

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Recuperação de óleo pesado através da injeção de vapor e nitrogênio

AUTORES:

Philippe Laboissière¹ (UNICAMP), Osvaldo Vidal Trevisan² (UNICAMP)

INSTITUIÇÃO:

¹DEP-FEM-UNICAMP Campinas 13081-970, philipe@dep.fem.unicamp.br

²DEP-FEM-UNICAMP Campinas 13081-970, trevisan@dep.fem.unicamp.br

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PESADO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE VAPOR E NITROGÊNIO

Abstract

Thermal methods of recovery, especially steam injection, are at the forefront of most onshore projects of heavy oil recovery. The continuous injection and more recently the steam assisted gravity drainage allows high recoveries. The ratio of the volume of steam injected per volume of oil recovered is a decisive parameter in the economy of steam flood projects. In the present work, an experimental and a numerical study were developed to better understand how the injection of nitrogen combined with steam contributes to the recovery mechanism, and to the possible reduction in volume of the injected steam. A lab apparatus has been properly designed and built representing a linear cell for the continuous injection of steam. The studies were conducted at the lab scale using heavy oil originated from the Espírito Santo basin. The experiments consisted of continuously injecting steam or steam combined with nitrogen to recover oil. The injection cell is made of stainless steel and placed in a vacuum jacket maintained at a reservoir temperature. In the experiments, 100% steam quality at 170 °C was injected at flow rates between 5 and 4,5 ml/min (cold-water equivalent) and nitrogen injected at rates between 50 and 180 ml/min. The main findings of the research (derived from three runs with consistent operating conditions) are as follows. First, the injection of nitrogen combined with steam accelerates the start and peak of oil production compared to steam injection alone. Second, the improvement of steam oil ratio shows the beneficial effect of nitrogen injection in substitution to a substantial fraction of steam. Third, the volumes recovered and analysis of the remaining rock indicates recovery factors exceeding 45%. On the numerical studies, the results from modelling of the injection cell show steam front behaviors in agreement to those observed experimentally. However, further investigation on the role of main parameters used for the history matching is necessary.

steamflooding; nitrogen injection, IOR, numeric simulation; thermal recovery.

Introdução

Uma atenção considerável tem sido dada às técnicas de recuperação térmica em laboratórios para melhor entender os mecanismos envolvidos, estimular e desenvolver a produção de óleo pesado. Dentre os métodos especiais, a injeção de vapor é o processo mais conhecido e utilizado no mundo.

Os processos de recuperação térmica remontam na injeção de energia em forma de calor no reservatório, onde faz com que a temperatura do óleo aumente, assim diminuindo sua viscosidade e melhorando a sua mobilidade, tornando mais fácil o seu deslocamento (Prats, 1982) e (Boberg, 1988). Outros mecanismos atuantes são a expansão da rocha, que expulsa o óleo de seus poros; e a destilação do óleo, em que as frações mais leves são vaporizadas formando um banco miscível à frente da zona de vapor, (Willman et al., 1961). Um número considerável de investigadores tais como (Harding et al., 1983), (Nasr et al., 1987) e mais recentemente (Goite, 1999), (Nesse, 2004) e (Simangunsong, 2005) apresentaram em seus trabalhos diversos estudos experimentais em injeção de vapor e vapor combinado com aditivos tais como, propano, nitrogênio, dióxido de carbono e ar.

Os métodos térmicos apresentam elevada recuperação, mas freqüentemente são apontados problemas de eficiência energética e operacional, envolvendo também elevados custos para a geração de vapor e tratamento da água produzida. O problema de eficiência energética emerge no momento de um determinado projeto, em que injetar somente vapor se torna inviável economicamente. A questão pode ser traduzida na necessidade de reduzir o volume de vapor injetado por unidade de volume de

óleo produzido. Estudos na linha de recuperação melhorada mostram que a injeção de vapor com gases inertes pode reduzir esse índice.

Metodologia

O objetivo dessa primeira etapa é a análise experimental, em condições controladas de laboratório, do processo de recuperação de óleo pesado através da injeção de vapor e nitrogênio. Neste estudo, o aparato experimental construído e montado na Unicamp é semelhante ao dos modelos encontrados na literatura, como descrito por (Nesse, 2004) e (Simangunsong, 2005).

