

# 6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



## TÍTULO DO TRABALHO:

Análise da Injeção de Gás Carbônico como Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatório de Óleo Pesado

## AUTORES:

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

## INSTITUIÇÃO:

UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte

*Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.*

## **ANÁLISE DA INJEÇÃO DE GÁS CARBÔNICO COMO FLUIDO ALTERNATIVO AO VAPOR EM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

### **Abstract**

Many of hydrocarbon reserves existing in the world are formed by heavy oils ( $^{\circ}\text{API}$  between 10 and 20). Moreover, several heavy oil fields are mature and, thus, offer great challenges for oil industry. From thermal methods used to recovery these resources, Steamflooding has been the main economically viable alternative. Latent heat carried by steam heats the oil from reservoir, reducing its viscosity and facilitating the production. This method has many variations and has been studied both theoretically and experimentally (in pilot projects and in full field applications). In order to increase oil recovery and reduce steam injection costs, the alternative fluid injection has been used on three main ways: alternately, co-injected with steam and after steam injection interruption. The main objective of these injection systems is to reduce amount of heat supplied to the reservoir, using cheaper fluids and maintaining the same oil production levels. In this paper,  $\text{CO}_2$  injection as alternative fluid to the steam was investigated. The analyzed parameters were oil recoveries and net cumulative oil productions. The reservoir simulation model corresponds to an oil reservoir of 100 m x 100 m x 28 m size, on a Cartesian coordinates system (x, y and z directions). It is a semi synthetic model with some reservoir data obtained similar to those found in Brazilian Potiguar Basin. All studied cases were done using the simulator STARS from CMG (Computer Modelling Group, version 2009.10). It was found that  $\text{CO}_2$  injection after steam injection interruption achieved the highest net cumulative oil. Moreover, it was observed that  $\text{CO}_2$  and steam co-injection did not present significance influence on project economics.

### **Introdução**

Devido à complexidade dos reservatórios e às grandes reservas existentes, a recuperação de óleos pesados constitui-se num dos grandes desafios da indústria petrolífera. Desses reservatórios, é possível recuperar apenas uma fração do óleo, ficando grande parte retida no meio poroso.

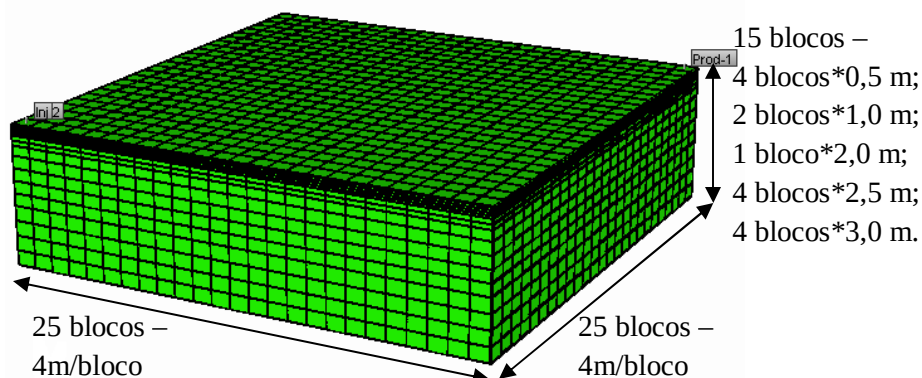
Os processos de recuperação térmica têm sido largamente empregados na recuperação de óleos pesados, melhorando o escoamento do óleo através da redução da viscosidade e viabilizando a produção de petróleo em campos considerados inviáveis comercialmente pelos métodos convencionais de recuperação. Dentre os vários métodos térmicos existentes, a injeção de vapor é o mais utilizado atualmente pela indústria e, em geral, apresenta bons resultados.

