

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE ENERGÉTICA DA INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE PARA DIFERENTES
DISTÂNCIAS VERTICAIS

AUTORES:

Danielle Alves Ribeiro da Silva

Jennys Lourdes Meneses Barillas

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

ANÁLISE ENERGÉTICA DA INJEÇÃO DE VAPOR E SOLVENTE PARA DIFERENTES DISTÂNCIAS VERTICAIS

Abstract

In Brazil, especially in the Northeast, there is a great occurrence of reservoirs containing heavy oils. One of the promising processes for the recovery of this oil is steam-assisted gravitational drainage (ES-SAGD) using two parallel horizontal wells, where the injector is arranged above the producer. The process is carried out by the injection of a hydrocarbon additive in low concentration together with steam. The steam contributes heat to reduce the viscosity of the oil and the solvent helps in miscibility by reducing the interfacial tension between oil / solvent. The main force acting in this process is gravitational and the heat transfer occurs through conduction, convection and the latent heat of the vapor. The mobility of the displaced fluid is then improved, implying an increase in the recovery factor. To better understand this process, a numerical study was performed using the ES-SAGD method in a 2D reservoir, where the operational parameter sensitivity was verified: distance between the producing well and the injector on the recovery factor when we inject 12.5 m³ / day Of steam and 25% of solvent. It was found, in the results, that the solvent improves the oil production. In addition to having verified that the addition of solvent to the system causes the energy losses for the overlying and underlying layers to decrease. In this study, semi-synthetic models were used, but with reservoir data with similar characteristics to the Brazilian Northeast. The simulations were performed in the Steam Model (STAR) module (Steam, Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator) of the CMG (Computer Modeling Group) program, version 2014. However, depending on the vertical distance between the wells, there is no anticipation of the oil bank as observed In other works, showing the importance of the analysis of this parameter. With this, the energy analysis was performed for different vertical distances, stating that the greater the vertical distance the greater the energy loss and the higher the recovery factor.

Keywords: ES-SAGD, numerical simulation, heavy oil, energy analysis.

Introdução

O petróleo é uma das principais fontes de energia do planeta, ocupando, no Brasil, o primeiro lugar da matriz energética. Assim, tecnologias que envolvam o desenvolvimento e a aplicação de técnicas capazes de aumentar a rentabilidade de campos petrolíferos são importantes e necessitam de estudos mais aprofundados. Por isso, através da simulação numérica de reservatórios, pode-se fazer um estudo mais detalhado e ainda fornecer resultados convincentes. Em nível regional, o Rio Grande do Norte tem grandes reservas de petróleo pesado. Apesar de uma parte significativa dessas reservas já tenham sido produzidas (campos maduros), há sempre busca de novas tecnologias e métodos de recuperação suplementar sendo estudados, testados e implantados com o intuito de maximizar a quantidade de óleo recuperado do reservatório (Silva⁽²⁾, 2013).

Dentre os métodos térmicos utilizados para a recuperação desses recursos, a injeção contínua de vapor tem se constituído como uma das principais alternativas economicamente viáveis. O calor latente transportado pelo vapor aquece o óleo do reservatório, reduzindo sua viscosidade e facilitando a produção (Galvão, 2012).

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 e Ayodele, 2006).

A drenagem gravitacional assistida com injeção de vapor e solvente (ES-SAGD) é uma combinação de um método térmico com um método miscível, onde a adição de solvente é um recurso utilizado para aumentar a eficiência térmica em relação à drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD).

Como o reservatório é homogêneo, foi escolhido um modelo de duas dimensões para realizar uma análise energética da injeção de vapor e solvente para diferentes distâncias verticais afim de verificar a influência sobre a recuperação de óleo.

Metodologia

➤ Modelo de Fluido

Primeiramente, foi realizado um ajuste de fluido no reservatório através de simuladores comerciais como o WinProp da CMG. Foram determinadas as unidades referentes às variáveis e também os dados relacionados aos componentes do fluido.

➤ Modelo do Reservatório

Após a conclusão do modelo de fluido e importação dos dados e informações para o programa Builder do sistema operacional Launcher 2014 da empresa CMG, deu-se início à modelagem do reservatório homogêneo com características do nordeste brasileiro. E para tanto, foram inseridos os dados correspondentes sobre as características do reservatório e as propriedades das rochas. Podendo então ser observado o reservatório em 3D na Figura 1.

Figura 1: Dimensões do reservatório.