O esquema da montagem experimental é mostrado na Figura 1. Para uma leitura fácil, o diagrama está subdividido em seus subsistemas funcionais: o sistema de injeção é agrupado pela linha azul; o sistema de produção pela linha verde e o sistema de aquisição de dados pela linha vermelha. No sistema de injeção, dois fluidos diferentes, como água e gás, podem ser utilizados. Vapor superaquecido pode ser gerado em vazões de até 20 ml/min (equivalente em água fria), em temperaturas controladas, de até 200 °C. Gerado nas condições pré-determinadas, o vapor fica à disposição no misturador e apto a ser injetado na célula através da válvula de injeção.

O sistema de produção consiste de um separador de gás-líquido, uma balança digital com tubos graduados, um gasômetro e uma unidade de resfriamento acoplado a um condensador. O fluido produzido proveniente da célula de injeção segue para o separador, onde o gás é direcionado para o condensador, o qual é conectado ao sistema de resfriamento a 20 ° C. O condensado é então contabilizado na produção, o gás é despachado para o gasômetro para que seja medidos a vazão e o volume acumulado. Um sistema de aquisição de dados, do tipo Elipse Scada, é usado para controlar o aquecimento das resistências, leituras de pressão e temperatura dos transdutores. Estes, localizados no gerador de vapor e no misturador. Há um transdutor de pressão no misturador, um no sistema de produção e cinco transdutores de temperatura para controle das resistências de aquecimento.

