

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE ECONÔMICA REFERENTE AO ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO PARA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE INJEÇÃO DE ÁGUA

AUTORES:

Juli Sergine Tavares Teixeira

Artur Henrique Souza Saldanha

Danielle Alves Ribeiro da Silva

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 - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. 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 8º PDPETRO.

ANÁLISE ECONÔMICA REFERENTE AO ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO PARA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE INJEÇÃO DE ÁGUA

Abstract

Currently the high need for energy production, oil shown as the main source in the world, and increasingly arise alternative better use of that energy. There are several techniques for such use and one of these is called secondary recovery, which is used for the purpose of maintaining or increasing the reservoir pressure. In this study, we used the method of water injection. In order to recover the average oil reservoirs Brazilian northeastern characteristics, this work proposes a study by numerical simulation of the reservoir, the recovery of low viscosity oil. With this, we used the commercial simulator STARS - CMG Launcher Technologies 2012. To confirm the best model an economic analysis was performed to evaluate the influence of some parameters such as injection flow, cumulative production of oil recovery factor and production flow oil. The flow injection that showed a higher NPV at the end of the project was injecting $25\text{m}^3/\text{d}$ of water.

Introdução

Na indústria petroleira existe uma série de parâmetros que devem ser avaliados antes de se decidir pela viabilidade ou não de um reservatório natural de petróleo. Métodos diversos que possam contribuir para uma tomada de decisão, são de uma forma geral, bem aceitos nas empresas. A razão é que elas precisam ter boas estimativas de produção que se constituem, frequentemente, em parâmetros cruciais utilizados pelos investidores e analistas financeiros para avaliar o seu potencial futuro. Neste sentido, as ferramentas numéricas são importantes instrumentos, já que a experimentação em laboratório é mais difícil complicada de se realizar, e a extração de petróleo e todas as operações vinculadas a ela podem ser otimizadas se houver uma forma de prever o comportamento do reservatório. Assim, os simuladores de reservatórios de petróleo têm uma decisiva função na indústria, e por isso têm recebido muita atenção em centros de pesquisa públicos e privados.(Cordazzo,2006)

A Injeção de Água é um método de recuperação convencional, indicado para reservatórios de óleo médio a leve, onde a água é injetada, mantendo a pressão elevada, deslocando o óleo. Devido à complexidade das operações para extrair o petróleo dos reservatórios, a recuperação de óleos constitui um desafio da engenharia de petróleo. Desses reservatórios, só é possível recuperar uma fração do óleo, ficando parte aprisionada no mesmo.

Considera-se um reservatório homogêneo característico do Nordeste brasileiro, para óleos leves, onde primeiramente foi realizada a caracterização do fluido, a modelagem do reservatório e por fim a análise econômica. Foi utilizada a simulação de reservatórios para obter-se uma melhor eficiência do projeto. Concomitantemente, são analisados diversos parâmetros, com o objetivo de realizar um estudo de viabilidade para diferentes vazões de injeção.

Metodologia

Modelo de Fluido

Primeiramente, foi realizado um ajuste de fluido o 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* 2012 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, sobre as propriedades das rochas. Podendo então observamos o reservatório em 3D na Figura 1.

