

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



10º pdpetro

Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

**ESTUDO DAS PERDAS ENERGÉTICAS UTILIZANDO
O MÉTODO ES-SAGD**

AUTORES:

DANIELLE ALVES RIBEIRO DA SILVA
JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN

ESTUDO DAS PERDAS ENERGÉTICAS UTILIZANDO O MÉTODO ES-SAGD

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 ESSAGD 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 5% 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.

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, 2016).

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).

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 (Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage (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 (Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD).

Portanto, foi realizada uma análise de um reservatório com características do nordeste Brasileiro, com a finalidade de verificar as perdas energéticas para verificar se é possível diminuí-las usando solvente. Para atingir este objetivo foi usado um modelo em 2D, de um reservatório considerado homogêneo.

Metodologia

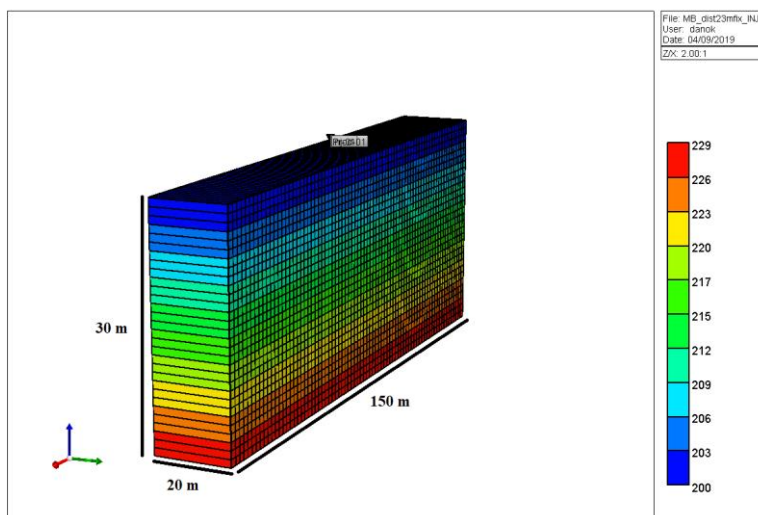
- Modelo de Fluido:

Primeiramente, foi realizado um ajuste de fluido do 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, 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 sobre as propriedades das rochas. Podendo então ser observado o reservatório em 3D na Figura 1.

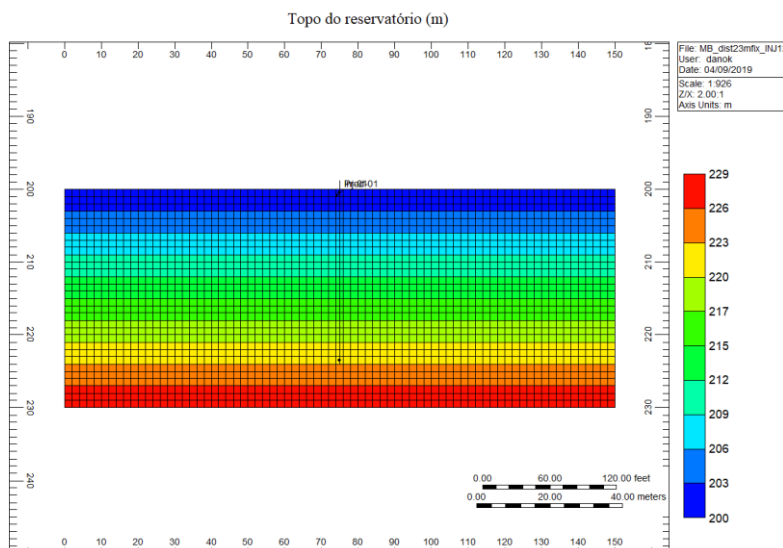
Figura 1: Dimensões do reservatório.



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.

Figura 2: Mostra a vista IK do reservatório.



• 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, Kh (mD)	1000
Permeabilidade vertical, Kv (mD)	0,1* Kh
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, Sw (%)	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.