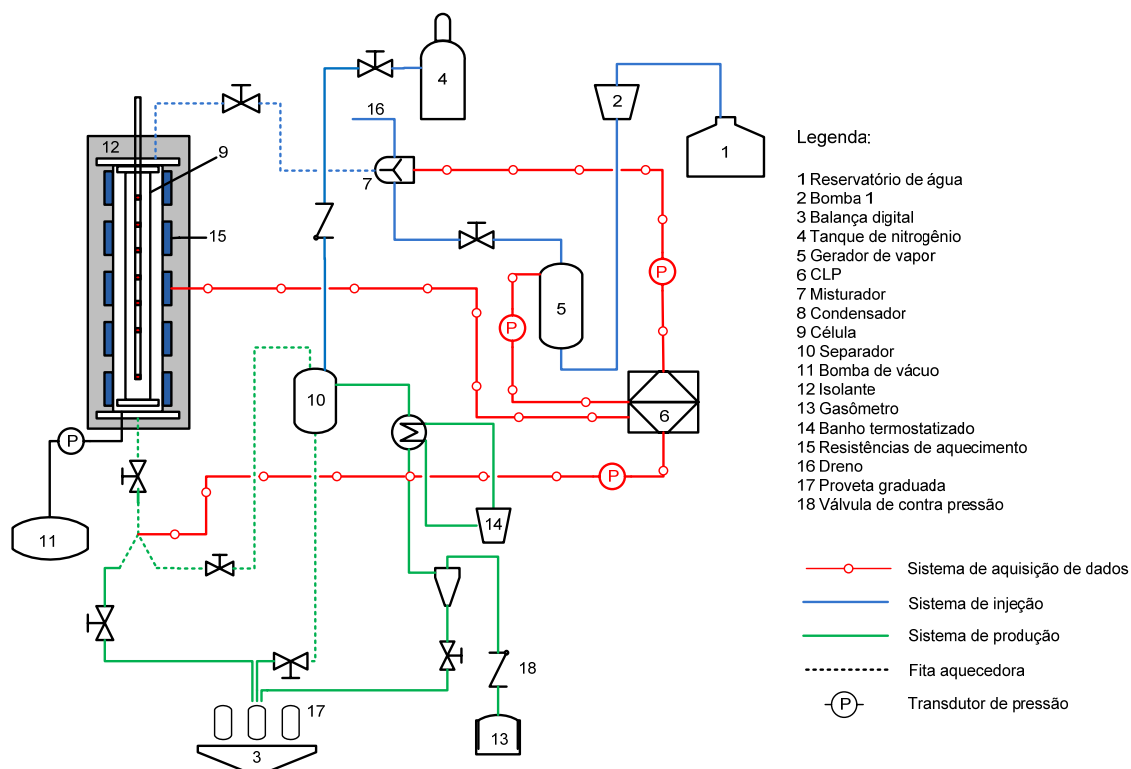


Figura 1. Esquema do aparato experimental

O tubo de injeção, projetado e construído em aço inox, possui 62 cm de comprimento e 6,9 cm de diâmetro interno. No flange superior, dois orifícios são dispostos para permitir a inserção do tubo de injeção e da guia dos sensores de temperaturas, termopares do tipo K. A Figura 2 mostra com detalhes a guia com sete medidores na direção axial, sendo numerados de acordo com a posição em relação ao topo: "A" a 6 cm do topo da célula, "B" a 17,5 cm, "C" a 25 cm, "D" em 33,5 cm, "E" em 41 cm, "F" a 48 cm, e "G" a 61,5 cm. Assim, os medidores podem acompanhar a evolução da frente de vapor ao longo do tubo. Resistências de aquecimento estão dispostas ao redor da jaqueta de vácuo de modo a levar a temperatura interna do tubo à temperatura de reservatório e acompanhar o avanço da frente de vapor.

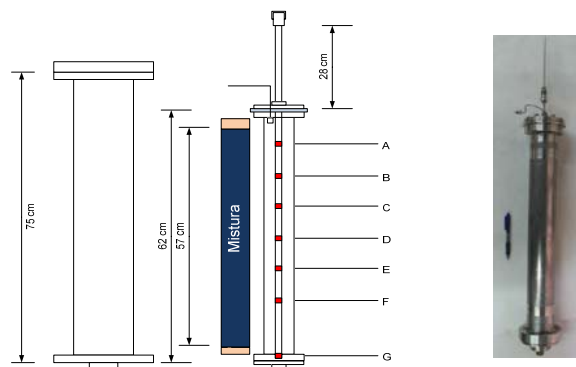


Figura 2. Célula de injeção

Três ensaios experimentais foram conduzidos com um óleo proveniente da bacia do Espírito Santo (15,7 °API, 2021 cp a 51°C). Para o preenchimento da célula de injeção, a composição da mistura constituída de areia, água e óleo para representar a formação do reservatório, passa pela determinação da massa de cada componente em quantidades previamente calculadas. A areia utilizada, de origem industrial, graduada em 60-80 *mesh*, foi lavada e posteriormente seca. As composições das misturas e as condições experimentais de cada ensaio estão na Tabela 1.

Experimento	1	2	3
Porosidade (%)	46,09%	46,54%	46,00%
Volume poroso (ml)	982,27	991,86	980,38
Saturação inicial de óleo (%)	50,81%	50,21%	50,84%
Saturação inicial de água (%)	23,42%	23,88%	23,77%
Saturação inicial de ar (%)	25,78%	25,91%	25,39%
Volume de óleo na célula (ml)	499,06	498,02	498,44
Volume de água na célula (ml)	230,00	236,83	233,00
Vazão de vapor injetado (ml/min)	5	4,5	4,5
Temperatura de injeção (°C)	150	150	150
Pressão de produção (bar)	4	4	4
Pressão da jaqueta de vácuo (10 ⁻³ bar)	6	6	6
Vazão de nitrogênio injetado (ml/min)	-	180	50
Fração mássica de nitrogênio injetado (%)	-	3,22	0,9

Tabela 1. Propriedades e condições experimentais para todas as rodadas

No processo de preparação, a célula de injeção é colocada de modo que a cabeça de injeção (topo) fique virada para baixo para que o enchimento seja feito da base para o topo na posição vertical. Antes de despejar a mistura na célula, areia grossa, entre 20-35 *mesh*, é colocada no primeiro segmento de 3 cm de altura. Areia e água foram misturados em primeiro lugar, e em seguida o óleo foi adicionado. Com a mistura homogeneizada, esta é adicionada em pequenas porções e a cada porção a mistura é comprimida com um socador para obter um empacotamento homogêneo. A massa restante do processo é contabilizada, para calcular a fração final de cada componente na célula. Para terminar o preenchimento, um comprimento de 2 cm do tubo é completado com areia grossa. Os segmentos de areia grossa são utilizados para proporcionar uma distribuição homogênea do escoamento na base e no topo da célula. Em seguida, a região de fecho dos flanges é limpa para remover possíveis grãos de areia, permitindo o fechamento da célula. A célula é então colocada dentro de uma jaqueta de vácuo, e as devidas conexões são feitas para o sistema de injeção e posicionamento dos termopares no interior da guia térmica. Com o tubo posicionado, nitrogênio é injetado através do separador até que a pressão de trabalho seja alcançada, seguindo de ensaios para verificar vazamentos nos sistemas de injeção e produção. Assegurado que os sistemas não apresentam vazamentos, o pré-aquecimento das resistências é ativado para permitir que o tubo aqueça até a temperatura de reservatório. Após a temperatura atingir 51 °C, a bomba de vácuo é ativada para evacuar o anular da jaqueta e assim garantir a mínima transferência de calor para o exterior do tubo. Em seguida inicia-se o experimento. Durante o ensaio, os fluidos produzidos são recolhidos por tubos de ensaio dispostos em um *rack* posicionado sobre uma balança digital.

