

ANÁLISE DA SENSIBILIDADE DO PROCESSO ES-SAGD EM UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO DO NORDESTE BRASILEIRO

E. A. ARAÚJO¹, R. A. NASCIMENTO¹, D. M. S. B. LIMA¹, J. L. M. BARILLAS¹

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo
E-mail para contato: edsonandradesp@gmail.com

RESUMO – O Estado do Rio Grande do Norte destaca-se no setor petrolífero devido sua longa produção de óleo pesado em poços terrestres, apresentando atualmente inúmeros campos maduros, o que o torna um forte candidato para a aplicação de novas técnicas que possam aumentar o percentual de óleo recuperado e a rentabilidade desses campos. O processo ES-SAGD (Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage) pode ser uma dessas técnicas que têm ampla aplicação em reservatórios de óleo pesado. Neste processo são utilizados dois poços horizontais paralelos e situados verticalmente um acima do outro, um produtor na base e um injetor de vapor e solvente no topo do reservatório. Este processo é composto por um método térmico (injeção de vapor) e um método miscível (injeção de solvente) com a finalidade de causar a redução das tensões interfaciais e da viscosidade do óleo. Este processo ainda não foi aplicado no Brasil, no entanto, o que torna necessário estudar a sua aplicabilidade às realidades regionais, como forma de provar sua viabilidade. Para qual foi realizado um estudo de sensibilidade dos parâmetros operacionais: tipo de solvente, qualidade do vapor, distância vertical entre poços, percentagem do solvente e vazão de injeção de vapor em função do percentual de óleo recuperado em 15 anos, usando um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro. Foi observado que a percentagem de solvente injetado apresentou a maior influência no percentual de óleo recuperado.

1. INTRODUÇÃO

Uma porção significativa das reservas de hidrocarbonetos atualmente existentes no mundo é formada por óleos pesados ($^{\circ}\text{API}$ entre 10 e 20). Além disso, vários campos que apresentam esse tipo de óleo são maduros e, portanto, impõem grandes desafios para a indústria, como o declínio da produção de óleo, manuseio de grandes volumes de água para injeção, aumento da produção de água, problemas de corrosão e de incrustação nos poços, nas linhas de produção e nos equipamentos de superfície, elevação dos custos operacionais, entre outros (GALVÃO, 2012).

Deste modo, tornam-se indispensáveis, a pesquisa e o desenvolvimento de métodos que possam ser executados contribuindo para o aumento da extração de óleo, ou seja, para o incremento do percentual de óleo recuperado. As pesquisas e o desenvolvimento de métodos são de grande relevância para reservatórios terrestres localizados no Brasil, nos estados do Espírito Santo, Bahia e

Rio Grande do Norte, que possuem grandes volumes de óleo com alta viscosidade, onde as recuperações primárias e secundárias são ineficientes (MOREIRA, 2006). Para produzir este óleo com pesado precisa-se reduzir sua viscosidade, por isso, estão sendo estudados e desenvolvidos diferentes métodos térmicos, tais como: SW-SAGD (*Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage*), THAI™ (*Toe-to-Heel Air Injection*), SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), ES-SAGD (*Expanding Solvent - Steam Assisted Gravity Drainage*), entre outros, para que seja possível incrementar a produção de óleo, melhorando a capacidade de escoamento dos fluidos, aumentando a rentabilidade e estendendo a vida produtiva dos reservatórios (ARAÚJO; BARILLAS, 2012).

O processo de “Drenagem Gravitacional de Óleo Assistida com Injeção de Vapor e Solvente” (ES-SAGD) consiste na combinação da injeção de solvente com vapor no qual são aproveitados os benefícios do calor oferecido pelo vapor e da miscibilidade do solvente em conjunto dos avanços tecnológicos na perfuração de poços horizontais na recuperação de óleo pesados. Esta é uma nova técnica que já tem sido testada em campo e tem apresentado como resultado um melhoramento das vazões de produção de óleo e na razão óleo/vapor (ROV), tendo uma necessidade energética e de água menor que o processo convencional SAGD (BARILLAS, 2008). O conceito básico do processo ES-SAGD pode ser observado da Figura 1.

