



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**DETERMINAÇÃO DO NÚMERO ÓTIMO DE POÇOS PRODUTORES DE UM
RESERVATÓRIO *BLACK-OIL* E SUA AVALIAÇÃO ECONÔMICA**

HEDILBERTO ANTÔNIO ALBANO BARROS

Fortaleza, 2017.

HEDILBERTO ANTÔNIO ALBANO BARROS

DETERMINAÇÃO DO NÚMERO ÓTIMO DE POÇOS DE UM RESERVATÓRIO
BLACK-OIL E SUA AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)
apresentada como requisito parcial à
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha
Silvino

Fortaleza, 2017.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B277d Barros, Hedilberto Antonio Albano.

Determinação do Número Ótimo de Poços Produtores de um Reservatório Black-oil e sua Avaliação Econômica / Hedilberto Antonio Albano Barros. – 2017.
46 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2017.

Orientação: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino.

1. Black-oil. 2. Otimização de Poços. 3. Viabilidade Econômica. I. Título.

CDD 665.5092

HEDILBERTO ANTÔNIO ALBANO BARROS

DETERMINAÇÃO DO NÚMERO ÓTIMO DE POÇOS DE UM RESERVATÓRIO
BLACK-OIL E SUA AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)
apresentada como requisito parcial à
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha
Silvino

Aprovada em: ___/___/____ .

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Pedro Felipe Gadelha Silvino (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Me. Filipe Xavier Feitosa
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por ter guiado meus passos até aqui e pela força em todos os momentos da vida.

À minha família, em especial aos meus pais, Jorge Barros e Carmem Lúcia, por serem sempre os maiores incentivadores dos meus estudos e por nunca medirem esforços para me acompanhar e apoiar em todas as minhas conquistas. A vocês, devo absolutamente tudo.

Ao meu irmão, Antônio Herbert pela companhia, pelo exemplo e pelos conselhos, ainda que à distância. À minha cunhada, Jennifer Florence que sempre me apoiou e que proporcionou a essa família ter o presente mais lindo que é minha sobrinha, Joey.

Aos meus avós, Francisco Carneiro e Rita Lopes por todo o carinho e exemplo de casamento e amor que eu tenho. Em memória a Antônio Domingos e Maria Barros, que infelizmente não puderam ver o neto formado. Obrigado.

Aos meus tios e primos, em especial ao Franzé que sempre me apoiou na minha vida acadêmica, se não fosse por ele eu não teria chegado até aqui.

À todos os meus colegas de faculdade que durante toda a minha vida acadêmica estiveram presentes, como os meus veteranos Pablo Vargas e Konstantinos. Aos meus amigos, Ivan, Neil, Erick, Matheus, Hergo, Tony, Tauá, João Vitor, Alyson, Paulo Vitor, Igor Figueredo, Jonathan, Felipe, Jéssica, Luisa, Jonatan, Marley e Carlos. Em especial aqueles que além da amizade são quase irmãos pra mim, como George Riedel, Tiago Mendes, Iury Silva, Lucas Ribeiro, João Lucas, Vitória Fernandes, Vanessa Fernandes, Thairianny Freitas, Évila Nobre, e ao quadrado mágico, Marilson Pinto, Tiago Maia e André Chen.

À todos as amigas que colhi pelo mundo a fora no Ciências sem Fronteiras, em especial ao Marcelo, Pedro, Jessé e Nathan.

À todos os meus amigos de Mossoró, em especial do Galéra e do Brothers of Skull que me proporcionaram muitas alegrias ao longo dos anos, à vocês o meu profundo agradecimento: Nayara, Kalyude, Helena, Antônio, Iuri, Marina, Deice, Scarlet, Carol, Jefferson, Allison, Vidal e Perez.

Aos meus três melhores amigos, Juninho, Heitor e Wosley, pela paciência de me escutar, pelo tempo gasto em me ajudar ou simplesmente conversar.

À minha melhor amiga, namorada, companheira de shows, musicais, pinturas, viagens e tudo que está por vir, obrigado por fazer parte da minha vida de todas as maneiras possíveis. Você é quem mais me motiva a seguir em frente na vida, Kílvia.

À Universidade Federal do Ceará pelos conhecimentos adquiridos no curso de Engenharia de Petróleo e ao NUTEC por disponibilizar toda a sua estrutura para a realização do meu estágio.

Ao Laboratório de Biodiesel e Biocombustíveis (Larbio), por sua excelente estrutura e organização e pela incrível equipe que o compõe, em especial a Rosa, Mariana, Erik, Nívea, Léo, Yguatiara, Mário, Camila, Desyca e todos que o compõem pelo tempo, conhecimento e paciência.

Ao orientador, professor Pedro Felipe pela experiência transmitida durante o curso e por todo o conhecimento, compreensão, paciência e apoio oferecidos no decorrer do trabalho, sem os quais seria impossível concluir este trabalho. Ao professor Vitor Ponte, pelos ensinamentos passados durante o curso. Ao Professor Rodrigo Silveira, por todo suporte como coordenador do curso de Engenharia de Petróleo. E aos professores que tive durante a minha formação acadêmica, pois sem eles nada disso teria sido possível.

Aos amigos que pude conhecer ao longo desses anos e levarei para o resto da vida, pela amizade e pela ajuda em todos os momentos.

À todos que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho.

RESUMO

O propósito desse trabalho consiste na determinação do número ótimo de poços produtores para um reservatório de fluido *black-oil*, a partir do desenvolvimento de um simulador que tem por objetivo analisar o comportamento da produção no reservatório, juntamente com uma análise de viabilidade econômica para encontrar a melhor situação possível. Para esses fins, o simulador foi desenvolvido utilizando planilhas eletrônicas do *Microsoft Excel*, programado a partir de uma metodologia bem simples, mas com capacidade de realizar o pré-desenvolvimento econômico de um *black-oil*. No que se refere à modelagem do simulador, foi utilizado o Balanço de Materiais no reservatório, ao qual foi considerado sendo o fluido apenas *black-oil* e um regime de fluxo estável. Com base no modelo de comportamento do reservatório e a produção do óleo, foi realizado um estudo de engenharia econômica para dez diferentes cenários, que tinham como variação o número de poços e fazendo a viabilidade econômica de cada um dos cenários. Para a avaliação, econômica foram levados em consideração alguns indicadores econômicos, como o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno máximo. Identificou-se, por fim, que, para os parâmetros adotados no reservatório que o número ótimo seria de oito poços produtores, uma vez que ele alcançou o maior VPL, uma ótima TIR e um tempo de retorno baixo.

Palavras-chave: *Black-oil*. Otimização de Poços. Viabilidade Econômica

ABSTRACT

The purpose of this study is to determine the ideal number of fuel wells for a black oil reservoir, based on the development of a simulator that aims to analyze the behavior of the reservoir production, together with an economic analysis to find the best possible scenario. For these purposes, the simulator was developed using Microsoft Excel spreadsheets, programmed from a very simple methodology, but with the capacity to realize the economic pre-development of a black-oil. Regarding the simulator modeling, the General Materials Balance reservoir was used, for which only the black oil fluid and a stable flow regime were considered. Based on the reservoir behavior model and the oil production, an economical engineering study was carried out for ten different scenarios, each one with different number of wells, and its economical analysis. For an economic evaluation, some economic indicators were considered, such as the Net Present Value (VLP), Internal Rate of Return (IRR) and the maximum return time. Based on the parameters adopted in the reservoir, the study reveals that the best scenario is for 8 producing wells, once it reached the highest NPV, a good IRR and a low return time.

Keywords: Black-oil. Well Optimization. Economic Viability

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama de fase para um reservatório <i>black-oil</i>	18
Figura 2 - Diagrama de fases de um reservatório de óleo volátil	20
Figura 3 - Fator volume de formação do óleo	22
Figura 4 - Razão de solubilidade	24

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Reservas provadas mundialmente em 2005 e 2015	12
Gráfico 2 - Consumo energético mundial em 2015.....	13
Gráfico 3 - Consumo e produção de óleo no Brasil	14
Gráfico 4 - Histórico do preço de óleo	15
Gráfico 5 - Composição do custo de um poço médio.....	32
Gráfico 6 - Histórico do preço do óleo	33
Gráfico 7 - Histórico do preço do gás.....	34
Gráfico 8 - Valor presente líquido máximo.....	36
Gráfico 9 - Comportamento VLP para 1 Poço	37
Gráfico 10 - Taxa interna de retorno máxima	37
Gráfico 11 - Payback	38
Gráfico 12 - Índice de Lucratividade.....	38
Gráfico 13 - Tempo de máximo retorno	39
Gráfico 14 - Queda de Pressão	40
Gráfico 15 - Vazão de óleo.....	40
Gráfico 16 - Volume acumulado	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ranking dos países produtores de óleo	14
Tabela 2 - Ranking dos países consumidores de óleo	14
Tabela 3 - Dados do reservatório.....	30
Tabela 4 - CAPEX de um poço de petróleo	32
Tabela 5 - OPEX de um poço de petróleo	33
Tabela 6 - Conversão do preço do gás.....	34
Tabela 7 - Análise do número ótimo de poços	36
Tabela 8 - Análise dos números ótimos de poços.....	42

LISTA DE ABREVIACES E SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institut
BMG	Balanço de Materiais Generalizado
BP	British Petroleum
CAPEX	Capital Expenditure
EIA	US Energy Information Administration
Mcf	Milhões de Pós Cúbicos
OPEX	Operation Expenditure
RG0	Razão Gás-leo
R/D	ndice de Lucratividade
Scf	Volume em Pós Cúbicos nas Condições Padrão
STB	Stock Tank Barrel
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
US\$	Dólar Americano
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2. OBJETIVO	16
3.ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO.....	17
3.1.DEFINIÇÃO DE <i>BLACK OIL</i>	17
3.2.COMPOSIÇÃO DO <i>BLACK-OIL</i>	17
3.3 RESERVATÓRIOS <i>BLACK-OIL</i>	18
3.3.1 <i>Óleo Volátil</i>	19
3.4 PROPRIEDADES DO <i>BLACK-OIL</i>	20
3.4.1 <i>Massa Específica</i>	20
3.4.2 <i>Densidade do Óleo</i>	21
3.4.3 <i>Fator Volume Formação do Óleo</i>	21
3.4.4 <i>Razão de Solubilidade</i>	24
3.4.5 <i>Coefficiente de Compressibilidade Isotérmica do Óleo</i>	25
3.4.6 <i>Coefficiente de Viscosidade do Óleo</i>	25
3.5. PREVISÃO DO COMPORTAMENTO DO RESERVATÓRIO NA PRODUÇÃO DO ÓLEO	26
3.6 ANÁLISE ECONÔMICA	27
3.6.1 <i>Valor Presente Líquido(VPL)</i>	27
3.6.2 <i>Taxa Desconto</i>	28
3.6.3 <i>Taxa Interna de Retorno(TIR)</i>	28
3.6.4 <i>Payback Descontado</i>	29
3.6.5 <i>Índice de Lucratividade</i>	29
4 MODELAGEM DO SIMULADOR.....	30
4.1 DADOS DO RESERVATÓRIO	30
4.2 REGIME DE FLUXO	30
4.3 MODELO DE PRODUÇÃO DO POÇO.....	31
4.4 LEVANTAMENTO DE INDICADORES DE CUSTO E DE RECEITA	31
4.4.1 <i>CAPEX</i>	32
4.4.2 <i>OPEX</i>	33
4.4.3 <i>Preço do Óleo Cru</i>	33
4.4.4 <i>Preço do Gás Natural</i>	34
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	35
5.1 RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA.....	35
5.2 RESULTADOS DO COMPORTAMENTO NO RESERVATÓRIO DURANTE A PRODUÇÃO .	39
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	41
REFERÊNCIAS	

1 INTRODUÇÃO

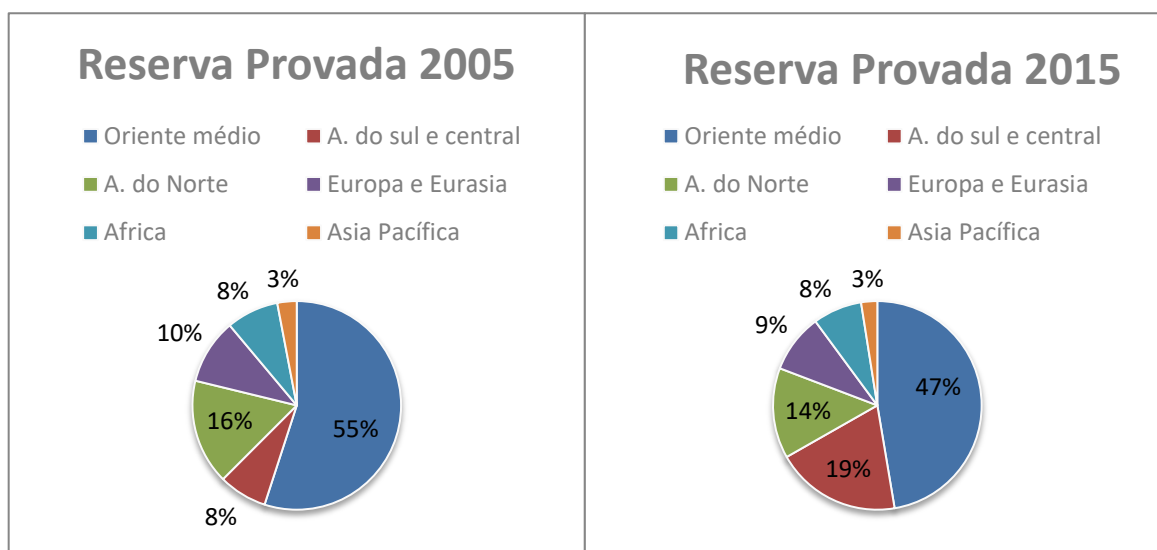
O petróleo é utilizado das mais diversas formas desde o princípio da humanidade, seja na junção de tijolos ou na impermeabilização de barcos, como era utilizado na Babilônia e na Fenícia antigamente (THOMAS, 2001). Com o passar dos anos, houve uma maior diversificação desse produto e este passou a ser usado também como fonte de energia, e foi por causa dessa característica que o petróleo passou a ser muito importante para economia mundial principalmente no século XX (COSTA, 2012).

