

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Efeitos da Adição de Solventes ao Processo de Injeção de Vapor Aplicado em Reservatórios de Óleo Pesado e Extra-Pesado

AUTORES:

Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Jennys Lourdes Meneses Barillas
Tarcilio Viana Dutra Junior
Wilson da Mata

INSTITUIÇÃO:

UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte

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. Este 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) têm conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5º PDPETRO.

Efeitos da Adição de Solventes ao Processo de Injeção de Vapor Aplicado em Reservatórios de Óleo Pesado e Extra-Pesado

Abstract

With the decline of conventional oil reserves, interest in heavy and extra-heavy oil recovery has increased meaningfully. For producing these resources, Steamflooding with solvent has been one of the most successfully alternatives used by oil industry. The method can be understood as a combination of two main effects: reduction of oil viscosity, using thermal energy from injected steam, and dilution of oil, which is obtained from contact between injected solvent and reservoir oil. Currently, diverse hybrid steam-solvent processes are being developed, mainly by Alberta Research Council (ARC), in Canada. Experimental results, numerical studies and field tests suggest that great benefits can be achieved with the addition of solvents to the injected steam, as an increase of oil rates and oil-steam ratios, reduction of energy and also a reduction in water consumptions for steam generation, having diminished Green House Gases (GHG) emissions. In this work, a numerical study was done to analyze some applications of this process and to make a comparison with the case in which steam is injected alone, without solvent. The following points were examined in this paper: analysis of method efficiency for different types and volumes of injected solvent; analysis of solvent effects on oil rates for different oil viscosities; and alternatives for solvent injection interruption (remaining steam injection). The reservoir simulation model corresponds to an oil reservoir of 100 m x 100 m x 29 m size, on a Cartesian coordinates system (x, y and z directions). It is a semi synthetic model. Some reservoir data were obtained similar to those found in Brazilian Potiguar Basin and others ones were obtained from literature. All studied cases were done using the simulator STARS from CMG (Computer Modelling Group, version 2007.11). It was found that addition of solvents improved the oil rates and that the highest oil recoveries were obtained by the heaviest solvents. Moreover, project viability can be favored by the following reasons: earlier productions achieved by solvent models can generate an earlier financial return; the analyzed injection interruption strategies tend to reduce the costs for solvent injection; a great part of the injected solvent is produced, and can be recycled.

Introdução

Com o declínio das reservas de “óleo convencional”, as atenções da Indústria Petrolífera têm se voltado para a produção de óleo pesado e extra-pesado, sendo o enfoque tecnológico geralmente baseado na redução da viscosidade através do uso de energia térmica.

Dentre os vários métodos térmicos utilizados, a Injeção de Vapor tem sido uma das principais alternativas para aumentar as recuperações de óleo pesado e extra-pesado. Tal método consiste, basicamente, em injetar calor no reservatório, aumentando a mobilidade do óleo e facilitando sua produção.

Nos últimos anos, uma alternativa cada vez mais utilizada para aumentar a eficiência desse mecanismo tem sido a adição de solventes ao vapor injetado. Os solventes são hidrocarbonetos leves que têm a propriedade de reduzir as tensões interfaciais e facilitar a produção do óleo. Resultados experimentais, estudos numéricos e testes de campo sugerem que grandes benefícios podem ser alcançados com a adição de solventes ao vapor injetado, como o aumento das vazões de óleo e das razões óleo-vapor, redução do consumo de água e energia para a geração de vapor, diminuindo a emissão de gases causadores do efeito estufa (Nasr & Ayodele, 2006).

Um dos principais desafios da Engenharia de Reservatórios é prover soluções tecnológicas que otimizem a economicidade dos projetos relacionados à recuperação avançada de petróleo, permitindo explorar em campos considerados sub-comerciais por limitações na tecnologia existente. Assim, torna-se indispensável um estudo da viabilidade de aplicação desta nova tecnologia em campos de óleos pesados do Brasil, com as devidas adequações às particularidades de cada reservatório.

Metodologia

O modelo de simulação utilizado corresponde a um reservatório de óleo com dimensões 100 m x 100 m x 29 m, em um Sistema de Coordenadas Cartesiano (direções x, y e z), como mostra a **Figura 1**. Para reduzir o tempo de simulação e considerando a simetria do sistema, o esquema de injeção escolhido foi o *um quarto de five-spot invertido*, representado por dois poços: um injetor e outro produtor. Alguns dos parâmetros de reservatório e operacionais utilizados como dados de entrada são mostrados na **Tabela 1**.