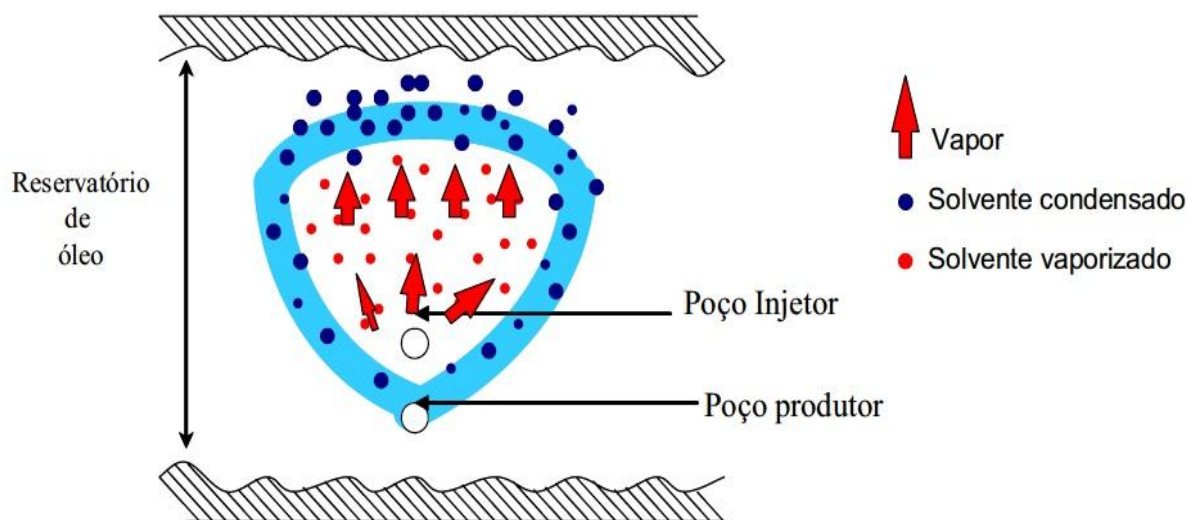


Figura 1 – Conceito básico do processo ES-SAGD (BARILLAS, 2008).

Nesta Figura 1, observa-se que o solvente combinado com o vapor entra no reservatório, flui através das correntes de convecção que mantêm o fluido injetado em circulação, a partir do poço injetor para as bordas da câmara onde tende a se acumular e condensar e, em seguida, dissolve-se no óleo pesado reduzindo sua viscosidade no reservatório. O ES-SAGD possui uma temperatura menor que a do SAGD devido à concentração de solvente nas bordas de vapor que consequentemente aumenta a eficiência térmica do processo. As perdas de calor são reduzidas no processo ES-SAGD em comparação com o SAGD. O impacto da redução da temperatura sobre a redução da viscosidade da fase óleo é compensada pela adição de solventes (GATES, 2010).

Neste estudo, foram realizadas análises de alguns parâmetros operacionais, tais como: tipo de solvente injetado, qualidade do vapor, distância vertical entre poços, percentagem de solvente injetado e vazão de injeção de vapor. O estudo de sensibilidade foi realizado através de um planejamento fatorial completo de cinco variáveis com três níveis (3^5), totalizando 243 simulações, a função objetivo foi o percentual de óleo recuperado em 15 anos. As simulações foram realizadas em um programa comercial de simulação de reservatórios de petróleo, denominado “STARS” (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da empresa CMG (*Computer Modelling Group*). Este módulo é um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo.

2. METODOLOGIA

Foi analisado um reservatório homogêneo com características do Nordeste Brasileiro. As dimensões da malha e as características do reservatório podem ser observadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Dimensões da malha e propriedades da rocha-reservatório.