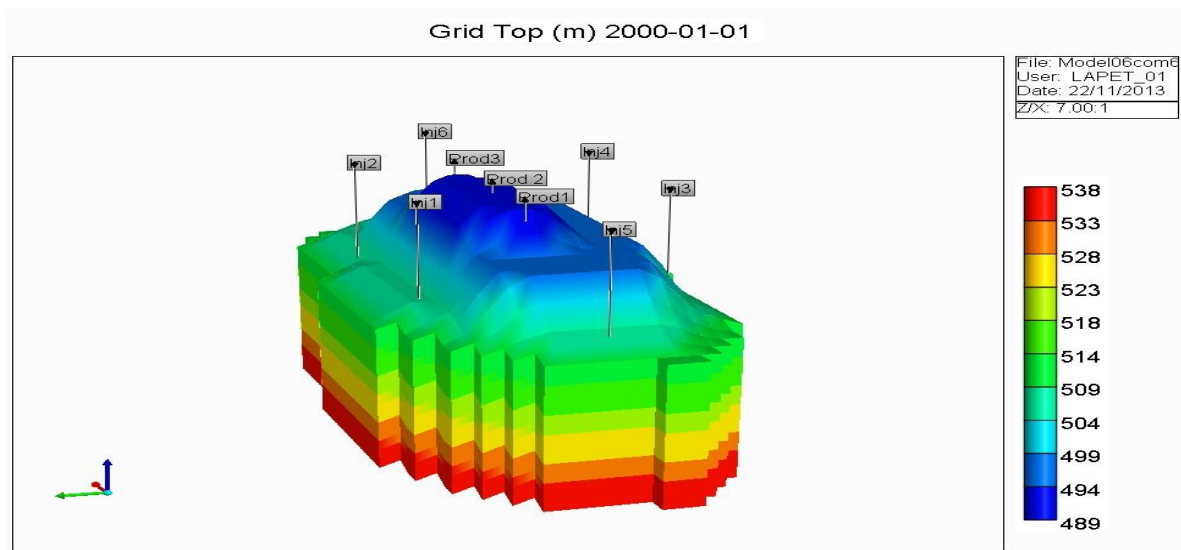


Figura 1: Configuração do modelo de reservatório em 3D.

Devido a configuração do reservatório, não tem como se perfurar uma malha perfeita de 9 ou 5 pontos, logo, os poços foram locados de modo otimizado com o objetivo de melhor deslocar a água injetada, como mostrado na Figura 2.

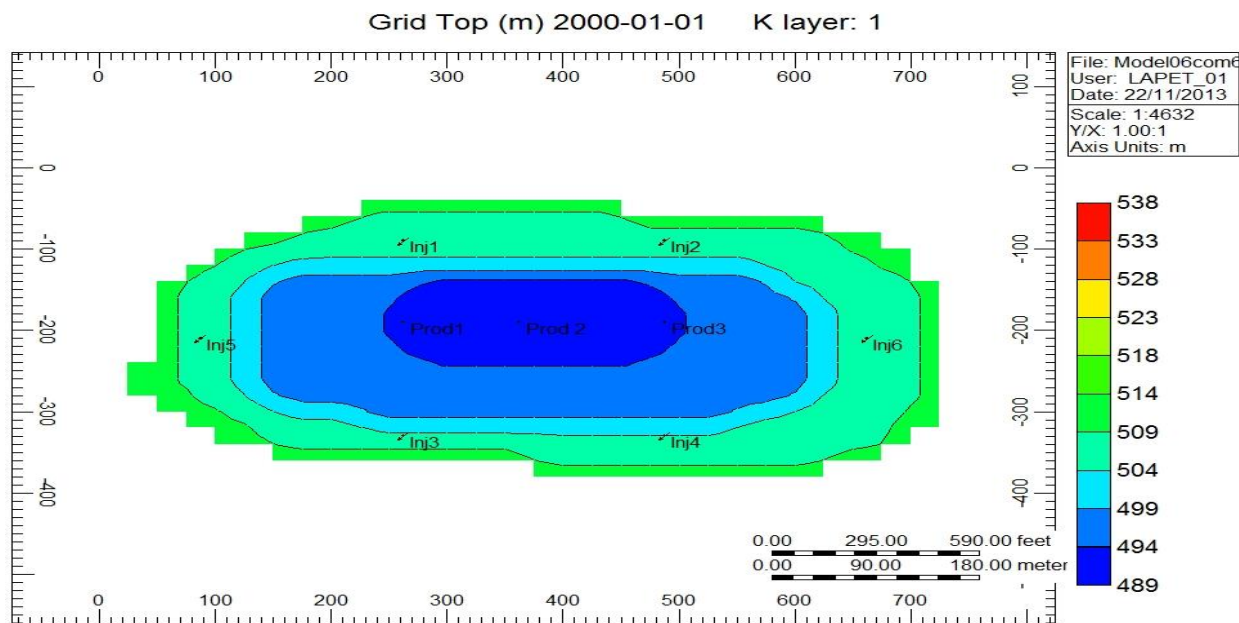


Figura 2: Configuração dos poços produtores no topo do reservatório.

O critério do valor presente líquido (VPL) é o mais utilizado em análises de investimentos. Diferentes critérios medem diferentes aspectos de um projeto. Nesse contexto, o VPL mede o resultado econômico do fluxo das receitas e despesas do projeto ao longo da vida útil, a uma determinada taxa de juros. Os profissionais da área de finanças adotam esse critério com mais frequência devido à fácil interpretação dos resultados (Filho et al, 2006).

