismo de recuperação de óleo pesado de fl ue gás assistido a vapor fl Ooding. Artigo apresentado na conferência de tecnologia de gerenciamento de carbono, Houston, Texas, EUA, 17 - 20 de julho; 2017b.
- [208] Wang J, Brandt AR, O 'Donnell J. Potencial para uso de energia solar no setor global de petróleo. SPE 187578 apresentado na feira e conferência de petróleo e gás SPE Kuwait, Cidade do Kuwait, Kuwait, 15 - 18 de outubro; 2017.
- [209] Alnoaimi KR. Adição de gás condensável ou não condensável ao vapor fl Processos intensos para recuperação aprimorada de óleo pesado por drenagem por gravidade. Tese de mestrado, Stanford University; 2010.
- [210] Butler RM. Impulso de vapor e gás (SAGP). Artigo 97-137 apresentado na 48ª Reunião Técnica Anual da Sociedade de Petróleo, Calgary, Alberta, Canadá, 8 de junho - 11; 1997b.
- [211] Gao Y, Guo E, Zhang Y, Shen D, Shi J. Pesquisa sobre a seleção de NCG na melhoria da recuperação de SAGD para reservatório de óleo superpesado com água superior. SPE 187674 apresentado no SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Kuwait City, Kuwait, 15 de outubro - 18, 2017.
- [212] Pang Z, Wu Z, Zhao M. Um novo método para calcular o consumo de gás não condensado durante a drenagem por gravidade do assistente de vapor em reservatórios de óleo pesado. *Energia* 2017; 130: 76 - 85 .
- [213] Jiang, Q, Butler, RM, Yee C. O impulso de vapor e gás (SAGP) - 2, análise de mecanismo e teste de modelo físico. artigo 98-43 apresentado na 49ª Reunião Técnica Anual da Sociedade de Petróleo, Calgary, AB, 8 de junho - 10; 1998a.
- [214] Jiang Q, Butler RM, Yee C. Desenvolvimento de processo de impulso de vapor e gás (SAGP); artigo 059, 7ª Conferência Internacional UNITAR sobre Petróleo Pesado e Areias de Alcatrão, Pequim, China, 23 de outubro - 31; 1998b.
- [215] Butler RM, Jiang Q, Yee C. Steam and Gas Push (SAGP) - 3; desenvolvimentos teóricos recentes e resultados de laboratório. *J Can Pet Technol* 2000; 39 (8): 51 - 60 .
- [216] Canas C, Kantzias A, Edmunds N. Investigação de gás fl ow em SAGD. Artigo 2009194 apresentado na Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 16 de junho - 18; 2009
- [217] Canbolat S, Akin S, Kovsek AR. Drenagem por gravidade assistida por vapor de gás não condensável. *J Petrol Sci Eng* 2004; 45: 83 - 96 .
- [218] Yuan JY, Chen J, Pierce G, Wiwchar B, Golbeck H, Wang X, et al. Distribuição de gás não condensável em câmaras SAGD. *J Can Pet Technol* 2011; 50 (3): 11 - 20 .
- [219] Al-Murayri MT, Harding TG, Maini BB. Impacto do gás não condensável no desempenho da drenagem por gravidade assistida por vapor. *J Can Pet Technol* 2011; 50 (7/8): 46 - 54 .
- [220] Jonasson HP, Kerr RK. Drenagem por gravidade assistida por vapor SAGDOX com adição de injeção de oxigênio. SPE 165509 apresentado na conferência de petróleo pesado SPE Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 11 de junho - 13; 2013
- [221] Liu Y, Yang H, Zhao L, Sun Y, Cui G, Zhao M, et al. Melhorar O ff A recuperação de óleo pesado da costa por tecnologia de estimulação composta envolveu métodos térmicos, gasosos e químicos. OTC 20907 apresentado no O ff Shore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, 3 - 6 de maio; 2010.
- [222] Liu D, Zhao CM, Su YC, et al. Nova pesquisa e aplicação de alta e ffl tecnologia de desenvolvimento eficiente para o ff costa de petróleo pesado na China, Paper OTC 23015-MS apresentado no O ff Shore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, 30 de abril - 3 de maio; 2012
- [223] Xu W, Zhang F, Wang D, Wu T, Dong X, Xu J, et al. CNOOC estuda recuperação de vapor em o ff costa Bohai fi campo Oil Gas J 2018; 116 (4): 22 - 5 .
- [224] Dong X, Liu H, Zhang Z, Wang L, Chen Z. Desempenho de múltiplas térmicas fl processo de drenagem por gravidade assistida por uids em reservatórios pós-SAGD. *J Petrol Sci Eng* 2017; 154: 528 - 36 .
- [225] Dong X, Liu H, Hou J, Zhang T, Zhan J, Chen Z, et al. A recuperação térmica métodos e limites técnicos de Bohai o ff reservatórios de óleo pesado em terra: um estudo de caso. OTC 26080 apresentado no o ff conferência de tecnologia da costa Brasil, Rio de Janeiro, Brasil, 27 - 29 de outubro; 2015a.