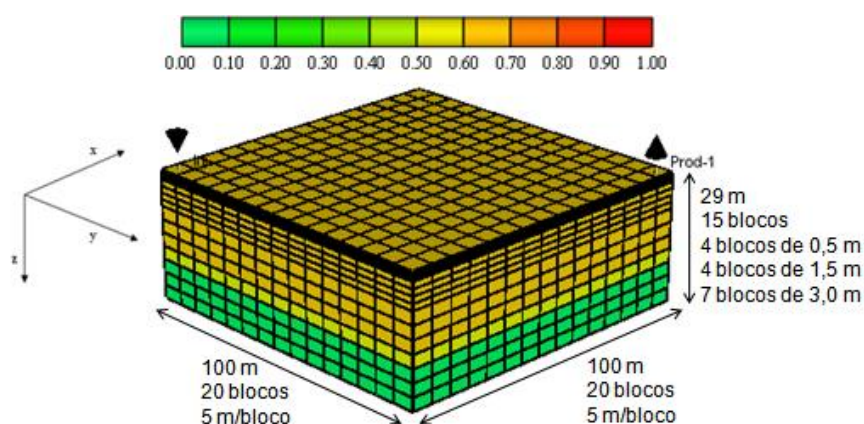


Figura 1. Modelo do reservatório. Saturação inicial de óleo.

Tabela 1. Parâmetros de reservatório e operacionais

Temperatura inicial do reservatório (°C)	37,8
Profundidade do reservatório (m)	200
Porosidade (%)	30
Razão entre permeabilidades vertical e horizontal (%)	10
Volume de óleo <i>in place</i> (m³)	40.532
Viscosidade do óleo	Ver Figura 2
Temperatura de injeção do vapor (°C)	288
Título do vapor (%)	55
Máxima pressão de fundo no poço injetor (kPa)	7200
Mínima pressão de fundo no poço produtor (kPa)	197
Vazão de vapor injetado (ton/dia)	20
Tempo de produção (anos)	16

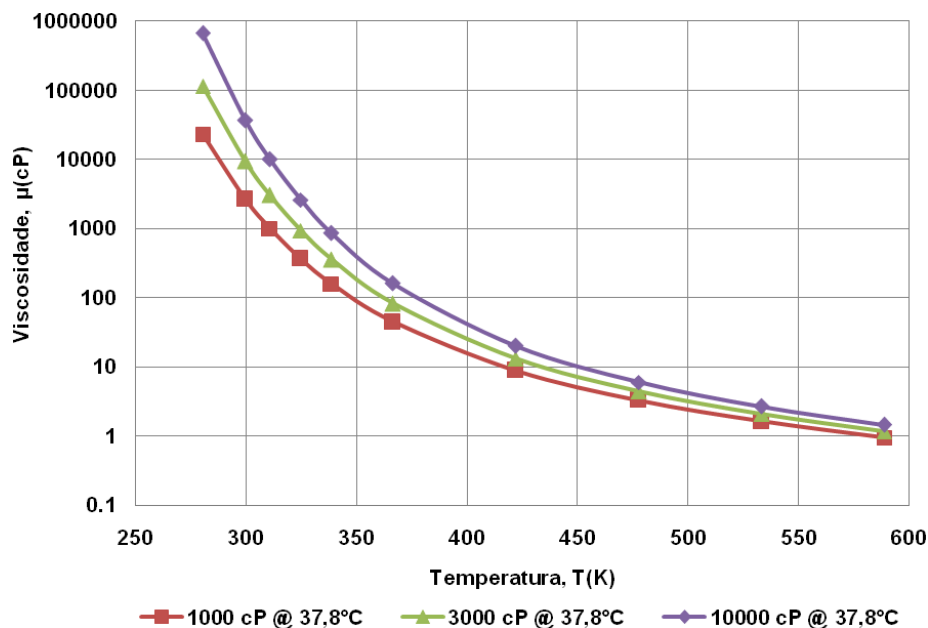


Figura 2. Viscosidade do óleo (cP) versus Temperatura (K) (Medeiros, 2008)

No sentido superfície – reservatório, o poço injetor foi completado até a oitava camada, enquanto que o poço produtor foi completado até a décima primeira. As simulações foram realizadas no STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) 2007.11 da CMG (Computer Modelling Group).

