

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DA VAZÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO DO
NORDESTE BRASILEIRO

AUTORES:

Maria Izabel Costa Dias, Rodrigo Pereira Borges, Antonia Andreza Mesquita Muniz,
Lorena Cardoso Batista, Anthony Andrey Ramalho Diniz, Edson de Andrade Araújo

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Pará (UFPA)

ANÁLISE DA VAZÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO DO NORDESTE BRASILEIRO

Abstract

In many regions of the world, including the Northeast of Brazil, there are expressive reserves of heavy oil reservoirs potentially exploitable. In these types of reservoirs, a possible method to increase production is the steam injection, which has the capacity of improving the mobility of the oil, reducing its viscosity and increasing its recovery factor. The steam injection consists of a thermal recovery method which is widely used in the recovery of very viscous oils or bitumen. In addition, an important technique for the study and planning of the application of recovery methods is the numerical simulation of reservoirs, which allows the prediction of hydrocarbon production performance through analysis of the variation of reservoir parameters. In this way, this paper aims at study of the continuous steam injection in heavy oils reservoirs as a function of the recovery factor for a period of sixteen years. For this, simulations were performed considering a homogeneous, 3-D semi-synthetic reservoir model, based on characteristics similar to the fields found in the Brazilian Northeast, in order to recognize better aspects linked to the variation of the steam injection flow rate. For the analysis of the operational parameters, was used the STARS simulator (Steam, Thermal and Advanced Processes Simulator Reservoir), version 2018.10, developed by CMG (Computer Modeling Group Ltd). The results evidenced the effectiveness of the steam injection in the reservoir by increasing the response variable - recovery factor - and its effect can be observed through pressure analysis in the porous media in certain periods. In addition, it was observed that a 30 ton/day injection was achieved or the greatest recovery factor in this study. Therefore, it is assumed that steam injection improves the recovery factor in heavy oil reservoirs and its operational viability can be determined by means of appropriate numerical simulations, establishing suitable conditions for the application of the method.

Introdução

A produção de óleos pesados constitui-se em um dos grandes desafios da indústria petrolífera devido à alta complexidade destes reservatórios. Expressivas jazidas de óleos pesados podem ser observadas em países ocidentais como Canadá, Venezuela e Brasil e, quando somados todas as reservas de petróleo do mundo, o óleo pesado, o óleo ultrapesado e o betume chegam a cerca de 51% dos recursos petrolíferos (ANP, 2019). Nesse sentido, se faz necessário o desenvolvimento de novas pesquisas e tecnologias a fim de tornar a exploração desses campos economicamente viável, extraindo o maior percentual de óleo possível e, conseqüentemente, aumentando o seu fator de recuperação (GALVÃO, 2001).

Comumente, uma vasta fração de hidrocarbonetos pode manter-se retida no meio poroso de reservatórios como fases irreduzíveis ao método de recuperação empregado (BAUTISTA, 2010). Além disso, durante o avanço do processo de produção, há uma dissipação da energia natural presente no reservatório – processo denominado de depleção – causado pela descompressão dos fluidos e pelas resistências causadas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços produtores. O conjunto desses fatores faz com que seja imprescindível a utilização de métodos especiais para manter a produção em níveis economicamente aceitáveis, ou, ainda, incrementá-la (ROSA *et al.*, 2006)

Dentre esses métodos especiais, destacam-se os térmicos, no qual a Injeção de Vapor – que pode ser cíclica ou contínua – tem se constituído como uma das principais vertentes empregadas. Na injeção cíclica, há apenas um poço onde o vapor é injetado a altas vazões durante um curto período de tempo, seguido de um período de fechamento, ou “*soaking*”, para propagação uniforme do calor no reservatório e, posteriormente, o poço é colocado em produção, repetindo-se o processo enquanto houver viabilidade econômica. Por outro lado, na injeção contínua, há presença de no mínimo dois poços, onde o vapor é

injetado no poço injetor, resultando na criação de uma frente de vapor que aquece o reservatório e desloca o óleo em direção ao poço produtor (CORREIA, 2014).