Área do Reservatório, (m ²)	100x300
Espessura da zona de óleo, h (m)	20
Profundidade do reservatório, (m)	200
Contato água-óleo, (m)	220
Número total de blocos	9.660
Número de blocos em i, j, k	21, 20, 23
Permeabilidade horizontal (Kh, mD)	1.000
Permeabilidade vertical (Kv, mD)	0,1 x Kh
Porosidade (%)	28
Temperatura inicial (°C)	37,8
Pressão inicial (psia)	287,2
Condutividade térmica – Rocha (Btu/m.dia.F)	78,74
Condutividade térmica – Fase água (Btu/m.dia.F)	28,54
Condutividade térmica – Fase gás (Btu/m.dia.F)	1,97
Condutividade térmica – Fase óleo (Btu/m.dia.F)	5,91
Capacidade volumétrica (Btu/ft ³ .F)	35

Na Figura 2, observa-se uma representação 3D do reservatório estudado. Pode-se ainda constatar a saturação de óleo, as dimensões do modelo e a localização do poço injetor e produtor. Neste sistema, a saturação inicial de óleo no topo do reservatório é 0,69, o poço injetor está localizado a 8,5 m e o poço produtor a 13,5 m, ambos, do topo do reservatório. Observa-se que o comprimento dos poços é de 247,5 m e que a distância entre o poço produtor e a zona de água é de 6,5 m.

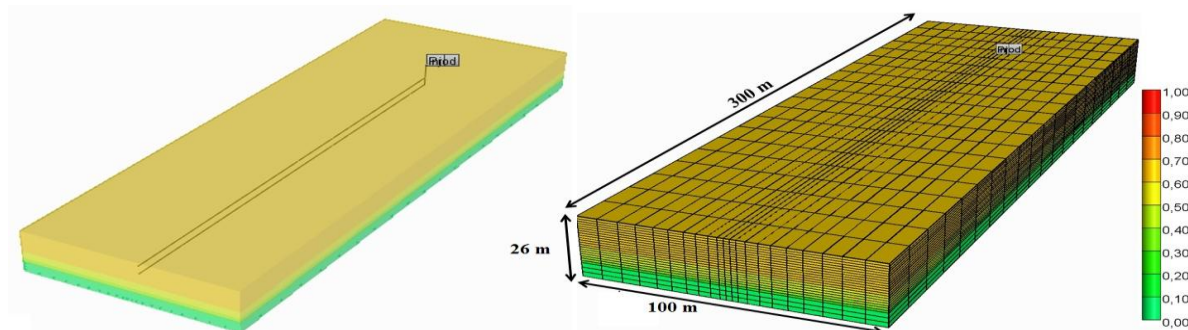


Figura 2 – Modelo do reservatório em 3D.

O modelo de fluido apresenta 6 pseudocomponentes e 2 componentes: C_1 - C_3 , iC_4 - iC_5 , C_5 - C_8 , C_9 - C_{19} , C_{20} - C_{39} , C_{40+} , CO_2 e N_2 , respectivamente. Esta mistura de hidrocarbonetos possui uma viscosidade de 758,5 cP a 38°C. A Tabela 2 apresenta as composições.

Tabela 2 – Dimensões da malha e propriedades da rocha-reservatório.

Componentes	Fração Mássica Inicial
N_2	0,27
CO_2	0,45
C_1 - C_3	10,35
iC_4 - iC_5	0,27
C_5 - C_8	0,27
C_9 - C_{19}	16,81
C_{20} - C_{39}	46,16
C_{40+}	25,42

Foi realizada uma análise de sensibilidade do processo para os parâmetros operacionais: tipo de solvente injetado, qualidade do vapor, distância vertical entre poços, percentagem de solvente injetado e vazão de injeção de vapor. A Tabela 3 apresenta os intervalos em que os parâmetros foram analisados. Os níveis são representados por valores mínimos (-1), valores intermediários (0) e valores máximos (+1). O estudo de sensibilidade foi realizado através de um planejamento fatorial completo de cinco variáveis com três níveis (3^5), totalizando 243 simulações, a função objetivo foi o percentual de óleo recuperado em 15 anos.