A fim de obter uma maior recuperação de óleo e reduzir os custos inerentes à injeção de vapor, nos últimos anos a injeção de fluidos alternativos tem sido utilizada de três formas principais: alternadamente, simultaneamente ao vapor e após a interrupção da injeção de vapor. Nesses sistemas de injeção, busca-se reduzir a quantidade de calor fornecida ao reservatório utilizando fluidos de menor valor que mantenham os mesmos níveis de produção de óleo. Os fluidos alternativos ao vapor mais utilizados são, preferencialmente, o dióxido de carbono, o gás natural e a água.

O presente trabalho tem como objetivo analisar a injeção de gás carbônico como fluido alternativo ao vapor, buscando aumentar a rentabilidade de um projeto de recuperação avançada aplicada a um reservatório de óleo pesado. A injeção de  $\text{CO}_2$  foi analisada das três formas citadas no parágrafo anterior e as respostas analisadas foram o fator de recuperação e a produção acumulada líquida de óleo.

## Metodologia

Para o caso base, foi considerado um reservatório homogêneo de 100 m x 100 m x 28 m com refinamento no topo (25 x 25 x 15 blocos), como mostra a Figura 1. As simulações foram realizadas no módulo STARS da CMG 2009.10, que trabalha com métodos térmicos de recuperação de óleo.



**Figura 1.** Modelo base em 3 dimensões.

As principais propriedades da rocha reservatório são apresentadas na Tabela 1. Estes parâmetros são dados necessários na entrada do simulador.

**Tabela 1.** Propriedades da rocha-reservatório.

|                                                               |       |
|---------------------------------------------------------------|-------|
| Temperatura inicial (°F)                                      | 100   |
| Saturação inicial média de água na zona de óleo, $S_{wi}$ (%) | 35    |
| Volume original de óleo ( $m^3_{std}$ )                       | 56005 |
| Espessura da zona de óleo (m)                                 | 20    |
| Profundidade do reservatório (m)                              | 200   |
| Contato gás-óleo - DGOC (m)                                   | 202   |
| Contato água-óleo - DWOC (m)                                  | 222   |
| Permeabilidade horizontal, $\kappa_h$ (md)                    | 1000  |
| Permeabilidade vertical, $\kappa_v$ (md)                      | 100   |
| Porosidade (%)                                                | 28    |

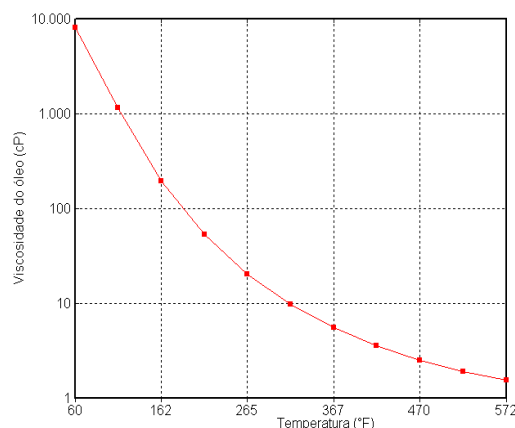
O modelo do fluido do reservatório foi criado a partir de uma análise PVT. A Tabela 2 mostra a composição do óleo, que contém nove pseudo-componentes, as características da fração pesada C40+, o °API do óleo e sua pressão de saturação. Pelo °API, pode-se dizer que o óleo é pesado, de características similares aos encontrados na Bacia Potiguar.

**Tabela 2.** Composição do óleo

| Pseudocomponente                           | Fração Molar                                   |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------|
| CO <sub>2</sub>                            | 0,45                                           |
| N <sub>2</sub>                             | 0,27                                           |
| C <sub>1</sub> -C <sub>3</sub>             | 10,35                                          |
| iC <sub>4</sub> -C <sub>19</sub>           | 17,35                                          |
| C <sub>20</sub> -C <sub>39</sub>           | 46,16                                          |
| C <sub>40+</sub>                           | 25,42                                          |
| <b>Características do C<sub>40+</sub>:</b> | <b>Características do óleo a 38 °C:</b>        |
| Peso molecular: 823,52 u                   | °API: 16,38                                    |
| Densidade relativa: 1,0305                 | Pressão de saturação: 2650,74 kPa (384,45 psi) |