- [226] Tang XX, Ma Y, Sun YT. Pesquisa e fi teste de campo do complexo térmico fl uid hu ff e pu ff tecnologia para o ff recuperação de óleo viscoso da costa. *China o ff Shore Oil Gas* 2011; 23: 185 - 8. [em chinês].
- [227] Liu Y, Zou J, Meng X, Zhong L, Wang Q, Zhang W, et al. Progresso em Bohai o ff recuperação térmica de óleo pesado em terra. OTC 26354 apresentado no O ff Coast Heavy Oil Conference Ásia, Kuala Lumpur, Malásia, 22 de março - 25; 2016
- [228] Liu HQ, Hou ZJ, Gao BC, Zhou YH, Guo YY. Pesquisa em mistos fl orro de fl gás ue com vapor em núcleos para óleo do Bloco Gao-3 fi campo Pet Explor Dev 2001; 28 (5): 79 - 81 .
- [229] Xin K. Estudar e fi experimento de campo de fl SAGD assistido por gás. *Sino-Glob Energy* 2017; 22 (7): 52 - 6 .
- [230] Wang Y, Liu H, Chen Z, Wu Z, Pang Z, Dong X, et al. Uma investigação visualizada sobre os mecanismos do processo de coning anti-água usando injeção de nitrogênio em poços horizontais. *J Petrol Sci Eng* 2018; 166: 636 - 49 .
- [231] Shedad SA, Abbas AA. Comparação de vapor químico fl inundações através de poços verticais e horizontais. SPE 65482 apresentado na conferência internacional SPE / CIM sobre tecnologia de poços horizontais, Calgary, Alberta, Canadá, 6 - 8 de novembro; 2000.
- [232] Richardson WC, Kibodeaux KR. Térmico quimicamente assistido fl processo de alimentação. Patente dos EUA. US6305472B2, 23 de outubro; 2001.
- [233] Saboorian-Jooybari H, Dejam M, Chen Z. Polímero de óleo pesado fl Ooding do núcleo do laboratório fl muito para os testes-piloto e fi aplicações de campo: estudos de meio século. *J Petrol Sci Eng* 2016; 142: 85 - 100 .
- [234] Okoye CU, Tiab D. Recuperação aprimorada de óleo por vapor alcalino fl Ooding. SPE 11076 apresentado na conferência e exposição técnica anual da SPE, New Orleans, Louisiana, 26 de setembro - 29; 1982.
- [235] Tiab D, Okoye CU, Osman MM. Vapor cástico fl Ooding. *J Petrol Technol* 1982; 34 (8): 1817 - 27 .
- [236] Wu Z, Liu H, Wang X, Zhang Z. Emulsi fl cátion e recuperação aprimorada de óleo com redutor de viscosidade durante o processo de injeção de vapor para óleo pesado. *J Ind Eng Chem* 2018; 61: 348 - 55 .
- [237] Lu C, Zhao W, Liu Y, Dong X. Mecanismos de transporte em escala de poro e deslocamento macroscópico e ff efeitos de emulsões de óleo em água in-situ em meios porosos. *J Energy Res Technol* 2018; 140 (10): 584 - 98 .
- [238] Gupta SC, Zeidani K. Processo de vapor de surfactante: um método inovador de recuperação de óleo pesado para aplicações térmicas. SPE 165545 apresentado na SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 11 - 13 de junho; 2013
- [239] Babadagli T, Er V, Naderi K, Burkus Z, Ozum B. Uso de biodiesel como aditivo na recuperação térmica de óleo pesado e betume. *J Can Pet Technol* 2010; 49 (11): 43 - 8 .
- [240] Srivastava P, Castro L. Sucesso fi aplicação de campo de aditivos surfactantes para aumentar a recuperação térmica de óleo pesado. SPE 140180 apresentado na feira e conferência de petróleo e gás do Oriente Médio SPE, Manama, Bahrein, 25 de setembro - 28; 2011
- [241] Delamaide E, Moreno W. Recuperação aprimorada de óleo pesado em reservatórios com aquífero de fundo. SPE 174050 apresentado no SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, Califórnia, EUA, 27 - 30 de abril; 2015
- [242] Han M, Xiang W, Zhang J, Jiang W, Sun F. Aplicação da tecnologia EOR por meio de polímero fl Ooding in Bohai Oil fi campos. SPE 104432 apresentado na Conferência e Exposição Internacional de Petróleo e Gás na China, Pequim, China, 5 - 7 de dezembro; 2006.
- [243] Zhou X, Zeng F. Estudo de viabilidade do uso de polímero para melhorar o desempenho de SAGD em areias betuminosas com água de topo. SPE 170164 apresentado na conferência de petróleo pesado SPECanada, Calgary, Alberta, Canadá, 10 - 12 de junho; 2014.
- [244] Fortenberry R. Experimental. Demonstração e aperfeiçoamento de técnicas químicas eor em óleos pesados. Universidade do Texas em Austin; 2013 .
- [245] Taghavifar M. Recuperação de óleo pesado aprimorada por processos termoquímicos híbridos. Dissertação de doutorado, The University of Texas at Austin; 2014.