O calor latente transportado pelo vapor aquece o óleo acumulado na formação, sendo este mecanismo o responsável por promover a redução da viscosidade, aumento da mobilidade do óleo, melhoria da eficiência de deslocamento, expansão e destilação do óleo e, por conseguinte, a pressurização do reservatório, o que otimiza o fluxo de produção (CORREIA, 2014).

No Brasil, as atividades exploratórias de produção, tanto *offshore* nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, quanto *onshore* na bacia de Potiguar, têm levado à descobertas de volumes significativos de óleos pesados, que constituem grande parte da reserva nacional a ser produzida (SOUSA JUNIOR, 2009). Na bacia de Potiguar, localizada no Estado do Rio Grande do Norte, destaca-se o reservatório do Campo de Alto do Rodrigues, pois este detém grandes volumes de óleo de alta viscosidade (RODRIGUES *et al.*, 2009). O óleo presente nesse campo possui cerca de 16°API e uma viscosidade que varia entre 500 e 6000cP (ESMERALDO *et al.*, 2010). Em virtude disso, a injeção de vapor se configura como um método indicado para os reservatórios de óleo pesado desta região, pois tem sua viabilidade econômica atrelada a reservas com elevada saturação de óleo *in place*, o que justifica sua aplicação (GURGEL, 2015).

Dessa forma, este artigo tem como objetivo realizar uma análise da vazão no processo de injeção de vapor em um reservatório semissintético com características análogas aos reservatórios do Nordeste brasileiro. As simulações foram realizadas utilizando o software comercial *STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)*, versão 2018.10, software desenvolvido pela CMG (Computer Modelling Group Ltd.).

Metodologia

Foi considerado um modelo de reservatório homogêneo, semissintético, com malha cartesiana, baseado em propriedades análogas aos campos encontrados no Nordeste brasileiro. Na Tabela 1, observa-se o comprimento, largura e profundidade do modelo de reservatório, bem como o volume de óleo *in place*, porosidade e permeabilidade horizontal e vertical, dentre outras características.

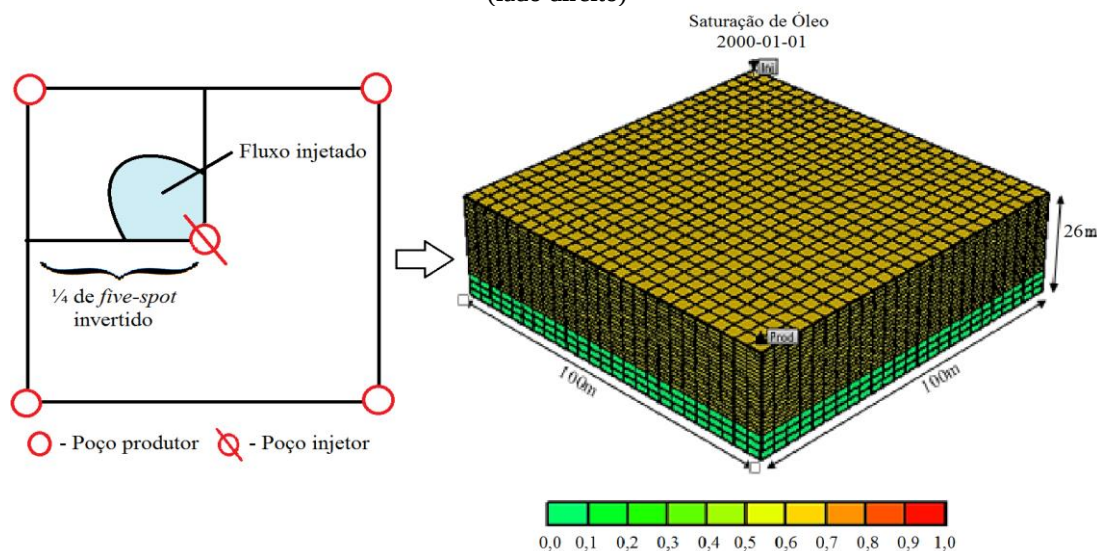
Tabela 1 – Características da rocha-reservatório