Nos métodos térmicos, em especial na injeção de vapor, o principal motivo para se obter altos fatores de recuperação é a alta sensibilidade da viscosidade do óleo com a temperatura. A Figura 2

mostra o comportamento da viscosidade do óleo *versus* temperatura para o modelo de óleo pesado estudado. Observa-se que, para a temperatura inicial do reservatório (100 °F), a viscosidade do óleo é de aproximadamente 1200 cP.



**Figura 2.** Viscosidade do óleo *versus* temperatura

A Tabela 3 apresenta os principais parâmetros operacionais utilizados no modelo base.

**Tabela 3.** Condições operacionais do processo.

| Parâmetro                                  | Valor quantitativo/qualitativo |
|--------------------------------------------|--------------------------------|
| Temperatura do vapor (°C)                  | 288                            |
| Título do vapor (%)                        | 50                             |
| Pressão máxima no poço injetor (kPa)       | 7198                           |
| Vazão de vapor injetado (ton/dia)          | 25                             |
| Vazão de gás carbônico injetado (m³/dia)   | 2500                           |
| Distância entre poços injetor-produtor (m) | 140                            |
| Intervalo canhoneado                       | Toda a Zona de Óleo            |
| Tempo de projeto (anos)                    | 15                             |

Este trabalho consistiu em buscar uma forma alternativa para a injeção contínua de vapor, de modo a reduzir os custos do método. As análises serão fundamentadas no fator de recuperação e na produção acumulada líquida ( $N_{pli}$ ) de óleo, que é dada pela seguinte equação:

$$N_{pli} = N_p - ROV \cdot Q_v \cdot t - ROG \cdot Q_g \cdot t \quad (1)$$

onde  $N_p$  é a produção acumulada de óleo,  $ROV$  é a razão óleo-vapor,  $Q_v$  é a vazão de vapor injetado;  $t$  é o tempo,  $ROG$  é razão óleo-gás e  $Q_g$  é a vazão de gás injetado. Neste estudo, foi considerada uma  $ROV$  de 0,10 e uma  $ROG$  de 0,001.

A equação acima deduz da produção de óleo os custos relativos ao vapor e ao gás, o que proporcionará a comparação entre os diversos casos.

Foram utilizadas as seguintes formas de injeção do gás carbônico:

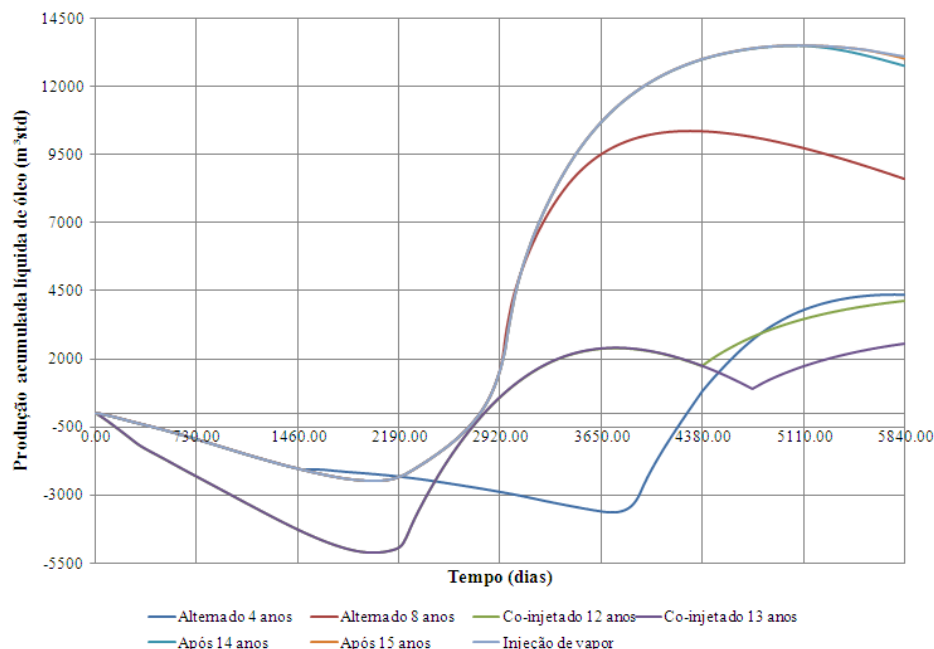
- Injeção alternada: vapor e gás carbônico foram alternados desde anualmente até o ciclo de oito em oito anos;
- Injeção simultânea (co-injeção): o gás carbônico foi co-injetado com o vapor desde um ano até durante os 16 anos de projeto. Ou seja, partiu-se do caso que vapor e CO<sub>2</sub> foram co-injetados