O método do valor presente líquido tem como objetivo determinar um valor no instante inicial, a partir de um fluxo de caixa formado de uma série de custos e receitas, que represente o ganho absoluto do ativo.

Ao analisar-se um fluxo de caixa referente à determinada alternativa j, tem-se vários valores envolvidos, ora como receitas, ora com dispêndios. A somatória algébrica de todos os valores envolvidos nos n períodos considerados, reduzidos ao instante considerado inicial ou instante zero e sendo i a taxa de desconto, se chama valor presente líquido (Equação 1).

Valor presente líquido de um fluxo de caixa de uma alternativa j é, portanto, a somatória algébrica dos vários valores presentes Ft. envolvidos neste fluxo de caixa (Hirschfeld, 2000).

Logo:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+i)^t} - Io \quad (1)$$

Onde:

VPL = valor presente líquido de um fluxo de caixa.

Fct. = cada um dos diversos valores envolvidos no fluxo de caixa e que ocorrem em t. É definido como a diferença entre a receita gerada e os dispêndios do período t.

i = Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Io = Investimento inicial do projeto.

Como em todos os demais critérios, o VPL exige que o fluxo de caixa futuro seja estimado. Exige também que a taxa a ser usada para cálculo de VPL seja corretamente estabelecida.

Onde o fluxo de caixa foi calculado da seguinte maneira:

$$Fct = \text{Lucro Bruto de Óleo Produzido} - \text{Custo de Óleo Produzido} - \text{Custo de Água Produzida} - \text{Custo da Água Injetada} \quad (2)$$

Resultados e Discussão

Foi analisada primeiramente a produção primária, onde há apenas poços produtores e depois as diferentes vazões de injeção. Foram estudados os seguintes parâmetros: Produção de Óleo Acumulada (Np), Fator de Recuperação, que indica o quanto do reservatório se consegue produzir, a vazão de óleo (Qo) e a Produção Acumulada de água (Wp). Obtendo-se os seguintes gráficos, Para o projeto com duração de 20 anos, foram obtidas as curvas de produção acumulada conforme mostra a Figura 3.

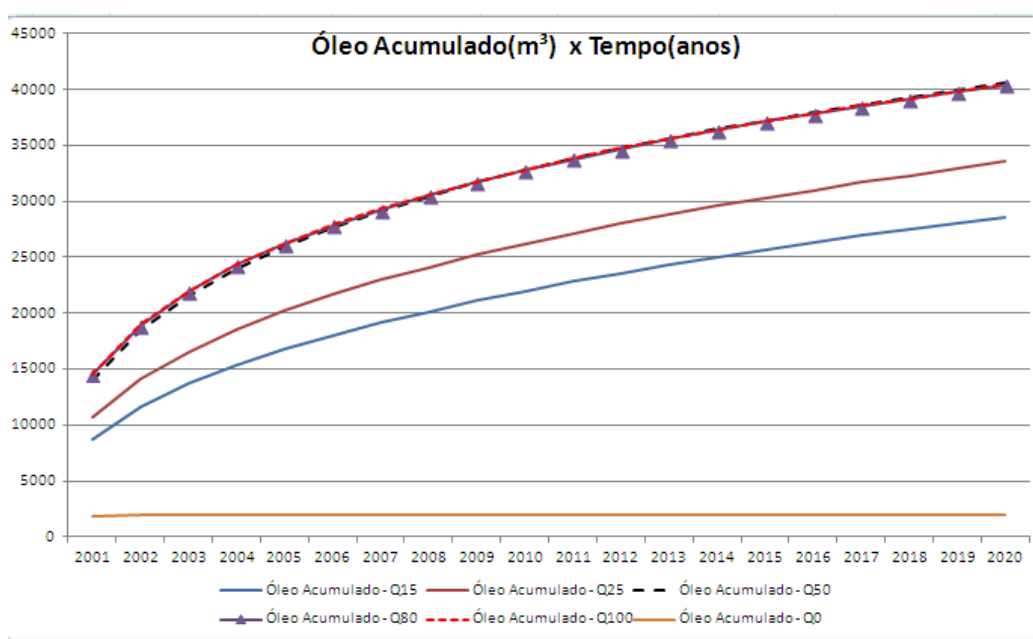


Figura 3: Produção acumulada de óleo para diferentes vazões.