Propriedades	Valores
Área do Reservatório (m ²)	100×100
Espessura do reservatório, h (m)	26
Profundidade do topo do reservatório (m)	200
Contato água-óleo (m)	220
Número de blocos i, j, k	25, 25, 23
Permeabilidade horizontal (kh, mD)	1000
Permeabilidade vertical (kv, mD)	100
Porosidade (%)	30
Temperatura inicial (°C)	38
Saturação de água conata (%)	0.36
Pressão inicial no topo do reservatório (kPa)	1978,8
Volume de óleo <i>in place</i> (m ³)	128.000,00
Compressibilidade da formação efetiva, 1/kPa	0,000435
Capacidade calorífica da rocha, kJ/(m ³ .°C)	2348
Condução térmica da rocha, W/(mK)	1,73

O modelo apresenta dois poços, um injetor e um produtor, considerando o padrão $\frac{1}{4}$ de *five-spot* invertido, em sistema cartesiano de malhas. Como visto na tabela 1, as dimensões do reservatório projetado são: 100m $\times$ 100m $\times$ 26m, nas orientações x, y e z, respectivamente. O reservatório analisado apresenta um total de 14.375 blocos (sendo 25 blocos na direção i, 25 na direção j e 23 na direção k). Importante ressaltar que na direção k, a espessura da zona de óleo é de 20 m e os outros 6 m são referentes à espessura da zona de água.

A figura 1 (lado esquerdo) a seguir mostra a distribuição uniforme de poços de injeção e produção na configuração do tipo *five-spot* invertido, onde há um poço injetor no centro cercado por 4 poços produtores. Este pode ser dito como o arranjo mais difundido nas operações de recuperação de petróleo. Fracionando esta malha em quatro partes iguais, obtém-se sua redefinição para um esquema de injeção de $\frac{1}{4}$ de *five-spot* invertido, o qual foi utilizado na simulação numérica. Observando o modelo base 3D utilizado, pode-se verificar na figura 1 (lado direito) a saturação do óleo e a localização dos poços injetor e produtor, bem como suas dimensões no sistema de malhas.

Figura 1 – Configuração do tipo *five-spot* invertido e detalhe do esquema de injeção para $\frac{1}{4}$ de *five-spot* invertido (lado esquerdo); Modelo base em 3 dimensões da rocha-reservatório mostrando dimensões e saturação de óleo (lado direito)



Fonte: Autores, 2019.

O modelo de fluido evidencia 3 componentes: água (H₂O) e gases inertes (CO₂ e N₂). Ademais, são apresentados 6 pseudo-componentes: C₁₋₃, C₄₋₅, C₆₋₉, C₁₀₋₁₉, C₂₀₋₃₉ e C₄₀₊, cujos valores das frações molares podem ser observados na tabela 2, acompanhada da tabela 3 que traz as parâmetros operacionais do modelo base.

Tabela 2 – Propriedades dos componentes e pseudocomponentes

Componentes	Fração Molar inicial
Água (H ₂ O)	0,00000000
CO ₂	0,00398480
C1-C3	0,07788000
C4-C5	0,00326740
C6-C9	0,00267920
C10-C19	0,17299000
C20-C39	0,47571000
C40+	0,26010000
Nitrogênio (N ₂)	0,00148444

Tabela 3 – Parâmetros operacionais de reservatório padrão

Parâmetros Operacionais	Valor
Qualidade do vapor (%)	75
Vazão máxima de produção de líquido (m ³ std/dia)	120
Pressão mínima no poço produtor, kPa	196,5006
Pressão máxima no poço injetor, kPa	7.198,12
Temperatura do vapor (K)	560,928