- [246] Dang G, Nghiem L, Nguyen N, Yang C, Shrivastava V, Mirzabozorg A, et al. Modelagem de produto químico assistido por co-solvente fl rumo a uma recuperação aprimorada de petróleo em reservatórios de petróleo pesado. Artigo SPE-190196-MS, conferência de recuperação de óleo aprimorada SPE, Tulsa, Oklahoma, EUA, 14 de abril - 16; 2018.
- [247] Taghavifar M, Fortenberry R, Rou ff gnac ED, Sepehrnoori K, Pope GA. Estudo de viabilidade do uso de polímero para melhorar o desempenho do SAGD em areias betuminosas com água de topo. SPE 170164 apresentado na conferência técnica de petróleo pesado do Canadá, Calgary, Alberta, Canadá, 10 de junho - 12; 2014.
- [248] Pang Z, Liu H, Zhu L. Um estudo de laboratório para melhorar a recuperação de óleo pesado com vapor fl inundação pela adição de espumas de nitrogênio. *J Petrol Sci Eng* 2015; 128: 184 - 93 .
- [249] Wang C, Liu H, Zheng Q, Liu Y, Dong X, Hong C. Um novo gel de alta temperatura para profissionais fi le controle em reservatórios de óleo pesado. ASME J Energy Resources Technol 2016; 138 (2): 022901 .
- [250] Emadi A, Sohrabi M, Jamaliolahmady M, Irland S, Robertson G. Estudo mecanístico da recuperação melhorada de óleo pesado por injeção de espuma de CO₂. SPE 143013 apresentado na Conferência SPE Enhanced Oil Recovery, 1 Kuala Lumpur, Malásia, 9 de julho - 21; 2011
- [251] Bahrami RZK, Zeng Y, Bonnie SV, Groenenboom J, Sha fi an SRM, Manap AAA, et al .. Um estudo de espuma de metano em rochas reservatório para controle de mobilidade em alta temperatura com permeabilidades variadas: experimento e simulação. SPE 186967 apresentado no SPE / IATMI Asia Paci fi c Conferência e Exposição de Petróleo e Gás, Jacarta, Indonésia, 17 de outubro - 19, 2017.
- [252] Suhag A, Ranjith R, Balaji K, Pekslaglam Z, Malik V, Zhang M, et al. Optimização de vapor fl inundando reservatórios de óleo pesado. SPE 185653 apresentado na reunião regional da SPE Western, Bakers fi eld, Califórnia, 23 - 27 de abril; 2017
- [253] Telmadarrie A, Trivedi JJ. Nova visão sobre a recuperação de óleo pesado de carbonato: mecanismos de paresca de espuma de dióxido de carbono pós-solvente / espuma aprimorada com polímero fl Ooding. SPE J 2016; 21 (5): 1655 - 68 .
- [254] Friedmann F, Chen WH, Gauglitz PA. Estudo experimental e de simulação de alta

- deslocamento de espuma de temperatura em meios porosos. *SPE Reservoir Eng* 1991; 6 (1): 37 - 45 .
- [255] Wu Z, Liu H, Pang Z, Wu Y, Wang X, Liu D, et al. Uma investigação visual da recuperação aprimorada de óleo pesado por espuma fl Ooding após a injeção de água quente. *J Petrol Sci Eng* 2016; 147: 361 - 70 .
- [256] Chen Q, Geertrui M, Kovsek AR. Melhorar a drenagem por gravidade assistida por vapor usando espumas de controle de mobilidade: SAGD assistido por espuma (FA-SAGD). SPE 129847 apresentado no simpósio de recuperação de óleo aprimorado SPE, Tulsa, Oklahoma, EUA, 24 de abril - 28; 2010.
- [257] Lau HC. Espuma alcalina a vapor: conceitos e resultados experimentais. SPE 144968 apresentado na Conferência SPE Enhanced Oil Recovery, Kuala Lumpur, Malásia, 19 de julho - 21; 2011
- [258] Li R, Etinan SR, Chen Z. Aditivos químicos e espuma para melhorar o desempenho SAGD. SPE 174498 apresentado na conferência técnica de petróleo pesado SPE Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 9 de junho - 11; 2015
- [259] Li R, Wang D, Chen Z. Desenvolvimento de modelo SAGD com aditivos químicos e espuma assistida. SPE 185015 apresentado na conferência técnica de óleo pesado SPE Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 15 de fevereiro - 16; 2017
- [260] Hunter BL, Buell RS, Abate TA. Aplicação de um sistema de gel de polímero para controlar a penetração e a canalização do vapor. SPE 24031 apresentado no SPE Western Regional Meeting, Bakers fi eld, Califórnia, 30 de março - 01 de abril; 1992.
- [261] Eson RL, Cooke RW. Um sistema de gel de alta temperatura bem-sucedido para reduzir a canalização de vapor. SPE 24665 apresentado na conferência e exposição técnica anual da SPE, Washington, DC, 4 - 7 de outubro; 1992.