O petróleo passou a ser utilizado principalmente para produzir combustíveis, como gasolina, diesel e querosene, a partir dos quais foram criadas as grandes empresas do ramo petrolífero. Porém, sabe-se que o petróleo é uma matéria-prima bastante diversificada e extremamente rica que pode conter até 40 mil compostos diferentes capazes de produzir incontáveis subprodutos para as mais diversas áreas da indústria (NASCIMENTO, 2011).

Desde a década de 1970, o petróleo vem sendo bastante disputado entre as potências mundiais e o seu interesse vem provocando guerras desde então. A crise que o setor passa ultimamente continua a ser por causa da “arma estratégica política” que o petróleo se tornou, como citado por Fernandes (2014).

Apesar da diminuição do preço do barril de óleo, as reservas provadas mundialmente e a porcentagem de reservas na America Latina também aumentaram segundo *Estatistic Review 2016* da BP (Gráfico 1).

Gráfico 1 - Reservas provadas mundialmente em 2005 e 2015



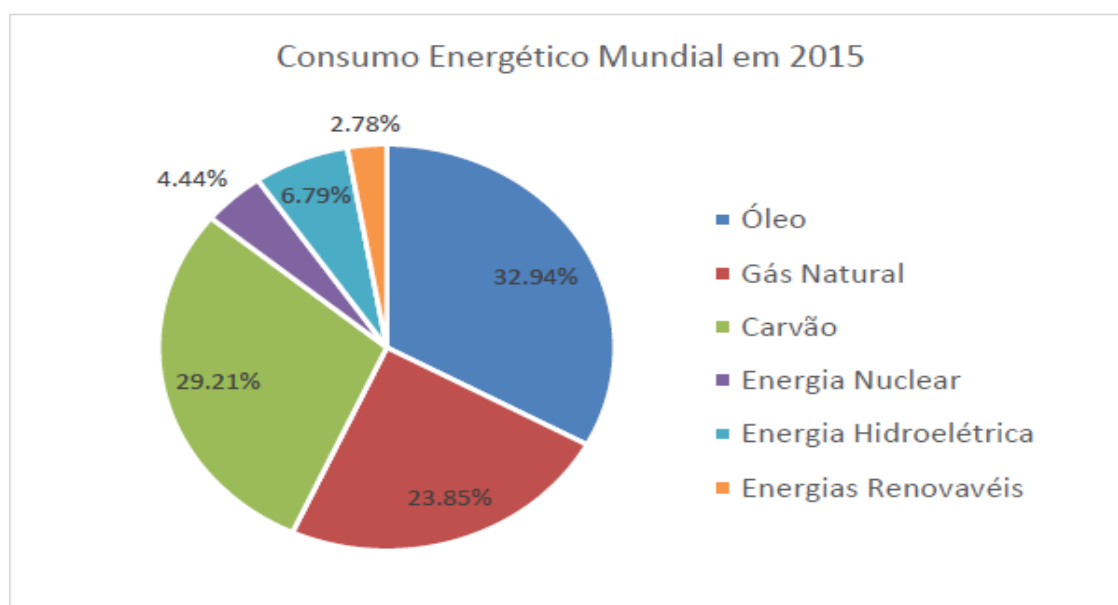
Fonte: Adaptado de BP *Statistical Review of World Energy* (2016)

As reservas cresceram de 1374,4 mil milhões de barris para quase 1700 mil milhões de barris mundialmente, segundo os dados da BP (2016) e o grande

crescimento das reservas na América Latina, de 8% para quase 19% das reservas mundiais, mostra a importância que esse mercado está ganhando.

Considerando o consumo energético no mundo, o petróleo ainda ocupa o primeiro lugar com relação às outras fontes, o consumo de óleo chega a quase 33%, ou seja, um terço do consumo mundial de energia como pode-se notar no gráfico 2 (Gráfico 2). E segundo Nascimento e Moro (2011), em um futuro próximo existem poucas perspectivas de mudanças desse cenário energético.

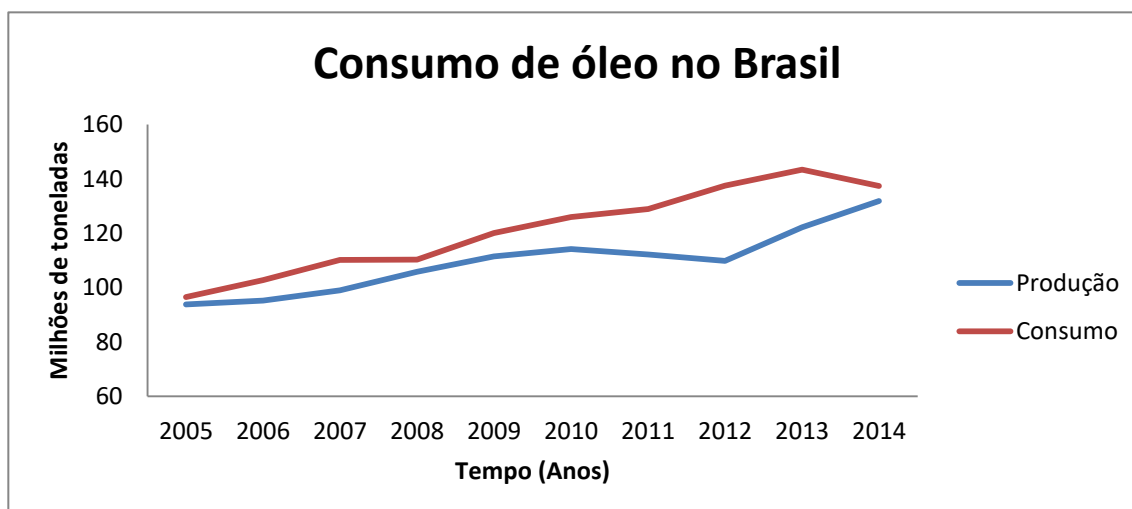
Gráfico 2- Consumo energético mundial em 2015



Fonte: Adaptado de BP *Statistical Review of World Energy* (2016).

A produção total mundial de óleo, segundo a BP em 2015, foi de 91.670 de milhares de barris de óleo por dia, ou seja, 4361,9 milhões de toneladas. Em 2015 o Estados Unidos foi o maior produtor de óleo do mundo, juntamente com a Arábia Saudita, produzindo cada um 13% de toda a produção de óleo, em torno de 12.700 de milhares de barris por dia. Com relação ao consumo o Estados Unidos, este é de longe o maior consumidor, com quase 20% do consumo mundial de óleo, que em termos de volume é equivalente a 19.400 de milhares de barris por dia.

No Brasil o consumo ainda continua maior do que sua produção. A produção brasileira ficou em torno de 3% da produção mundial, em 2015, ou seja, 2.527 de milhares de barris por dia enquanto o seu consumo é de 3.157 de milhares de barris por dia. No gráfico 3, pode-se observar o comportamento da produção e do consumo de óleo no Brasil desde 2006 até 2015.

Gráfico 3 - Consumo e produção de óleo no Brasil

Fonte: Adaptado de BP *Statistical Review of World Energy* (2016).

As tabelas 1 e 2 mostram o ranking dos países que mais produziram e consumiram óleo no mundo:

Tabela 1- Ranking dos países produtores de óleo

Posição	País	Óleo (Milhares de barris por dia)
1	Arábia Saudita	12.714
2	Estados Unidos	12.704
3	Rússia	10.980
4	Canadá	4.385
5	China	4.309
6	Iraque	4.031
7	Irã	3.920
8	Emirados Árabes Unidos	3.902
9	Kuwait	3.096
10	Venezuela	2.626
11	Brasil	2.527

Fonte: Adaptado de BP *Statistical Review of World Energy* (2016).

Tabela 2 - Ranking dos países consumidores de óleo

Posição	País	Óleo (Milhares de barris por dia)
1	Estados Unidos	19.396
2	China	11.968
3	Índia	4.159
4	Japão	4.150
5	Arábia Saudita	3.895
6	Rússia	3.113
7	Brasil	3.157
8	Coreia do Sul	2.575
9	Alemanha	2.338
10	Canadá	2.322

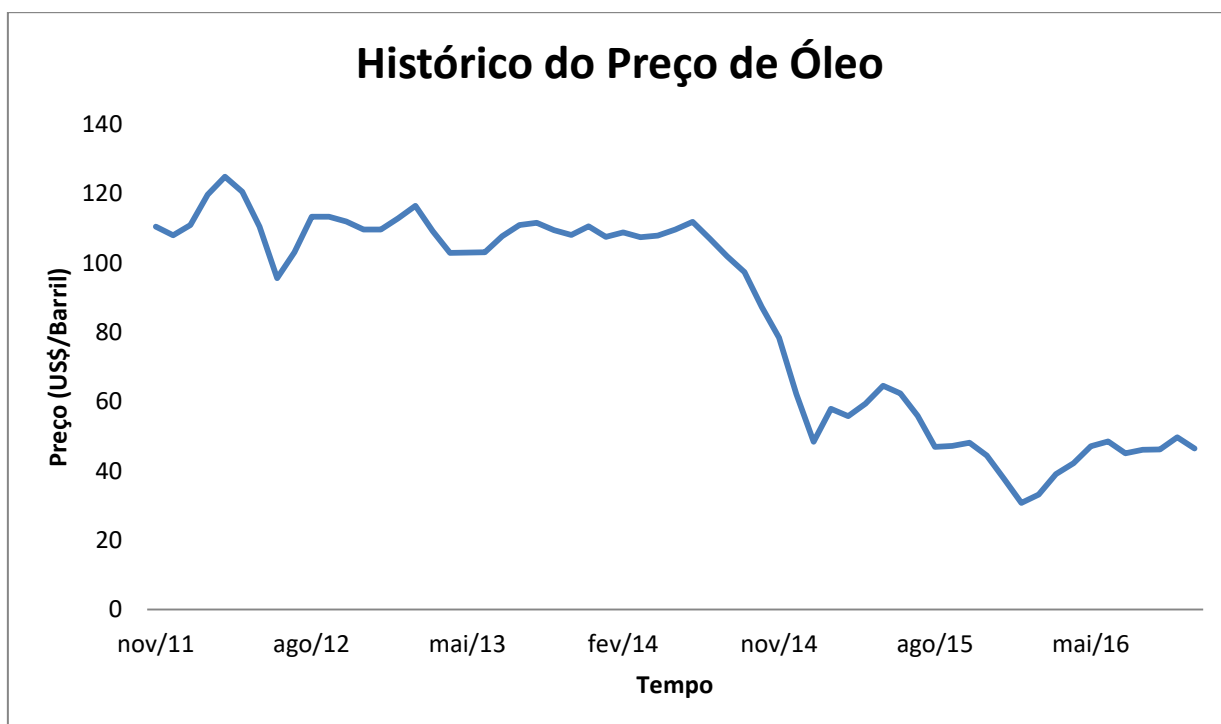
Fonte: Adaptado de BP *Statistical Review of World Energy* (2016).

A partir desses dados estatísticos pode-se entender que o óleo derivado do petróleo continua sendo importantíssimo no cenário mundial, principalmente nas grandes potências, gerando assim um grande impacto na economia mundial.

Contudo, a produção de óleo está ficando cada vez mais difícil, pois as reservas estão ficando maduras e os novos campos encontram-se em áreas bastante desafiadoras e que demandam um maior custo de produção, como é o caso do pré-sal do Brasil. Para isso deve ser feito um estudo sobre a viabilidade financeira de um novo campo, ou de um campo maduro, caso seja desejado aumentar a produção por exemplo.

Para que se realize uma viabilidade econômica do poço é necessário identificar os custos envolvidos, como os custos com instalações, com a perfuração e a completação do poço, custos administrativos, entre outros, além de depender fielmente do preço do óleo, que tem se mantido baixo nos últimos anos e é o principal fator da desaceleração que o mercado teve momentaneamente. Abaixo segue um gráfico (Gráfico 4) com a faixa de preço do óleo:

Gráfico 4 - Histórico do preço de óleo



Fonte: Adaptado de EIA (2016).

2. OBJETIVO

O trabalho apresentado tem como objetivo principal a realização de uma análise econômica da produção de óleo em um reservatório do tipo *Black-oil*. Tal análise é feita a partir de um simulador com capacidade de prever o melhor cenário do ponto de vista econômico a partir de um número ótimo de poços, tendo como base as propriedades do reservatório, aliadas a um modelo de produção dos poços e os custos e receitas do projeto.