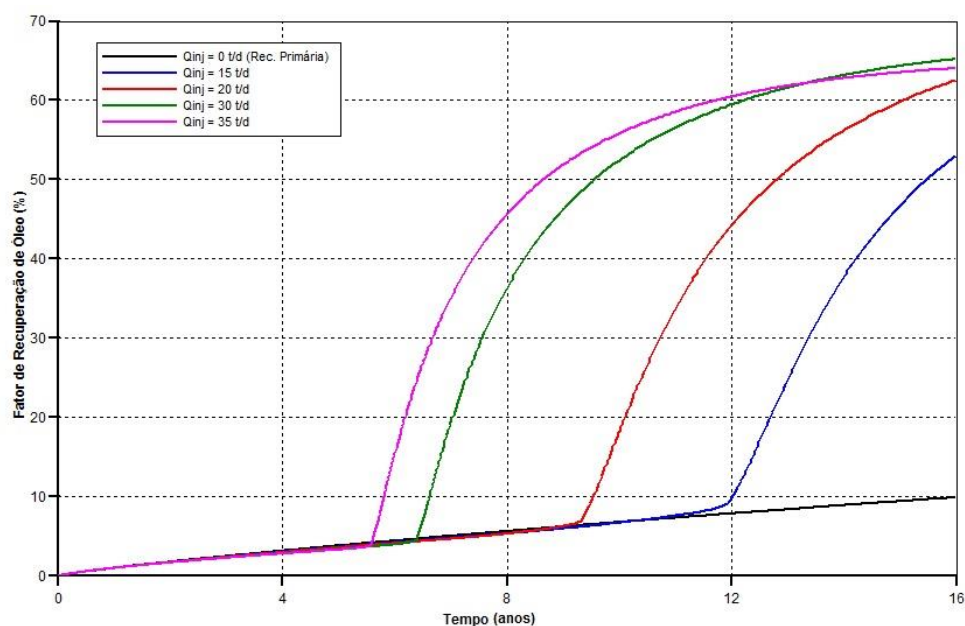
As simulações numéricas foram executadas no programa STARS (*Stream, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*) – versão 2018.10 – do grupo CMG (*Computer Modelling Group*). Trata-se de um simulador trifásico que permite a inserção de múltiplos componentes para simulação de recuperações térmicas, que inclui opções como a injeção de vapor.

Resultados e Discussão

Foram realizadas simulações comparando diferentes valores de vazão de injeção e a condição de recuperação primária, evidenciando o objetivo de verificar o comportamento do reservatório ao se aplicar a injeção de vapor como método de recuperação.

Na Figura 2, observa-se o fator de recuperação (FR) respectivo a cada taxa de vazão para o modelo de injeção contínua de vapor. Nota-se que há um aumento do FR quando se injeta vapor, o que ocorre devido a redução da viscosidade e, consecutivamente, aumento da mobilidade do óleo e da sua produção. Ademais, com o aumento da taxa de vazão de injeção, o período de reação do vapor com a formação diminui, afetando o FR mais rapidamente. Isto ocorre devido ao aumento do volume de vapor injetado, o qual ocasiona uma antecipação na produção de óleo. Todavia, para o período de dezesseis anos, observa-se que a maior vazão de injeção ($Q_{inj}=35$ t/d) não proporcionará o maior fator de recuperação. Isto evidencia a presença de um valor de vazão otimizado, sendo este $Q_{inj}=30$ t/d, do qual obtém-se um maior fator de recuperação (em torno de 66%), ou seja, resultará em um maior volume de óleo produzido.