- [262] Moradi-Araghi A. Uma revisão de géis termicamente estáveis para fl desvio de fluido na produção de petróleo. *J Petrol Sci Eng* 2000; 26 (1 - 4): 1 - 10 .
- [263] Altunluna L. Tratamento de poço de vapor cíclico melhorado com o emprego de géis de polímero termorreversíveis. SPE 104330 apresentado na Conferência e Exposição Técnica da SPE Russian Oil and Gas, Moscou, Rússia, 3 de outubro - 6; 2006.
- [264] He H, Wang Y, Zhao M, Cheng L, Liu P. Avaliação laboratorial de gel termorreversível para controle de conformidade em profundidade em poços estimulados por vapor. SPE 157871 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 12 - 14 de junho; 2012
- [265] Isaacs EE, Green MK, Jossy WE, Mauder JD. Melhoria da conformidade com o uso de espumas e géis de alta temperatura. SPE 23754 apresentado na Segunda Conferência Latino-Americana de Engenharia de Petróleo, II LAPEC, Caracas, Venezuela, 8 - 11 de março; 1992.
- [266] Pedido do projeto piloto do Processo Surfactante-Vapor (SSP) da Cenovus Energy Inc. para aprovação do esquema experimental, pedido do Conselho de Conservação de Recursos Energéticos nº 172474, Alberta, Canadá, 11 de abril; 2012
- [267] Connacher Oil and Gas Limited. Pedido de alteração da aprovação nº 10587E para adicionar surfactante ao vapor injetado nos pares de poços 102W-04 e 102W-05 em Connacher 's Instalação Pod on SAGD, requerimento do Conselho de Conservação de Recursos de Energia nº 1707322, Alberta, Canadá, 15 de novembro; 2011
- [268] Pedido da Suncor Energy Inc. para teste químico (alcalino e / ou surfactante) Pad 22 co-injetado, projeto de areias oleosas do rio Suncor Mackay, pedido de Conservação de Recursos No. 1690728, Alberta, Canadá, 16 de junho; 2011
- [269] Jin B. A preparação do agente de redução da viscosidade resistente a alta temperatura e o projeto do esquema de trabalho para o óleo superpesado do Bloco Du-84 no Campo de Petróleo de Liaohe. Northeast Petroleum University. Dissertação de mestrado; 2005.
- [270] Sun J, Liu D, Li L, Zhang Y, Xiao S. Estudo sobre a interação do agente de deslocamento a vapor assistido fl poços de óleo cru viscoso Gudao. *Petrol Geol Recov E ffl cienc* 2014; 21 (3): 55 - 7. [em chinês].
- [271] Cao Y, Liu D, Wang S, Yu T, Zhang Z. Simulação física tridimensional e aplicação do assistente químico a vapor fl inundaçāo no reservatório médio e profundo de óleo pesado. *Acta Petrol Sin* 2014; 35 (4): 739 - 44 .
- [272] Kartoredo H, Moe Soe Let K, Nadeson G, Nandial B. Óleo pesado fl Desafios de desenvolvimento de campo e gerenciamento de reservatórios na produção de reservatórios rasos em terra no suriname. SPE 104068 apresentado na International Oil Conference and Exhibition no México, Cancún, México, 31 de agosto - 2 de setembro; 2006.
- [273] Mogollon JL, Lokhandwala T. Rejuvenescendo reservatórios de óleo viscoso por injeção de polímero: lições aprendidas no fl campo SPE 165275 apresentado na conferência de recuperação aprimorada de petróleo SPE, Kuala Lumpur, Malásia, 2 - 4 de julho; 2013
- [274] Bai J, Wassmuth FR, Jost R, Zhao L. Hydrophobically-modif fl ed polímeros celulósicos para deslocamento de óleo pesado em condições salinas. SPE 157917 apresentado na SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 12 de junho - 14, 2012.
- [275] Keijzer PPM, Muijs HM, Janssenvan RR, Teeuw D, Pino H, Avila J, Rondon L. Aplicação de espuma de vapor no Campo de Tia Juana, Venezuela: testes de laboratório e fl resultados de campo. SPE 14905 apresentado no SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 20 - 23 de abril; 1986.
- [276] Mendez Z, Alvarez JM, Escobar E, Colonemos P, Campos E. Injeção cíclica de vapor com aditivos: laboratório e fl resultados do teste de campo dos processos de vapor / espuma e vapor / solvente. SPE 24632 apresentado na conferência e exposição técnica anual da SPE, Washington, DC, 4 - 7 de outubro; 1992.
- [277] Shi D, Yang J, Yan X, Zhang B, Gu K. Aplicação do fator de recuperação de reforço por injeção de espuma de nitrogênio no óleo Shengli fl campo Nat Gas Expl Dev 2005; 28 (2): 47 - 9. 62 [em chinês].
- [278] Bi C, Wang B, Bai C, Tian Y, He Z. Aplicação de vapor assistido por espuma de nitrogênio fl inundaçāo para os reservatórios de petróleo pesado em óleo de Henan fl campo Petrol Geol Eng 2014; 28 (6): 115 - 7 .