Para estes fins, o trabalho inicia com uma apresentação de fundamentos relevantes sobre o modelo de reservatório *black-oil*, como definição e propriedades, além de uma revisão sobre os estudos anteriores de engenharia de reservatório. Também serão considerados os conceitos econômicos empregados no modelo.

A segunda parte do trabalho concentra-se no estudo do número ótimo de poços a serem construídos durante a produção desse dado reservatório, utilizando, para este propósito, indicadores econômicos como o valor presente líquido e a taxa interna de retorno.

Os dados de OPEX e CAPEX foram retirados da *U.S. Energy Information Administration (EIA)*(2016), onde existe um estudo de algumas regiões dos Estados Unidos – *Federal Gulf of Mexico, Permian Region, Eagle Ford and Bakken* – onde existem produções de óleo cru *on-shore*.

Ao final deste trabalho, são discutidos e apresentados os resultados obtidos pela simulação, com o intuito de ser entendido e compreendido qual deve ser a melhor situação na produção de óleo para o reservatório de *black-oil* apresentado.

3.ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO

3.1.Definição de *Black oil*

Óleo ou óleo cru é a parte que permanece no estado líquido quando uma mistura líquida de hidrocarbonetos é levada das condições de reservatório para as condições de superfície (ROSA, 2011). Por sua vez, quando os hidrocarbonetos se apresentam em estado gasoso possuem a denominação de gás natural.

Segundo a Lei nº 9.478, de 6/8/1997, também conhecida como lei do Petróleo, todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.

O termo *black-oil* refere-se ao tipo de hidrocarbonetos presentes no reservatório e com isso define-se o tipo do reservatório. O *black-oil*, apesar das altas temperaturas e pressões no reservatório, os hidrocarbonetos encontram-se no estado líquido, pois eles possuem um ponto crítico acima das condições in situ. (JAHN *et. al.*, 2012)

Segundo Rosa (2011), o termo *black-oil* também pode ser chamado de “óleo normal”. O óleo normal seria aquele tipo de óleo entre o de baixa contração e o de alta contração, que quando produzido possui pouco desprendimento de partes voláteis, ou seja, poucos componentes perto do seu ponto crítico.

3.2.Composição do *Black-Oil*

O *black-oil* é constituído por uma grande variedade de espécies químicas, incluindo moléculas grandes, pesadas e não voláteis. Ou seja, neste tipo fluido é encontrada uma maior proporção de moléculas com uma grande quantidade de carbono, como o C-7, C15 e C-30, por exemplo. O diagrama de fase do *black-oil*, previsivelmente, cobre uma ampla faixa de temperatura, sendo essa a maior faixa de temperatura dentre os envelopes de fase. O ponto crítico está bem acima da inclinação do envelope de fase, com isso consegue se manter líquido em sua maior parte do volume aumentando assim o seu valor agregado (MCCAIN,1990).

Como todo reservatório de petróleo existe em sua composição todos os tipos de hidrocarbonetos, desde o metano até os mais pesados. Porém no *black-oil* existe uma grande quantidade desses compostos pesados que a literatura costuma chamar de heptano *plus*, que são a junção de todos os hidrocarbonetos com 7 números de carbono em diante. A seguir observa-se uma separação simples de uma amostra de heptano *plus* (Tabela 3):

Tabela 3 - Análise de separação simples de heptano plus

Componentes	% em massa	% em mol
Hexanos	0,06	0,12
Metilciclopentano	0,39	0,81
Benzeno	0,10	0,21
Cicloexano	0,51	1,06
Heptano	4,89	3,54

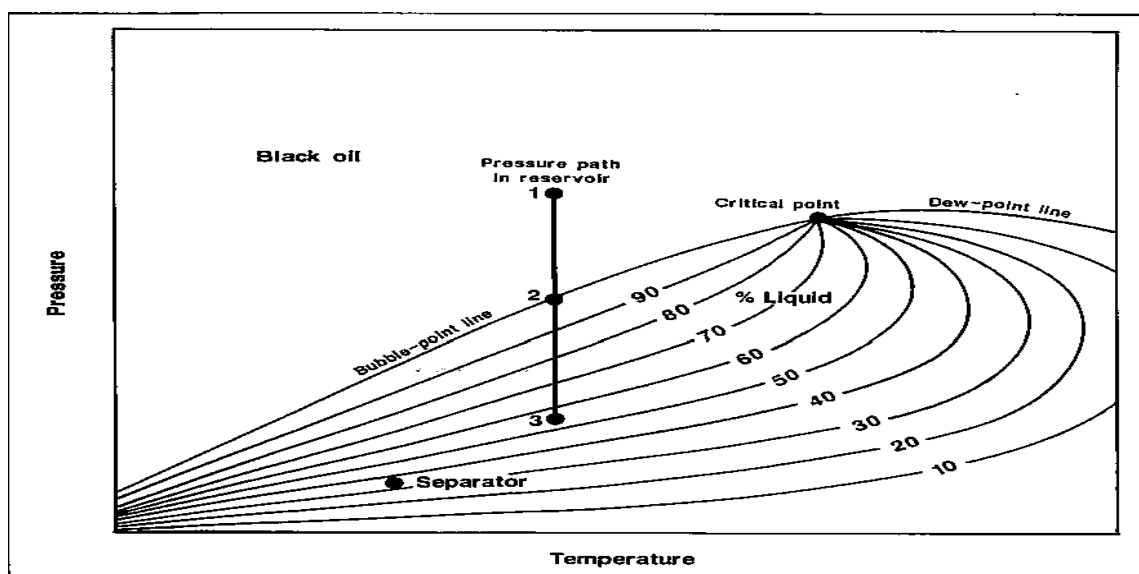
Metilcicloexano	1,58	2,82
Tolueno	0,68	1,29
Octano	6,07	9,30
Etilbenzeno	0,30	0,49
Meta & Para Xilenos	0,87	1,43
Ortoxileno	0,40	0,66
Nonano	7,00	9,57
iso-Propil-benzeno	0,31	0,45
n-Propil-benzeno	0,51	0,74
1,2,4-Trimetilbenzeno	1,17	1,70
Decano	6,43	7,91
Undecano	7,93	8,90
Dodecano	6,76	6,95
Tridecano	6,78	6,44
Tetradecano	6,47	5,71
Pentadecano plus	40,79	24,90

Fonte: Adaptado de McCain (1990)

3.3 Reservatórios *Black-oil*

O tipo de reservatório geralmente é definido com base principalmente no diagrama de fases. O diagrama de fases pode ser definido a partir da temperatura e pressões iniciais do reservatório em relação as duas fases (gás e líquido). A área que fica entre o ponto de bolha e o ponto de orvalho na parte inferior esquerda é a região onde estarão presentes tanto a fase gasosa quanto a fase líquida (CRAFT E HAWKINS, 1990). Em seguida, encontra-se um modelo típico de um diagrama de fases do tipo black-oil:

Figura 1 - Diagrama de fase para um reservatório *black-oil*



Fonte: McCain (1990)

Nessa figura pode-se observar que a pressão e a temperatura iniciais do reservatório do tipo *black-oil* encontram-se bem distantes do ponto crítico, que é o ponto onde a partir dele o fluido que encontra-se líquido passa a ser gás. As linhas que estão no interior do envelope são chamadas de iso-vols ou linhas de qualidade, elas representam o volume do líquido constante em percentagem do volume total. Percebe-se assim a variação do volume de líquido quando há uma queda de pressão pois uma parte do líquido transforma-se em gás (MCCAIN, 1990).

Alguns parâmetros podem ser usados para identificar se o reservatório é do tipo black oil, como a razão gás-óleo (RGO), a densidade do óleo produzido ou até mesmo a cor. Segundo McCain (1990), reservatórios *black-oil* são caracterizados por terem RGO de produção inicial de 2000 STB/scf ou menos. E conforme é produzido, ou seja, conforme a pressão do reservatório vai diminuindo e ficando próxima do ponto de bolha, a RGO de produção aumenta. O óleo estocado geralmente possui densidade alta de 45°API por exemplo, porém com o tempo de produção a densidade desse óleo tende a diminuir. O óleo estocado na superfície depois de produzido é bastante escuro, indicando assim hidrocarbonetos pesados, podendo as vezes ser preto, esverdeado ou marrom.

3.3.1 Óleo Volátil

Outro reservatório que também se enquadra nos reservatórios de óleo é o do tipo óleo volátil, mas esse está bem mais próximo do ponto crítico então na sua produção muitos componentes voláteis podem se desprender do óleo e passar para o estado gasoso (JAHN *et. al.*, 2012).

O óleo volátil como o próprio nome sugere é um óleo com uma densidade baixa e com grande volatilidade, ou seja, tem uma grande facilidade para ocorrer mudanças de estado. E tanto para o óleo volátil quanto para o *black-oil* a temperatura inicial do reservatório está localizada abaixo do ponto crítico, sendo assim encontrado em estado líquido. Conforme é produzido a pressão vai sendo diminuída, até que chegue na pressão do ponto de bolha e com isso seja produzida a primeira bolha de gás (JAHN *et. al.*, 2012).

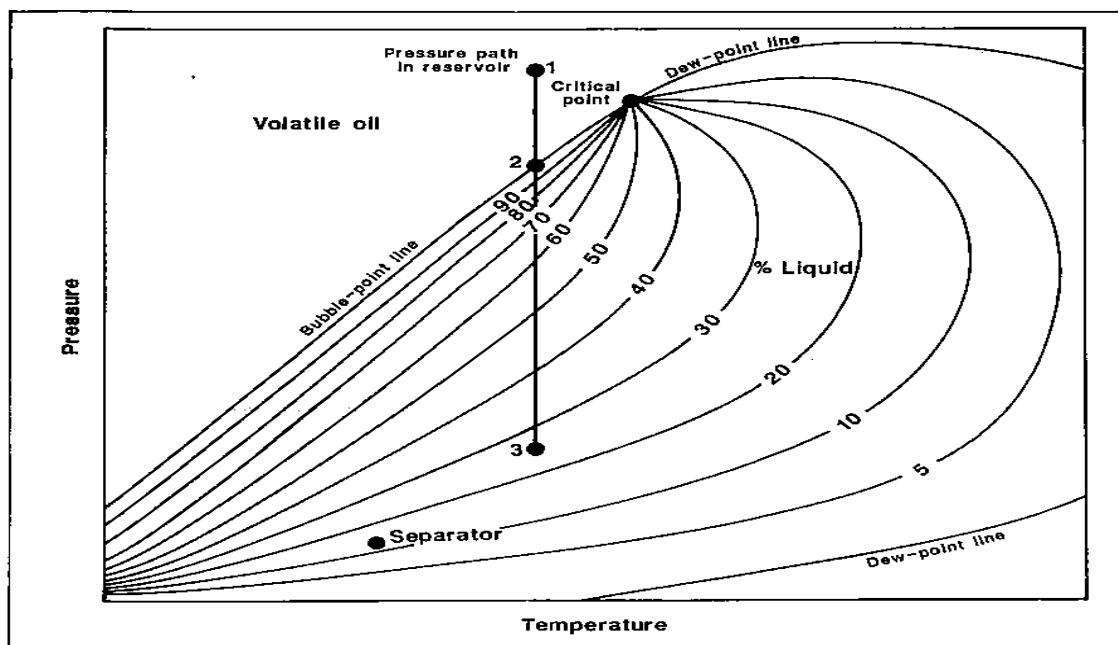
Segundo Jahn *et. al.* (2012), o óleo volátil possui em sua composição um grande número de componentes intermediários e leves, que se vaporizam com bastante facilidade. E se ocorre uma pequena queda de pressão abaixo do ponto de bolha acaba por haver uma grande diminuição da quantidade relativa de líquido para gás na mistura. O que difere do *black-oil*, por ter componentes mais pesados, quando há uma diminuição da pressão abaixo do ponto de bolha a quantidade relativa do líquido-gás não varia tão bruscamente.

As condições de contorno que diferem o *black-oil* do óleo volátil as vezes são arbitrárias pois a diferença depende muitas vezes do ponto escolhido para começar o balanço material. Porém as condições entre o óleo volátil e o gás retrógrado são bem distintas. O óleo volátil possui RGO de produção entre 2000 e 3300 STB/scf e esta aumenta conforme é produzido. A densidade do óleo estocado é considerada média/alta

em torno de 40° API e ao contrário do *black-oil* ela tende a diminuir quando produzido pois quando diminui a pressão há cada vez mais desprendimento do gás diminuindo-a. A coloração do óleo volátil é bem mais clara do que a do *black-oil* podendo ser verde, laranja ou marrom.

Na figura a seguir encontra-se um envelope de fases característico de um óleo volátil (Figura 2). Percebe-se que as condições do reservatório estão bem mais próximas do ponto-crítico e que as iso-vols são bem mais irregulares em comparação ao *black-oil*.

Figura 2 - Diagrama de fases de um reservatório de óleo volátil



Fonte: McCain (1990)

3.4 Propriedades do *Black-oil*

Para que se possa estudar mais a fundo o comportamento dos reservatórios de petróleo, em particular o *black-oil*, faz-se necessário apresentar algumas propriedades relevantes desse tipo de reservatório, como o fator volume de formação do óleo, a razão gás-óleo, o coeficiente de compressibilidade isotérmico e a viscosidade do óleo, por exemplo.