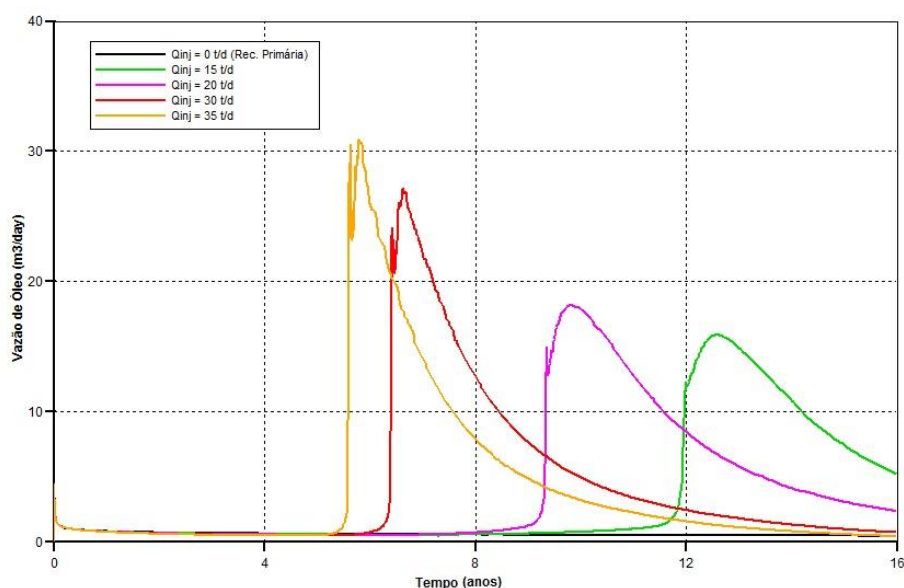
Figura 2 – Fator de recuperação para cada taxa de vazão de injeção.



Fonte: Autores, 2019.

Em seguida, foi analisada a vazão de óleo para o modelo em questão e, ao observar as curvas da Figura 3, constata-se que quanto maior a vazão de injeção de vapor, maior e mais antecipado será o pico de vazão de óleo. Isto se dá pois a maior disponibilidade de vapor injetado trocará calor com o reservatório em maior escala e intensidade, resultando neste comportamento das curvas.

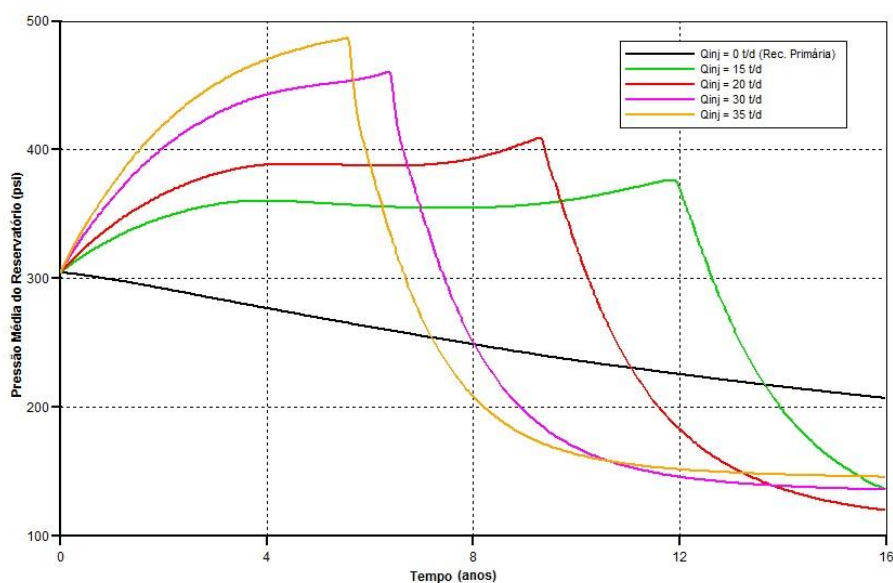
Figura 3 – Vazão de óleo para cada taxa de vazão de injeção.



Fonte: Autores, 2019.