durante um ano (permanecendo os demais sem injeção de fluido) até o caso em que vapor e gás carbônico foram injetados durante os 15 anos de projeto;

- Injeção de gás após a injeção de vapor: realizou-se a interrupção do vapor anualmente e em seguida foi injetado o gás carbônico continuamente. A interrupção foi considerada até 15 anos de vapor e um ano de CO<sub>2</sub>.

## Resultados e Discussão

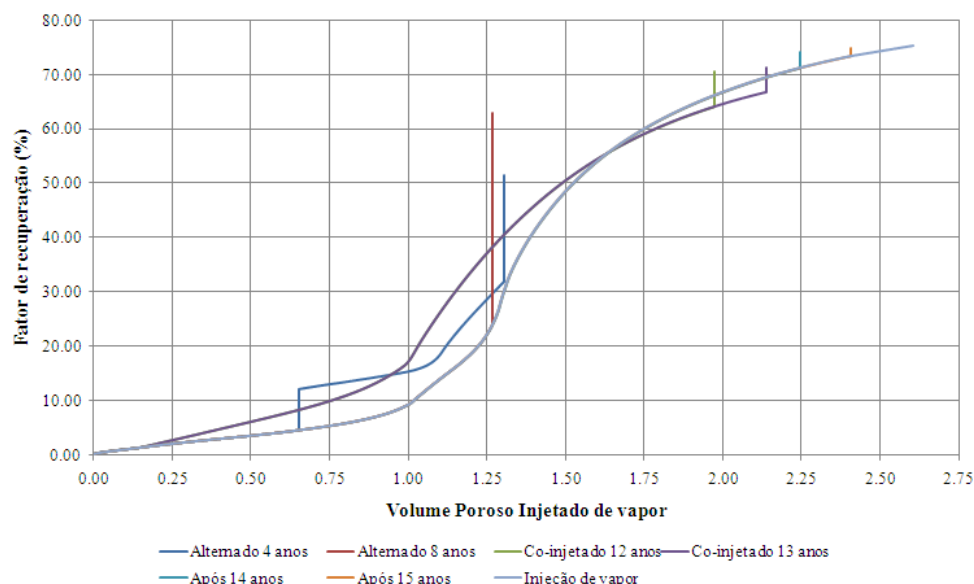
A Figura 3 apresenta os dois melhores resultados em relação à produção acumulada líquida de óleo para cada forma de injeção. Como podem ser observados, os melhores resultados foram obtidos na injeção de gás carbônico após 14 e 15 anos de injeção de vapor. Um importante detalhe nas curvas de injeção de gás carbônico após o vapor é que a produção acumulada líquida de óleo tem seu máximo alcançado (13.514 m<sup>3</sup>std) no 14º ano de projeto, onde apenas vapor foi injetado. À medida que o gás carbônico é inserido no reservatório, a produção de óleo cai, fazendo com que o resultado líquido seja negativo e acarretando o declínio da curva. Comparando-se a injeção de gás carbônico após o 14º e o 15º ano de vapor, pode-se concluir que seria preferível manter a injeção contínua de vapor a trocar pelo gás carbônico.