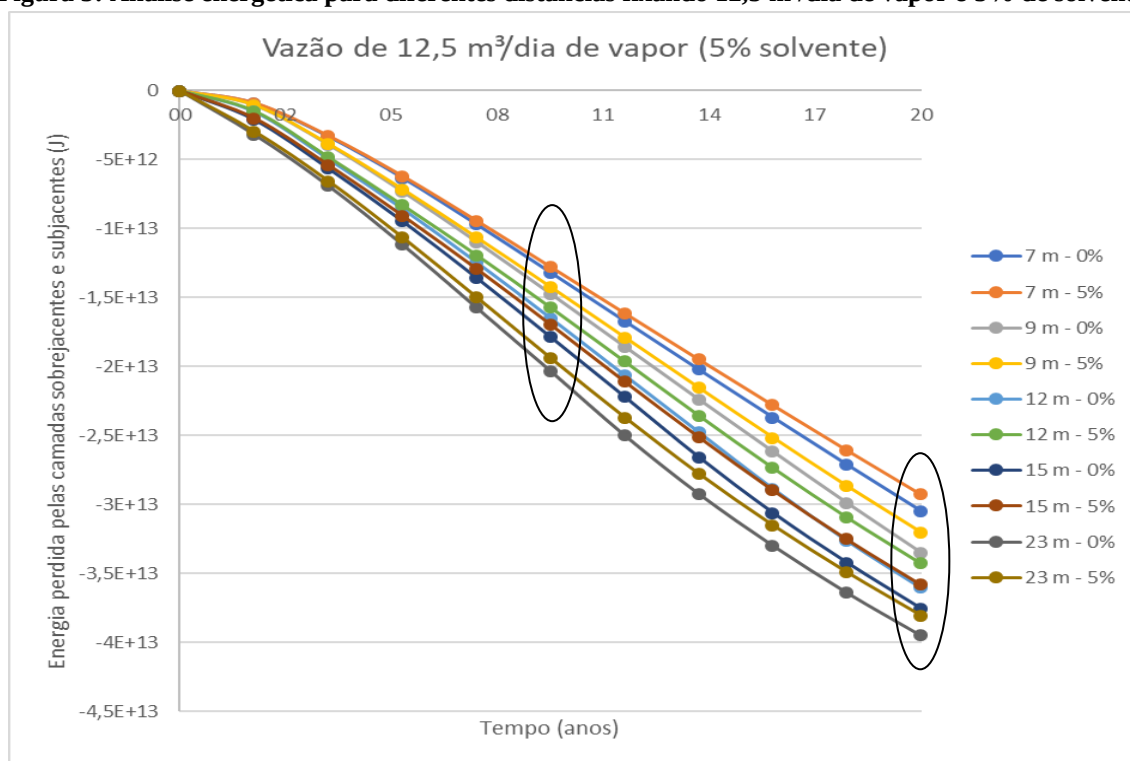
Temperatura do vapor e do solvente (° C)	288
Título do vapor (%)	60
Pressão máxima no poço injetor (kPa)	7.198,1
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	196,5
Vazão máxima de produção de líquido (m³std/dia)	500
Distância entre o poço injetor e o poço produtor (m)	23

Resultados e Discussão

Foi realizada uma análise energética para saber quais as distâncias verticais perdiam mais energia para as camadas sobrejacentes e subjacentes, utilizando o método ES-SAGD. A vazão de injeção analisada foi de 12,5 m³/dia de vapor e 5% 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 a 288 °C faz com que as perdas de calor sejam menores quando comparadas aos casos sem solventes (para todas as D_v), e isto pode ser devido à miscibilidade do solvente no óleo o que permite uma melhor transferência de calor no óleo do reservatório.

