

ANÁLISE ECONÔMICA BASEADA NA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL

Matheus Chaves Prata¹; Guilherme Augusto Rigueira Ferreira²; Pedro Felipe Gadelha Silvino³;
Renan Galvão Osório⁴

¹ Universidade Federal do Ceará, Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química – matheuschaves@gmail.com

² Universidade Federal do Espírito Santo, Departamento de Engenharias e Tecnologia – guilherming@gmail.com

³ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química –
pfgsilvino@gmail.com

⁴ Universidade Federal do Ceará, Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química – nan.ozorio@hotmail.com

RESUMO

Com o avanço na tecnologia de desenvolvimento de *softwares* relacionados a engenharia de petróleo, vem sendo possível realizar uma representação computacional mais detalhada de reservatórios de hidrocarbonetos. Tal fato, vem contribuindo positivamente para o aprimoramento e criação de estudos referentes a simulação computacional de reservatórios de petróleo. Primeiramente, nesse trabalho, foi iniciada a modelagem de um reservatório real, localizado em Sheridan County, Montana, Estados Unidos da América. O processo de modelagem foi realizado utilizando-se do simulador *Petrel* da empresa Schlumberger, no qual se pode introduzir todas as propriedades petrofísicas do reservatório, propriedades de modelo de fluido e dos poços perfurados, bem como as condições de dimensão do reservatório. Partindo de um arquivo básico, o primeiro passo consistiu na simulação desse reservatório sendo submetido a diferentes cenários, variando, por exemplo, a quantidade de poços horizontais e função desses poços, seja como injetor de água/gás ou produtor de óleo. Baseando-se nos resultados da simulação e utilizando uma tabela com os custos de implementação e manutenção, foi possível a realização de uma análise econômica, a qual mostra a diferença do lucro obtido em cada cenário específico. Dessa forma, permitiu-se a indicação do cenário mais apropriado para esse modelo.

Palavras-chave: Representação computacional, modelagem, petrofísicas, análise econômica, custos.

1. INTRODUÇÃO

Com a intensificação do processo industrial, tornou-se evidente a importância das energias provenientes de hidrocarbonetos pelo fato de essa ser uma das mais eficientes dentre as energias disponíveis. Nesse contexto, gerou-se uma maior quantidade de investimentos na área petrolífera, acarretando, dessa forma, no aumento considerável nos

estudos de ciência e tecnologia na indústria do petróleo.

Dentre as subáreas da engenharia de petróleo, existe a engenharia de reservatório que se utiliza de informações sobre as propriedades das rochas e fluidos contidos nas formações portadoras de petróleo, dessa forma tendo como principal objetivo a identificação do potencial de produção das



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

rochas portadoras de petróleo e aplicação de métodos que possam maximizar os ganhos a serem obtidos na exploração de campos petrolíferos [ROSA, 2006].

De acordo com Coats [1987], a simulação de reservatório consiste na construção e operação de um modelo que representa o comportamento real de determinado reservatório. O modelo é geralmente matemático, sendo um conjunto de equações que, sujeitas a determinadas considerações que descrevem os processos físicos do reservatório. Além disso, o processo e simulação tem como objetivo estimar a performance de um reservatório, por exemplo o percentual de recuperação do óleo, submetido a diferentes cenários.

Dentre os mecanismos de simulação, existe aquele que o processo é totalmente executado computacionalmente, permitindo que as simulações de diferentes cenários (por exemplo variações nas propriedades de fluido) para um mesmo reservatório sejam realizadas de maneira rápida e eficiente.

Tal trabalho propõe a construção do modelo de um reservatório de óleo não convencional, localizado em Sheridan County, Montana, Estados Unidos. Irá ser explanado todo o processo de modelagem, como as características do modelo do reservatório, das propriedades petrofísicas, do modelo de fluido e, por fim, as características e disposições dos

poços perfurados. Faz-se necessária a explanação de todas estas propriedades pelo fato de isso influenciar no processo de recuperação do óleo.

Segundo Thomas [2004], os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes, e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional.

Logo, existem diversos tipos de processos que otimizam a recuperação de óleo e a escolha de determinado método depende diretamente das características do reservatório, bem como as do fluido a ser produzido. Dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação para os processos que utilizam injeção de água ou gás.

2. METODOLOGIA

2.1. Modelo do reservatório

O reservatório a ser representado como um modelo apresenta aproximadamente 6000ft de profundidade tendo como referencial a Kelly Bushing, e com uma elevação de superfície de 4000ft acima do nível do mar. Suas dimensões x, y e z consistem em 5280ft, 10560ft e 45ft respectivamente. O reservatório foi

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

representado por uma malha cartesiana contendo 100, 50 e 5 divisões nas direções x, y e z, respectivamente, totalizando 25 mil blocos iguais. Portanto, o modelo do reservatório era composto por 5 camadas, as quais tinham diferentes propriedades.