3.4.1 Massa Específica

Por definição a massa específica de uma substância ou de uma mistura líquida é a relação entre sua massa e seu volume (ROSA, 2011). Com isso tem-se a seguinte equação:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1)$$

E o volume específico, também por definição, é o inverso da massa específica:

$$v = \frac{V}{m} \quad (2)$$

Onde: ρ = Massa específica

v = Volume específico

m = massa de líquido

V = volume do líquido

3.4.2 Densidade do óleo

A densidade de uma mistura líquida é definida como a razão entre a massa específica do óleo sobre a massa específica da água nas mesmas condições de temperatura e pressão. Então, obtêm-se a seguinte equação:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (3)$$

Onde: γ_o = Densidade do óleo

ρ_o = massa específica do óleo

ρ_w = Massa específica da água

A indústria do petróleo desenvolveu sua própria equação pra densidade que é chamada de grau API, definida pela seguinte expressão (MCCAIN, 1990):

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (4)$$

Onde a densidade γ_o é medida em 60°/60° F e a pressão atmosférica. E de acordo a equação anterior a água, cuja densidade é igual a 1, apresenta °API igual a 10, por definição. Como os óleos geralmente presentes no reservatório possuem densidade menor que a da água, então os valores de °API para esses óleos são maiores que 10. Variando entre 18 a 45 °API por exemplo. Mas existem raros casos de óleos que apresentam °API menores que o da água, ou seja, possuem densidade maiores que a da água como alguns óleos encontrados em reservatórios na Venezuela e Canadá (ROSA, 2011).

3.4.3 Fator Volume Formação do Óleo

O óleo presente no reservatório está sob condições bastante severas de pressão e temperatura. Conforme o óleo é produzido, essas condições vão variando e por isso algumas propriedades mudam quando o óleo chega à superfície, como o volume do fluido produzido por exemplo.

No reservatório, as frações mais leves e até mesmo o gás encontram-se dissolvidos no óleo pois ele está em uma pressão acima do ponto de bolha. Ao ser produzido as pressões vão decaindo, até quando atinge o ponto de bolha e a primeira

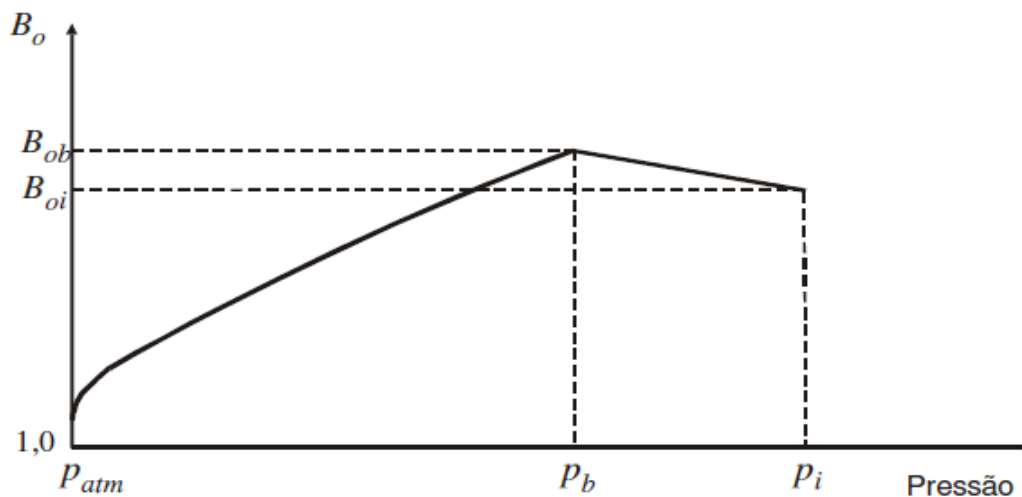
bolha de gás é despreendida do óleo e com isso passa a ter uma nova fase, a fase gasosa (MCCAIN, 1990).

A queda de pressão também pode afetar a compressibilidade do óleo, mas muito pouco em comparação ao volume do gás dissociado do óleo durante a produção. A partir desses fatores a mudança do volume do óleo é expressa pelo Fator Volume de Formação do Óleo (B_o). O B_o é definido como a razão entre o volume do óleo na fase líquida (óleo mais gás associado) em condições de pressão e temperatura quaisquer (como no reservatório, por exemplo) e o volume da fase líquida quando a mistura está na superfície em condições padrões ou standart.

$$B_o = \frac{\text{volume do óleo + gás associado nas condições } p, T}{\text{volume do óleo no tanque (medido nas condições - standart)}} \quad (5)$$

O B_o também pode ser expresso por um gráfico (Figura 3), nele pode-se observar que o comportamento do B_o acima do ponto de bolha tem caráter praticamente linear em relação a pressão. Acima do ponto de bolha, como não há liberação do gás, o fator volume de formação do óleo varia somente em função da compressibilidade do óleo dentro do reservatório. Porém, a partir do ponto de bolha o B_o decresce bastante já que, conforme a pressão vai decaindo, maior quantidade de gás está sendo liberada, deixando um volume menor de óleo no reservatório.

Figura 3- Fator volume de formação do óleo



Fonte: ROSA (2011).

Na Figura 3, B_{oi} é o valor do fator volume de formação do óleo na pressão inicial e B_{ob} representa o fator volume de formação do óleo nas condições do ponto de bolha (ROSA, 2011). Mas, para facilitar o cálculo do B_o , foi utilizada neste trabalho a correlação de Vasquez & Beggs (1990). Nessa correlação o B_o depende de vários parâmetros que serão apresentados a seguir (ECONOMIDES, 2013):

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gsep} \left[1 + 5,912 \times 10^{-5} \times \gamma_o T_{sep} \log \left(\frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (6)$$

Onde: T_{sep} = temperatura do separador em °F

P_{sep} = pressão do separador em psia

γ_o = densidade do óleo em ° API

γ_{gsep} = densidade do gás no separador

γ_{gs} = densidade do gás

Para densidades menores do que 30° API, utiliza-se a seguinte equação:

$$R_S = \frac{\gamma_{gs} p^{1,0937}}{27,64} (10^{11,172A}) \quad (7)$$

E para óleos com densidade maiores do que 30° API, tem-se:

$$R_S = \frac{\gamma_{gs} p^{1,187}}{56,06} (10^{10,393A}) \quad (8)$$

Onde:

$$A = \frac{\gamma_o}{T+460} \quad (9)$$

p = Pressão no reservatório em psi

T = temperatura no reservatório em °F

Para pressões abaixo do ponto de bolha têm-se as seguintes equações:

-° API < 30:

$$B_o = 1 + 4,677 \times 10^{-4} R_S + 0,1751 \times 10^{-4} F - 1,8106 \times 10^{-8} R_S F \quad (10)$$

-° API > 30:

$$B_o = 1 + 4,67 \times 10^{-4} R_S + 0,11 \times 10^{-4} F + 0,1337 \times 10^{-8} R_S F \quad (11)$$

Onde:

$$F = (T - 60) \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_{gs}} \right); \quad (12)$$

E para pressões acima do ponto de bolha é utilizada a equação a seguir:

$$B_o = B_{ob} e^{c_o(p_b - p)} \quad (13)$$

Onde: B_{ob} = Fator volume de formação no ponto de bolha

p_b = Pressão no ponto de bolha

p = Pressão no reservatório

E c_o dado pela seguinte expressão:

$$c_o = \frac{-1,433 + 5R_s + 17,2T - 1,18\gamma_{gs} + 12,61\gamma_o}{p \times 10^5} \quad (14)$$

3.4.4 Razão de Solubilidade

Muitas vezes refere-se à solubilidade do gás natural no petróleo bruto como se fosse um sistema de dois componentes distintos. Embora seja conveniente discutir o gás desta maneira, de fato, o gás e o óleo são misturas multicomponentes, e a quantidade de gás e óleo é estabelecida pelo equilíbrio gás-líquido (MACCAIN, 1990).

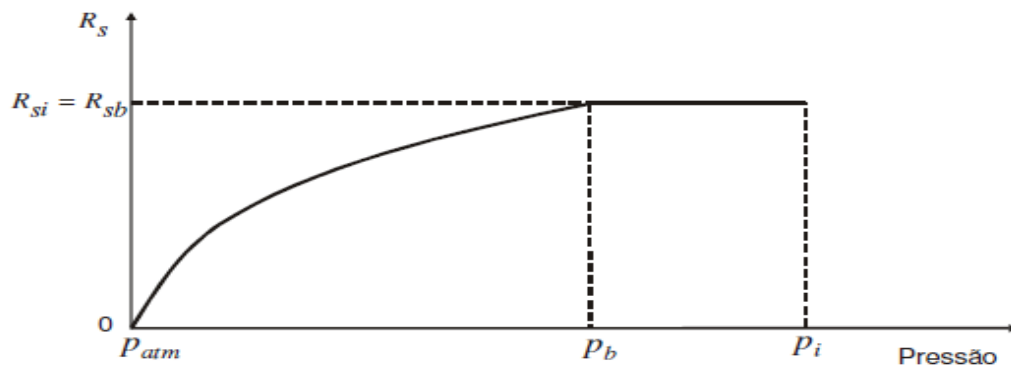
Segundo Thomas (2001), “uma mistura líquida em condições de reservatório corresponde a um volume de óleo juntamente com gás dissolvido. O parâmetro que exprime essa quantidade de gás que está presente no líquido é chamado de Razão de Solubilidade ou somente Solubilidade”.

Por definição, têm-se que a Razão de Solubilidade (R_s) de uma certa mistura líquida hidrocarbonetos, em uma dada condição de pressão e temperatura, é a relação entre o volume de gás que encontra-se dissolvido (em condições padrão) e o volume de óleo obtido dessa mistura (também em condições padrão).

$$R_s = \frac{\text{volume de gás dissolvido (nas condições - standart)}}{\text{volume do óleo no tanque (nas condições - standart)}} \quad (15)$$

A Razão de Solubilidade entre a pressão no ponto inicial (P_i) acima do ponto de bolha até a própria pressão no ponto de bolha (P_b) mantém-se constante uma vez que não ocorre desprendimento do gás nesse trecho pois a pressão está acima da pressão de saturação. Porém quando a pressão passa a ser menor do que a P_b começa a ocorrer a dissociação do gás e com isso o volume de gás dissolvido diminui fazendo com que decaia a Razão de Solubilidade, como pode-se observar no gráfico (Figura 4) a seguir (ROSA, 2011).

Figura 4 - Razão de solubilidade



Fonte: ROSA (2011).

3.4.5 Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica do Óleo

Às vezes é preferível trabalhar com as equações em função da compressibilidade do óleo do que pelos fatores volume de formação (CRAFT e HAWKINS, 1990). Por definição, a compressibilidade isotérmica de um fluido é a mudança fracional em volume por mudança unitária na pressão. Que por sua vez pode ser expressa na seguinte forma matemática (JAHN *et. al.*, 2012):

$$c = -\frac{1}{V} \times \frac{\partial V}{\partial P} \quad (16)$$

Quando em condições de reservatório acima do ponto de bolha, a compressibilidade do óleo torna-se um parâmetro muito importante para a predição do comportamento de declínio da pressão, em razão da retirada de óleo do reservatório durante a produção. A compressibilidade em maior parte dos casos é encontrada através de correlações.

3.4.6 Coeficiente de Viscosidade do Óleo

O coeficiente de viscosidade, ou simplesmente viscosidade, é a medida da resistência a um fluxo que o fluido exerce (MCCAIN, 1990). A viscosidade é um parâmetro muito importante, pois influencia no comportamento do fluxo que o fluido terá, desde o reservatório até a superfície (JAHN *et. al.*, 2012).

Segundo Jahn *et. al.* (2012), a viscosidade do óleo é influenciada pela pressão e temperatura. Quando o óleo é aquecido, ou seja, aumenta de temperatura, a sua viscosidade diminui porque as moléculas se distanciam uma das outras e com isso diminui-se o atrito entre elas, favorecendo o fluxo. Com relação à variação de pressão, a viscosidade do óleo aumenta quando a pressão aumenta, isso para pressões acima do ponto de bolha. Para pressões abaixo do ponto de bolha, os componentes leves são dissociados do óleo e com isso a viscosidade acaba diminuindo.

A viscosidade além da pressão e da temperatura também depende da composição do fluido, então a viscosidade de uma mistura líquida pode ser quantificada em função das viscosidades de cada componente:

$$\mu = \sum_{i=1}^{n_c} x_i \mu_i \quad (17)$$

Mas a viscosidade também pode ser calculada a partir de correlações, como a correlação de Chew & Connally (1959), ou de Beal (1946), ou pela correlação usada neste trabalho que foi as de Beggs & Robinson (1975) e Vasquez & Beggs (1980). Onde para o óleo morto têm-se (ECONOMIDES, 2013).

$$\mu_{od} = 10^A - 1 \quad (18)$$

Onde:

$$A = BT^{-1,163} \quad (19)$$

$$B = 10^{AC} \quad (20)$$

$$C = 3,0324 - 0,02023\gamma_l \quad (21)$$

Para quaisquer pressões acima do ponto de bolha têm-se:

$$\mu_o = a\mu_{od}^b \quad (22)$$

Onde:

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515} \quad (23)$$

$$b = 5,44(R_s + 150)^{-0,338} \quad (24)$$

E para pressões a partir do ponto de bolha:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \quad (25)$$

Onde:

$$m = 2,6p^{1,187} e^{(-11,513 - 8,98 \times 10^{-5}p)} \quad (26)$$

3.5. Previsão do Comportamento do Reservatório na Produção do Óleo

A previsão do comportamento do reservatório de óleo subsaturado, que é aquele em que a pressão do reservatório inicial encontra-se acima do ponto de bolha, pode ser obtido a partir de um balanço de materiais generalizado (BMG) (ROSA, 2011).