**Figura 3.** Produção acumulada líquida versus tempo – injeção de vapor e CO<sub>2</sub>

Analisando os melhores resultados onde gás carbônico e vapor são co-injetados, observa-se que as curvas apresentam uma forte queda até o 6º ano de projeto, sendo que, quando o banco de óleo chega ao poço produtor, o resultado líquido já é muito negativo e mesmo a curva ascendendo, os máximos resultados líquido para co-injeção de vapor e gás carbônico durante 12 e 13 anos foram de 4512 e 2523 m<sup>3</sup>, respectivamente. No caso em que vapor e gás carbônico são injetados de forma alternada, os melhores resultados foram obtidos quando os fluido são alternados em 4 e 8 anos, sendo que, neste último, obteve-se 10041 m<sup>3</sup>.

A Figura 4 apresenta o gráfico do fator de recuperação *versus* volume poroso injetado de vapor. É importante ressaltar que, quando a curva tem ascensão vertical, significa que não está sendo injetado vapor. É o período em que o gás carbônico começou a ser injetado.



**Figura 4.** Fator de recuperação versus Volume Poroso Injetado – Injeção de vapor e CO<sub>2</sub>

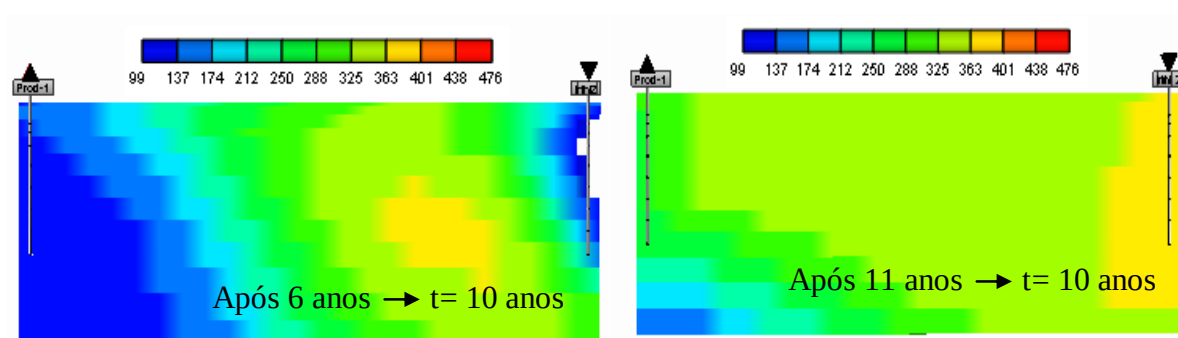
Analisando-se as curvas da Figura 4, observa-se que os melhores resultados em termo de fator de recuperação foram obtidos quando o fluido alternativo foi injetado após o vapor, sendo que, nos dois casos, o fator de recuperação teve valores semelhantes em torno de 75%. Esse resultado é semelhante também ao obtido com a injeção de vapor durante todo o tempo de projeto. Observa-se que o fator de recuperação se estabiliza para 2,25 volumes porosos injetados, indicando que a injeção de vapor pode ser parada neste ponto, o que equivale a 14 anos de projeto.

Os resultados obtidos mostraram que o gás carbônico, quando injetado após o vapor, não mantém os níveis de produção que o vapor gera. Por isso, os melhores resultados foram obtidos quando o vapor foi injetado até quase o fim do projeto.

Quando co-injetado, os níveis de fator de recuperação foram semelhantes aos obtidos com a injeção de vapor sozinha, ou seja, a presença do gás carbônico não alterou em nada o resultado encontrado.

Como foi visto nos gráficos de produção acumulada líquida de óleo e considerando a configuração operacional utilizada, a injeção de gás carbônico como fluido alternativo ao vapor não apresentou resultados satisfatórios, visto que o ponto máximo da curva é obtido apenas com a injeção de vapor. Para compreender esse comportamento, deve-se entender fisicamente a atuação do gás no reservatório nas suas três formas de injeção.