Resultados e Discussão

Na Figura 3 podem ser observadas as evoluções da temperatura do vapor no misturador e nos termopares dispostos ao longo da célula, referente ao primeiro experimento. Observa-se que a frente de vapor alcança o último termopar em 240 minutos. A produção de água tem início após 130 minutos e a produção de óleo 53 minutos mais tarde.

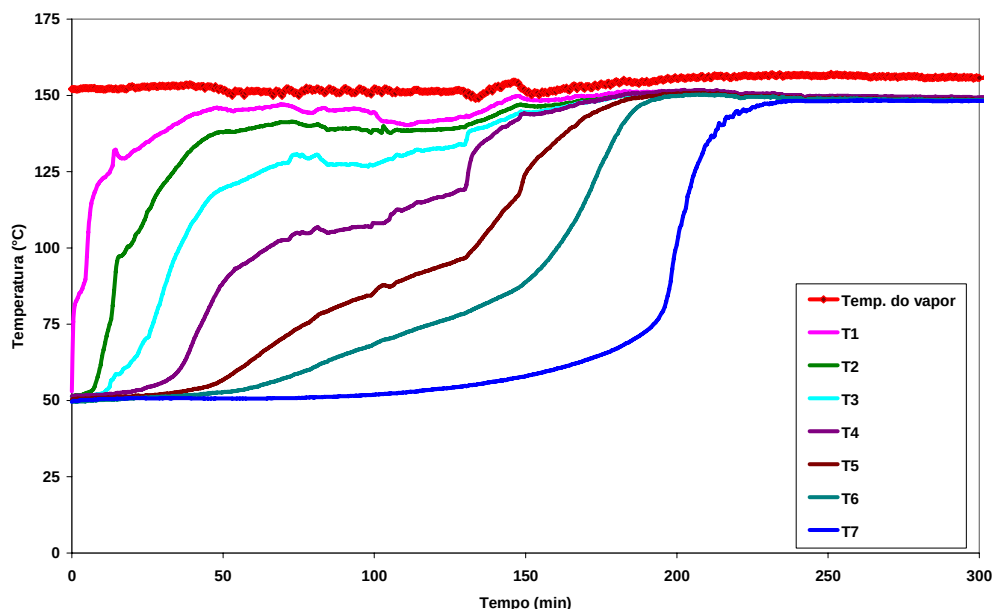


Figura 3. Perfis de temperatura do primeiro ensaio.

Observa-se na Figura 4 o comportamento dos perfis de temperatura do segundo ensaio, em que uma fração determinada de vapor foi substituída por nitrogênio. Neste experimento, houve uma redução de 10% no volume de vapor injetado (equivalente em água fria) e injetado 180 ml/min de

nitrogênio. Observa-se que a frente de vapor alcança o último termopar em 185 minutos. De acordo com a observação feita por Nasr (1987), ao adicionar ou substituir substancial quantidade de vapor por nitrogênio, tem-se um aumento da vazão de injeção e uma melhora na eficiência energética do processo, respectivamente. Acredita-se que a efetividade do nitrogênio seja devido ao aumento do fluxo de gás através do meio poroso, permitindo um aumento de velocidade da frente de vapor. O aumento do fluxo melhora, desta forma, o processo de deslocamento do óleo. O comportamento dos perfis de temperatura para o terceiro ensaio foi semelhante ao obtido no segundo, observando-se os mesmos aumentos de pressão e de temperatura, quando a frente atinge o sexto termopar. Comportamento este explicado pelo avanço de óleo e água até o ponto de interrupção momentânea do escoamento, fazendo com que a temperatura no sexto termopar suba de forma mais linear.