Tabela 3 – Intervalo dos parâmetros operacionais estudados.

Parâmetro	Mínimo (-1)	Intermediário (0)	Máximo (+1)
Tipo de solvente injetado, S_T	Pentano (C_5H_{12})	Hexano (C_6H_{14})	Heptano (C_7H_{16})
Qualidade do vapor, X_v	0,5	0,7	0,9
Distância vertical entre os poços, D_v (m)	5	8	12
Percentagem de solvente injetado, %S	0	10	15
Vazão de injeção de vapor, Q_v (t/dia)	75	100	120

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para análise dos parâmetros operacionais foi utilizado o diagrama de Pareto, para verificar o efeito de cada variável e das interações da recuperação de óleo em 15 anos, isto pode ser observado na Figura 3. Os fatores cujos retângulos extrapolam a linha divisória ($p = 0,05$) são estatisticamente significativos ao nível de 95% de confiança. As interações ou os fatores podem ser positivos ou negativos conforme contribuam, respectivamente, para o aumento ou a redução da variável resposta (percentual de óleo recuperado em 15 anos).

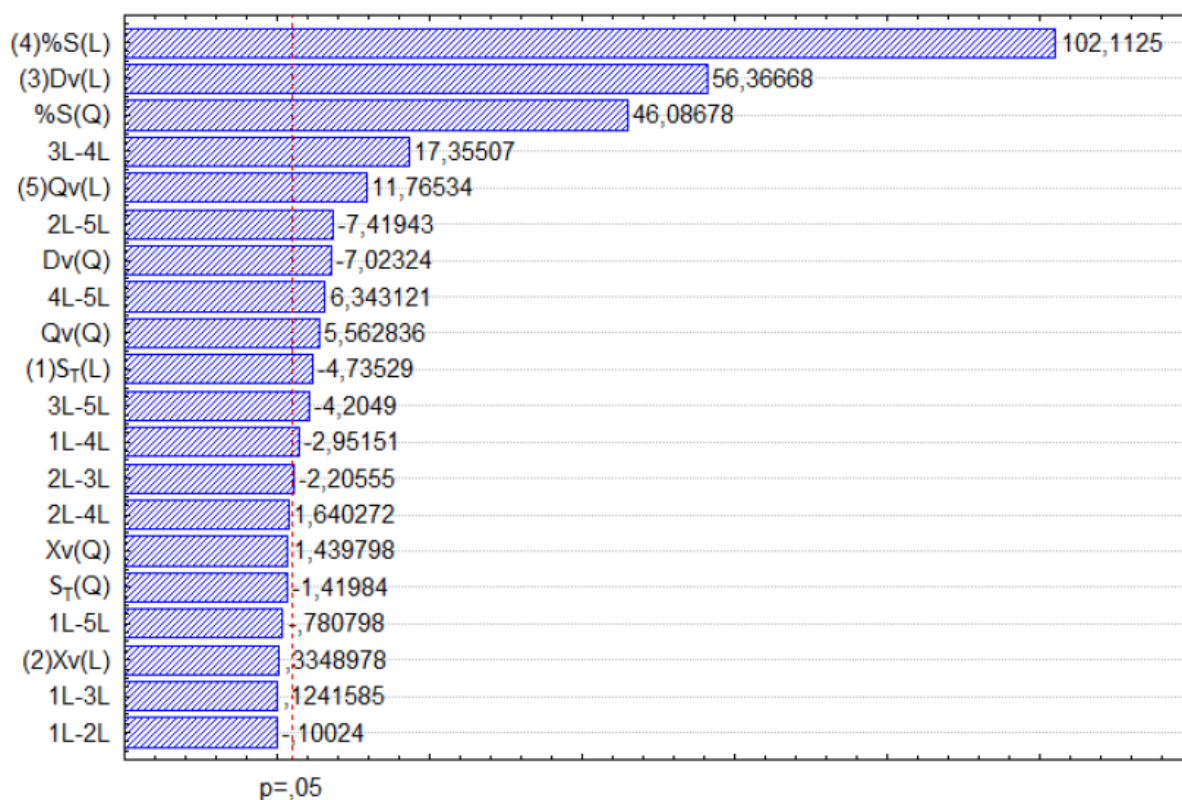


Figura 3 – Diagrama de Pareto das variáveis operacionais – Função Objetivo: óleo recuperado em 15 anos.

