



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

KONSTANTINOS POLEMIS JÚNIOR

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA NA DETERMINAÇÃO DO NÚMERO
ÓTIMO DE POÇOS PRODUTORES PARA UM RESERVATÓRIO DE GÁS
NATURAL SECO UTILIZANDO O BALANÇO DE MATERIAIS**

FORTALEZA

2016

KONSTANTINOS POLEMIS JÚNIOR

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA NA DETERMINAÇÃO DO NÚMERO
ÓTIMO DE POÇOS PRODUTORES PARA UM RESERVATÓRIO DE GÁS
NATURAL SECO UTILIZANDO O BALANÇO DE MATERIAIS

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

Orientador: Prof. Dr. Vitor Moreira da
Rocha Ponte.

FORTALEZA

2016

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)

P821e Polemis Júnior, Konstantinos.

Estudo da viabilidade econômica na determinação do número ótimo de poços produtores para um reservatório de gás natural seco utilizando o balanço de materiais / Konstantinos Polemis Júnior. – 2016.

49 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2016.

Orientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.

1. Viabilidade Econômica. 2. Gás Natural. 3. Reservatório de Gás. I. Título.

CDD 665.5092

KONSTANTINOS POLEMIS JÚNIOR

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA NA DETERMINAÇÃO DO NÚMERO
ÓTIMO DE POÇOS PRODUTORES PARA UM RESERVATÓRIO DE GÁS
NATURAL SECO UTILIZANDO O BALANÇO DE MATERIAIS

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

Aprovado em: 21 de Julho de 2016.

BANCA EXAMINADORA


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


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


Prof. Dr. Rodrigo Silveira Vieira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Em memória ao meu querido avô,
Francisco das Chagas Nogueira Batista.

AGRADECIMENTOS

À minha família, em especial à minha mãe Gláucia Mara, aos meus irmãos Leonidas Batista e Gabriel Porto e ao meu avô, Francisco das Chagas, que infelizmente não conseguiu ver seu neto se formando, mas sempre soube que esse dia chegaria.

À minha namorada Larissa Zaira, que esteve junto comigo durante toda a graduação e me apoiou nos períodos mais difíceis desta. Ao meu sogro, Edinaldo Rolim, à minha sogra Aurilene Rolim e ao meu cunhado Fellipe Rolim.

A todos os meus colegas de faculdade, que em algum momento da minha caminhada acadêmica estiveram presentes, como Ícaro Fernandes, Janayna Luna, George Riedel, Felipe Melo, Tiago Mendes, Matheus Gomes, Bruno Xavier, José Neil, Anderson Magalhães, Clarissa Dantas, João Pedro, Marcelo Menezes, Manoel Maurício, Manuel Rodrigues, Lucas Timbó, Lara Timbó, Ligia Tornisello, Matheus Chaves, Rafael Cronemberger, Jéssica de Olivera, João Gomes, Francisco Ícaro, mas principalmente quero agradecer ao João Victor, ao Pablo Vargas e a Maria Ismany que foram quem estiveram desde o começo da minha graduação ao meu lado. Essa vitória não é só minha, mas sim nossa.

À Universidade Federal do Ceará (UFC), por toda as experiências acadêmicas que ela me permitiu vivenciar. À Memorial University of Newfoundland (MUN), no Canadá, onde estudei por 3 semestres durante o programa Ciência sem Fronteiras.

Ao laboratório Hibernia Enhanced Oil Recovery, da MUN, onde estagiei por 4 meses e aprendi bastante ao lado da minha orientadora Lesley James e da equipe do laboratório coordenada pelo Edison Sripal.

A todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo, em especial ao meu orientador Vitor Moreira da Rocha Ponte, que foi o maior incentivador deste trabalho de conclusão de curso. Ao professor Pedro Felipe Gadelha Silvino, que também me auxiliou durante esse trabalho. Ao professor Rodrigo Silveira Vieira, coordenador do curso e membro da banca examinadora. Agradeço também ao professor Bruno de Athayde Prata, por todos os valores acadêmicos e pessoais ensinados.

"Para se ter sucesso, é necessário amar de verdade o que se faz. Caso contrário, levando em conta apenas o lado racional, você simplesmente desiste. É o que acontece com a maioria das pessoas."