Mantendo-se constante a vazão de injeção de vapor (20 ton/dia), foi realizado um planejamento fatorial de três níveis para analisar as interações entre os seguintes parâmetros: viscosidade do óleo, tipo de solvente injetado e volume de solvente injetado, resultando num total de 27 simulações. A **Tabela 2** mostra os níveis mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1) atribuídos a esses parâmetros bem como a nomenclatura a ser utilizada na análise das interações entre eles.

Tabela 2. Intervalo dos parâmetros analisados

Parâmetro	Nomenclatura	Mínimo (-1)	Intermediário (0)	Máximo (+1)
Viscosidade do Óleo (cP)	“Visc”	1000	3000	10000
Tipo de Solvente	“Solv”	Pentano	Hexano	Heptano
Volume de Solvente Injetado/Volume de Vapor Injetado (%)	“% de Solv”	5	10	15

Resultados e Discussão

A análise das interações entre os parâmetros da tabela acima foi baseada em Curvas de Nível. As regiões “ótimas” de trabalho são representadas pelas áreas em vermelho, enquanto que as áreas verdes estão associadas aos níveis de parâmetros que promoveram as menores respostas. A **Figura 3** mostra as Curvas de Nível das interações entre os parâmetros para a recuperação de óleo. Observa-se que as maiores recuperações foram obtidas para as seguintes combinações: baixas viscosidades do óleo com o tipo de solvente mais pesado; baixas viscosidades do óleo com elevados volumes de solvente injetado; e tipo de solvente mais pesado com elevados volumes de solvente injetado.

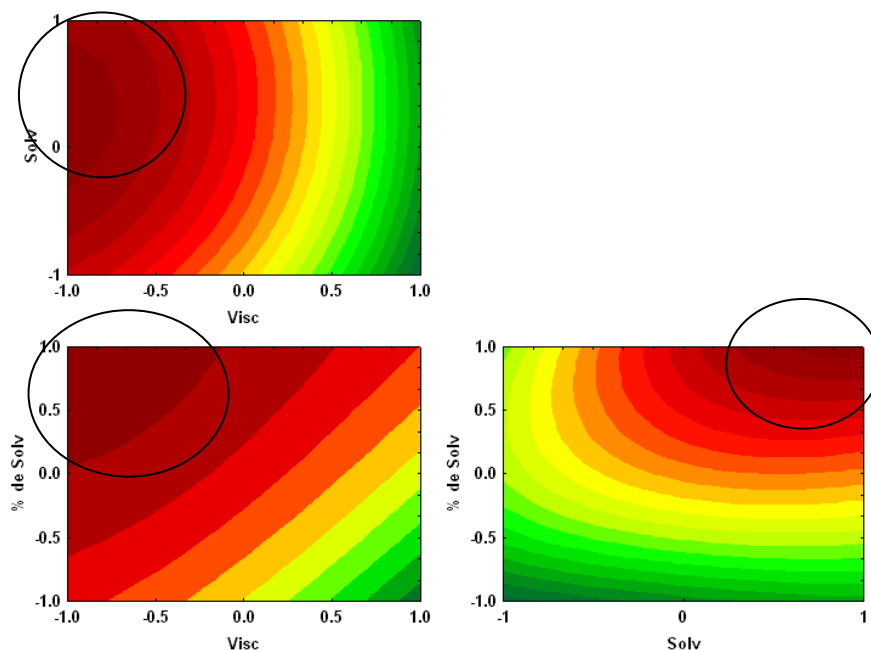


Figura 3. Curvas de Nível das interações entre os parâmetros para a recuperação de óleo. 16 anos.

A **Figura 4** mostra a produção acumulada de óleo *versus* tempo para a adição de 5, 10 e 15% de heptano ao vapor injetado, considerando o óleo de 1000 cP. Percebe-se que, quanto maior o volume de solvente injetado, maior a produção acumulada final de óleo. O modelo *1000 cP_20 ton/dia de vapor + 15% de heptano* produziu aproximadamente 32000 m³ de óleo (73 % de recuperação) ao final dos dezesseis anos, enquanto o modelo *1000 cP_20 ton/dia de vapor*, que não utiliza solvente, produziu cerca de 27000 m³ (66% de recuperação) ao final do mesmo período.