Nesta Figura 3, observa-se em ordem decrescente a importância dos efeitos individuais e das interações: percentagem de solvente injetado (%S), distância vertical entre poços (Dv), distância vertical e percentagem de solvente injetado (3L-4L - Dv_%S), vazão de injeção de vapor (Qv), qualidade do vapor e vazão de injeção de vapor (2L-5L - Xv_Qv), distância vertical entre poços (Dv), percentagem de solvente injetado e vazão de injeção de vapor (4L-5L - %S_Qv), vazão de injeção do vapor (Qv), tipo de solvente injetado (S_T), distância vertical entre poços e vazão de injeção de vapor (3L-5L - Dv_Qv) e tipo de solvente injetado e percentagem de solvente injetado (1L-4L - S_T%S). Os efeitos quadráticos não foram considerados nessa análise. Pode ser observado que quando a uma mudança do nível de percentagem de solvente (%S) do mínimo (-1) para o máximo (+1) há um incremento do percentual de óleo recuperado, o mesmo acontece quando é analisada a distância

vertical entre poços (Dv) e qualidade de vapor (Qv). Porém, quando há essa mudança do nível do tipo de solvente injetado, observa-se que há uma redução do percentual de óleo recuperado em 15 anos.

Na Figura 4 (esquerda) pode ser observada a superfície de resposta das variáveis: distância vertical e percentagem de solvente injetado (3L-4L - Dv_%S), a função objetivo estudado foi o percentual de óleo recuperado em 15 anos. Os demais parâmetros operacionais foram mantidos no nível intermediário (0). Nesta Figura 4 (esquerda), observa-se que para o nível mínimo há uma condição como desfavorável com 79% do óleo produzido. Quando se altera o nível dos parâmetros do mínimo (-1) para o máximo há um incremento no percentual de óleo recuperado para 86% em 15 anos de produção.