Além disso, foi examinada a distribuição de pressão no meio poroso para as diferentes condições de injeções de vapor. A Figura 4 mostra o gráfico de pressão média do reservatório em função do tempo, no qual é possível perceber que as maiores vazões, de 30 e 35 t/d, alcançaram um pico de pressão em um curto período de tempo, aproximadamente entre cinco e seis anos. No entanto, ao analisar as vazões de 15 e 20 t/d, pode-se perceber que a pressão do reservatório se mantém mais estável por um maior período de tempo, decaindo somente a partir do nono e décimo segundo ano de projeto, respectivamente. Este decaimento ocorre devido às perdas de pressão em função da produção de óleo, onde, quanto maiores as taxas de injeção de vapor, maiores serão as vazões de produção e, conseqüentemente, maior perda de energia. Correlacionando com a Figura 3, é possível observar que a queda de pressão ocorre quando há o pico de vazão de óleo, indicando que há a produção e a depressurização do reservatório.

Figura 4 – Pressão média do reservatório para diferentes vazões de injeção.

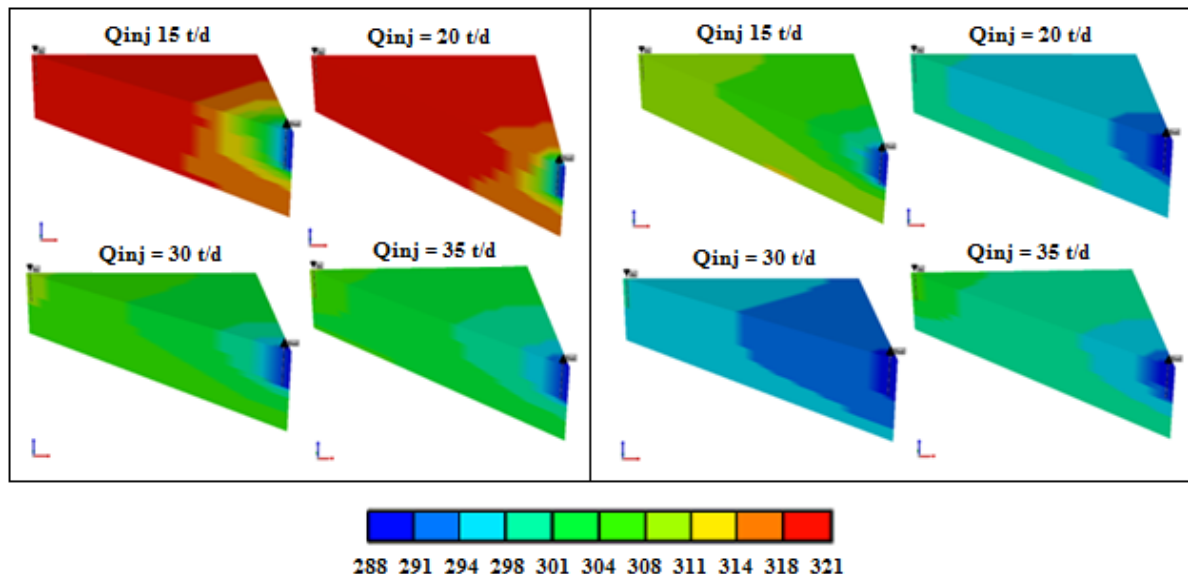


Fonte: Autores, 2019.

Para melhor visualizar esta condição, a Figura 5 (lado esquerdo) mostra uma representação 3D do fenômeno de pressurização do reservatório no oitavo ano de projeto. Pode-se evidenciar que neste período as vazões de 15 e 20 t/d ainda conseguem manter o meio poroso com uma certa quantidade de pressão. Correlacionando com a Figura 4, percebe-se que as vazões de 30 e 35 t/d já sofreram uma queda acentuada de pressão, isto comprova o fato de que altas vazões são mais instáveis que as menores.