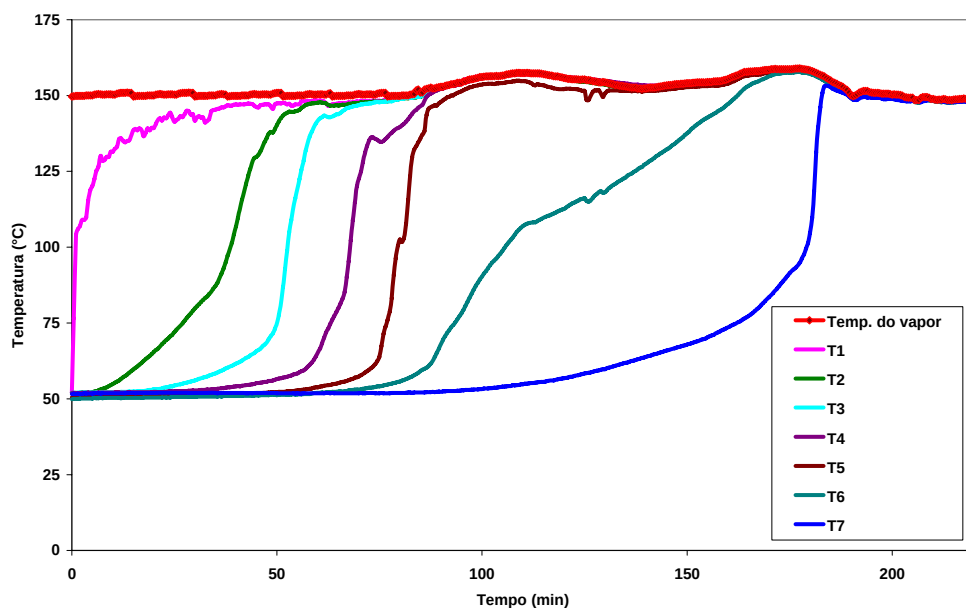


Figura 4. Perfis de temperatura do segundo ensaio.

Assim como no experimento onde foi injetado somente vapor, nos ensaios seguintes a pressão total no misturador deve ser tal que a pressão parcial de vapor fique em torno da temperatura de saturação de 151 °C. A Figura 5 apresenta os resultados experimentais do fator de recuperação, da razão vapor/óleo de acordo com a fração de nitrogênio injetado, para cada experimento. O primeiro ensaio, realizado somente com vapor, apresentou um fator de recuperação de 68,53 %, mas uma razão vapor/óleo de 4,39. No segundo ensaio pode-se observar uma melhora na razão vapor/óleo, entretanto não ocorre uma recuperação satisfatória. O processo de recuperação pode ser influenciado pelo volume de nitrogênio injetado. Como no segundo ensaio foi requerida uma maior pressão da mistura, e consequentemente do nitrogênio, para obter a mesma pressão parcial de vapor em torno de 5 bar, o maior volume de nitrogênio pode ter contribuído para reforçar um caminho preferencial dentro da célula. Consequentemente, o processo de recuperação torna-se desvantajoso, pois o volume de óleo aquecido é menor, comparado ao de um processo sem o caminho preferencial e portanto com melhor eficiência de deslocamento. No terceiro ensaio há uma melhora substancial na razão vapor/óleo e um aumento do fator de recuperação, sendo menor o volume de nitrogênio injetado. A produção de água tem início após 120 minutos e a produção de óleo 40 minutos mais tarde.

Em relação ao tempo em que a frente de vapor alcança o último termopar, no segundo e terceiro ensaio verificam-se reduções de aproximadamente 56 e 72 minutos, respectivamente. Reduções estas indicam consideráveis antecipação da produção e redução de custos em escala de campo.