Tabela 1 : Valores da produção Acumulada de Óleo.

	Q- 0m³/d	Q- 15m³/d	Q- 25m³/d	Q- 50m³/d	Q- 80m³/d	Q- 100m³/d
Np(m³)	1967	28579	33538	40584	40402	40427

A partir da Figura 3 e da Tabela 1 infere-se que a produção acumulada de petróleo tende a chegar a um valor aproximado de 40000m³ quando injeta-se igual ou acima de 50m³/d de água. Desse modo, a vazão de injeção de água que apresenta o maior Np é a de 50m³/d.

Ainda sobre Figura 3, observa-se que o incremento da vazão de injeção de água acima de 50 m³/dia não propiciou um aumento da produção acumulada de óleo. Dessa forma, observa-se que existe um limite máximo dessa injeção que otimiza o fator de recuperação de óleo.

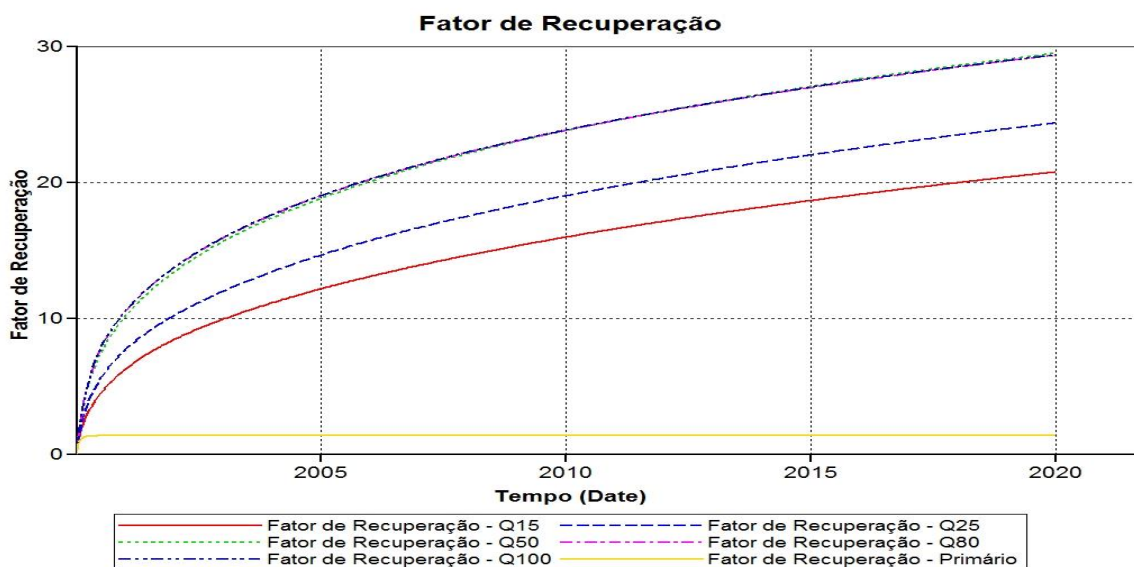


Figura 4: Fator de Recuperação para diferentes vazões.

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

A Tabela 2 mostra as respostas em termos do fator de recuperação para as vazões de água injetadas. Na Figura 4 observa-se que a vazão de 50m³/d, 80m³/d e 100m³/d se aproximam quantitativamente. Enquanto que a vazão de 0m³/d, 15m³/d e 25m³/d possuem valores distintos. O valor mais alto alcançado no projeto de 20 anos foi utilizando a vazão de 100m³/d, porém a vazão de 80m³/d é muito próxima desta.

Tabela 2: Valores do fator de Recuperação ao final do projeto.

	Modelo1- Q0m ³ /d	Modelo1- Q15 m ³ /d	Modelo1- Q25 m ³ /d	Modelo1- Q50 m ³ /d	Modelo1- Q80 m ³ /d	Modelo1- Q100 m ³ /d
Fator de Recuperação	1,43	20,78	24,38	29,51	29,37	29,39

Análise Econômica

Para elaboração dos fluxos de caixa das alternativas de exploração, os custos considerados no projeto foram:

- Custo médio de perfuração de poço *onshore*;
- Custo de injeção de água;
- Custo de separação, transporte e tratamento do óleo;
- Custo de tratamento e descarte da água produzida (Cagua);
- Custo de elevação dos fluidos;

A Tabela 3 apresenta os valores considerados para a análise técnico-econômica.