- [279] Pan G, Chen J, Zhang C, Liu D, Wu J, Li H, et al. Tecnologia combinada de gel fraco fl Ooding auxiliando a umidade térmica fl e pu ff melhora a recuperação de óleo para o ff óleo pesado da costa fl campo SPE 181626 apresentado na conferência e exposição técnica anual SPE, Dubai, Emirados Árabes Unidos, 26 - 28 de setembro; 2016
- [280] Sahni A, Kumar M, Knapp RB. Métodos de aquecimento eletromagnético para reservatórios de petróleo pesado. SPE 62550 apresentado na reunião regional da SPE / AAPG Western, Long Beach, Califórnia, 19 de junho - 23; 2000.
- [281] Bera A, Babadagli T. Status do aquecimento eletromagnético para recuperação aprimorada de betume de óleo pesado e perspectivas futuras: uma revisão. *Appl Energy* 2015; 151: 206 - 26 .
- [282] Bogdanov I, Cambon S, Mujica M, Brisset A. Recuperação de óleo pesado via combinação de aquecimento por radiofrequência com injeção de solvente. SPE 180709 apresentado na Conferência Técnica de Petróleo Pesado SPE Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 7 - 9 de junho; 2016
- [283] Ji D, Harding TG, Chen Z, Dong M, Liu H. Modelagem do processo de aquecimento eletromagnético e suas aplicações em reservatórios de areias petrolíferas. Artigo SPE-193905-MS, a conferência de simulação de reservatório SPE, Galveston, Texas, EUA, 10 de abril - 11; 2019.
- [284] Maggard JB, Wattenbarger RA. Fatores a fl ectando o e ffi ciência dos padrões de aquecimento por resistência elétrica. In: UNITAR / UNDP 5ª conferência internacional sobre óleo pesado e areias betuminosas, Caracas, 4 - 9 de agosto; 1991. p. 519 - 30
- [285] Sierra R, Tripathy B, Bridges JE, Farouq Ali SM. Progresso promissor em fl aplicação de campo de métodos de aquecimento elétrico de reservatório. SPE 69709 apresentada no simpósio de operações internacionais e petróleo pesado da SPE, Margarita, Venezuela, 12 de março - 14; 2001.
- [286] Hascakir B, Babadagli T, Akin S. Análise em escala de campo de recuperação de óleo pesado por aquecimento elétrico. *SPE Reservoir Eval Eng* 2010; 13 (1): 131 - 42 .
- [287] Taheri-Shakib J, Shekarifard A, Naderi H. Atualização do petróleo bruto pesado usando nanopartículas através da aplicação de técnica eletromagnética. *Combustivel* 2018; 23(2): 704 - 11 .
- [288] Wang Z, Gao D, Fang J. Simulação numérica de RF aquecendo reservatório de óleo pesado com base no acoplamento entre eletromagnético e temperatura fl campo *Combustivel* 2018; 22(2): 14 - 24 .
- [289] Bera A, Babadagli T. E ff ect de nano-partículas nativas e injetadas no e ffi ciência de recuperação de óleo pesado por aquecimento eletromagnético de radiofrequência. *J Petrol Sci Eng* 2017; 153: 244 - 56 .
- [290] McPherson RG, Stanton FS, Vermeulen FE. Recuperação do betume Athabasca com eletromagnético fl processo de ood (Emf). *J Can Pet Technol* 1985; 24 (1): 44 - 51 .
- [291] Ra fe e M, Behr A, Lessner E, Diehl D, Trautmann B, Koch A. Aquecimento eletromagnético para produção de óleo pesado: estudo de caso de um fl aplicabilidade de campo. SPE 176538 apresentado na conferência de tecnologia de petróleo da Rússia SPE, Moscou, Rússia, 26 - 28 de outubro; 2015
- [292] Koolman M, Hubert N, Diehl D, Wacker B. Método de aquecimento eletromagnético para melhorar a drenagem por gravidade assistida por vapor. SPE 117481 apresentado no Simpósio Internacional de Operações Térmicas e Petróleo Pesado, Calgary, Alberta, Canadá, 20 - 23 de outubro; 2008
- [293] Guindon L. Estratégias de aquecimento para a fase de inicialização da drenagem por gravidade assistida por vapor. *J Can Pet Technol* 2015; 54 (2): 81 - 4 .
- [294] Gre ff J, Babadagli T. Uso de partículas de nano-metal como catalisador sob aquecimento eletromagnético para recuperação de óleo pesado in-situ. *J Petrol Sci Eng* 2013; 112: 258 - 65 .
- [295] Liu M, Zhao G. Um estudo de comparação de desempenho de aquecimento eletromagnético e processo SAGD. SPE 165547 apresentado na SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canadá, 11 - 13 de junho; 2013
- [296] McGee BCW, McDonald CW, Little L. Resultados comparativos da prova de conceito para o processo de decapagem dinâmica eletrotérmica: integrando o ambientalismo com a produção de betume. SPE Projects, Facilities & Construction, vol. 4 (4); 2009. p. 141 - 5
- [297] McGee BCW. Piloto eletrotérmico nas areias betuminosas de athabasca: teoria versus desempenho. Artigo apresentado na Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, 17 - 19 de junho; 2008
- [298] Hezave Ali Z, Dorostkar S, Ayatollahi A, Nabipour M, Hemmateenejad B. Investigando o e eff ect de líquido iônico (cloroeto de 1-dodecil-3-metilimidazólio ([C12 m] [Cl])) na tensão interfacial água / óleo como um novo surfactante. Superfícies coloides A: Physicochem Eng Aspects 2013; 421: 63 - 71 .