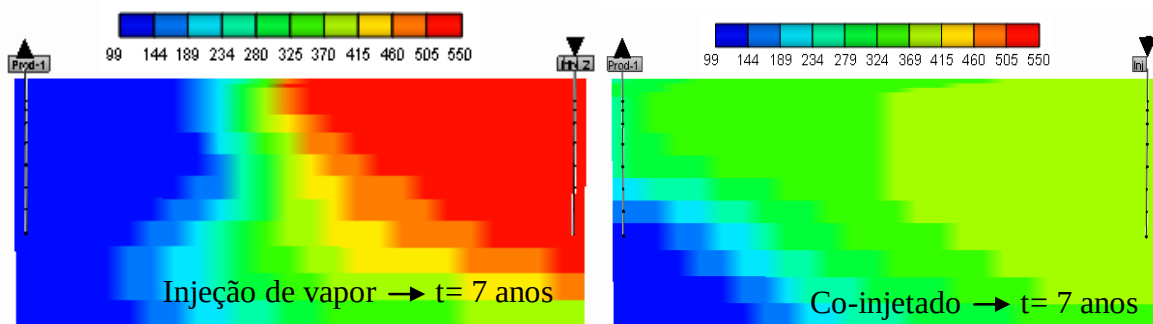
A Figura 5 apresenta um comparativo entre a injeção de gás carbônico após seis e 11 anos de vapor através de perfis de temperatura no 10º ano de projeto.



**Figura 5.** Perfis de Temperatura– comparativo entre a injeção de CO<sub>2</sub> após o vapor no 6º e 11º ano.

No caso da injeção de CO<sub>2</sub> após seis anos de vapor, observa-se que o gás, ao entrar em contato com o óleo aquecido, esfria a câmara de vapor e com isso a desfaz, criando regiões de temperatura menor do que no caso de injeção de CO<sub>2</sub> após 11 anos de vapor. Com esse resfriamento, a viscosidade do óleo aumenta dificultando o seu deslocamento no meio poroso, sendo que o óleo produzido é o não aquecido próximo ao poço produtor. Este fato explica a razão da baixa produtividade quando se injeta gás antes do *breakthrough* do vapor. Ao esfriar o óleo, o gás não tem energia suficiente para deslocá-lo no meio poroso.

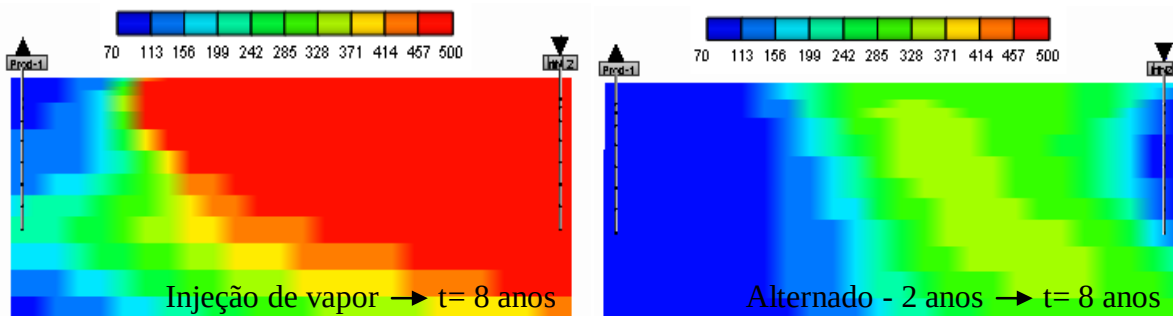
A Figura 6 faz um comparativo entre a injeção contínua de vapor e a co-injeção de vapor e gás no 7º ano de projeto. Ao se co-injetar o CO<sub>2</sub> e o vapor, observou-se que o comportamento das curvas é muito próximo ao da injeção contínua de vapor. Apesar de atingir bons níveis de fator de recuperação (ver Figura 4), tem o lado econômico onde a composição do custo é o do vapor mais o do gás.