Tabela 3: Custos Operacionais.

Dados							
Custo de Água Inj	Custo da Água Produzida	Custo do Petróleo Produzido e Elevação (US\$/m ³)	Preço do Petróleo	Tempo de Projeto (anos)	TMA	Custo de Perfuração e Completação dos Poços Verticais <i>onshore</i>	Número de Poços
5(US\$/m ³ std)	3(US\$/m ³)	31,41 (US\$/m ³)	534,04 (US\$/m ³)	20 anos	15%a.a	400000 (US\$/Poço)	6

Alguns dados utilizados para a análise técnica-econômica como o custo de elevação de fluidos e o de separação, transporte e tratamento do óleo foram obtidos através de Hong (1994). O custo do vapor foi estimado a partir de artigo Farouq Ali (2005).

Foi considerado que o custo da bomba de injeção de água está inserido no custo operacional da água injetada. O custo de perfuração e completação de um poço *onshore* adotado foi de US\$400.000,00, estimado para poços rasos de acordo com Rodrigues (2008).

A taxa mínima de atratividade utilizada para o cálculo do VPL foi de 15 % a.a., valor dentro de uma faixa utilizada pelas empresas petrolíferas em torno de 10 a 20 % a.a. Observa-se na Figura 5 as curvas de valor presente líquido(VPL) para diferentes vazões de injeção de água durante os 20 anos do projeto.

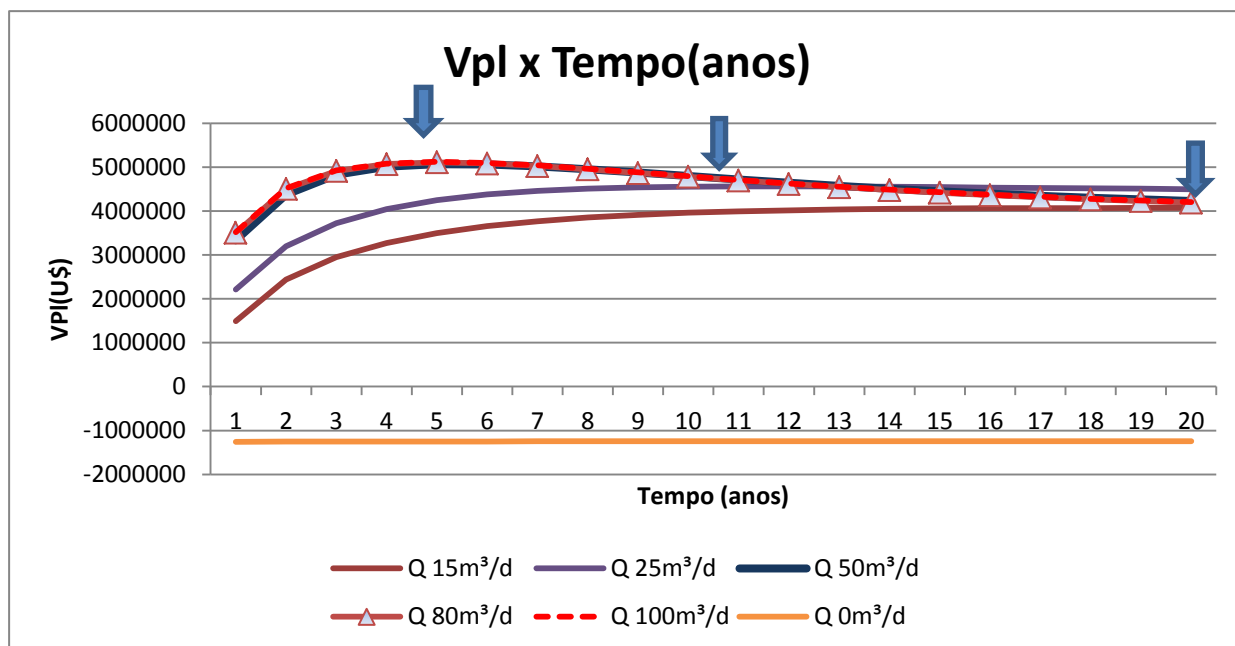


Figura 5: VPL para diferentes vazões em 20 anos.