Segundo a Resolução ANP nº47, 3.9.2014, o modelo de balanço de materiais consiste na obtenção de volumes *in-situ* originais através da aplicação direta da equação de balanço de materiais ou do uso de simuladores matemáticos de fluxo de fluidos em reservatórios, utilizando-se, para tanto, o histórico de produção e as propriedades físicas dos fluidos e das rochas.

Considerando o reservatório com mecanismo de gás em solução, ou seja, todo o gás por ventura produzido na superfície é advindo do gás que estava dissolvido no óleo nas condições do reservatório. Descarta-se assim os mecanismo de influxo de água e de capa de gás, logo não haverá produção de água e de gás não-associado neste reservatório. O BMG para reservatórios de óleo pode ser feito a partir do balanço dos volumes de óleo do reservatório e de óleo produzido.

Definindo primeiramente a “compressibilidade efetiva da zona do óleo” como sendo a seguinte expressão (ROSA, 2011):

$$c_{eo} = \frac{c_o S_{oi} + c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wio}} \quad (27)$$

Para enfim obter a equação para o balanço material de um reservatório produzindo acima do ponto de bolha:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} c_{eo} \Delta p} \quad (28)$$

3.6 Análise Econômica

O objetivo principal desse trabalho é encontrar o número ótimo de poços para um reservatório black-oil, para isso, na modelagem do simulador foram utilizados indicadores financeiros que tem por finalidade auxiliar a tomada de decisão do melhor cenário economicamente viável. A fim de realizar a análise econômica de oportunidades de investimento é necessário haver uma coleta de diversas informações, como os custos de capital, os custos operacionais, os perfis de produção dos hidrocarbonetos, preços de óleo e/ou gás, além de outros parâmetros (JAHN *et. al.*, 2012).

Segundo Neves (2010), a viabilidade econômica está orientada para a análise de ativos, como os recursos humanos, financeiros, bens permanentes e materiais, onde mostra a capacidade que o projeto possui em gerar lucros e verificar a capacidade de retorno do capital que fora investido no projeto ou no empreendimento.

Para permitir encontrar o real potencial de retorno será utilizado alguns indicadores econômicos como Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) (MAGALHÃES, 2007). E também o *Payback* descontado será considerado para o estudo da viabilidade econômica.

3.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido, segundo Gitman (2004), é a diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, com uma dada taxa de desconto para as possíveis avaliações. Esse indicador mostra quanto o fluxo de caixa livre acumulado da projeção total valerá nos dias atuais (SOUZA, 2002).

O VPL pode ser quantificado segundo a seguinte expressão (CASTIÑEIRA, 2007):

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^t} \quad (29)$$

Onde,

VPL = valor presente líquido

FC_i = fluxo de caixa líquido no tempo i

r = taxa de desconto

t = tempo

A variação do VPL pode dar análises diferentes, segundo Magalhães (2008) essas são as seguintes possibilidades:

1. $VPL > 0$. Para o VPL maior do que o valor zero, o investimento é economicamente atrativo, já que o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas.
2. $VPL = 0$. No caso de VPL igual a zero, o investimento é considerado indiferente, uma vez que os valores de entrada são exatamente iguais aos de saída.
3. $VPL < 0$. Quando o valor do VPL é negativo o investimento é considerado economicamente não atrativo, pois o valor de entradas é menor do que o valor de saídas de caixa.

3.6.2 Taxa Desconto

A taxa de desconto ou taxa mínima atrativa (TMA) representa o mínimo que um investidor pode ganhar quando é feito um investimento, ou seja, é a taxa mínima alcançada pelo investimento para que este seja considerado economicamente viável (OLIVEIRA, 2008).

A TMA é formada a partir de três componentes que fazem parte do que se chama de “cenário econômico-financeiro” que são: o Risco de Negócio, o Custo de Oportunidade e a Liquidez do Negócio.

3.6.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Segundo Ross *et. al.* (2002), “a TIR de um investimento é a taxa exigida de retorno que, quando feita como taxa de desconto, resulta em VPL igual a zero.” Outra definição é que a TIR é a taxa de juros que iguala, em um pequeno período de tempo, o valor presente das entradas com a das saídas previstas em caixa (NETO, 2003).

O valor numérico da TIR, pode ser encontrada da seguinte maneira, segundo Oliveira(2008):

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^t} \quad (30)$$

Onde,

FC_i = fluxo de caixa líquido no tempo i

TIR = taxa interna de retorno

t = tempo

A utilização da taxa interna de retorno permite comparar dois parâmetros, a rentabilidade de todo o processo e outros tipos de investimento. Pois de acordo com

Bilhar (2013), a partir da taxa de retorno é possível haver a identificação de quanto um investimento é capaz de render durante um determinado período.

3.6.4 Payback Descontado

O payback é uma simples forma de avaliar um investimento, segundo Brigham *et. al.* (2001, p424), “payback é definido como o tempo esperado em anos necessários para recuperar o investimento original”. Ainda referindo os mesmos autores supracitados, “payback é o prazo necessário para que as receitas líquidas de um investimento cubram o seu devido custo.”.

O payback descontado, afirma Oliveira (2008), indica o período necessário para que se tenha o retomado o dinheiro que foi investido no projeto, com isso representa assim o início do ganho de capital. Esse ganho de capital tem seu início quando o VPL do projeto se torna positivo, ou seja, o payback descontado é o tempo para que o VPL assuma valor igual a zero.

3.6.5 Índice de Lucratividade

O índice de lucratividade (R/D) é um método utilizado com a função de avaliar a relação que existe entre o valor presente dos fluxos de caixa gerados e o valor presente das saídas de caixa, valor tal que pode-se dizer que é unicamente o custo inicial do projeto (RODRIGUES, 2014). Em outros termos, é a relação entre o valor presente das receitas líquidas e dos investimentos.

O R/D pode ser quantificado da seguinte maneira:

$$R/D = \frac{VP_{entrada}}{Custo\ Inicial\ do\ Projeto} \quad (31)$$

Onde,

R/D = Índice de Lucratividade;

VP_{entrada} = valor presente de caixa

4 MODELAGEM DO SIMULADOR

Esta parte do trabalho está destinada a explicar a metodologia utilizada no desenvolvimento do simulador, no qual foram utilizadas as ferramentas do *Microsoft Excel*. O simulador apresentado foi baseado no trabalho feito por Polemis Júnior (2016).

4.1 Dados do Reservatório

Os dados utilizados (Tabela 3) para representar os parâmetros do reservatório de óleo foram extraídos do Apêndice B do livro Economides (2013). Tabela 3 alguns outros parâmetros foram adotados pelo autor para compor todas as propriedades necessárias para a realização do modelo.

Tabela 3 - Dados do reservatório

Propriedade	Unidade	Valor
Permeabilidade, K	md	8,2
Altura do reservatório, h	ft	53
Área, A	acre	600
Pressão inicial, P_i	psi	5651
Pressão ponto de bolha, P_b	psi	1697
Temperatura <i>in situ</i> , T	°F	220
Compressibilidade isotérmica do óleo, C_o	psi-1	1,40E-05
Compressibilidade isotérmica da água, C_w	psi-1	3,00E-06
Compressibilidade isotérmica da formação, C_f	psi-1	2,80E-06
Compressibilidade isotérmica total, C_t	psi-1	1,29E-05
Razão de Solubilidade, R_s	SCF/STB	250
Porosidade, ϕ	-	0,19
Saturação da água, S_w	-	0,34
Densidade do óleo, γ_o	°API	28
Densidade do gás no Separador, γ_{gsep}	-	0,71
Raio do poço, r_w	ft	0,328
Pressão no separador, P_{sep}	psi	100
Temperatura no separador, T_{sep}	°F	100
Viscosidade (inicial), μ_{oi}	cp	1,72
Viscosidade (ponto de bolha), μ_{ob}	cp	1,03
Fator volume de formação (inicial), B_{oi}	reas bbl/STB	1,2
Fator volume de formação (ponto de bolha), B_{ob}	reas bbl/STB	1,17
Pressão no fundo de poço, P_w	psi	1000

Fonte: Adaptado do ECONOMIDES (2013).

4.2 Regime de Fluxo

A fim de simplificar o projeto do simulador, foi implementado um regime estabilizado de fluxo, do tipo pseudopermanente. Considerou-se que a permeabilidade não varia durante toda a extensão do reservatório e também durante o ciclo de produção durante os anos. A produção de gás não associado foi desconsiderada, porém foi posto no cálculo de receita a produção do gás na superfície oriundo do separador.

4.3 Modelo de Produção do Poço

O Modelo de Produção do Poço segue as equações de um regime estabilizado de fluxo pseudopermanente. A equação a seguir, retirada do Rosa (2011), ilustra a forma de cálculo adotada no trabalho:

$$q_w = \frac{2\pi kh}{B\mu} \frac{(\bar{p} - p_w)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right]} \quad (32)$$

Onde,

q_w = vazão *in situ*;

k = permeabilidade;

h = altura do reservatório;

B = Fator volume de formação do óleo;

μ = viscosidade;

p = pressão *in situ*;

p_w = pressão no fundo de poço;

r_w = raio do poço;

Outra simplificação realizada é com relação ao raio equivalente (r_e), que varia conforme o número de poços, então o r_e é demonstrado da seguinte maneira:

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{n^\circ \text{ poços} \times \pi}} \quad (33)$$

Onde,

A = área do reservatório.

4.4 Levantamento de Indicadores de Custo e de Receita

O escopo do trabalho tem como objetivo principal a obtenção do número ótimo de poços em um dado reservatório de óleo, para alcançar tal objetivo, faz-se necessário identificar os custos que existem na vida de um poço. Esses custos são divididos em basicamente dos tipos, os custos fixos iniciais (CAPEX) e os custos adicionais, que são os custos de mantêm os poços em operação (OPEX). O preço do óleo foi determinado segundo os dados *US Energy Information Administration*, tendo como modelo de óleo o bruto tipo *Brent*.

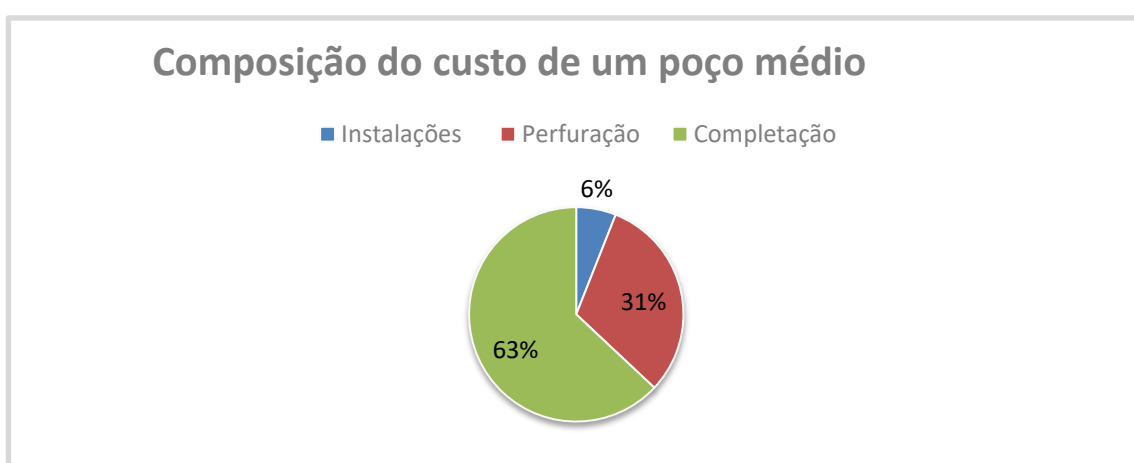
Os dados utilizados nessa etapa do trabalho foram retirados da *U.S. Energy Information Administration (EIA)* (2016), onde existe um estudo de algumas regiões dos

Estados Unidos – *Federal Gulf of Mexico, Permian Region, Eagle Ford and Bakken* – onde existem produções de óleo cru *on-shore*.

4.4.1 CAPEX

Os custos de operação de um poço *on-shore* de óleo podem ser agrupados em três categorias: perfuração, completção e instalações, segundo a EIA (2016). Esses custos variam, normalmente, entre US\$4.900.000,00 e US\$8.500.000,00 dólares. Ainda segundo a EIA (2016), a porcentagem de cada um desses custos é de, em média, 63% do custo total relacionado a completção, 31% em custos de perfuração e 6% com custos de instalações, como pode-se notar no gráfico a seguir:

Gráfico 5 - Composição do custo de um poço médio



Fonte: Adaptado de *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs* (2016).