- [299] Mohsenzadeh A, Al-Wahaibi Y, Jibril A, Al-Hajri R, Shuwa S. O novo uso de solventes eutéticos profundos para aumentar a recuperação de óleo pesado. *J Petrol Sci Eng* 2015; 130: 6 - 15 .
- [300] Nares HR, Schacht-Hernandez P, Ramirez-Garnica MA, Cabrera-Reyes MC. Atualizando petróleo bruto pesado e extrapesado com líquido iônico. SPE 108676 apresentado na conferência e exposição internacional do petróleo, Veracruz, México, 27 de junho - 30; 2007
- [301] Sakthivel S, Velusamy S, Gardas RL, Jitendra S. Nature friendly application de líquidos iônicos para aumento de dissolução de petróleo bruto pesado. SPE 178418 apresentado na conferência e exposição técnica anual da SPE, Houston, Texas, EUA, 28 de setembro - 30; 2015
- [302] Abbott AP, Barron JC, Ryder KS, Wilson D. Líquidos iônicos de base eutética com ânions e cátions contendo metal. *Chem - Eur J* 2007; 13 (22): 6495 - 501 .
- [303] Mohsenzadeh A, Al-Wahaibi Y, Al-Hajri R, Jibril A, Mosavat N. Solvente eutético profundo sequencial e injeção de vapor para recuperação aprimorada de óleo pesado e atualização in-situ. *Combustivel* 2017; 417: 28 .
- [304] Castanier LM, Baena CJ, Holt RJ, BrighamWE, Tavares C. Combustão in situ com aditivos metálicos. SPE 23708 apresentado na Conferência de Engenharia de Petróleo da SPE América Latina, Caracas, Venezuela, 8 de março - 11; 1992.
- [305] Gerritsen M, Kovsek A, Castanier L, Nilsson J, Younis R, He B. Investigaçāo experimental e simulador de alta resolução de processos de combustão in-situ; 1. Simulador de projeto e combustão aprimorada com aditivos metálicos. SPE 86962 apresentado no Simpósio Internacional de Operações Térmicas e Petróleo Pesado SPE e na Reunião Regional do Oeste, Bakers fi eld, Califórnia, 16 - 18 de março; 2004.
- [306] He B, Chen Q, Castanier LM, Kovsek AR. Desempenho aprimorado de combustão in-situ com aditivos de sal metálico. SPE 93901 apresentado no SPE Western Regional Meeting, Irvine, Califórnia, 30 de março - 01 de abril; 2005.
- [307] Strazi A, Trevisan OV. E catalítico ff efeito de aditivos metálicos na combustão in-situ de dois óleos médios e pesados brasileiros. SPE 169358 apresentado na conferência de engenharia de petróleo SPE América Latina e Caribe, Maracaibo, Venezuela, 21 - 23 de maio; 2014.

- [308] Ajumobi OO, Muraza O, Kondoh H, Hasegawa N, Nakasaka Y, Yoshikawa T, et al. Atualização do betume óleo-areia sob vapor superaquecido sobre catalisadores nanocompósitos à base de céria. *Appl Energy* 2018; 218: 1 - 9 .
- [309] Elahi M, Khoshooei MA, Scott CE, Chen Z, Pereira-Almao P. Melhoria in situ de óleo pesado usando nano-catalisadores: a f1 estudo da dinâmica de fluidos de hidrogênio e injeção de resíduos a vácuo. *Can J Chem Eng* 2019. [no prelo].
- [310] Shah AA, Fishwick RP, Leake GA, Wood J, Rigby SP, Greaves M. Otimização experimental do processo catalítico in-situ para óleo pesado e atualização de betume. SPE 136870 apresentado na conferência canadense de recursos não convencionais e internacional de petróleo, Calgary, Alberta, Canadá, 19 - 21 de outubro de 2010.
- [311] Abu II, Moore RG, Mehta SA, Ursenbach MG, Mallory DG, Almao PP, et al. Melhoria do betume Athabasca com catalisador suportado em combinação com combustão in situ. *J Can Pet Technol* 2015; 54 (4): 220 - 32 .
- [312] Hart A, Wood J, Greaves M. Melhoramento catalítico in situ de óleo pesado usando um catalisador Ni-Mo Al2O3 peletizado no processo THAI. *J Petrol Sci Eng* 2017; 156: 958 - 65 .
- [313] Amanan UU, Kovsek AR. Análise do e ff efeitos de nanopartículas de cobre na combustão in-situ de petróleo bruto extra pesado. *J Petrol Sci Eng* 2017; 152: 406 - 15 .