O topo do reservatório contém, inicialmente, uma pressão de reservatório de 3000 psi. Ademais, o reservatório não apresenta capa de gás, contendo uma razão de solubilidade gás/óleo de 900 scf/stb. Faz-se necessário, destacar a ausência de aquífero nesse reservatório estudado.

2.2. Propriedades petrofísicas

A compressibilidade da rocha igual a $3,256 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$. A porosidade e permeabilidade eram constantes ao longo de uma camada. Porém, cada camada tem valores diferentes em relação as outras. Os valores de porosidade e permeabilidade nas cinco camadas estão disponíveis na Tabela 1 a seguir:

Tabela1: Valores de porosidade e permeabilidade de cada camada.

Camada	Porosidade	Permeabilidade Horizontal	Permeabilidade Vertical
1	0.06	0.21	0.020
2	0.04	0.07	0.012
3	0.09	0.31	0.025
4	0.07	0.13	0.015
5	0.05	0.09	0.010

Após a configuração dos valores mostrados, foi-se possível observar visualmente a disposição da permeabilidade e porosidade em cada camada, sendo mostradas nas figuras 1 e 2 a seguir:

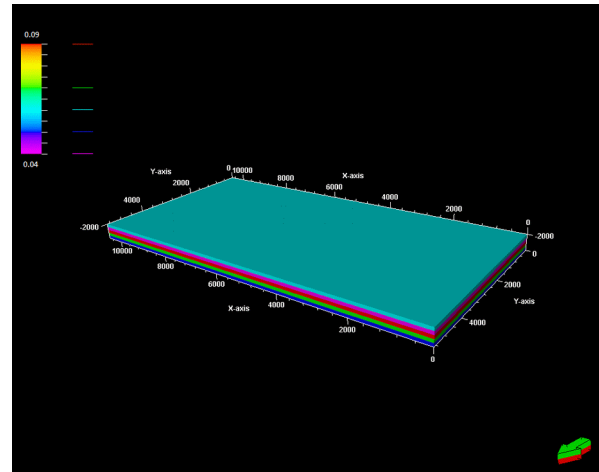


Figura 1: Disposição de Porosidade nas cinco camadas.

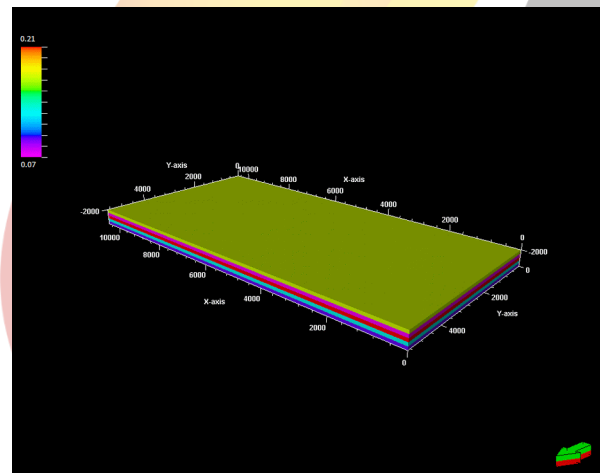
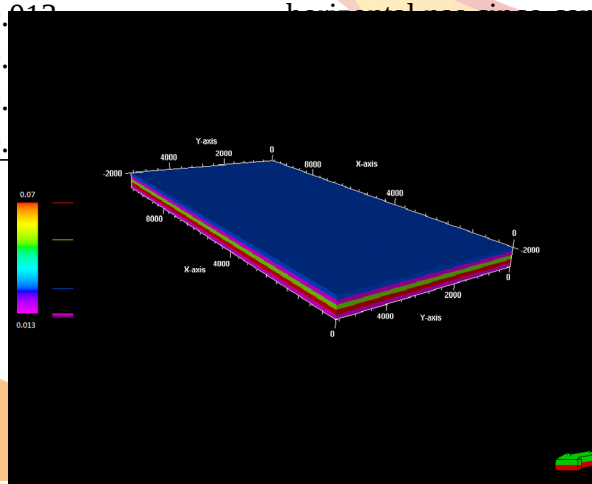


Figura 2: Disposição de permeabilidade horizontal nas cinco camadas.