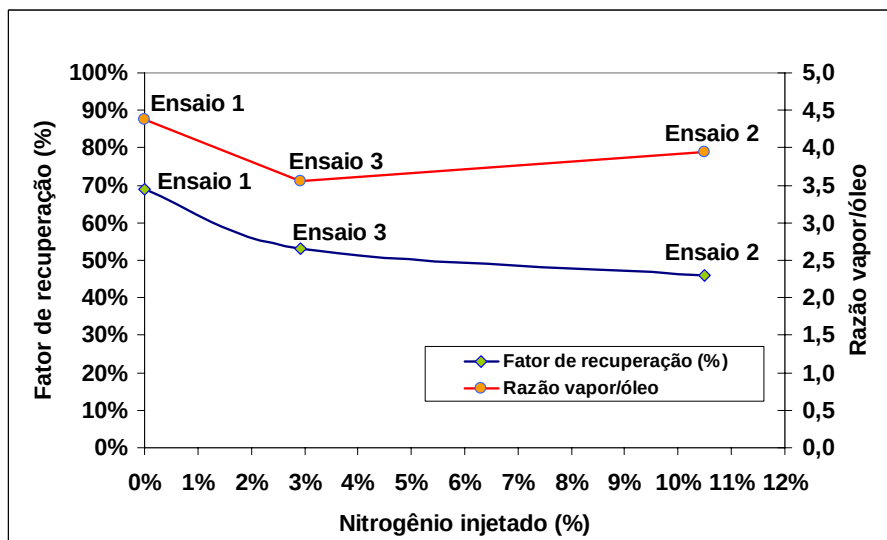


Figura 5. Fator de recuperação, razão vapor/óleo e percentual de nitrogênio injetado para todos os experimentos.

A Figura 6 mostra uma comparação das vazões de óleo e água dos três experimentos. Pode-se observar que no terceiro experimento exibiu uma antecipação do pico de produção de óleo de 18 minutos. Para os outros experimentos, o início da produção de óleo atrasa entre 20 e 30 minutos em relação à terceira rodada.

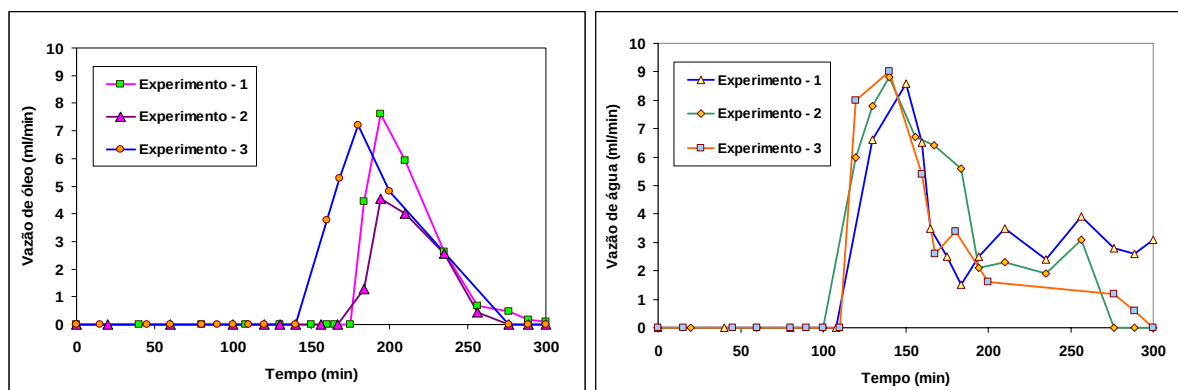


Figura 6. Vazão de produção de água e óleo para todas as rodadas

Do lado do estudo numérico, as propriedades do óleo utilizado nos experimentos, obtido de amostras da Bacia do Espírito Santo, foram primeiramente modeladas e ajustadas utilizando o programa WINPROP-CMG. A composição do óleo e as principais propriedades, como viscosidade e densidade, foram fornecidas pela Petrobras. Os dados de viscosidade foram verificados no laboratório em três níveis de temperatura: na temperatura de reservatório (51 °C), e em 75 °C e 100 °C. O viscosímetro utilizado é do tipo *Rolling-ball*. Para a faixa de temperatura de interesse, a viscosidade foi ajustada a partir da correlação de Fredenslund e Pedersen (1987). Uma medida adicional foi realizada para verificar a viscosidade até 170 °C. O equipamento utilizado foi um viscosímetro eletromagnético *Cambridge*. Na modelagem proposta, o óleo foi dividido em 3 pseudo-componentes para investigar a possível transferência de massa entre os componentes devido à vaporização de frações intermediárias. Entretanto, as simulações mostraram que apenas a 300 °C ficam evidentes os efeitos de destilação. Neste caso, um único componente foi adotado para o ajuste final. A Figura 7 mostra a viscosidade total do líquido e do ajuste da correlação obtida a partir do modelo.