Tendo esses valores de composição dos custos, definiu-se para o projeto os valores de CAPEX da seguinte maneira:

Tabela 4 - CAPEX de um poço de petróleo

CAPEX do poço: US\$7.000.000,00	
Custo com Perfuração	US\$ 2.450.000,00
Custo com Completção	US\$ 4.200.000,00
Custo com Instalações do poço	US\$ 350.000,00

Fonte: Adaptado de *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs* (2016).

Adotou-se outro custo inicial de investimento, diferente do CAPEX do poço, que é o custo de instalações gerais. O valor dado a esse custo foi de US\$11.000.000,00.

4.4.2 OPEX

Os custos do tipo OPEX são relacionados com os custos de capacidade, os custos dos alugueis de equipamentos, os custos de manutenção e também os custos adicionais, ou seja, os custos extras às vezes fora do planejamento. Com base nos custos médios dos reservatórios presentes no relatório da EIA (2016), foram adotados os seguintes valores para OPEX:

Tabela 5- OPEX de um poço de petróleo

OPEX do poço		
Aluguel de Equipamentos	2,50	US\$/boe
Custo da Capacidade	2,61	US\$/boe
Custos Administrativos	1,50	US\$/boe
Custo Fixo (Manutenção e extras)	40.000	US\$/poço/mês

Fonte: Adaptado de *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs* (2016).

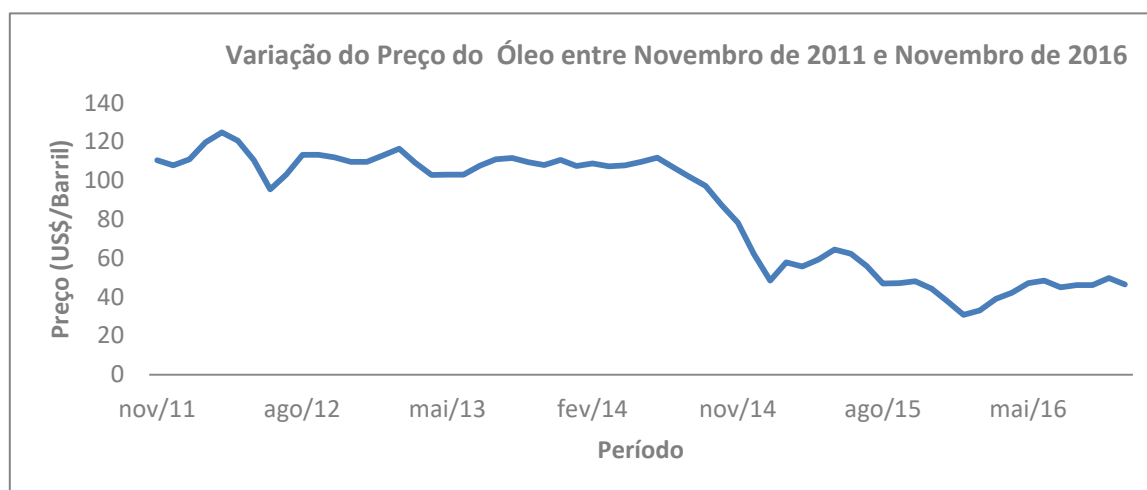
Segundo a tabela, os custos de OPEX, em grande parte, estão relacionados com o volume de óleo que é produzido (dólares por barril de óleo equivalente). Também foi implementado um valor de custos fixos de manutenção e extras, igual a US\$40.000 para cada poço mensalmente, fundamentado nos dados estatísticos do relatório da EIA (2016).

4.4.3 Preço do Óleo Cru

A receita oriunda de um reservatório de black-oil vem de duas vertentes, a maior parte vem do volume de óleo produzido do reservatório e a outra é do gás separado do óleo na superfície.

O preço do óleo utilizado na simulação foi equivalente a US\$53,99 por barril, esse valor retirado da U.S. Energy Information Administration (EIA, 2016) no dia 12 de dezembro de 2016. O tipo do óleo assumido para obter seu preço foi o do tipo Brent, onde abaixo pode-se observar a variação desse óleo nos últimos 5 anos:

Gráfico 6 - Histórico do preço do óleo



Fonte: Adaptado de *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs* (2016).

4.4.4 Preço do Gás Natural

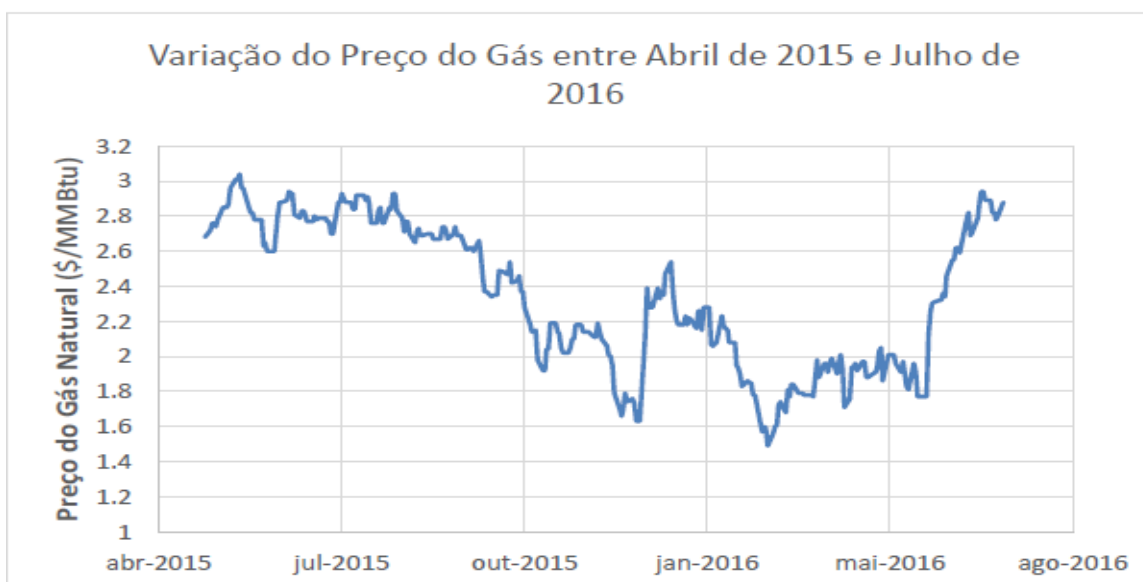
O preço do gás natural usado neste trabalho foi de 2,60 US\$/MMBTU, retirado de Polemis Júnior (2016) que realizou um estudo sobre o comportamento do preço do gás no presente ano. Esse valor de energia pode ser convertido para volume produzido da seguinte forma:

Tabela 6 Conversão do preço do gás

Conversão do Preço do Gás Natural	
1,00US\$/Mcf	1,032US\$/MMBTu

Fonte: Adaptado de *EIA* (2016).

Gráfico 7- Histórico do preço do gás



Fonte: Adaptado de *EIA* (2016)

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Fundamentado na metodologia apresentada anteriormente, o modelo foi implementado na planilha *Excel* com o objetivo de encontrar o número ótimo de poços produtores para um reservatório *black-oil*. Os dados de Input do modelo são:

- Pressão inicial do reservatório = 5.651,0 Psi;
- Temperatura inicial do reservatório = 220,0°F;
- Densidade do óleo = 28°API;
- Densidade do gás no separador = 0,71;
- Viscosidade do óleo *in situ* = 1,72 cP;
- Viscosidade do óleo no ponto de bolha = 1,03cP;
- Saturação da água = 0,34;
- Espessura do reservatório = 53 ft;
- Porosidade do reservatório = 0,19;
- Área do reservatório = 600 acre;
- Permeabilidade do reservatório = 8,2 md;
- Pressão de bolha = 1697 psi;
- Compressibilidade isotérmica do óleo = $1,4 \times 10^{-5}$ psi⁻¹;
- Compressibilidade isotérmica da água = $3,0 \times 10^{-6}$ psi⁻¹;
- Compressibilidade isotérmica da formação = $2,8 \times 10^{-6}$ psi⁻¹;
- Razão de solubilidade = 250 scf/STB;
- Raio do poço = 0,328 ft;
- Pressão no separador = 100 psi;
- Temperatura no separador = 100°F;
- Fator volume de formação *in situ* = 1,17 reas bbl/STB;
- Fator volume de formação no ponto de bolha = 1,2reas bbl/STB;
- Custo do poço = US\$ 7.000.000,00;
- Custo de instalações gerais = US\$ 11.000.000,00;
- Custo com o aluguel de equipamentos = 2,5US\$/barril;
- Custo com capacidade (transportes e processos primários) = 2,6US\$/barril;
- Custos administrativos = 1,5US\$/barril;
- Custos fixos = US\$ 40.000 por poço por mês;
- Taxa de desconto do projeto = 15% a.a.;
- Preço do óleo = 53,99US\$/barril;
- Preço do gás = 2,6 US\$ MM/Btu.

A partir desses dados de entrada e das equações adotadas para o modelo de projeto, foram simulados 10 diferentes situações, onde variou-se o número de poços, obtendo assim o comportamento da produção e a sua viabilidade econômica.

5.1 Resultados da Análise Econômica

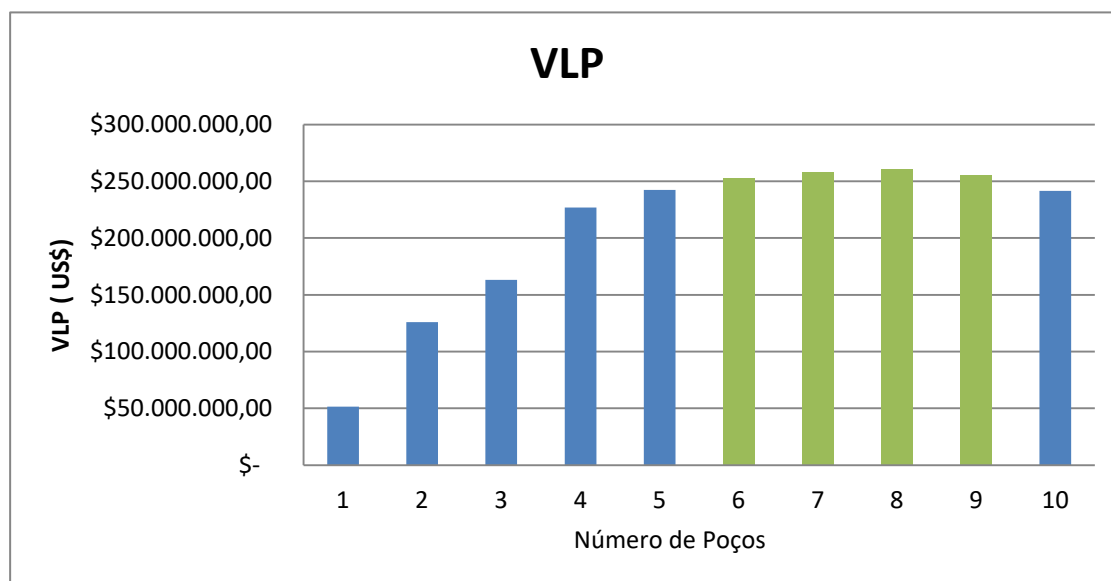
A tabela a seguir indica os valores obtidos como resultado da simulação, com base no número de poços produtores e os índices econômicos para cada projeto (Tabela 7):

Tabela 7- Análise do número ótimo de poços

Número de poços	VLP máximo (US\$)	Tempo do valor máximo (anos)	TIR	R/D	Tempo de vida do poço (anos)	Payback
1	51.400.323,07	15	83%	3,78	> 60	2
2	125.921.460,77	10	167%	4,85	40	1
3	163.028.710,58	7	207%	4,88	27	1
4	182.197.578,72	6	226%	4,45	20	1
5	242.317.404,50	5	263%	5,27	16	1
6	252.143.492,23	5	267%	4,76	13	1
7	257.546.364,94	4	266%	4,29	11	1
8	260.065.702,81	4	253%	3,88	10	1
9	255.698.229,50	3	253%	3,46	8	1
10	241.641.032,02	2	254%	2,98	7	1

Fonte: O Autor (2017).

Afim de determinar o número ótimo de poços para a produção do reservatório *black-oil* nesse trabalho, foram realizadas análises de indicadores econômicos importantes, como o valor presente líquido, a taxa interna de retorno, o payback descontado e o índice de lucratividade(R/D).