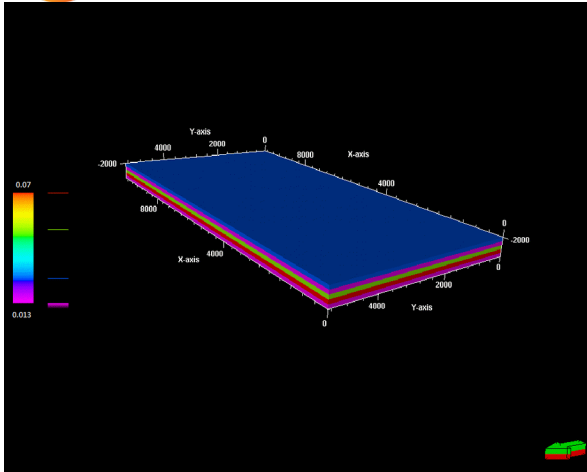


Figura 3: Disposição de permeabilidade vertical nas cinco camadas.

2.3. Modelo do Fluido

O modelo de fluido utilizado (fornecido pelo professor Ph.D. Todd Hoffman – University of Montana Tech.) foi importado duas etapas no software (Petrel). Na primeira etapa, o arquivo foi importado com o objetivo de considerar as permeabilidades relativas. Na segunda, o objetivo era de contabilizar outras características do fluido.

Tabela 2: Propriedades da água e do óleo em relação a água

Sw	Krw	Kro-w	Pc
0.25	0	1	0
0.3	0	0.8	0
0.4	0.00098	0.3764	0
0.5	0.01561	0.1372	0
0.6	0.07901	0.0296	0
0.7	0.24972	0.0011	0
0.75	0.4	0	0

Propriedades contidas no arquivo: Saturação de água, gravidade específica, pressão do gás seco, densidade e viscosidade. Todas estas podem ser observadas nas tabelas 2 a 5.

Tabela 3: Propriedades do gás e do óleo em relação a água

Sg	Krg	kro-g	Pc
0	0	1	0
0.05	0	0.65	0
0.1	0.00069	0.432	0
0.2	0.01852	0.321	0
0.3	0.08573	0.112	0
0.4	0.23525	0.064	0
0.5	0.5	0	0

Tabela 4: Outras propriedades da água e densidade dos fluidos.

Ref-Press	Bwi (bbl/stb)	Cw (psi-1)	μ_w (cp)
3256	1.015	3.00E-06	1
ρ_w (lb/ft ³)	ρ_o (lb/ft ³)	ρ_g (lb/ft ³)	
65.48	42	0.059	

Tabela 5: Propriedades do gás seco

Pr (psia)	Bg(rb/Mscf)	μ (cp)
216	16.4	0.0138
536	6.381	0.0142
856	3.866	0.0148
1176	2.732	0.0155
1496	2.097	0.0164
1816	1.699	0.0174
2136	1.431	0.0186
2456	1.244	0.0199
2776	1.108	0.0213
3096	1.006	0.0226
3256	0.964	0.0233
3600	0.951	0.0252
4200	0.928	0.0287
4800	0.906	0.0326
5400	0.885	0.0369
6000	0.864	0.0417
6600	0.843	0.0469
7200	0.821	0.0525

2.4. Poços

O caso básico consiste em seis poços perfurados horizontalmente de 5000ft de comprimento. Cada poço apresenta um espaçamento de 1760ft em relação ao outro poço. Porém, os poços número um e seis estavam a uma distância de 880ft das fronteiras oeste e leste respectivamente. A disposição dos poços para o caso básico pode ser observada na Figura 4. A disposição visual no simulador pode ser analisada na Figura 5.

Figura 4: Disposição dos poços no caso básico.

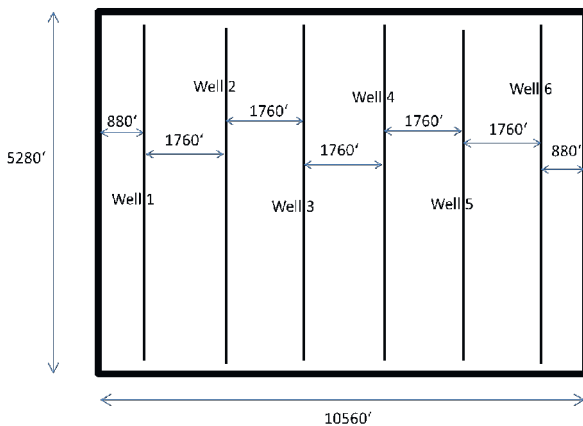
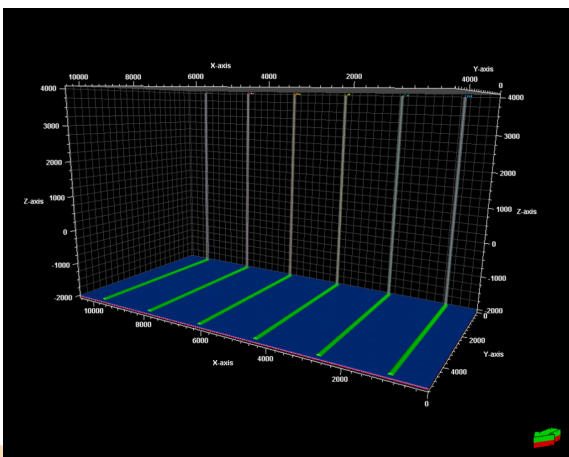