(Steve Jobs)

RESUMO

O propósito desse trabalho consiste na determinação do número ótimo de poços produtores para um reservatório de gás natural seco, por meio do desenvolvimento de um simulador que tem por finalidade analisar o comportamento da produção no reservatório, aliado a uma análise econômica para identificar o melhor cenário possível. Para tanto, o simulador foi programado utilizando as planilhas eletrônicas do *Microsoft Excel*, desenvolvido a partir de uma metodologia simplista, porém capaz de realizar o pré-dimensionamento econômico de um campo de gás seco. Para a modelagem, foi utilizado o Balanço de Materiais no reservatório, considerando este como sendo de gás seco e com regime de fluxo estável. Para a elevação do gás foi proposto um modelo de produção, baseado no comportamento linear entre a pressão no reservatório e a vazão gás produzido. A partir dos modelos do comportamento do gás no reservatório e da produção deste, foi realizado um estudo na engenharia econômica para dez diferentes modelos de projeto, variando o número de poços e fazendo uma avaliação econômica para cada um, levando em consideração alguns índices econômicos, como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*. Identificou-se, por conseguinte, que, para as características do reservatório utilizadas, o número ótimo seria de quatro poços produtores, uma vez para este projeto obteve-se o maior VPL, TIR, além de um baixo *payback*.

Palavras-chave: Gás Natural. Otimização de Poços. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

The purpose of this work is to determine the optimal number of producing wells used in a dry-gas reservoir by the development of a simulator that aims to analyze the natural gas production behavior in the reservoir combined with an economic analysis to identify the best economic scenario. For that, the simulator was programmed using the spreadsheets from Microsoft Excel and it was developed on those a simplistic methodology capable to perform an economic study in a pre-dimensioning dry gas field. For the modeling, it was used a material balance equation in the reservoir, considering this as dry gas with a stable flow regime. For the gas elevation it was proposed a well production model based on the linear relationship between the pressure in the reservoir and the well production flow. From the models of the gas behavior in the reservoir and the its life production period, an economic engineering study was conducted for ten different design models, which were varied the number of production wells to make an economic evaluation for each one, taking into account some economic evaluation indices, such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Payback. At the end of the simulation, the optimal number of wells obtained for certain dry gas reservoir used in this work was four producing wells, demonstrating that the design presents the most economic viability.

Keywords: Natural Gas. Optimization Wells. Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1** – Diagrama de fase para um reservatório de gás úmido.....8
- Figura 2** – Diagrama de fase para um reservatório de gás seco.....8
- Figura 3** – Diagrama de fase para um reservatório de gás retrógrado.....9

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo energético mundial em 2015.	1
Gráfico 2 – Produção e consumo nacional de gás natural ao longo dos últimos 20 anos.	2
Gráfico 3 - Histórico do preço do gás natural, entre junho de 2010 e junho de 2016.	4
Gráfico 4 – Custo composicional médio de um poço onshore de gás natural.	20
Gráfico 5 – Histórico do preço do gás natural, entre abril de 2015 e julho de 2016.	22
Gráfico 6 – Valor presente líquido ótimo para projeto.....	24
Gráfico 7 – Taxa interna de retorno ótimo para cada projeto.....	25
Gráfico 8 – Payback em anos para cada projeto.....	25
Gráfico 9 – Índice de lucratividade ótimo para cada projeto.....	26
Gráfico 10 – Compressibilidade do gás para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.	28
Gráfico 11 – Fator volume de formação do gás para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.....	28
Gráfico 12 – Volume de gás produzido para os projetos com 2,4,6,8 e 10 poços simulados.	29
Gráfico 13 – Pressão no reservatório durante a produção de gás para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.	29
Gráfico 14 – Vazão de gás produzido para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.	30

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Ranking de países que mais produziram gás natural em 2015.....	3
Tabela 2 – Ranking de países que mais consumiram gás natural em 2015.	3
Tabela 3 – Composição generalizada do gás natural.	6
Tabela 4 – Propriedades do reservatório utilizadas no simulador.	18
Tabela 5 – Modelo de produção do poço utilizado no simulador.....	19
Tabela 6 – Valores do CAPEX para o poço adotado no simulador.	20
Tabela 7 – Custos do OPEX para um poço adotado no simulador.	21
Tabela 8 – Conversão do Preço do Gás Natural.....	22
Tabela 9 – Dados da análise econômica de saída do simulador.	24
Tabela 10 – Comparação entre os valores obtidos na simulação utilizando 4, 5 e 6 poços.....	31