- [314] Shokrli YH, Babadagli T. Cinética da atualização in-situ de óleo pesado por catalisadores de nanopartículas de níquel e seus e ff ect no fator de recuperação de estimulação de vapor cíclico. *SPE Reservoir Eval Eng* 2014; 17 (3): 355 - 64 .
- [315] Hashemi R, Nassar NN, Almao PP. Tecnologia de nanopartículas para atualização in-situ de óleo pesado e aprimoramento da recuperação: oportunidades e desafios. *Appl Energy* 2014; 133: 374 - 87 .
- [316] Nguyen N, Chen Z, Pereira-Almao P, Scott C, Maini B. Simulação de reservatório e otimização da produção do betume / óleo pesado via atualização nano-catalítica in situ. *Ind Eng Chem Res* 2017; 56: 14214 - 30 .
- [317] Khalil M, Jan BM, Tong CW, Berawi MA. Nanomateriais avançados na indústria de óleo e gás: design, aplicação e desafios. *Appl Energy* 2017; 191: 287 - 310 .
- [318] Karimi A, Fakhroueian Z, Bahramian A, Pour Khiabani N, Darabadi JB, Azin R. Alteração da molhabilidade em carbonatos usando óxido de zircônio nano f1 uids: implicações EOR. *Energy Fuels* 2012; 26: 1028 - 36 .
- [319] Cao N, Mohammed MA, Babadagli T. Alteração de molhabilidade de carbonatos contendo óleo pesado-betume pelo uso de solventes, soluções de alto pH e líquidos nano / iônicos. *SPE Reservoir Eval Eng* 2017; 20 (2): 363 - 71 .
- [320] Cui J, Babadagli T. Uso de produtos químicos de nova geração e nanomateriais na recuperação de óleo pesado: análise visual por meio de micro f1 experimentos únicos. *Colloids Surf A* 2017; 529: 346 - 55 .
- [321] Lakhova A, Petrov S, Ibragimova D, Kayukova G, Sa fi ulina A, Shinkarev A, et al. Aquatermólise de óleo pesado usando nano óxidos de metais. *J Petrol Sci Eng* 2017; 153: 385 - 90 .
- [322] Idogun AK, Iyagba ET, Ukwotije-Ikwut RP, Aseminaso A. Um estudo de revisão dos mecanismos de deslocamento de óleo e desafios da recuperação de óleo aprimorada por nanopartículas. SPE 184352 apresentado na conferência e exposição internacional anual SPE Nigéria, Lagos, Nigéria, 2 - 4 de agosto; 2016
- [323] Buell RS, Gurton R, Sims J, Wells M, Adnyana GP, Shirdel M, et al. Experiência em projeto e operação com injetores de vapor horizontais em Kern River Field, Califórnia, EUA. SPE 187258 apresentado na Conferência e Exposição Técnica Anual da SPE, San Antonio, Texas, EUA, 9 de outubro - 11, 2017.
- [324] Banerjee S, Hascakir B. Dispositivos de controle de fluxo no projeto de completação SAGD aprimoraram a recuperação de betume de óleo pesado por meio de melhorias térmicas e f1 ciencias. SPE 185703 apresentado no SPE Western Regional Meeting, Bakers fi campo, Califórnia, EUA, abril 23, 2017.
- [325] Dong X, Liu H, Zhang Z, Wang C. O f1 caraterísticas de fluxo e transferência de calor de multitermicos f1 uid no poço horizontal juntamente com f1 fluxo em reservatórios de óleo pesado. *J Petrol Sci Eng* 2014; 122: 56 - 68 .
- [326] Sandler J, Fowler G, Cheng K, Kovsek AR. Vapor gerado solar para recuperação de óleo: simulação de reservatório, análise econômica e avaliação do ciclo de vida. SPE 153806 apresentado na reunião regional da SPE Western, Bakers fi campo, Califórnia, EUA, 21 - 23 de março de 2012.
- [327] Anderson T. Análise econômica da recuperação térmica aprimorada de óleo baseada em energia solar. SPE 173466 apresentado na Conferência e Exposição Técnica Anual SPE, Amsterdã, Holanda, 27 - 29 de outubro de 2014.
- [328] Afsar C, Akın S. Solar gerou injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado: um caso estude. *Renew Energy* 2016; 91: 83 - 9 .
- [329] Ahmedzhanov TK, Nuranbayeva BM, Gussenov ISh, Ismagilova LT. Recuperação aprimorada de óleo e produção de betume natural através do uso de poços sinusoidais e método solar térmico. *J Petrol Sci Eng* 2017; 159: 506 - 12 .
- [330] Kovsek AR. Desafios emergentes e futuros potenciais para recuperação de petróleo termicamente melhorada. *J Petrol Sci Eng* 2012; 98 - 99: 130 - 43 .
- [331] Moritis G. Chevron inicia demonstração da Califórnia de recuperação aprimorada de energia solar para vapor. *Oil Gas J* 2011; 109: 86 - 9 .
- [332] Puttagunta VR, Sochaski RO, Robertson RFS. Um papel para a energia nuclear na recuperação de petróleo das areias betuminosas de Alberta. *J Can Pet Technol* 1977; 16 (3): 28 - 49 .