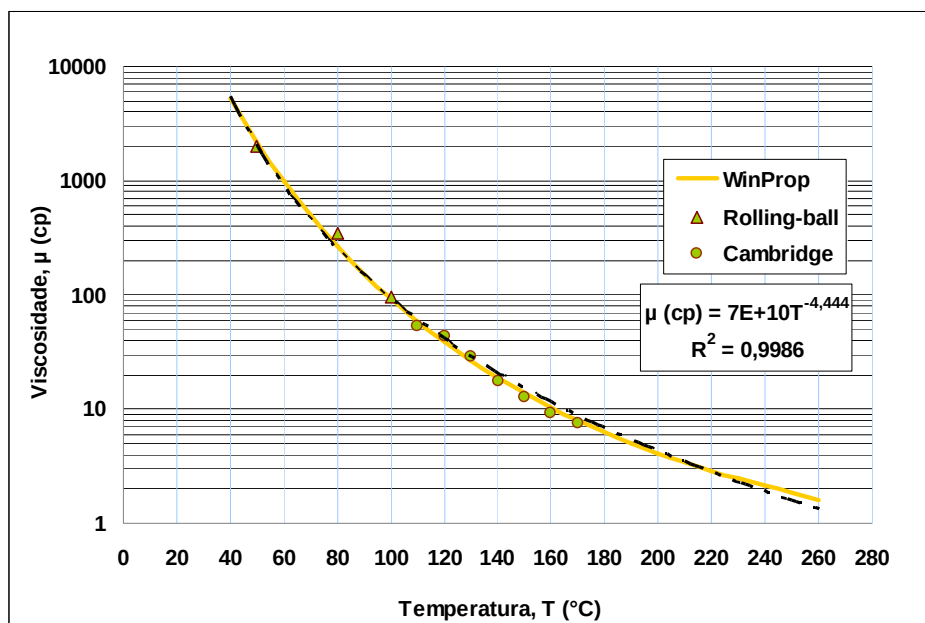


Figura 7. Viscosidade do óleo versus temperatura

A simulação numérica sobre um modelo representativo dos ensaios experimentais do primeiro ensaio foi realizada com o simulador STARS da CMG. Um sistema radial (7 x 1 x 62) cm foi utilizado para representar a célula de injeção. Devido ao melhor valor ajustado da permeabilidade ser elevado, 13 Darcies, as curvas de permeabilidades relativas utilizadas foram curvas proporcionais. Pela mesma razão, a pressão capilar foi negligenciada. A perda de calor para o exterior é considerada desprezível. O comportamento da viscosidade e densidade foi obtido do ajuste mostrado anteriormente. Os principais parâmetros utilizados para o ajuste de histórico do experimento foram: permeabilidade absoluta e as pressões de injeção e de produção. A Figura 8 mostra a comparação dos perfis de temperatura experimentais e simulados, referente ao primeiro ensaio. Observa-se que a frente de vapor é um fenômeno mais evidente nos ensaios de laboratório, principalmente nos últimos termopares.