Além disso, a Figura 5 (lado direito) mostra a distribuição de pressão no período de doze anos de projeto, no qual as vazões de 20, 30 e 35 t/d já sofreram uma queda de pressão e ocorre o início da queda de pressão da vazão de 15 t/d. Percebe-se que esta última vazão é a que possui maior estabilidade e promove a pressurização do reservatório por um maior período de tempo.

Figura 5 – Distribuição de pressão no oitavo ano de projeto (lado esquerdo) e no décimo segundo ano de projeto (lado direito).



Fonte: Autores, 2019.

Conclusões

- Dessa forma, concluiu-se que para os dezesseis anos de projeto e mantendo-se outros parâmetros constantes, o maior fator de recuperação foi obtido quando a vazão de injeção de vapor era dada por $Q_{inj}=30$ t/d.
- Além disso, notou-se que o maior pico de vazão de óleo foi obtido para o maior valor de vazão de injeção ($Q_{inj}=35$ t/d), condição que ocorre devido à maior quantidade de vapor disponível para troca de calor latente com o reservatório, diminuindo a viscosidade do óleo mais ligeiramente e com maior veemência.
- Ademais, foi observado que a pressurização do reservatório foi mais acelerada para as maiores vazões de injeção ($Q_{inj}=30$ e $Q_{inj}=35$ t/d), contudo, nestas condições, sofreram um declínio mais acentuado da pressão ao longo do tempo e, por promoverem uma maior vazão de óleo, resultam em uma perda de energia do reservatório mais acentuada.
- Por outro lado, ao examinar as vazões de $Q_{inj}=15$ e $Q_{inj}=20$ t/d, inferiu-se que a pressão do reservatório apresentou poucas variações no decorrer do tempo, por um determinado período, sendo a vazão de $Q_{inj}=15$ t/d a mais estável e que promoveu a pressurização do reservatório por mais tempo.

Agradecimentos

Agradecemos primeiramente a Deus, por nos permitir a obtenção do conhecimento. Ao nosso professor e orientador, Edson de A. Araújo, pelo conhecimento transmitido e pela disposição e colaboração no desenvolvimento deste trabalho. À UFPA, por nos proporcionar o aprendizado por meio da vivência, do corpo docente e da infraestrutura. E, por fim, ao Grupo CMG, por conceder a licença do simulador de reservatórios que foi de suma importância na realização deste trabalho.

Referências Bibliográficas

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis 2019**. Ministério de Minas e Energia, Brasil, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>. Acesso em 30 de junho de 2019.

BAUTISTA, E. V. : **Análise Paramétrica da simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)**. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010. Natal-RN.

CORREIA, B. R. B. **Estudo paramétrico da injeção contínua de vapor em reservatório de óleo pesado**. 2014. Trabalho de conclusão de curso, Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

ESMERALDO, A. E. G.; FERREIRA, G.J.; SOUZA NETO, J.C.; MAIA, M. L. O. Petrobras/Termoçu: Cogeração, distribuição e injeção de vapor em poços de petróleo pelo sistema vaporduto. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2010, 2010, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustível, 2010.

GALVÃO, E. R. V. P. **Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado**. 2001. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia. Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

GURGEL, A. R. **Análise da Eficiência Térmica na Injeção de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado**. 2015. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

RODRIGUES M. A. F.; GALVÃO E. R. V. P.; BARILLAS J. L. M.; MATA W.; DUTRA JUNIOR T. V. Otimização dos parâmetros operacionais para viabilizar a produção de óleo em reservatórios que apresentam segregação gravitacional durante a injeção de vapor. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 5, 2009, Fortaleza. **Trabalhos Técnicos...** Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP, 2009.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J.A.D., Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SOUSA JUNIOR, C.S. Comportamento Reológico de Dispersões Aquosas em Óleo Leve e Pesado. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 5, 2009, Fortaleza. **Trabalhos Técnicos...** Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP, 2009.