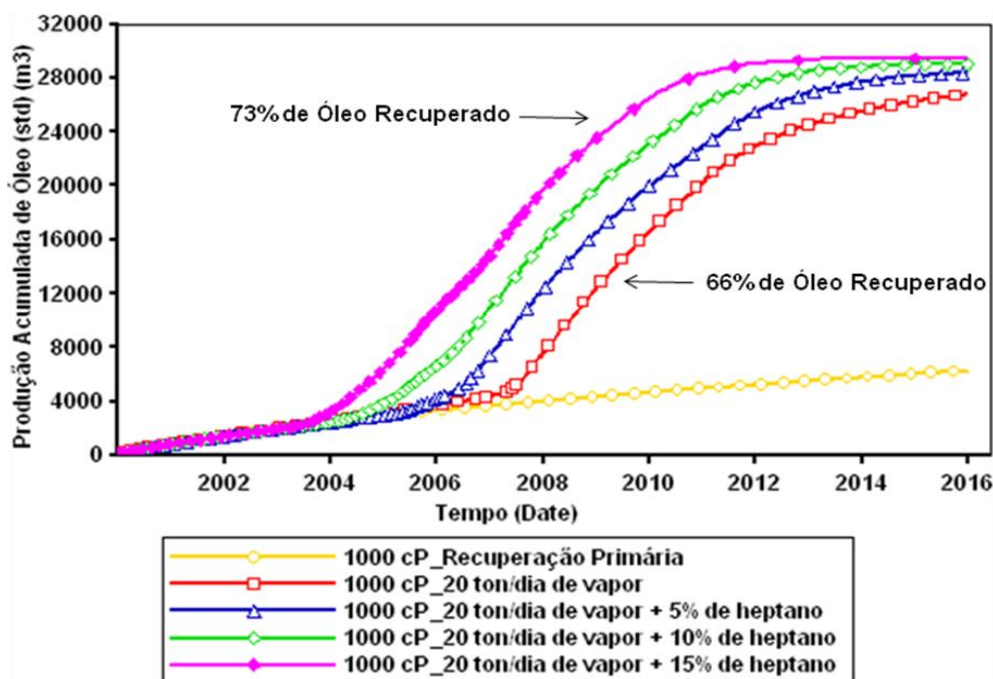


Figura 4. Produção acumulada de óleo (sem solvente) *versus* tempo. Recuperação primária, injeção de vapor e injeção de vapor com solvente.

Os solventes são geralmente muito caros. Portanto, para favorecer a viabilidade do projeto, é importante que uma grande parte do solvente injetado seja produzido. Estudos numéricos anteriores (Galvão, 2008; Galvão, 2009) demonstraram que, para essas condições operacionais e de reservatório, a maioria do solvente injetado é produzido junto com o óleo do reservatório já nos primeiros anos de

projeto. Quantificar o reaproveitamento desse solvente fugiria do escopo deste trabalho, entretanto, espera-se que o fluido produzido seja um óleo de menor densidade (maior $^{\circ}API$) e, conseqüentemente, maior valor econômico.

As **Figuras 5, 6 e 7** mostram as vazões de óleo *versus* tempo para a injeção de 20 ton/dia de vapor + 15% de heptano aplicada, respectivamente, aos óleos de 1000, 3000 e 10000 cP. Em cada uma dessas figuras, é feita uma comparação com o caso em que o vapor é injetado sem o solvente. Observa-se que, em todos os casos, a presença do solvente acelerou a chegada do banco de óleo ao poço produtor. O efeito foi mais pronunciado para o óleo de 10000 cP, onde o solvente antecipou em aproximadamente 5 anos a chegada do banco de óleo. Tal efeito deve-se, principalmente, à miscibilidade entre o solvente e o óleo do reservatório, o que faz reduzir as tensões interfaciais, melhorar a eficiência de varrido do vapor, aumentar a mobilidade do óleo e facilitar a produção.

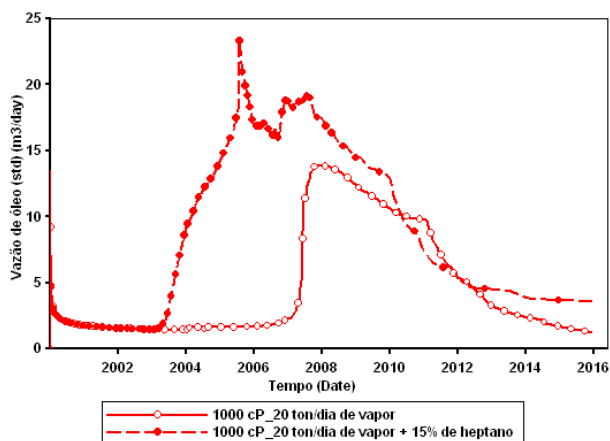


Figura 5. Vazão de óleo (sem solvente) *versus* tempo. Óleo de 1000 cP.