No início do projeto a curva de VPL com $Q\ 100\text{m}^3/\text{d}$ foi a que apresentou maior valor, até o ano 12, quando então, a curva de $Q\ 25\text{m}^3/\text{d}$ ultrapassou todas e se mostrou de maior valor ao final do cenário. A curva de $Q\ 0\text{m}^3/\text{d}$, quando não há a injeção de água se mostrou constante ao longo do tempo.(Figura 5)

Tabela 4: Vpl para diferentes vazões em 20 anos.

Q_{inj} (m³/d)	VPL Final (20 anos)	VPL Máximo	Tempo de Max VPL (anos)
15	4.069.578,79	4.069.578,79	20 anos
25	4.498.776,58	4.498.776,58	11 anos
50	4.230.643,89	5.070.821,18	5 anos
80	4.192.790,69	5.109.518,34	5 anos
100	4.204.249,42	5.121.090,42	5 anos
Primário	-1.243.776,98	-1.243.776,98	---

Pela análise da Tabela 4, observa-se que no decorrer dos 20 anos, a injeção de água a uma vazão de $25\text{m}^3/\text{d}$ foi o que obteve o maior valor presente líquido. Porém a injeção que apresenta maior valor de VPL é a de $100\text{m}^3/\text{d}$ ao final de 5 anos.

Porém, vale ressaltar, que o método do VPL não leva em consideração valores futuro, alteração cambial, financeiras, situação que se encontra a produção, entre outros diversos parâmetros que podem variar no período do projeto colocado em prática.

Conclusões

No início do projeto o VPL com vazão de 100m³/d foi a que apresentou maior valor. A curva de Q 0m³/d quando não há a injeção de água se mostrou constante ao longo do tempo.

Observa-se que no decorrer dos 20 anos, a injeção de água a uma vazão de 25m³/ d foi o que obteve o maior valor presente líquido.

Porém, vale ressaltar, que o método do VPL não leva em consideração valores futuro, alteração cambial, financeiras, situação que se encontra a produção, entre outros diversos parâmetros que podem variar no período do projeto colocado em prática.

Agradecimentos

Ao PRH-PB221, ao CMG, e a minha orientadora Jennys Barrilas.

Agradeço também à Pós Graduação em Engenharia Mecânica e ao meu orientador Telésforo Medeiros.

Referências Bibliográficas

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

CMG, Computer Simulator Group Ltda. *Guia para el usuario*. IMEX – (Implicit– Explicit Black Oil Simulator) versão 2010.10, Calgary-Alberta-Canadá.

CORDAZZO, J. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método EbFVM e multigrid algébrico**. 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. UFSC, Florianópolis. 2006.

FAROUQ ALI, S.M., “Heavy oil-evermore mobile. *Jornal of Petroleum Science and Engineering*” 37, 5-9, 2005.

FILHO, J. C. F. A. et al. *Finanças Corporativas*. 8ª edição. Rio de Janeiro: FGV, 2006

HIRSCHFELD, H. J. *Engenharia Econômica e Análise de Custos*. 7º Edição. São Paulo: Atlas, 2000.

Hong, K. C. *Steam Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1994.

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

RUIZ, Cindy Pamela Aguirre – *Estudo Comparativo da Injeção de água usando poços verticais e horizontais*, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.

ANEXOS

Tabela 5: Custos e receitas do petróleo.

Q Inj(m³)	15		25		50	
Tempo (Anos)	Custo de Óleo Produzido (US\$)	Lucro Bruto de Óleo Produzido (US\$)	Custo de Óleo Produzido (US\$)	Lucro Bruto de Óleo Produzido (US\$)	Custo de Óleo Produzido (US\$)	Lucro Bruto de Óleo Produzido (US\$)
1	272539,13	4633165,26	334699,23	5689886,83	441390,54	7503639,12
2	94040,81	1598693,75	108471,42	1844014,06	140581,54	2389886,25
3	64345,18	1093868,05	76786,70	1305373,93	96808,14	1645738,35
4	51685,04	878645,74	61965,78	1053418,19	74590,79	1268043,35
5	44380,28	754464,81	52772,25	897128,24	61983,08	1053712,34
6	39066,57	664131,67	46000,09	782001,58	53173,21	903944,63
7	35173,01	597941,20	40746,02	692682,30	46925,04	797725,70
8	32174,22	546961,66	36638,08	622847,38	42023,77	714404,02
9	29835,00	507195,02	33635,97	571811,51	38021,73	646369,41
10	27715,99	471171,91	31066,92	528137,57	34528,16	586978,64
11	25952,49	441192,29	28937,48	491937,14	31790,62	540440,46