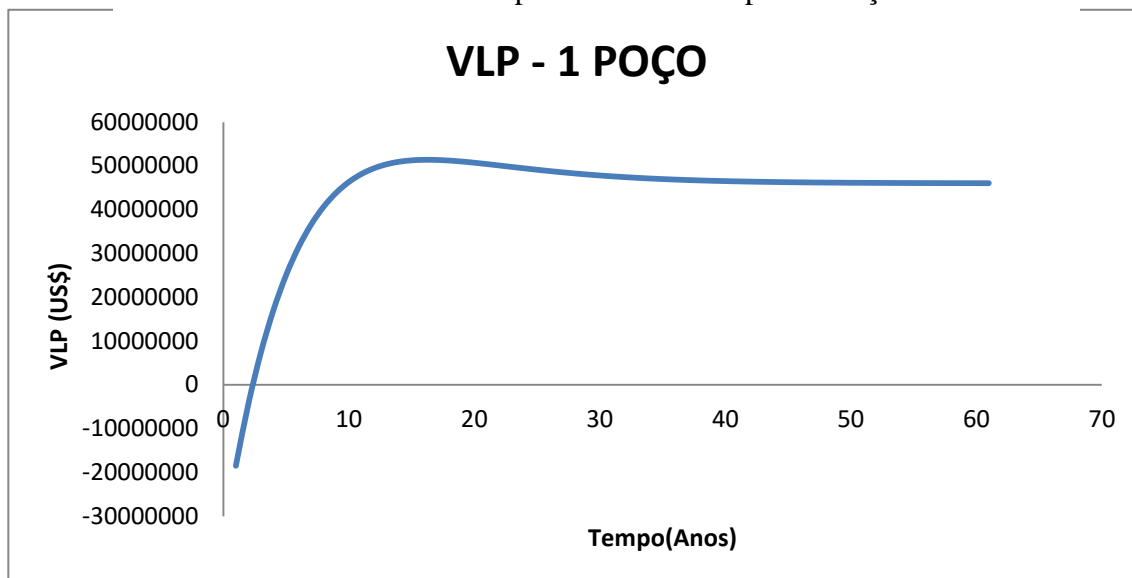
Gráfico 8- Valor presente líquido máximo

Fonte: O Autor (2017).

Analisando o VLP (Gráfico 8), pode-se entender que não existe lucratividade em um projeto quando o seu valor é menor do que zero. Então, nas situações apresentadas no trabalho, na simulação de 1 até 10 poços produtores, todos possuem VLP positivos. Mas o valor máximo apresentado encontra-se na situação com oito poços, com lucro presente de US\$ 260.065.702,81. Porém os cenários com 6, 7 e 9 também possuem resultados elevados.

O gráfico a seguir (Gráfico 9) expõe o comportamento do VLP para cenário com 1 poço. Observa-se um máximo de retorno com 15 anos de produção e depois um decaimento estabilizando o valor presente líquido. Para os outros cenários estudados o comportamento assemelha-se ao caso apresentado abaixo:

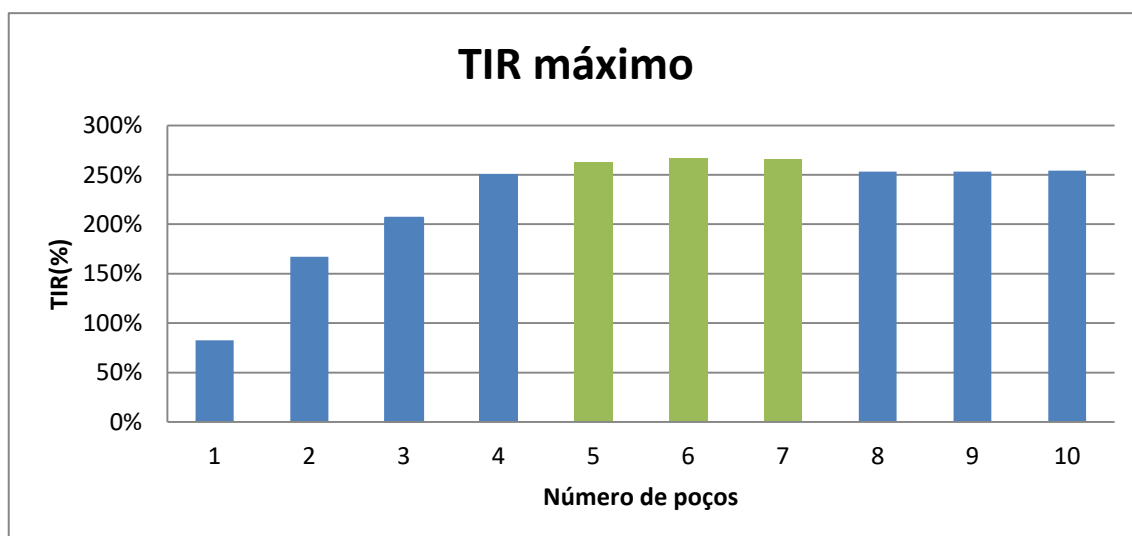
Gráfico 9 - Comportamento VLP para 1 Poço



Fonte: O Autor (2017).

No que se refere à Taxa Interna de Retorno (Gráfico 10), para todos os poços analisados, houve um retorno de juros bastante superior à taxa de desconto utilizada na simulação, que foi igual a 15% ao ano. Contudo, o valor máximo de TIR no projeto foi da situação de 6 poços com TIR igual a 267%, para o caso de 5 a 10 poços o valor de TIR foram próximos entre 253% a 266%.

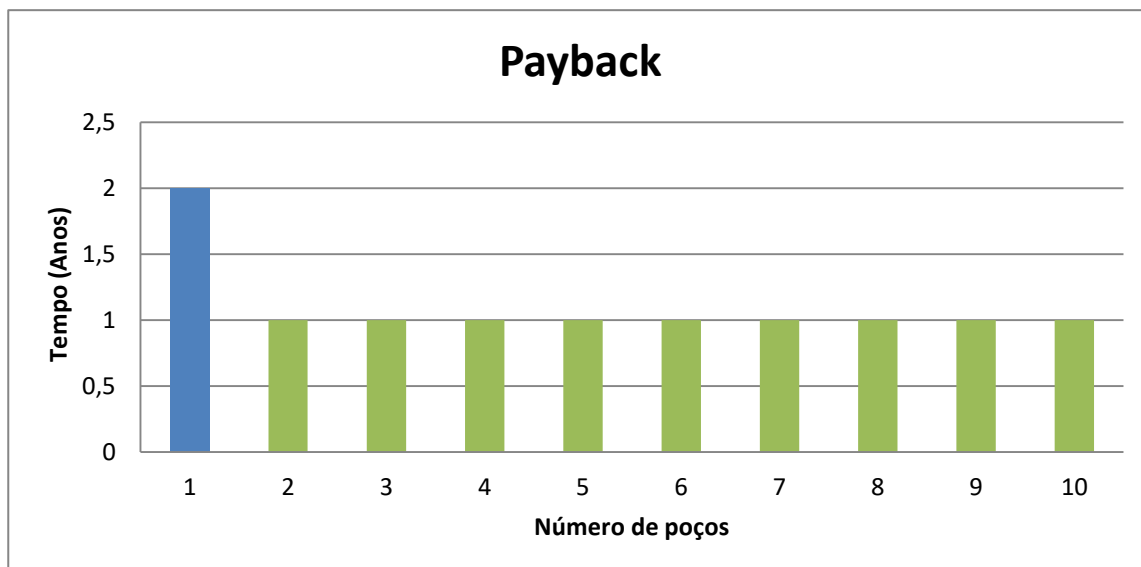
Gráfico 10- Taxa interna de retorno máxima



Fonte: O Autor (2017).

O payback descontado (Gráfico 11) não dá uma análise tão precisa e importante quanto os outros índices, uma vez que, todos os cenários obtiveram payback logo no fim do primeiro ano, menos o cenário com 1 poço que teve seu payback ao fim do segundo ano.

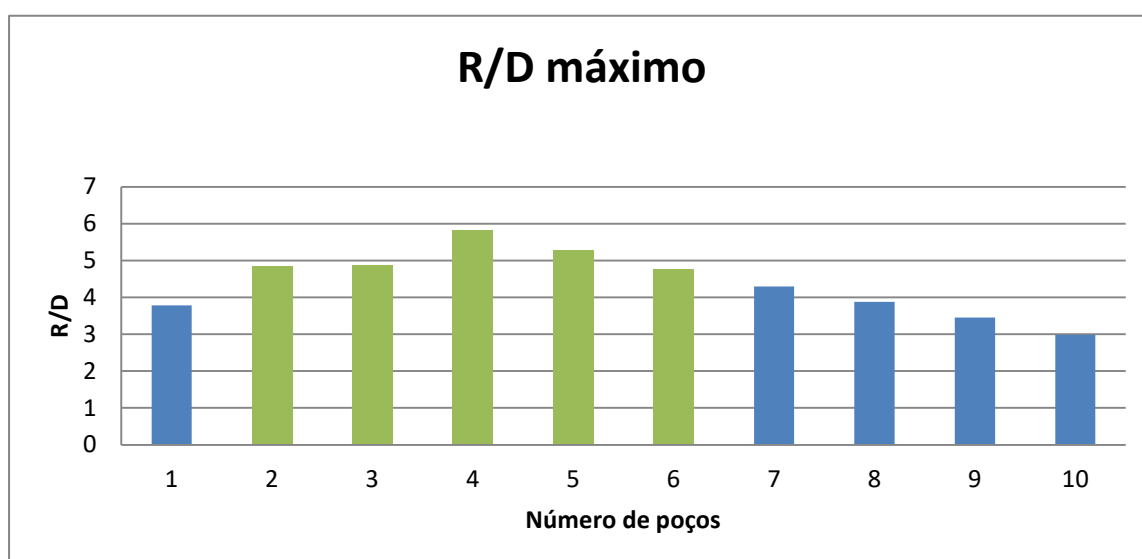
Gráfico 11 - Payback



Fonte: O Autor (2017).

O quarto índice analisado foi o índice de lucratividade (Gráfico 12), com base nos valores obtidos na simulação do reservatório os melhores cenários são o quarto e o quinto com R/D superior a 5, porém o segundo, o terceiro e o sexto cenários existem bons índice de lucratividade, com valor superior a 4, como pode-se notar no gráfico a seguir (Gráfico 12):

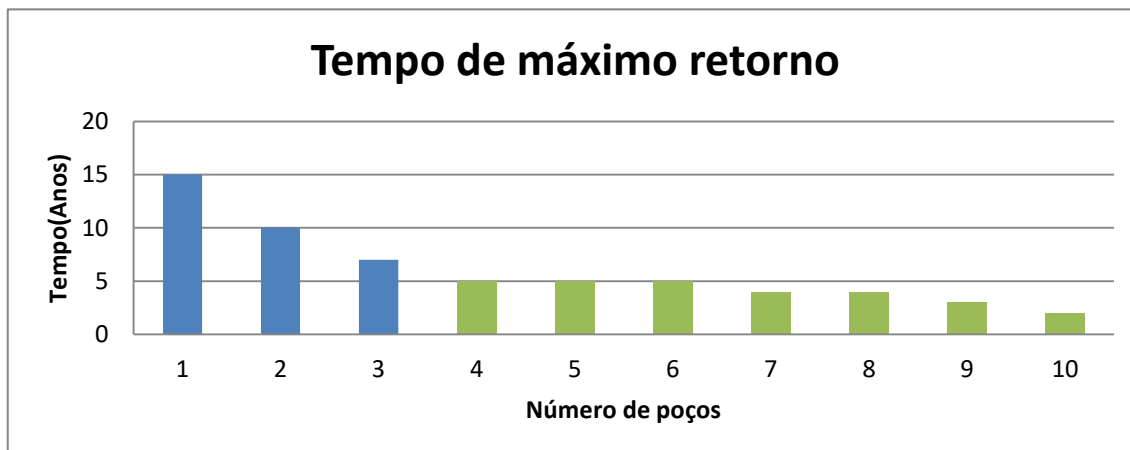
Gráfico 12- Índice de Lucratividade



Fonte: O Autor (2017).

Outro parâmetro que pode ser analisado como econômico é o tempo que ocorre o máximo retorno de capital (Gráfico 13), com isso a empresa pode fazer uma programação com base no lucro que terá e em quanto tempo. A partir de 4 poços até 10, o tempo máximo de retorno é de no máximo 5 anos.

Gráfico 13- Tempo de máximo retorno



Fonte: O Autor (2017).

Com base nos dados apresentados e retirados do simulador, identificou-se que o projeto com melhores resultados econômicos foi o projeto com seis poços, pois apresenta o terceiro maior VLP, igual a US\$ 252.143.492,23, e o máximo TIR, igual a 267%, possui também um alto índice de lucratividade igual a 4,76, além de apresentar um bom tempo máximo de retorno, igual a 5 anos. Porém, essa escolha não deve justificar uma escolha obrigatória do projeto, pois existem mais variáveis que devem ser exploradas e não foram empregadas na programação a fim de facilitar o projeto.

Alguns dos parâmetros que não foram explorados na simulação são: a área disponível para implementação dos poços, o valor do óleo e do gás natural variando ao longo do tempo, os valores econômicos com caráter mais real e não estatísticos pois assim não se adequa ao modelo do reservatório estudado. Todos os custos apresentados no trabalho são custos somente de produção, ou seja não foram considerados os custos de exploração e os de fechamento do poço.

Apesar das simplificações, o simulador criado oferece uma estimativa de análise econômica com grande confiabilidade, pois foi possível obter uma viabilidade econômica do projeto condizente com a realidade.