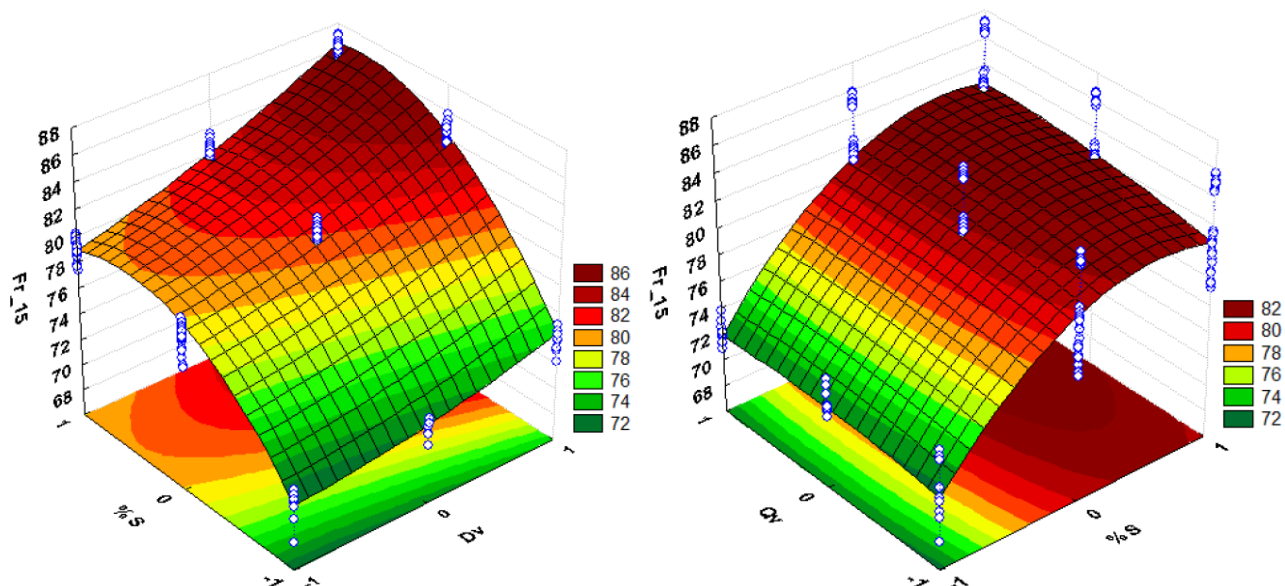


Figura 4 – Superfície de Resposta – Função Objetivo: óleo recuperado em 15 anos.

Na Figura 4 (direita) pode ser observada a superfície de resposta das variáveis: qualidade do vapor e percentagem do solvente injetado (4L-5L - %S_Qv), a função objetivo estudado foi o percentual de óleo recuperado em 15 anos. Os demais parâmetros operacionais foram mantidos no nível intermediário (0). Nesta Figura 4 (direita), observa-se que para o nível mínimo da interação analisada apresentou uma condição desfavorável com 72% do óleo produzido. No entanto, observa-se que quando se mantém a percentagem de solvente no nível mínimo (-1) e varia o nível da vazão de injeção de vapor do mínimo (-1) para o máximo (+1) a condição desfavorável se mantém não apresentando um incremento na recuperação de óleo. Porém, quando se altera o nível dos parâmetros do nível mínimo (-1) para o máximo (+1) há um incremento no percentual de óleo recuperado para 83% em 15 anos de produção.

Na Figura 5 (esquerda) pode ser observada a superfície de resposta das variáveis: distância vertical e a qualidade do vapor injetado (3L-5L - Dv_Qv), a função objetivo estudado foi o percentual de óleo recuperado em 15 anos. Os demais parâmetros operacionais foram mantidos no nível

intermediário (0). Nesta Figura 5 (esquerda), observa-se máxima resposta, em torno, de 82% do percentual de óleo recuperado quando os níveis dos parâmetros se encontram no nível máximo (+1). Já quando os parâmetros se encontram no nível mínimo apresentam uma situação de mínima resposta, apresentando 72% do percentual de óleo recuperado em 15 anos.