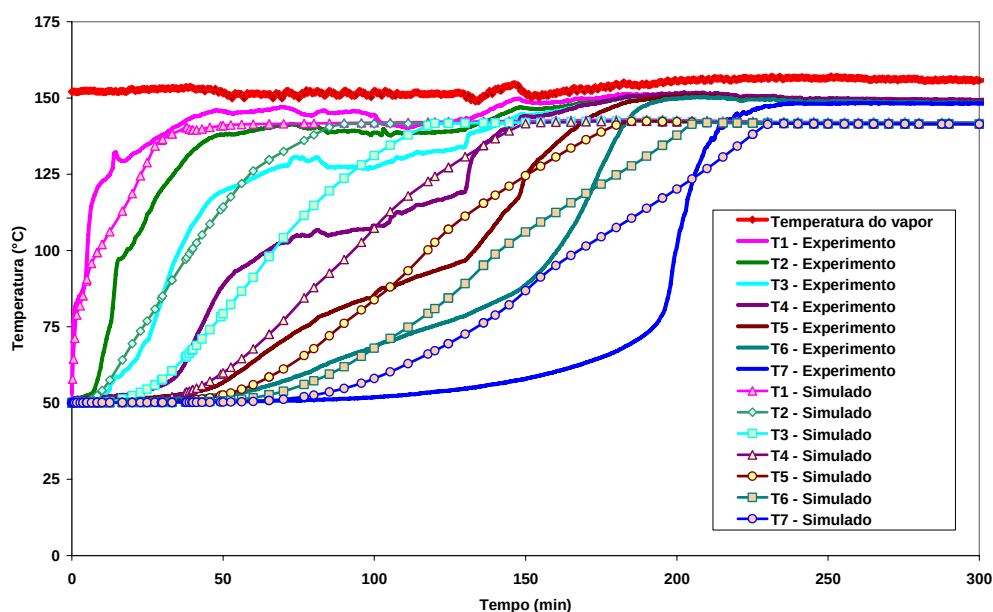


Figura 8. Comparação dos perfis de temperatura experimental e simulada para o primeiro ensaio

Conclusões

Para os estudos de injeção contínua de vapor e nitrogênio desenvolvidos neste trabalho, os ensaios experimentais mostraram que uma pequena fração de nitrogênio, em torno de 3%, injetada simultaneamente com o vapor pode melhorar o processo de deslocamento e a eficiência energética do processo. Nos dois experimentos com injeção de vapor e nitrogênio houve antecipação da produção de óleo em relação ao experimento com a injeção somente de vapor. No campo, isto pode significar antecipação da receita e possível redução de custos, já que o gás, com menor custo, substitui determinada fração de água no processo de injeção. Os efeitos benéficos desta redução são múltiplos: reduz-se o consumo de energia, uma menor quantidade de CO₂ é lançada na atmosfera; é menor a quantidade de água a ser tratada tanto para a geração de vapor como na etapa final de produção. Todos esses efeitos colaboram para a redução dos custos dos projetos de recuperação.

A simulação numérica utilizando o simulador térmico STARS da CMG auxilia na previsão de comportamento em estudos experimentais de injeção de vapor, mas ainda é necessário um maior entendimento nos parâmetros de ajuste de histórico quando utilizado vapor combinado com nitrogênio.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS, ao PRH-ANP 15 e FINEP/CT-Petro pelo contínuo apoio financeiro ao presente trabalho.

Referências Bibliográficas

- BOBERG, Thomas C.: *Thermal Methods of Oil Recovery*. United States of America, 1988. 411 p. (An Exxon Monograph).
- PRATS, M.: *Thermal Recovery*, Monograph Volume 7, Henry L. Doherty Series, SPE Inc, Richardson, TX (1982).
- GOITE J. G., MAMORA D. D., FERGUSON M. A. *Experimental Study of Morichal Heavy Oil Recovery Using Combined Steam and Propane Injection*, SPE 69566, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25-28, March, 2001.
- NESSE T. *Experimental Comparison of Hot Water/Propane Injection to Steam/Propane Injection to Recovery of Heavy Oil*, Master of Science Thesis, Texas A&M University, December, 2004.
- SIMANGUNSONG R. *Experimental and Analytical Modeling Studies of Steam Injection with Hydrocarbon Additives to Enhance Oil Recovery of San Ardo Heavy Oil*, Master of Science Thesis, Texas A&M University, August, 2005.
- WILLMAN, B.T., VALLEROY, V.V., RUNBERG, G.W., CORNELIUS, A.J., e POWERS, L.W. *Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection*. J. Pet. Tech. p. 681, July, 1961.
- HARDING, T.G., Farouq Ali, S.M., and Flock, D.L.: *Steam Performance in the Presence of Carbon Dioxide and Nitrogen*, J. Cdn. Pet Tech (September-October 1983) 30.
- NASR, T.N., Prowse, D.R. and Frauenfeld. T.W.J.: *The Use of Flue Gas with Steam in Bitumen Recovery from Oil Sands*, J. Cdn. Pet Tech (May-June 1987) 62.