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

12	24390,17	414632,87	27135,69	461306,65	29507,17	501621,95
13	23084,69	392439,69	25678,29	436530,86	27705,13	470987,29
14	21817,12	370891,12	24312,37	413310,27	26059,68	443014,52
15	20722,83	352288,15	23162,61	393764,38	24668,24	419360,01
16	19743,15	335633,62	22121,76	376069,91	23368,09	397257,58
17	18912,82	321517,90	21198,90	360381,25	22208,09	377537,50
18	18073,34	307246,76	20229,53	343901,96	20977,28	356613,72
19	17380,81	295473,74	19399,86	329797,70	19850,16	337452,72
20	16785,04	285345,63	18631,38	316733,38	18770,90	319105,30

80		100		0	
Custo de Óleo Produzido (US\$)	Lucro Bruto de Óleo Produzido (US\$)	Custo de Óleo Produzido (US\$)	Lucro Bruto de Óleo Produzido (US\$)	Custo de Óleo Produzido (US\$)	Lucro Bruto de Óleo Produzido (US\$)
457026,67	7769453,47	457881,16	7783979,64	59783,20	1016314,41
138510,89	2354685,08	138499,38	2354489,50	273,62	4651,52
94232,27	1601948,62	94222,21	1601777,56	210,03	3570,59
72716,84	1236186,22	72711,01	1236087,13	176,94	3008,05

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

60302,16	1025136,68	60297,80	1025062,62	154,41	2625,05
51734,47	879485,93	51730,60	879420,21	136,08	2313,44
45505,74	773597,65	45502,49	773542,36	122,08	2075,43
40576,31	689797,20	40573,12	689742,96	110,32	1875,36
36666,06	623323,01	36663,30	623276,07	100,59	1709,97
33403,61	567861,45	33401,41	567823,90	91,85	1561,46
30765,23	523008,84	30763,14	522973,38	84,60	1438,25
28596,28	486136,69	28594,31	486103,31	78,36	1332,12
26896,95	457248,11	26895,35	457220,99	73,09	1242,48
25333,59	430670,95	25332,11	430645,92	67,99	1155,91
24001,41	408024,04	23999,94	407999,01	63,73	1083,35
22768,52	387064,80	22767,29	387043,94	59,93	1018,74
21675,02	368475,40	21673,92	368456,62	56,67	963,40
20533,43	349068,23	20532,44	349051,54	53,40	907,85
19493,07	331382,11	19492,21	331367,51	50,54	859,22
18491,24	314351,03	18490,50	314338,52	47,92	814,69

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Tabela 6: Custos e receitas e da água.

Q Inj(m³)	15		25		50	
Tempo (Anos)	Custo de Água Produzida (US\$)	Custo da Água Injetada (US\$)	Custo de Água Produzida (US\$)	Custo da Água Injetada (US\$)	Custo de Água Produzida (US\$)	Custo da Água Injetada (US\$)
1	78325,88	164250,00	137278,92	273750,00	285729,19	547500,00
2	90071,33	164250,00	154535,06	273750,00	316128,80	547500,00
3	92629,25	164250,00	157189,41	273750,00	319806,23	547500,00
4	93746,58	164250,00	158509,17	273750,00	321727,69	547500,00
5	94676,37	164250,00	159784,55	273750,00	323721,66	547500,00
6	94892,81	164250,00	159953,58	273750,00	323605,31	547500,00
7	95250,75	164250,00	160434,00	273750,00	324171,56	547500,00
8	95525,63	164250,00	160810,59	273750,00	324614,81	547500,00
9	96013,03	164250,00	161539,59	273750,00	325882,88	547500,00
10	95939,63	164250,00	161329,41	273750,00	325297,13	547500,00
11	96102,47	164250,00	161527,03	273750,00	325543,88	547500,00
12	96247,31	164250,00	161693,63	273750,00	325751,25	547500,00
13	96639,56	164250,00	162278,63	273750,00	326816,63	547500,00