Figura 5: Representação visual dos poços do caso básico no Petrel.



O primeiro poço entrou em atividade no dia primeiro de Janeiro de 2011. O segundo poço tornou-se ativo seis meses depois, ou seja, dia primeiro de Julho de 2011. O mesmo aconteceu com os outros quatro poços, os quais foram ativados seis meses após outro anterior ter sido ativado. No caso básico, todos os seis poços foram designados a serem poços produtores e possuem uma pressão de fundo de poço de 500 psi.

Na Tabela 6, pode-se visualizar todos os dados referentes à média de produção de óleo (em bbl/dia) dos poços com um intervalo de seis meses. Esses dados (também fornecidos pelo professor Hoffman) são úteis no processo de configuração do modelo no software.

Tabela 6: Produção de óleo no intervalo de seis meses.

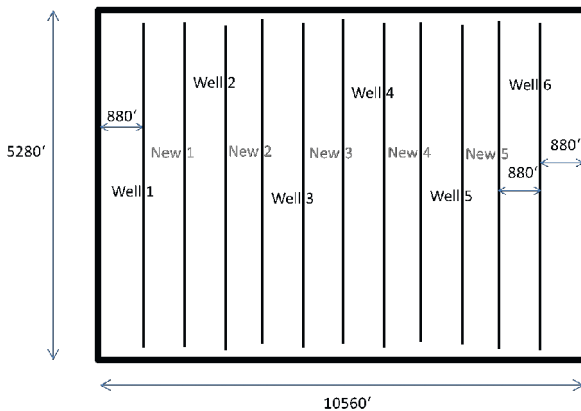
Poço	Jan 11	Jul 11	Jan 12	Jul 12	Jan 13	Jul 13	Jan 14	Jul 14	Jan 15	Jul 15
1	22	17	11	17	16	14	13	13	14	12
2	3	8	3	6	0	7	8	1	2	1
3		66	30	12	14	10	13	18	10	11
4	0	8	0	4	0	4	5	7	5	2
5			37	28	21	21	11	17	16	13
6	0	0	1	2	8	6	6	5	5	2
				29	24	16	10	16	24	12
	0	0	0	1	3	4	9	8	2	3
					28	24	28	20	13	19
	0	0	0	0	4	2	7	2	0	0
						25	15	11	18	15
	0	0	0	0	0	0	7	0	4	5

2.5 Diferentes Cenários

2.5.1. Caso 1

Além do caso básico, o qual foi explanado na seção anterior, ocorreram as simulações de três outros casos. Primeiramente, no Caso 1, foram adicionados 5 novos poços, cada poço inserido entre cada dois existentes, tendo, como mostrado na figura 6, um total de onze poços com um espaçamento de 880ft entre eles.

Figura 6: Disposição dos poços no Caso 1.



Para o Caso 1, os cinco novos poços tornam-se ativos no dia primeiro de janeiro de 2016, tendo a simulação estendida por mais dez anos. Todos são designados a serem poços produtores. Portanto, tem-se total de onze poços produtores.

2.5.2 Caso 2

No Caso 2, também são adicionados os cinco novos poços semelhantes ao Caso 1. Porém, os seis primeiros poços têm suas funções alteradas de produtores para poços injetores de água no dia primeiro de janeiro de 2016, data que os cinco novos poços são

ativados. Os poços injetores são configurados com uma pressão de fundo de poço de 6500 psi. Além disso, definiu-se como produtores os cinco novos.

Assim como no Caso 1, os cinco novos poços são introduzidos no dia primeiro de janeiro de 2016.