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Bcf	Bilhões de Pés Cúbicos
BMG	Balanco de Materiais Generalizado
BP	<i>British Petroleum</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
cf	Pés Cúbicos
EIA	<i>US Energy Information Administration</i>
GN	Gás Natural
MPP	Modelo de Produção do Poço
OPEX	<i>Operation Expenditure</i>
scf	Volume em Pés Cúbicos nas Condições Padrões
Tcf	Trilhões de Pés Cúbicos
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
US\$	Dólar Americano
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 OBJETIVOS	5
3 ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO	6
3.1 Definição de Gás Natural	6
3.2 Composição do Gás Natural	6
3.3 Reservatórios de Gás Natural	7
3.3.1 Reservatório de Gás Seco e Gás Úmido	7
3.3.2 Reservatório de Gás Retrógrado	8
3.4 Propriedades do Gás Natural	9
3.4.1 Massa Molecular Aparente	9
3.4.2 Densidade	10
3.4.3 Propriedades Pseudo-Críticas	10
3.4.4 Propriedades Pseudo-Reduzidas	11
3.4.5 Fator de Compressibilidade	11
3.4.6 Fator Volume de Formação	12
3.4 Previsão do Comportamento do Reservatório na Produção de Gás Natural ...	13
3.5 Análise Econômica	15
3.5.1 Valor Presente Líquido	15
3.5.2 Taxa de Desconto	16
3.5.3 Taxa Interna de Retorno	16
3.5.4 Payback Descontado	17
3.5.5 Índice de Lucratividade	17
4 MODELAGEM DO SIMULADOR	18
4.1 Dados do Reservatório	18
4.2 Regime de Fluxo	18

4.3 Modelo de Produção do Poço.....	19
4.5 Levantamento de Indicadores de Custos e Receita	19
4.5.1 CAPEX	20
4.5.2 OPEX	21
4.5.3 Preço do Gás Natural.....	21
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	23
5.1 Resultados da Análise Econômica.....	23
5.2 Resultados do Comportamento no Reservatório durante a Produção.....	27
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	31
REFERÊNCIAS.....	32

1 INTRODUÇÃO

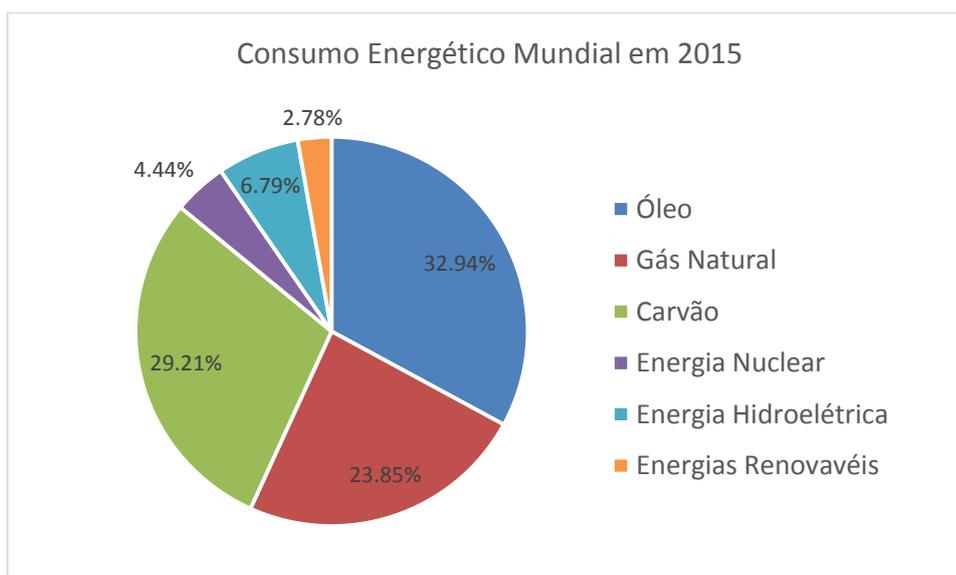
O gás natural (GN) é uma fonte energética que, ao longo dos últimos anos, vem sendo um dos tipos de energia com maior crescimento de consumo, decorrente principalmente por causa de suas qualidades operacionais e ambientais (BRITTO, 2002).