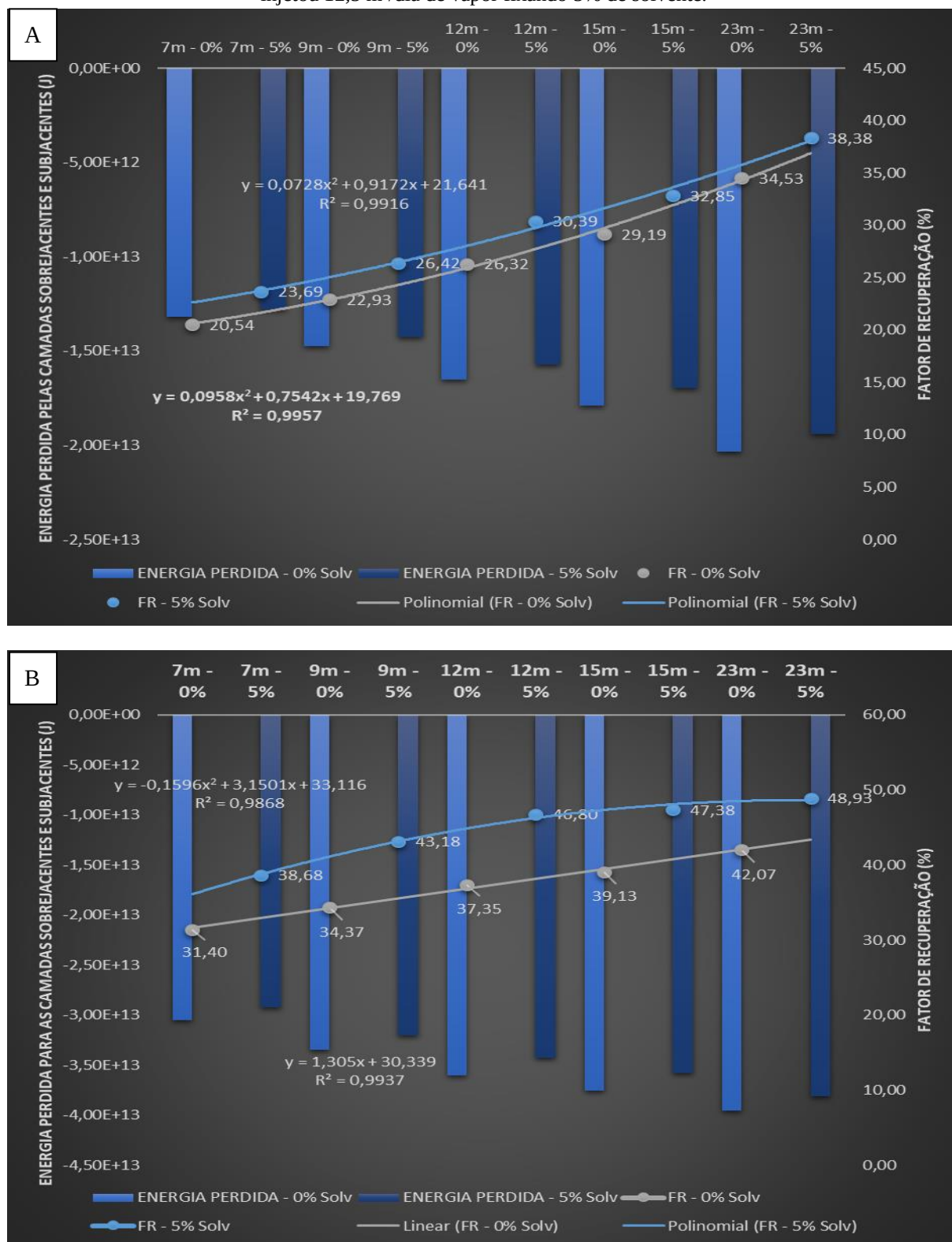
Figura 3: Análise energética para diferentes distâncias fixando 12,5 m³/dia de vapor e 5% de solvente.



Também foi observado na Figura 3 que o aumento da distância vertical entre os poços 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.

Para verificar as tendências das perdas de energia no sistema, foi analisado na Figura 4 a energia perdida para as camadas sobrejacentes e subjacente em 10 e 20 anos de produção, também pode ser visto a (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 5% 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, e o comportamento do FR quando se usa solvente mostra uma tendência a um polinômio de segundo grau com porcentagem (%) de variação explicada de 99,2% (R^2). No caso sem injeção de solvente, os pontos também têm um bom ajuste para um polinômio com porcentagem (%) de variação explicada de 99,6% (R^2).

A mesma análise foi realizada em 20 anos (Figura 4 (B)) que mostra um comportamento bem parecido, os pontos com solvente se ajustam a um polinômio de 2º grau do FR com uma porcentagem (%) de variação explicada de 98% (R²) (neste caso as perdas também são menores que quando não se utiliza solvente), mostrando um máximo de FR em 23 metros de Dv. Já os pontos sem solvente há um bom ajuste para uma linha reta, com R² = 99%.

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 (1), a seguir:

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

A Tabela 3 mostra como foram distribuídas as energias no sistema, pode ser visto que a energia acumulada produzida é maior no sistema com 5% demonstrando assim que maior calor foi transferido para o óleo, e isto é importante devido à diminuição da viscosidade o que permite uma melhor recuperação do óleo.

Tabela 3: Valores energéticos.

Vazão	Energia Perdida (x10 ¹⁴) (J)	Energia injetada acumulada	Energia produzida acumulada	Energia no reservatório	Fator de Recuperação (FR - %)
Q = 12,5 m³/dia (sem solvente)	0,395	1,826	1,152	0,279	34,53
Q = 12,5 m³/dia (5 % solvente)	0,359	1,879	1,253	0,267	38,38

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 5% 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 CAPES; 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.

NASR, T.N.; AYODELE, O. R. Thermal techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen. SPE 97488. Dezembro, 2005.

SILVA, D. A. R. Análise Energética da Injeção de Vapor e Solvente em Reservatórios com Características Semelhantes ao do Nordeste Brasileiro. Dissertação de Mestrado, UFRN, 2016.