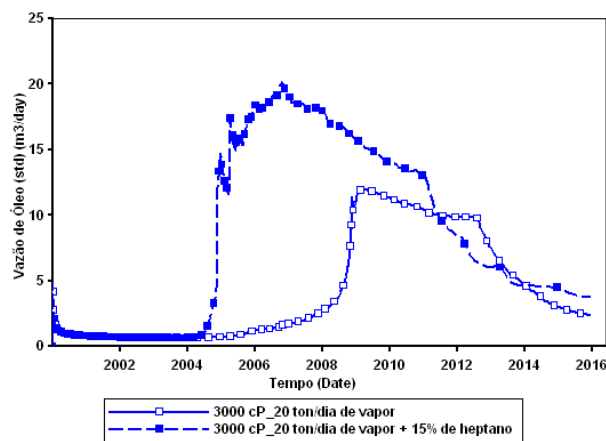


Figura 6. Vazão de óleo (sem solvente) *versus* tempo. Óleo de 3000 cP.

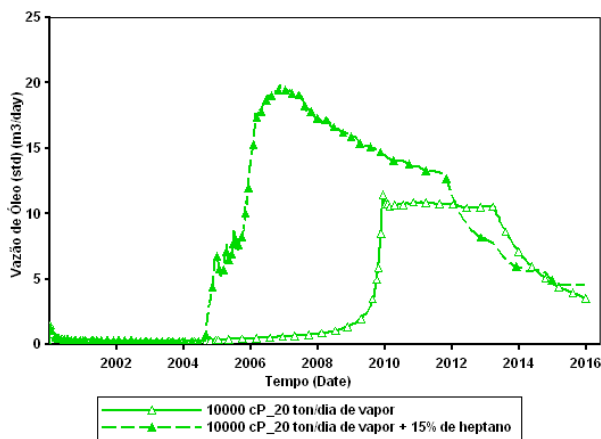


Figura 7. Vazão de óleo (sem solvente) *versus* tempo. Óleo de 10000 cP.

As elevadas produções iniciais obtidas pelos modelos que utilizam solventes podem ter um impacto significativo na economicidade do projeto, pois a antecipação da produção sugere que a injeção de fluidos (vapor e solvente) no reservatório possa ser interrompida mais cedo. Do ponto de vista ambiental, haveria uma redução do consumo de energia e de água para a geração de vapor, diminuindo a emissão de gases causadores do efeito estufa. Também é importante destacar que as maiores vazões de óleo apresentadas por esses modelos podem gerar um retorno financeiro mais rápido, o que seria decisivo para a viabilidade econômica do projeto (Galvão, 2008).

Buscando favorecer a economicidade do projeto, foi realizada uma análise da interrupção da injeção de solvente, mantendo-se a injeção de vapor nos anos subsequentes. Para tanto, foi tomado por base o modelo *1000 cP_20 ton/dia de vapor + 15% de heptano*, que injeta vapor com solvente durante os 16 anos de projeto. A **Tabela 3** mostra os modelos utilizados nessa análise e as respectivas épocas escolhidas para a interrupção da injeção do solvente.

Tabela 3. Nomenclatura dos modelos que interrompem a injeção de solvente no reservatório.

Modelo	Época para Interrupção da Injeção de Solvente
1000 cP_ Int 2	Final do 2º ano
1000 cP_ Int 4	Final do 4º ano
1000 cP_ Int 6	Final do 6º ano
1000 cP_ Int 8	Final do 8º ano
1000 cP_ Int 10	Final do 10º ano
1000 cP_ Int 12	Final do 12º ano

As produções acumuladas de óleo *versus* tempo para os modelos da **Tabela 3** estão registradas na **Figura 8**. Observa-se que a interrupção da injeção de solvente, para os casos analisados, promoveu um pequeno acréscimo na produção acumulada final de óleo. Especialmente até os 10 anos de projeto, nota-se que a interrupção da injeção de solvente promoveu maiores produções acumuladas de óleo do que o modelo que injeta solvente durante os dezesseis anos. Além disso, pode-se perceber que não há uma defasagem significativa, por exemplo, entre a curva do modelo que cessa a injeção de solvente após o quarto de projeto e a curva do modelo que interrompe a injeção de solvente após o décimo segundo ano de projeto.