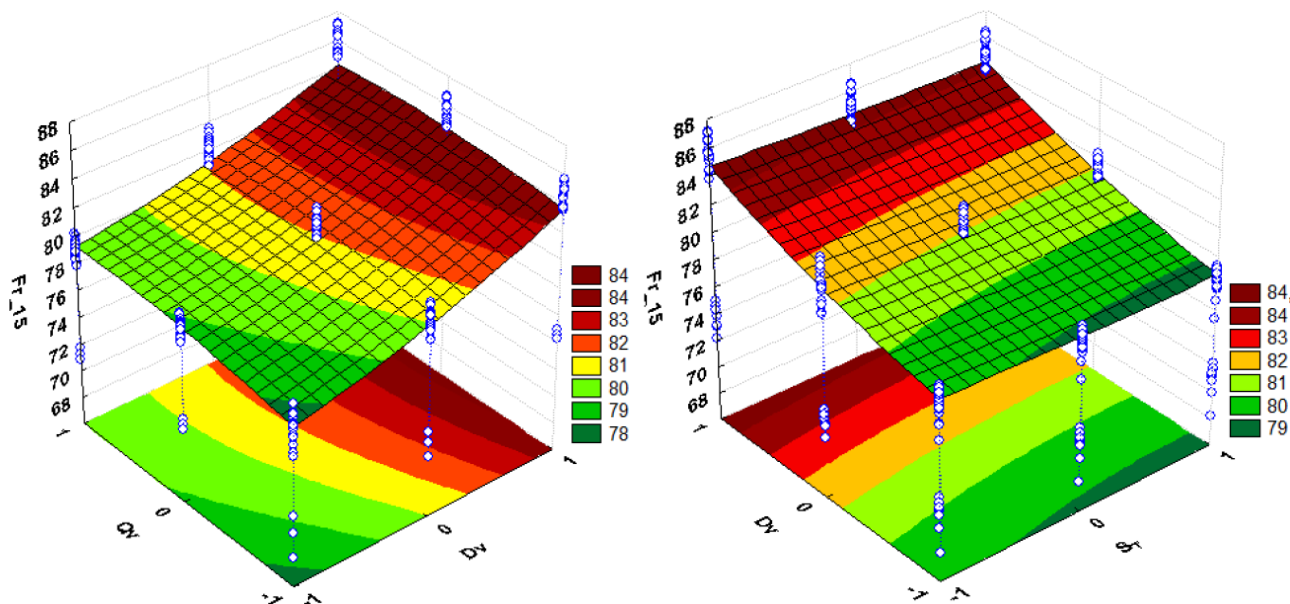


Figura 4 – Superfície de Resposta – Função Objetivo: óleo recuperado em 15 anos.

Na Figura 5 (direita) pode ser observada a superfície de resposta das variáveis: distância vertical entre poços e tipo de solvente injetado (1L-4L - S_{T_Dv}), a função objetivo estudado foi o percentual de óleo recuperado em 15 anos. Os demais parâmetros operacionais foram mantidos no nível intermediário (0). Nesta Figura 5 (direita), observa-se que a máxima resposta em torno de 83% para o percentual de óleo recuperado em 15 anos de produção para o nível máximo da distância vertical entre poços e não houve sensibilidade do tipo de solvente injetado. A mínima recuperação, em torno, de 79% ocorreu para nível mínimo de ambos os parâmetros.

4. CONCLUSÕES

As principais conclusões deste estudo são:

- Dentre todos os parâmetros analisados, a percentagem de solvente injetado no reservatório apresentou maior influência no percentual de óleo recuperado, ou seja, quanto maior o percentual de solvente injetado no reservatório maior a recuperação de óleo. O percentual de óleo recuperado apresentou incremento quando os parâmetros operacionais, distância vertical entre poços (D_v) e vazão de injeção do vapor (Q_v), quando os mesmos sofriam variação do nível mínimo para o nível máximo. O parâmetro

tipo de solvente injetado apresentou influencia negativa no percentual de óleo recuperado, ou seja, quando há alteração do solvente pentano (C_5H_{12}) para o heptano (C_7H_{16}) no reservatório.

- O percentual de solvente e a distância vertical entre os poços, dentre todas as interações analisadas, apresentou maior influencia no percentual de óleo recuperado em 15 anos de produção.
- O maior percentual de óleo recuperado, durante 15 anos de produção, foi obtido com o processo ES-SAGD foi alcançado com a combinação dos seguintes parâmetros operacionais: injeção de altas quantidades (15%) do solvente mais leve (Pentano) juntamente com altas vazões de injeção de vapor (120 t/dia) com qualidade intermediária (0,7) com uma maior distância vertical entre poços.

AGRADECIMENTOS

À CMG (*Computer Modelling Group*) pelo programa, a CAPES pelo apoio financeiro, ao LEAP (Laboratório de Estudos Avançados de Petróleo) pela infraestrutura, aos professores do PPGCEP (Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo).

5. REFERÊNCIAS

ARAÚJO, E. A.; BARILLAS, J. L. M.; Estudo Paramétrico do Processo de Combustão In-Situ em Reservatórios de Óleo Pesado. XIX Congresso de Engenharia Química, 2012.

BARILLAS, J. L. M.; Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

GALVÃO, E. R. V. P.; Análise Paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado. Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

GATES, I. D.; *Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin Oil Sand Reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering*. Calgary, Alberta, Canada, 2010.

MOREIRA, R. D. R.; Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2006.