2.5.3. Caso 3

No Caso 3, assim como nos casos 1 e 2, são introduzidos cinco novos poços produtores, os quais se tornam ativos no dia primeiro de janeiro de 2016. Contudo, os seis primeiros poços que tem a função de produtor passam a ser poços injetores de gás natural nesta mesma data. Os poços injetores são estabelecidos com uma pressão de fundo de poço de 6500 psi.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

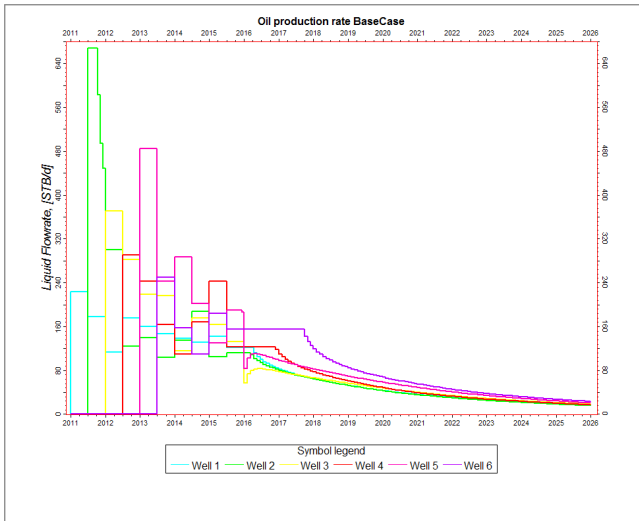
3.1. Caso Básico

Utilizando o Petrel, foi-se possível realizar a simulação do Caso Básico, tendo como principal objetivo realizar uma comparação com os outros casos simulados.

Após o término da simulação, a qual ocorreu no período de julho de 2011 até janeiro de 2016, obteve-se gráficos que podem ser usados para fazer uma análise quantitativa. Como pode ser observado na Figura 7, a produção de óleo está relativamente alta no início da simulação.

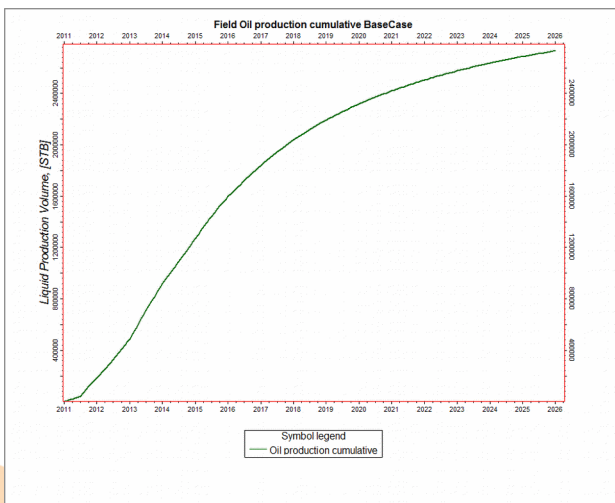
Porém, a produção de todos os poços cai, consideravelmente, sendo estabilizada por volta de 35 STB/dia.

Figura 7: Gráfico de produção dos seis poços no caso básico.



A convergência da produção para esse determinado valor pode ser entendida pelo fato de todos os poços terem sido estabelecidos com uma mesma pressão constante de fundo de poço.

Figura 8: Produção acumulada de óleo no reservatório para o caso básico.

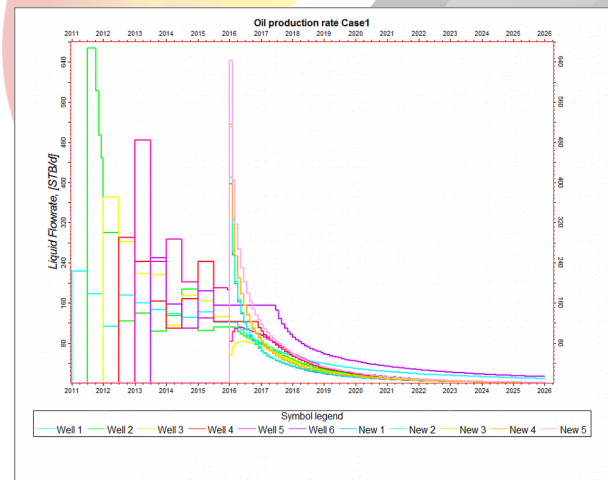


Outro importante gráfico obtido dessa simulação consiste na produção acumulada de óleo no reservatório (considerando a produção de todos os poços), mostrado na figura 8. Através da análise desse gráfico, percebe-se, novamente, a estabilização da inclinação da curva de produção. Além disso, a quantidade total de óleo produzida foi de 2.731.077.66 STB.