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

14	96488,25	164250,00	161956,13	273750,00	326066,25	547500,00
15	96590,91	164250,00	162063,00	273750,00	326194,13	547500,00
16	96682,78	164250,00	162160,88	273750,00	326314,88	547500,00
17	97030,41	164250,00	162697,69	273750,00	327321,00	547500,00
18	96839,25	164250,00	162338,44	273750,00	326535,38	547500,00
19	96904,13	164250,00	162416,06	273750,00	326640,00	547500,00
20	96960,00	164250,00	162487,88	273750,00	326740,88	547500,00

80		100		0	
Custo de Água Produzida (US\$)	Custo da Água Injetada (US\$)	Custo de Água Produzida (US\$)	Custo da Água Injetada (US\$)	Custo de Água Produzida (US\$)	Custo da Água Injetada (US\$)
304893,66	576626,76	304879,45	576625,04	1570,48	0,00
328462,73	565295,14	328462,55	565293,69	10,01	0,00
328492,17	560543,34	328492,13	560542,06	5,01	0,00
328495,69	558011,29	328495,78	558010,46	3,08	0,00
329398,13	556392,48	329398,22	556391,81	2,01	0,00

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

328498,69	555250,90	328498,69	555250,40	1,36	0,00
328498,50	554370,98	328498,50	554370,48	0,96	0,00
328499,44	553654,08	328499,25	553653,58	0,70	0,00
329399,81	553085,78	329400,00	553085,44	0,53	0,00
328499,06	552625,96	328499,06	552625,57	0,42	0,00
328499,63	552240,61	328499,63	552240,33	0,35	0,00
328500,00	551926,77	328500,00	551926,49	0,29	0,00
329400,00	551668,29	329400,00	551668,02	0,24	0,00
328500,00	551444,79	328500,00	551444,51	0,21	0,00
328499,63	551240,00	328499,63	551239,78	0,18	0,00
328499,63	551048,97	328499,63	551048,80	0,16	0,00
329400,00	550870,69	329400,00	550870,52	0,14	0,00
328499,63	550701,32	328499,63	550701,21	0,12	0,00
328499,63	550537,81	328500,00	550537,69	0,11	0,00
328500,00	550380,64	328499,63	550380,52	0,10	0,00

Tabela 7: VPL a cada ano para diferentes vazões.

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

	15	25	50	80	100	0
Ano	VPL	VPL	VPL	VPL	VPL	VPL
1	1493956,74	2212311,90	3329582,09	3505135,98	3517038,25	-1256555,89
2	2439387,07	3200786,44	4377352,15	4505072,70	4516837,03	-1253253,13
3	2947412,79	3725252,83	4825530,98	4911865,39	4923524,74	-1251046,81
4	3272719,87	4044973,38	5010907,60	5070219,55	5081825,99	-1249429,87
5	3497025,21	4249224,24	5070821,18	5109518,34	5121090,42	-1248202,53
6	3655223,51	4379915,97	5062030,27	5085308,81	5096854,36	-1247261,79
7	3769232,98	4461777,12	5016590,42	5027122,18	5038648,37	-1246527,81
8	3852596,80	4511351,35	4951296,84	4950976,09	4962485,81	-1245951,05
9	3914309,31	4540597,96	4875957,30	4866883,13	4878380,33	-1245493,71
10	3959609,93	4555921,25	4796772,51	4781192,30	4792680,87	-1245130,55
11	3992901,92	4561880,04	4718448,48	4697687,59	4709169,04	-1244839,67
12	4017152,26	4561642,17	4643473,21	4618647,10	4630122,73	-1244605,39
13	4034780,92	4557550,36	4573418,05	4545392,97	4556864,50	-1244415,37
14	4047265,30	4550949,15	4508885,78	4478317,34	4489785,58	-1244261,64
15	4055956,94	4542935,05	4450019,03	4417396,45	4428861,82	-1244136,36
16	4061829,98	4534176,12	4396594,62	4362334,13	4373797,42	-1244033,91

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

17	4065670,11	4525137,65	4348320,40	4312760,93	4324222,59	-1243949,67
18	4067939,45	4516053,86	4304815,01	4268264,29	4279724,69	-1243880,63
19	4069129,66	4507216,72	4265709,73	4228413,42	4239872,84	-1243823,82
20	4069578,79	4498776,58	4230643,89	4192790,69	4204249,42	-1243776,98