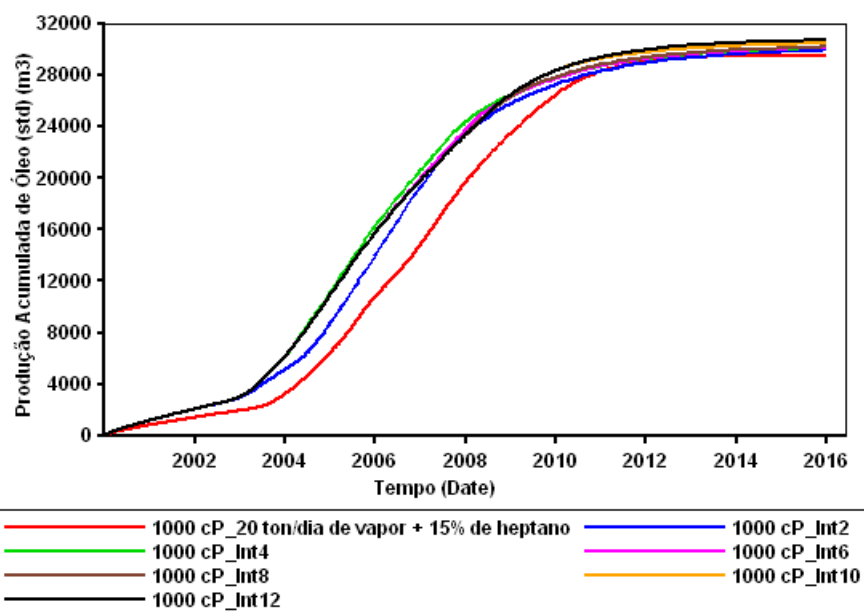


Figura 8. Produção acumulada de óleo (sem solvente) *versus* tempo. Modelo *1000 cP_20 ton/dia de vapor + 15% de heptano* e modelos com interrupção da injeção de solvente.

O resultado acima sugere, portanto, que é desnecessário, para os casos analisados, injetar solvente durante os 16 anos de projeto, uma vez que a interrupção dessa injeção ainda nos primeiros anos promoveu maiores produções acumuladas de óleo, além de implicar numa redução dos custos relativos ao solvente. Pode-se concluir, ainda dentro dessa análise, que o efeito térmico (injeção de vapor) torna-se mais eficaz a partir da ação do efeito miscível (injeção de solvente) utilizado apenas

nos primeiros anos de projeto. Tal fato pode ser notado comparando-se as curvas que interrompem o uso de solvente com a curva do modelo que mantém a injeção de solvente durante todo o tempo de projeto.

Conclusões

- A partir da análise das interações entre os parâmetros analisados, pôde-se observar que as maiores recuperações de óleo foram obtidas para as seguintes combinações: baixas viscosidades do óleo com o tipo de solvente mais pesado; baixas viscosidades do óleo com elevados volumes de solvente injetado; e tipo de solvente mais pesado com elevados volumes de solvente injetado.
- A adição do solvente heptano nas quantidades de 5, 10 e 15% sobre o vapor injetado aumentou a produção acumulada final de óleo. Quanto maior o volume de solvente injetado, maior foi a recuperação de óleo.
- A presença do solvente nas quantidades analisadas acelerou a chegada do banco de óleo ao poço produtor, aumentando as vazões em relação ao modelo que injeta apenas vapor. O efeito foi mais pronunciado para o óleo de 10000 cP, onde o solvente antecipou em aproximadamente 5 anos a chegada do banco de óleo.
- Especialmente até os 10 anos de projeto, observou-se que a interrupção da injeção de solvente (mantendo-se a injeção de vapor) promoveu maiores produções acumuladas de óleo do que o modelo que injeta solvente durante os dezesseis anos. O efeito térmico (injeção de vapor) tornou-se mais eficaz a partir da ação do efeito miscível (injeção de solvente) utilizado apenas nos primeiros anos de projeto.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à CAPES, à PETROBRAS, à ANP e ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo (LEAP – UFRN) por todo o suporte fornecido para a execução deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- GALVÃO, E. R. V. P. *Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado*. 2008. 106f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- GALVÃO, E. R. V. P.; RODRIGUES, M. A. F.; BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR., T. V.; MATA, W. Optimization of operational parameters on steamflooding with solvent in heavy oil reservoirs. SPE 122078. Junho, 2009.
- MEDEIROS, E. J. R. *Estudo do aquecimento geral indireto como método de recuperação em reservatórios rasos de óleos pesados*. 2008. 197f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- NASR, T. N.; AYODELE, O. R. New hybrid steam-solvent processes for the recovery of heavy oil and bitumen. SPE 101717. Novembro, 2006.