3.2. Caso 1

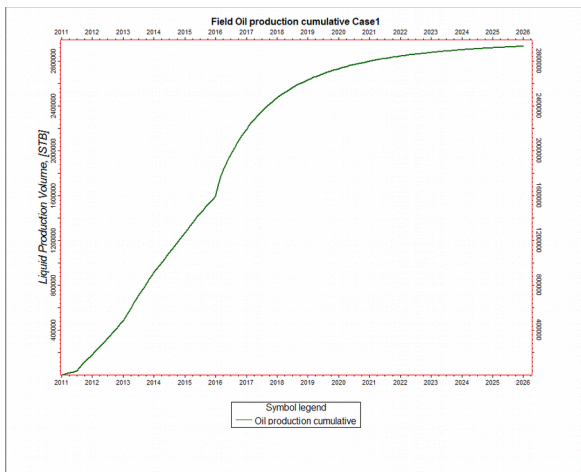
Ao final da simulação do Caso 1, nota-se novamente uma alta produção de todos os poços no início do tempo produtivo, como visto na figura 9, seguido de uma queda considerável a qual se estabiliza por volta de 15 STB/dia (20 STB/dia a menos em relação ao caso básico).

Figura 9: Gráfico de produção dos seis poços no caso 1.



Analisando, nesse momento, a Figura 10, é possível perceber que, se comparada a do caso básico, a produção acumulada de óleo aumentou, mostrando que o caso 1 é mais produtivo devido a implementação dos novos seis poços produtores. A quantidade total de óleo produzida foi de 2.932.891.91 STB.

Figura 10: Produção acumulada de óleo no reservatório para o caso 1.



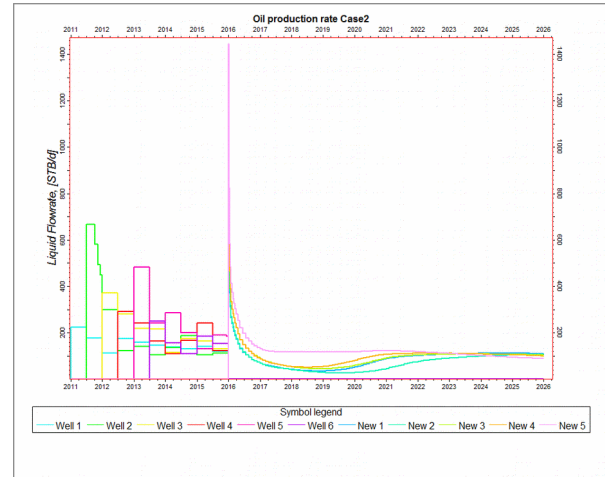
3.3. Caso 2

Diferentemente dos dois casos já vistos, utiliza-se, no Caso 2, o método de injeção de água que tem como objetivo o aumento da produção e consequentemente do lucro obtido.

Assim como ocorrido na análise dos casos anteriores, utilizando-se da Figura 11, nota-se uma grande produção no início da simulação, seguido de uma queda e uma consequente estabilidade por volta do ano de 2021. O valor de produção estabilizado foi

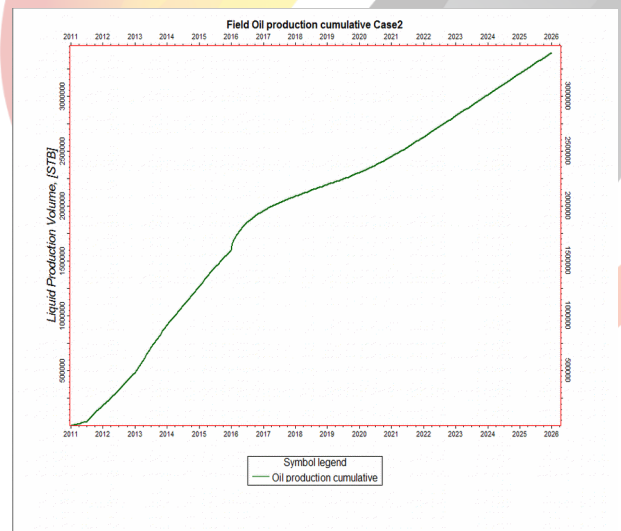
cerca de 100 STB/dia, o qual é considerado alto em relação aos casos anteriores.

Figura 11: Gráfico de produção dos seis poços no caso 2.



Por meio da análise gráfico de produção acumulada de óleo, mostrado na figura 12, percebe-se o aumento da produção de óleo se comparada aos casos anteriores. Isso pode ser explicado pela utilização dos poços

Figura 12: Produção acumulada de óleo no reservatório para o caso 2.