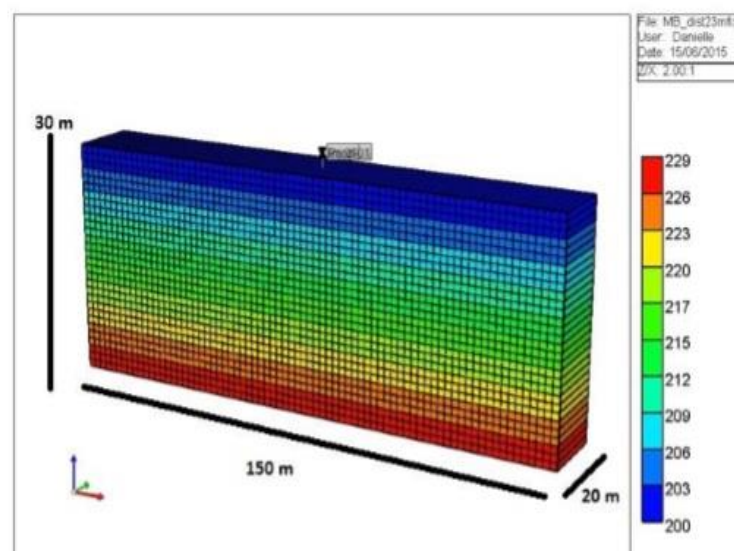
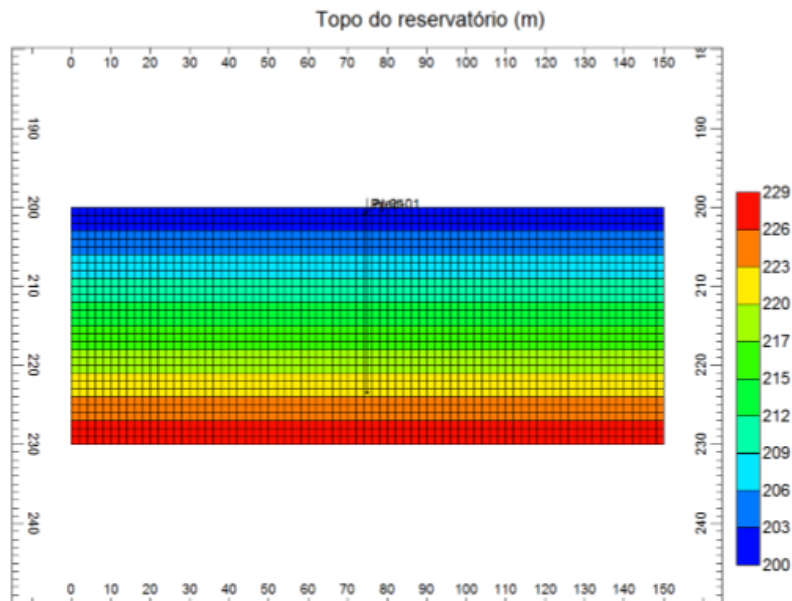


Figura 2: Mostra a vista IK do reservatório.



O modelo 2D foi discretizado na direção i e k, como mostra a Figura 2, ficando:

- 75 blocos na direção “i” com 2 m cada;
- 1 bloco na direção “j” de 20 m cada;
- 30 blocos na direção “k” de 1,0 m cada.

➤ Propriedades da rocha

Na Tabela 1 estão as propriedades da rocha reservatório utilizada. Elas são baseadas em características de rochas encontradas no nordeste brasileiro.

Tabela 1: Propriedades da rocha reservatório.

Permeabilidade horizontal, K_h (mD)	1000
Permeabilidade vertical, K_v (mD)	$0.1 \cdot K_h$
Porosidade (%)	25
Temperatura inicial do reservatório (°C)	38
Volume de óleo in place m^3 std	12952.1
Viscosidade do óleo (cP@38 °C)	819
Saturação de água conata, S_w (%)	28
Profundidade do reservatório (m)	200
Contato água- óleo (m)	228
Condutividade térmica da rocha (J/m*day*°C)	274000
Condutividade térmica da água (J/m*day*°C)	53500
Condutividade térmica do óleo (J/m*day*°C)	11500
Condutividade térmica do gás (J/m*day*°C)	3900

➤ Condições de operação

Na Tabela 2 encontram-se as condições de operação do modelo base:

Tabela 2: Condições de operação do modelo base.

Temperatura do vapor e do solvente (° C)	288
Título do vapor (%)	60
Pressão máxima no poço injetor (kPa) (psi)	7.198,1 (1.044)
Pressão mínima no poço produtor (kPa) (psi)	196,5 (28,5)
Vazão máxima de produção de líquido (m³std/dia)	500
Distância entre o poço injetor e o poço produtor (m)	23

➤ Perda Energética

A energia perdida para as camadas sobrejacentes e subjacentes foi calculada pela Equação 1, a seguir:

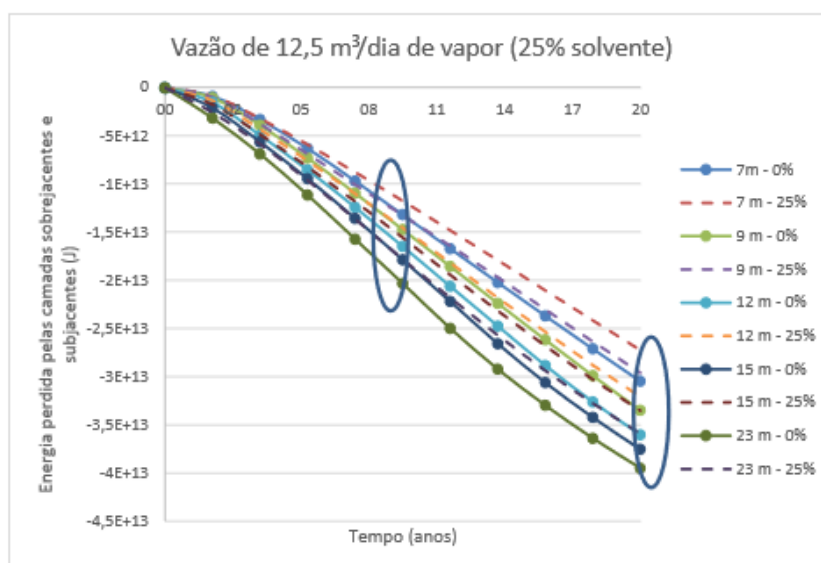
$$E_{perdida} = E_{inj} - E_{prod} - E_{in\ place} \quad (1)$$

Resultados e Discussões

Foi realizada uma análise energética para saber quais as distâncias verticais perdiam maior energia para as camadas sobrejacentes e subjacentes. A vazão de injeção analisada foi de 12,5 m³/dia de vapor e 25% de solvente.

A Figura 3 mostra a energia perdida para as camadas sobrejacentes e subjacentes do reservatório no tempo, para diferentes distâncias com e sem adição de solvente. Pode-se observar que a adição de solvente á 288 °C faz com que as perdas de calor sejam menores quando comparadas aos casos sem solventes (para todas as Dv), e isto pode ser devido à miscibilidade do solvente no óleo o que permite uma melhor transferência de calor no óleo do reservatório.

Figura 3: Análise energética para diferentes distâncias fixando 12,5 m³/dia de vapor e 25% de solvente.