**Figura 6.** Mapas de temperatura – comparativo entre a injeção contínua de vapor e co-injeção de vapor e gás carbônico durante o 7º ano de projeto.

Nota-se que na injeção contínua de vapor, há a formação de zonas de maior temperatura em relação ao caso onde os fluidos foram co-injetados. Outro importante detalhe no caso da co-injeção é que ocorre uma maior expansão da câmara de vapor, apesar de ser a uma menor temperatura, em relação à injeção contínua de vapor. Devido a essa expansão, o *breakthrough* ocorre mais cedo quando o gás é injetado junto ao vapor em relação a este injetado sozinho.

Para mostrar o que ocorre quando o vapor e o gás são alternados, a Figura 7 apresenta um comparativo entre a injeção contínua de vapor e a alternância de vapor e gás a cada dois anos. Foram utilizados mapas de temperatura no 8º ano de projeto.



**Figura 7.** Mapas de temperatura – comparativo entre a injeção contínua de vapor e injeção alternada de vapor e gás carbônico a cada 2 anos.

Tecnicamente, quando se injeta de forma alternada, o vapor ao ser injetado vai criando uma câmara de vapor onde a frente vai aquecendo o óleo, acarretando a redução da viscosidade e a vaporização das frações mais voláteis. Ao se injetar o CO<sub>2</sub> em temperatura ambiente, essa câmara de vapor é desfeita, resfriando o óleo, o que faz com que a injeção desse fluido alternativo seja ineficiente devido ao pequeno deslocamento do banco óleo. Ao introduzir o vapor novamente no reservatório, ele tem que reaquecer o óleo, para poder dar continuidade ao deslocamento deste ao poço produtor. Com isso, nota-se uma demora na chegada do banco de óleo, e o volume recuperado é muito menor em relação à injeção contínua de vapor. Economicamente falando, o projeto demoraria mais a ter o retorno financeiro e, provavelmente, não seria viável.

### Conclusões

- A injeção de gás carbônico após o vapor foi a forma de injeção que trouxe melhores resultados em termos de produção líquida acumulada;
- A injeção de gás carbônico como fluido alternativo ao vapor, aplicado no reservatório de óleo pesado estudado, não apresentou melhores resultados do que a injeção contínua de vapor em termos de produção acumulada líquida de óleo e fator de recuperação;
- Quando injetado após o vapor, o gás carbônico esfria o reservatório, aumentando a viscosidade do óleo, dificultando seu deslocamento ao poço produtor;
- Quando gás carbônico e vapor são co-injetados, ocorre um aumento na expansão da câmara de vapor em relação à injeção contínua de vapor, sendo que a temperatura média da câmara é menor, não apresentando ganhos na produção para justificar seu maior custo.
- Quando o gás carbônico é alternado com vapor, percebeu-se, através dos mapas de temperatura, que a câmara de vapor formada é desfeita à medida que o gás é injetado, pois este resfria o reservatório.

### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer 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

- BAGCI, A. S.; GUMRAH, F. Effects of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> Addition to Steam on Recovery of West Kozluca Heavy Oil. Society of Petroleum Engineers- 86953: Março, 2004.
- FREITAG, N. P.; KRISTOFF, B. J. Comparison of Carbon Dioxide and Methane as Additive at Steamflood Conditions. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 14-18. Junho, 1998.
- HUTCHINSON, H. L.; SHIRAZI, M. Experimental Study of Coinjection of Steam with Air or Other Coinjections into Asphalt Tar Sands. Society of Petroleum Engineers - 11850: Maio, 1983.
- PRATS, M. *Thermal Recovery*. Monograph volume 7. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas U.S.A.: Henry L. Doherty Memorial Series, 2005.