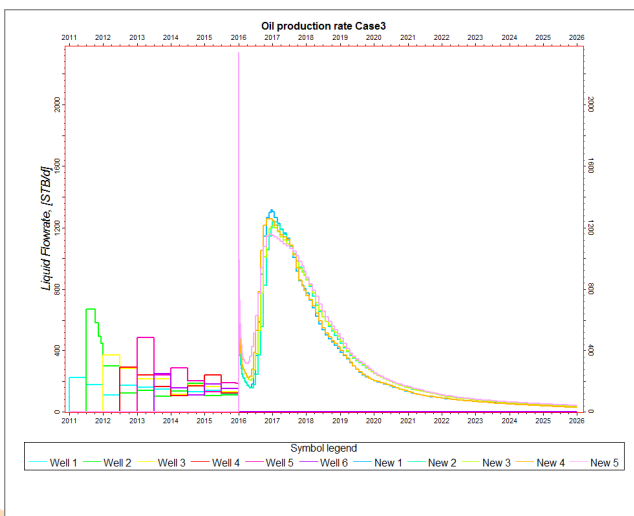
injetores de água, fazendo que fator de recuperação de óleo fosse acrescido a partir de primeiro de janeiro de 2016. O valor total de óleo produzido no reservatório foi de 3.394.518,00 STB.

3.4. Caso 3

Por fim, ocorreu a simulação do cenário no qual se utilizou da injeção de gás por meio dos seis poços originais, iniciando no dia primeiro de janeiro de 2016, tendo como o objetivo de aumentar a produção.

Contudo, é possível observar um comportamento diferente da produção de óleo após o início da injeção de gás. Através da figura 13, consegue-se ver uma enorme produção entre os períodos de julho de 2016 e o final de 2021, a qual certamente é devido ao método de injeção usado.

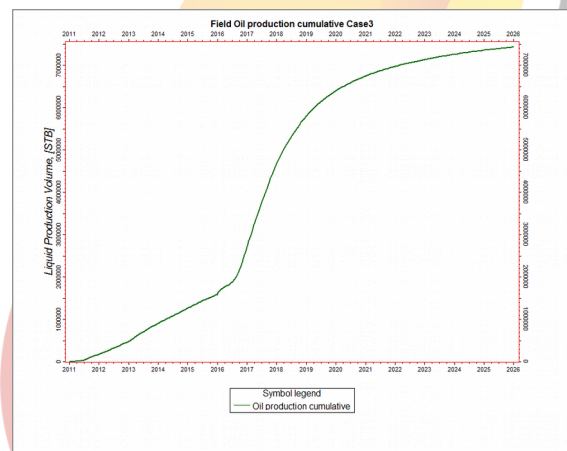
Figura 13: Gráfico de produção dos seis poços no caso 3.



Durante este período, é notado um pico de produção de 1350 STB/dia por volta do meio do ano de 2017. Todavia, produção essa que é reduzida e estabilizada em baixas taxas.

Novamente, utilizando-se do gráfico de produção acumulada de óleo em todo o reservatório (Figura 14), é possível observar um intenso aumento na curva de produção de óleo após o início da injeção de gás. Tal fato mostra que esse método de recuperação é bem eficiente se comparado ao de injeção de água no caso 2. O total de óleo produzido foi de 7.434.193,13 STB.

Figura 14: Produção acumulada de óleo no reservatório para o caso 2.



3.5. Análise Econômica

De fato, o número total de óleo produzido em cada um dos cenários mostrados é uma importante informação de projeto para se decidir qual é o caso mais viável. Porém, a realização de uma análise econômica que considere todos os valores de

custos do processo é essencial para determinar qual é o caso mais lucrativo para esse determinado reservatório.

Dessa forma, uma análise econômica foi realizada baseando-se nos dados de produção de cada simulação, os quais foram exportados do Petrel, e em dados de custos de operação fornecidos pelo professor Todd Hoffman, mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Dados de custos de operação.

Tabela de Custos	
Custo de construção de um poço	\$1.000.000
Mecanismo de injeção de água	\$5.000.000
Mecanismo de injeção de gás	\$10.000.000
Preço de 1 STB de óleo	\$20

Os resultados da análise econômica podem ser observados nas seguintes tabelas a seguir:

Tabela 8: Análise para o caso básico.

Caso Básico	
Total de óleo produzido (STB)	2,731,077.66
Total de óleo produzido (STB) em dólares	\$54,621,553.13
Custo total (6 poços)	\$6,000,000.00
Lucro	\$48,621,553.13

Tabela 9: Análise para o caso 1.