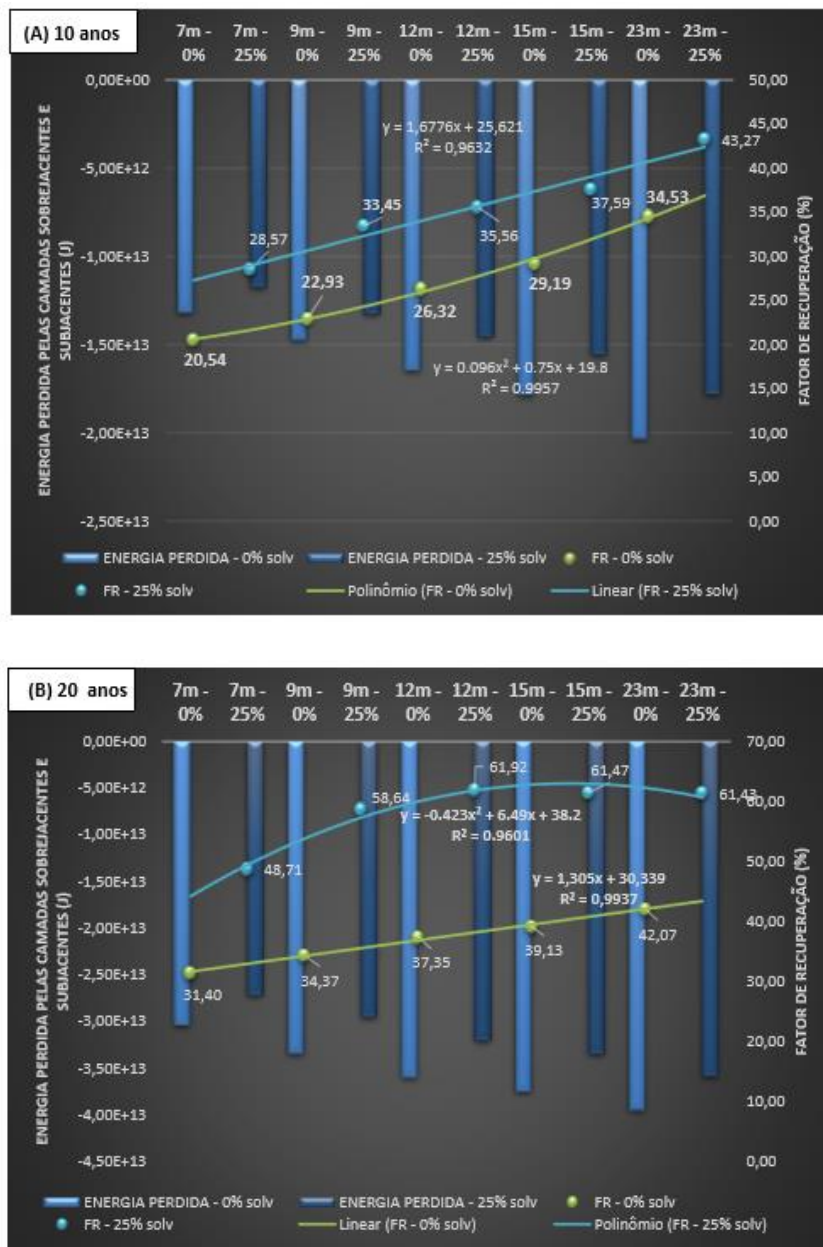


9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Também foi observado na Figura 3 que o aumento da distância vertical incrementa as perdas de calor para as camadas sobrejacentes e subjacentes, o que era de se esperar já que elas estão mais próximas da camada superior.

Na Figura 3 foram marcadas em um círculo as perdas para 10 e 20 anos de produção e colocadas em um gráfico mostrado na Figura 4, na qual pode ser observado a energia perdida no reservatório e o fator de recuperação, em 10 anos (Figura 4 (A)) e 20 anos (Figura 4 (B)), para os casos estudados anteriormente.

Figura 4: Análise energética e o fator de recuperação para os 10 anos (A) e 20 anos (B) de produção quando injetou 12,5 m³/dia de vapor fixando 25% de solvente.



A Figura 4 (A) e (B) mostram o aumento das perdas de calor com o incremento da Dv. A Figura 4 (A) mostra que o fator de recuperação é maior quando considerado o solvente do que quando não se considera o solvente, mas o comportamento do FR quando se usa solvente mostra uma

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

tendência linear com uma % de variação explicada 96% (R2). Quando não se usa solvente o FR é menor, as perdas maiores e a tendência do FR é para um polinômio de 2º grau com uma % de variação explicada de 99% (R2).

A mesma análise foi realizada em 20 anos (Figura 4 (B)) que mostra a inversão das tendências, mostrando um ajuste a um polinômio de 2º grau do FR com uma % de variação explicada de 96% (R2) quando se injeta solvente (neste caso as perdas também são menores que quando não se utiliza solvente), mostrando um máximo de FR em 15 metros de Dv.

Observa-se, portanto, que quanto maior a Dv maiores são as perdas energéticas e maiores são os FR's. E que a presença do solvente diminui as perdas energéticas e aumenta o FR.

A energia perdida para as camadas sobrejacentes e subjacentes foi calculada pela equação (2), a seguir:

$$E_{perdida} = E_{inj} - E_{prod} - E_{in\ place} \quad (2)$$

E a Tabela 3 mostra o porquê de o sistema com solvente perder menos energia para as camadas sobrejacente e subjacentes, isso se deve, pois quanto maior a produção de óleo maior a energia produzida acumulada e menor a energia no reservatório se comparado ao sistema sem solvente.

Tabela 3: Valores energéticos.

Vazão	Energia Perdida (x10 ¹⁴) (J)	Energia injetada acumulada	Energia produzida acumulada	Energia no reservatório
Q = 12,5 m³/dia (sem solvente)	0,395	1,826	1,152	0,279
Q = 12,5 m³/dia (25 % solvente)	0,359	1,879	1,253	0,267

Conclusões

Verificou-se neste modelo de reservatório que:

- Para os níveis de distância entre poços analisados (7m, 9m, 12m, 15m e 23m), injetando 12,5 m³/dia de vapor e 25% de solvente heptano, houve a antecipação do banco de óleo.
- A presença do solvente nem sempre antecipa a chegada do banco de óleo aquecido ao poço produtor. Que para isso acontecer, ele depende tanto da distância vertical como da vazão de vapor injetado.
- Há uma perda maior de energia quando se tem ausência do solvente no sistema, e quando os poços estão a uma distância muito grande entre eles, por exemplo, 23 metros.
- Com o decorrer do tempo o reservatório perde mais energia para as camadas sobrejacentes e subjacentes, mas em compensação o fator de recuperação aumenta.

Agradecimentos

À minha orientadora Jennys Lourdes Meneses Barillas;

À UFRN;

Ao PPGCEP.

Referências Bibliográficas

AIRES, J. D. M. - Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil. 2013.

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 163 p., Natal, 2005.

BARILLAS, J. L. M. Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por injeção de vapor. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 165 p., Natal, 2008.

GALVÃO, E. R. V. P. Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 106 p., Natal, 2008.

GALVÃO, E. R. V. P. Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 106 p., Natal, 2012.