- [333] Dunbar RB, Sloan TW. A energia nuclear tem um papel no desenvolvimento das areias petrolíferas do Canadá? *J Can Pet Technol* 2004; 43 (9): 19 - 22 .
- [334] Carvajal-Osorio H. Uma usina nuclear avançada para exploração de petróleo pesado no cinturão petrolífero venezuelano do Orinoco. *Nucl Eng Des* 1992; 136 (1 - 2): 219 - 27 .
- [335] Kharisov BI, González MO, Quezada TS, Fuente IGdel, Longoria F. Materiais e nanomateriais para a remoção de componentes de óleo pesado. *J Petrol Sci Eng* 2017; 156: 971 - 82 .
- [336] Das SK, Bulter RM. Mecanismo do processo de extração de vapor de óleo pesado e betume. *J Petrol Sci Eng* 1998; 21 (1 - 2): 43 - 59 .
- [337] Haghhighat P, Maini BB. Papel da precipitação de asfalteno no processo VAPEX. *J Can Pet Technol* 2010; 49 (3): 14 - 21 .
- [338] Akbarzadeh K, Sabbagh O, Bech J, Svrcik WY, Yarranton HW. Precipitação de asfalto do betume diluído com n-Alkanes Paper 2004-026 apresentado na Petroleum Society 's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canadá, 8 de junho - 10; 2004.
- [339] Hematfar V, Maini B, Chen Z. Investigação experimental da adsorção de asfalteno em meios porosos devido à injeção de solvente e e ff efeitos sobre a permeabilidade relativa. *Int J Multiph Flow* 2018; 99: 174 - 85 .
- [340] Gre ff JG, Babadagli T. Catalytic e ff efeitos de íons metálicos de tamanho nano na quebra de moléculas de asfalteno durante a recuperação térmica de óleo pesado. Artigo SPE 146604 apresentado na Conferência e Exposição Técnica Anual da SPE, Denver, Colorado, 29 de outubro - 4 de novembro; 2011
- [341] Babadagli T. Avaliação de métodos EOR para recuperação de óleo pesado em reservatórios naturalmente fraturados. *J Petrol Sci Eng* 2003; 37: 25 - 37 .
- [342] Tarasoff E, Ursegov S, Muliak V, Lukoil MC. Trinta anos de experiência na aplicação de métodos térmicos de recuperação de óleo pesado no reservatório permiano-carbonífero de Usinsk fi campo SPE 160759 apresentado na conferência e exposição técnica de exploração e produção de petróleo e gás russa, Moscou, Rússia, 16 de outubro - 18; 2012
- [343] Sahuquet BC, Ferrier JJ. Piloto a vapor em um reservatório carbonatado fraturado: Campo Lacq Superieur. *J Petrol Technol* 1982; 34 (4): 873 - 80 .
- [344] Al Bahiani AM, Babadagli T. Injeção de vapor sobre solvente em reservatórios fraturados (SOS-FR) para análise experimental de recuperação de óleo pesado do mecanismo. SPE 123568 apresentado no SPE Asia Paci fi Conferência e Exposição de Petróleo e Gás, Jacarta, Indonésia, 4 de agosto - 6; 2009a.
- [345] Al Bahiani AM, Babadagli T. Análise experimental em escala de laboratório da injeção de SteamOver-Solvent em Reservatórios Fraturados (SOS-FR) para recuperação de óleo pesado. *J Petrol Sci Eng* 2012; 84 - 85:42 - 56 .
- [346] Al Bahiani AM, Babadagli T. Recuperação de óleo pesado em reservatórios naturalmente fraturados com molhabilidade variável por co-injeção de solvente a vapor. SPE 117626 apresentado no Simpósio Internacional de Operações Térmicas e Petróleo Pesado, Calgary, Alberta, Canadá, 20 - 23 de outubro; 2008b.
- [347] Singh R, Babadagli T. Mecânica e aumento da escala de recuperação de betume de óleo pesado por injeção de vapor sobre solvente em método de reservatórios fraturados. *J Can Pet Technol* 2011; 50 (1): 33 - 42 .
- [348] Kalateh R, Ogg L, Charkazova M, Gerogiorgis I. AES-2016-A database and work- f1 metodologia de integração de fluxo para avaliação rápida e seleção de tecnologias de recuperação aprimorada de óleo (IOR) para óleo pesado fi campos. *Adv Eng Softw* 2016; 100: 176 - 97 .
- [349] Wehunt CD, Burke NE, Noonan SG, Bard TR. Desafios técnicos para o f1 óleo pesado da costa fi desenvolvimentos do campo. Artigo OTC 15281 apresentado no o ff conferência de tecnologia da costa, Houston, Texas, EUA, 5 - 8 de maio de 2003.
- [350] Couderc BM, Verpeaux JF, Monfrin D, Quettler LH. Emeraude vapeur: um piloto a vapor em um o ff ambiente costeiro. *SPE Reservoir Eng* 1990; 5 (4): 508 - 16 .