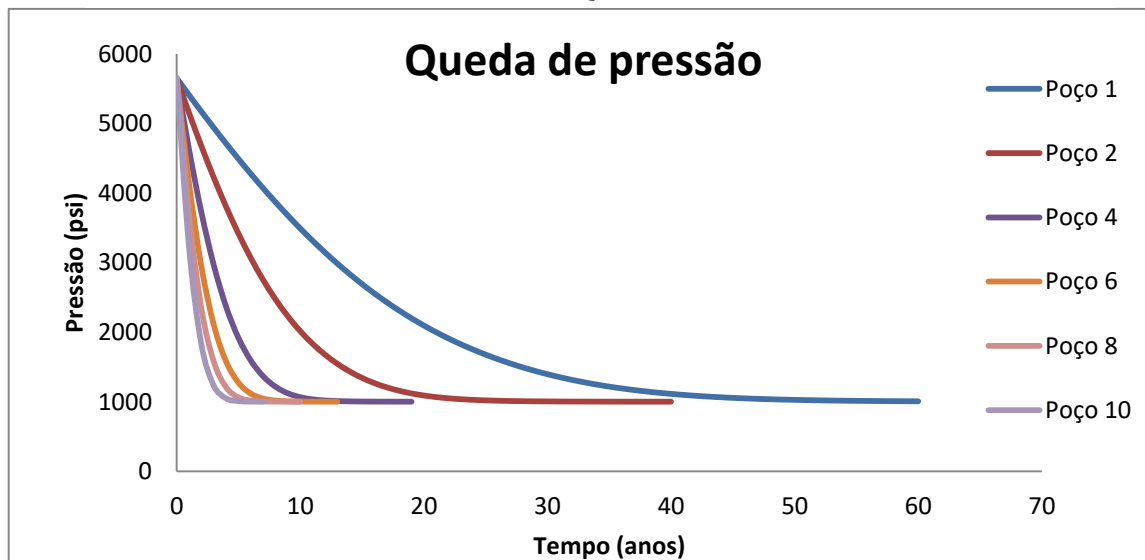
Para trabalhos futuros, recomenda-se a adoção de novas variáveis e também a mudança de formato de uma planilha para um código onde as equações podem ser implementadas sem haver problemas de iteração ou ajuste matemáticos.

5.2 Resultados do Comportamento no Reservatório durante a Produção

O comportamento durante a produção do óleo no reservatório do tipo Black-oil apresentado, por meio do BMG, do MPP e do tipo de regime de fluxo, pode ser visto a partir dos gráficos 14, 15 e 16.

A análise feita mostra o comportamento do reservatório para os projetos com 1,2,4,6,8 e 10 poços durante o tempo em que eles produziram. Enfim, pode-se perceber que o comportamento das propriedades foi conforme o esperado como mostram os gráficos a seguir:

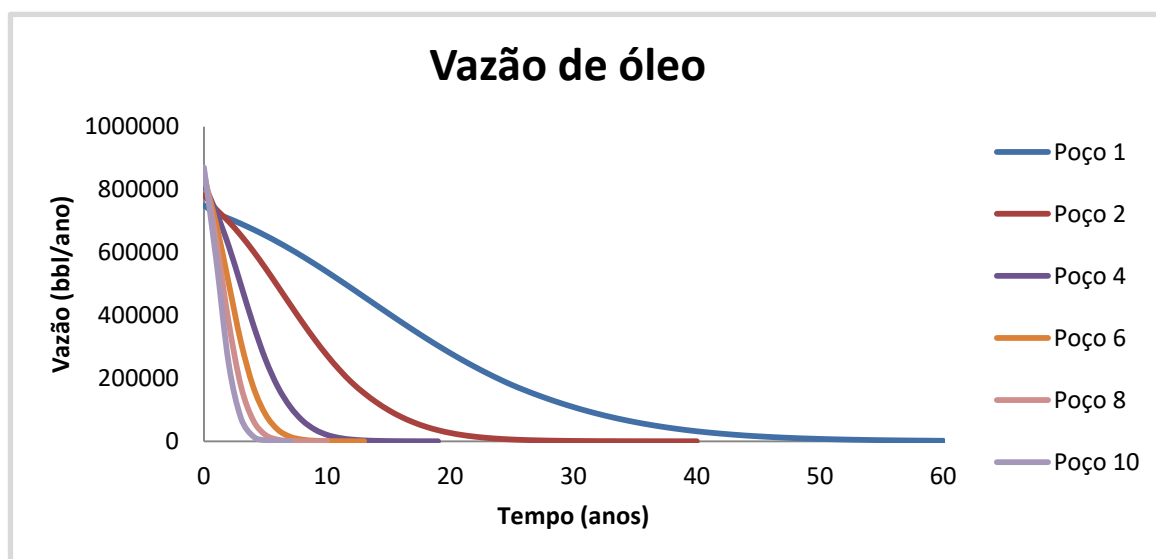
Gráfico 14 - Queda de Pressão



Fonte: O Autor (2017).

Uma análise bastante importante pode ser feita a partir do gráfico da pressão (Gráfico 14), que é o momento propício para realizar uma recuperação secundária no poço, mantendo-se assim a pressão do reservatório acima da pressão de bolha, dessa maneira, há um aumento da produção de óleo no separador com relação a produção de gás. Isso torna-se relevante porque o valor agregado ao óleo é maior do que o de gás em comparação ao mesmo volume produzido.

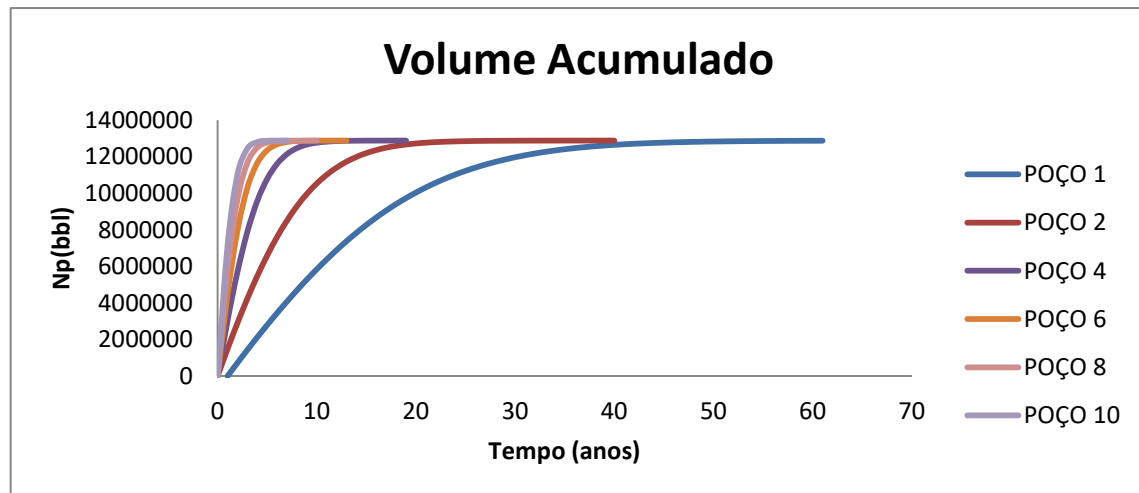
Gráfico 15 - Vazão de óleo



Fonte: O Autor (2017).

É interessante ressaltar o cruzamento das vazões quando varia-se o número de poços (Gráfico 15), pode-se observar que para um maior número de poço, há uma maior vazão, porém a depleção da vazão ao longo do tempo é mais rápida. Contudo, quando diminui-se a quantidade de poços, diminui-se também o valor inicial da vazão, em contrapartida o decaimento da vazão é mais suave e perdura por mais tempo.

Gráfico 16 - Volume acumulado



Fonte: O Autor (2017).

No gráfico anterior (Gráfico 16), observa-se o comportamento do volume produzido por cada cenário ao longo dos anos. Em todos os cenários apresentados o volume alcançado é o mesmo, ou seja, não importa quantos poços sejam empregados o volume recuperável com a própria energia do reservatório continua constante. Para tentar recuperar um volume superior ao apresentado, deve ser empregados métodos de recuperação que vão fornecer energia ao reservatório, aumentando assim a taxa de volume produzido.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao concluir esse trabalho pode-se observar que, apesar de um modelo de simulação bastante simples, foi possível realizar uma análise econômica do número ótimo de poços para um reservatório de *black-oil*, utilizando um simulador desenvolvido pelo próprio autor que obteve a previsão do comportamento durante a produção.

Para o reservatório *black-oil* descrito, foi simulado que com 6 poços obteve um o terceiro maior valor presente líquido (US\$ 252.143.492,23), nas condições que foram acertadas no início da simulação, em um tempo de 13 anos de produção. Mas isso não impossibilita a escolha de outros cenários, como por exemplo para 7, 8 ou 9 poços, pois estes também apresentaram cenários bastante interessantes do ponto de vista econômico, como mostra a seguinte tabela (Tabela 8):

Tabela 8 - Análise dos números ótimos de poços

Número de poços	VLP máximo (US\$)	Tempo do valor máximo (anos)	TIR	R/D	Tempo de vida do poço (anos)	Payback
6	252.143.492,23	5	267%	4,76	13	1
7	257.546.364,94	4	266%	4,29	11	1
8	260.065.702,81	4	253%	3,88	10	1
9	255.698.229,50	3	253%	3,46	8	1

Fonte: O Autor (2017)

No que se refere ao simulador, algumas dificuldades foram encontradas na utilização da planilha eletrônica *Microsoft Excel*, pois muitos cálculos ditos interativos foram realizados e por vez dificultavam a convergência e atrapalhavam a simulação. Recomenda-se para trabalhos futuros a utilização de códigos e outras plataformas de cálculo, se possível adicionar efeito da variação de saturação e permeabilidade relativa para as condições de pressão abaixo da pressão de bolha. Para outros trabalhos também é recomendado utilizar outros tipos de fluidos de reservatório, como óleo volátil, gás retrogrado e gás úmido.

Algumas restrições foram impostas para que houvesse a realização da simulação, como:

- O fluido de reservatório sendo somente Black-oil
- Não há produção de gás não associado
- A permeabilidade não varia ao longo do reservatório e nem ao longo do tempo de produção
- Considerou-se apenas a recuperação primária, ou seja, a produção de todo o óleo foi feita com energia oriunda apenas do próprio reservatório
- A área de atuação de cada poço é aproximada de um círculo com raio equivalente que depende do número de poços

Referências

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - **Resolução Nº 047, de 3 de setembro de 2014**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: dez. 2016

BILHAR, A. L. **Análise de Viabilidade Econômica e Ambiental de um Projeto de Investimento em uma Indústria de Alimentos**. Revista Destaques Acadêmicos, v.5, nº1, 2013.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; EHRHARDT, M. C. **Administração Financeira: teoria e prática**. 1 ed. São Paulo: Atlas, 2001.

CASTIÑEIRA, P. P. **Estudo da Viabilidade Econômica de Projetos de Recuperação Suplementar para Campos com Alto Grau de Exploração**. Monografia (Engenharia de Petróleo) Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2008.

COSTA, P.. **A evolução da indústria petrolífera: uma caracterização geral**. In: MONIÉ, Frédéric; BINSZTOCK, Jacob (Orgs). Geografia e Geopolítica do Petróleo. Rio de Janeiro: Mauad, 2012.

CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F.. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. 2. ed. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 1990.

EIA. U.S. Energy Information Administration – **Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs**. Independent Statistics and Analysis, 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling>>. Acesso em: dez. 2016.

EIA. U.S. Energy Information Administration. Disponível em: <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdD.htm>>. Acesso em: dez. 2016.

FERNANDES, M. R.. A questão do petróleo no Brasil: Reflexões sobre o cenário atual. **Revista Brasileira de Geografia Econômica: Espaço e Economia**, São Paulo, v. 4, n. , p.1-5, abr. 2014. Disponível em: <<http://espacoeconomia.revues.org/833>>. Acesso em: 28 dez. 2016.

GITMAN, L. J.. **Princípios de administração financeira**. 7 ed. São Paulo: Harpa. 1997.

JAHN, Frank et al. **Introdução à exploração e produção de hidrocarbonetos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

MAGALHÃES, R. J. R. O. **Avaliação do Impacto Econômico do Desenvolvimento da Produção Offshore**. Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica) – PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2007.

MCCAIN JR. W.D.. **The properties of Petroleum Fluids**. PennWell books, 2ª edição, Tulsa, 1990.

NASCIMENTO, C. A. O.; MORO, L. F. L.. Petróleo: energia do presente, matéria-prima do futuro?. **Rev. USP, São Paulo, n. 89, maio 2011** . Disponível em <http://rusp.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-99892011000200007&lng=pt&nrm=iso>. Acesso em 27 dez. 2016

NEVES, W. G.. **Estudo da viabilidade econômico financeira para uma empresa de cosméticos**. 2010. 70 f. TCC (Graduação) - Curso de Administração, Departamento de Ciências Administrativas, Universidade Federal do Rio Grande de Sul, Porto Alegre, 2010. Disponível em: <<http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/29674/000769598.pdf?1>>. Acesso em: 28 dez. 2016.

NETO, A. A. **Matemática Financeira e suas Aplicações**. Editora Atlas S.A. Rio de Janeiro, 2003.

OLIVEIRA, M. H. F. **A Avaliação Econômico-Financeira de Investimentos sob Condição de Incerteza: Uma Comparação entre o Método de Monte Carlo e VPL FUZZY**. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção) –Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, 2008.

POLEMIS JÚNIOR, K.. **Estudo da viabilidade econômica na determinação do número ótimo de poços produtores para um reservatório de gás natural seco utilizando o balanço de materiais**. 2016. 49 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

RODRIGUES, K. F. C. **Sistematização e Análise da Avaliação Econômica de Projetos de Desenvolvimento de Produtos e Serviços**. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, 2014.

ROSA, A. J.; CARVALHO R. C.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Interciência. Rio de Janeiro, 2011.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R.; JAFFE, J.. **Princípios da administração financeira**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2002

THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.