Caso 1	
Total de óleo produzido (STB)	2,932,891.91
Total de óleo produzido (STB) em dólares	\$58,657,838.13
Custo total	\$11,000,000.00

(11 poços)	
Lucro	\$47,657,838.13

Tabela 9: Análise para o caso 2.

Caso 2	
Total de óleo produzido (STB)	3,394,518.00
Total de óleo produzido (STB) em dólares	\$67,890,360.00
Custo total <i>11 poços + Mecanismo de injeção de água</i>	\$16,000,000.00
Lucro	\$51,890,360.00

Tabela 10: Análise para o caso 3.

Caso 3	
Total de óleo produzido (STB)	7,434,193.13
Total de óleo produzido (STB) em dólares	\$148,683,862.50
Custo total <i>11 poços + Mecanismo de injeção de água</i>	\$21,000,000.00
Lucro	\$127,683,862.50

Analisando os resultados presente nas tabelas anteriores, nota-se uma diferença significativa nos valores de lucro obtido. Por exemplo, obteve-se um lucro de \$47,657,838.13 no caso 1, que é menor do que o do que foi obtido no caso básico. Tal fato evidencia que mesmo tendo uma maior quantidade de óleo não implica em um maior lucro gerado. Faz-se necessário ressaltar, também, o grande aumento de produção de óleo no caso 3.

4. CONCLUSÕES

Todo o processo de modelagem não consiste em tarefa simples, tendo em vista que a utilização correta do simulador Petrel requer um certo nível de conhecimento prévio. Entretanto, a representação do modelo do reservatório foi realizada com êxito, mostrando que o software é extremamente útil para a realização de simulação computacional.

De fato, os resultados obtidos da simulação contribuíram significativamente para o alcance do objetivo principal que consistia na realização da análise econômica e, conseqüentemente, a decisão de qual seria o caso mais viável para esse reservatório no intervalo de tempo determinado.

Baseado nos resultados mostrados na seção anterior, percebe-se que a realização da análise econômica foi útil pelo fato de evidenciar que nem sempre a quantidade produzida de óleo implica em um maior lucro obtido, como ocorre na comparação entre o caso 1 e o caso básico. Também, conclui-se que o caso 3 é o mais favorável a ser implementado no reservatório devido ao fato de esse ter sido o caso em que o maior lucro foi gerado. Isso pode ser explicado pelo fato de esse reservatório ser favorável a injeção de gás, método que foi fundamental para o aumento do fator de recuperação do óleo.

Logo, poderia ser discutida para o futuro desse reservatório uma maneira de, após o período de viabilidade da injeção de

gás, manter a produção em níveis elevados com a utilização de outro mecanismo de recuperação ou até mesmo, se viável, a estimulação do reservatório.

5. AGRADECIMENTOS

À Montana Tech University e, em especial, ao Ph.D. B. Todd Hoffman pelos dados fornecidos e pela disponibilidade de realização do projeto.

Além disso, agradeço à oportunidade de ter participado como bolsista do programa de intercâmbio Ciência Sem Fronteiras.

7. NOMENCLATURA

Krw – Permeabilidade relativa da água (Darcy)

Krg – Permeabilidade relativa do gás (Darcy)

Krow – Permeabilidade relativa do óleo em relação à água (Darcy)

Krog – Permeabilidade relativa do óleo em relação ao gás (Darcy)

Sw - Saturação de água (%)

Sg - Saturação de gás (%)

So - Saturação de óleo (%)

Pc - Pressão Crítica (Psia)

Cw – Compressibilidade da água (psi^{-1})

Bwi – Fator volume de formação inicial da água (bbl/stb)

Bg – Fator volume de formação de gás (RB/scf)

ρ_w – Densidade da água (lb/ft^3)



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ρ_g – Densidade do gás (lb/ft³)

ρ_o – Densidade do óleo(lb/ft³)

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

COATS, K.H. “Reservoir Simulation”,
Petroleum Engineering Handbook, H.B.
Bradley, SPE, Richardson, Texas, 1987.

MATTAX, C.C. and DALTON, R.L.
Reservoir simulation. SPE Monograph
Series, Vol 13, Society of Petroleum
Engineers, Richardson, TX, 1990.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato
de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel.
Engenharia de reservatórios de Petróleo. Rio
de Janeiro: Interciência. Petrobras, 2006.

STAGGS, H.M. and HERBECK, E.F.
***Reservoir Simulation Models – An
Engineering Overview***. J.Pet Tech.,
December: 1428-1435. Trans. AIME.

THOMAS, J. E. ***Fundamentos de
Engenharia de Petróleo***. Interciência, 2004.



www.conepetro.com
.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br