Mesmo com a crise que vem afetando a indústria petrolífera nos últimos meses, a demanda mundial de gás natural teve um aumento no ano de 2015. Segundo BP (2016), o consumo mundial de GN, comparado ao ano de 2014, teve um aumento de 1,7%, enquanto que a produção mundial do gás teve um crescimento de 2,2% comparado ao mesmo ano.

O aumento da demanda mundial de GN pode ser explicada pela sua versatilidade na indústria, uma vez que este pode ser utilizado como fonte de geração de energia elétrica, substituindo o carvão mineral e vegetal e os óleos combustíveis, além do seu uso em automóveis (MARANHÃO, 2004).

O consumo de GN, em 2015, representou a quase 24% do consumo energético mundial, ficando apenas atrás do consumo de óleo e de carvão, como mostra o Gráfico 1 (BP 2016).

Gráfico 1 – Consumo energético mundial em 2015.



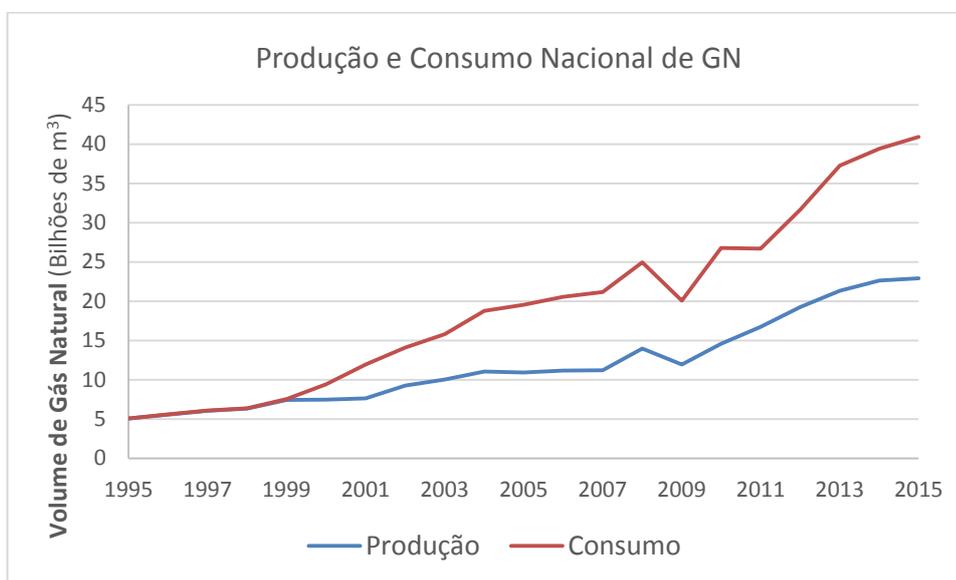
Fonte: Adaptado de BP *Statistical Review of World Energy* 2016.

Em números, a produção mundial de gás natural em 2015, segundo o relatório estatístico de energia da BP, foi de aproximadamente 3,54 trilhões de m³ de gás. Os Estados Unidos tiveram sua maior média anual de gás produzido na história, chegando a produzir cerca de 767,3 bilhões de m³, correspondendo a 22% de todo o gás produzido em 2015. O Brasil produziu aproximadamente 23 bilhões de m³ de GN.

No mesmo período, o consumo de gás natural foi de aproximadamente 3,49 trilhões de m³. Novamente, os americanos apareceram em primeiro, com consumo de gás natural de cerca de 778,0 bilhões de m³, 22,8% de todo GN consumido em 2015. Os outros dois países que mais consumiram nesse ano foram a Rússia, China e Irã, com consumo de 391,5 bilhões de m³, 197,3 bilhões de m³ e 191,2 bilhões de m³, respectivamente. O Brasil consumiu 40,9 bilhões de m³.

O Gráfico 2 apresenta os valores de produção e consumo de GN nos últimos 20 anos, no Brasil.

Gráfico 2 – Produção e consumo nacional de gás natural ao longo dos últimos 20 anos.



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

O Gráfico 2 apresenta os valores de produção e consumo de GN nos últimos 20 anos, no Brasil (BP, 2016).

A Tabela 1 e a Tabela 2 mostram o ranking dos países que mais produziram e consumiram GN, respectivamente, em 2015.

Tabela 1 – Ranking de países que mais produziram gás natural em 2015.

Posição	País	Gás Natural (Bilhões de m³)
1	Estados Unidos	767,3
2	Rússia	573,3
3	Irã	192,5
4	Catar	181,4
5	Canadá	163,5
6	China	138,0
7	Noruega	117,2
8	Arábia Saudita	106,4
9	Argélia	83,0
10	Indonésia	75,0
29	Brasil	22,9

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

Tabela 2 – Ranking de países que mais consumiram gás natural em 2015.

Posição	País	Gás Natural (Bilhões de m³)
1	Estados Unidos	778,0
2	Rússia	391,5
3	China	197,3
4	Irã	191,2
5	Japão	113,4
6	Arábia Saudita	106,4
7	Canadá	102,5
8	México	83,2
9	Alemanha	74,6
10	Emirados Árabes Unidos	69,1
22	Brasil	40,9

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

Por meio destes dados estatísticos, percebe-se a importância do gás natural no cenário energético mundial. Com o aumento na demanda por GN, há um aumento também nas atividades de produção deste, levando a indústria de petrolífera a investir em sua produção.

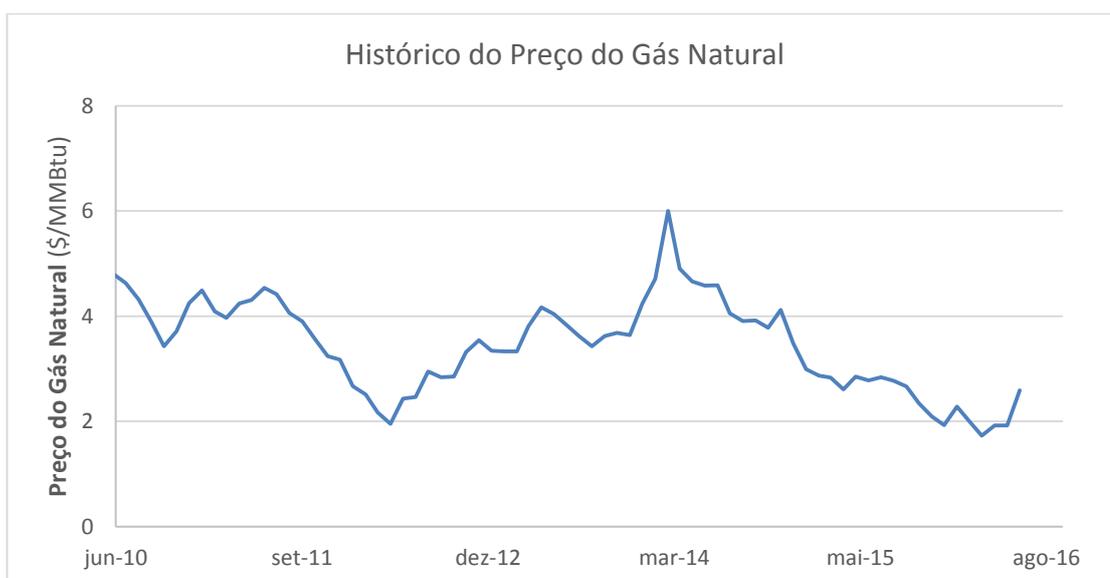
Porém, para que haja produção de GN é necessário que sua recuperação seja economicamente viável. Essa viabilidade está relacionada aos custos e as receitas presentes no projeto de produção deste.

Dependendo da localização das reservas de gás natural, na terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), e do tipo de reservatório em que ele está presente, existem diferentes custos envolvidos na sua produção. Dentre esses, os principais são:

- ✚ Custos com as instalações de superfície;
- ✚ Custos com a perfuração e completção do poço;
- ✚ Custos com o processamento primário do fluido;
- ✚ Custos com o transporte do gás natural;
- ✚ Custos administrativos;
- ✚ Custos de aluguel de equipamento e manutenção.

Para realizar uma identificação da viabilidade financeira na produção de GN, devem ser analisados estes custos de produção juntamente com sua receita. A receita é diretamente ligada ao valor do gás no mercado, que é dado em dólar por milhões de Btu (\$/MMBtu). O Gráfico 3 mostra o histórico do preço do GN nos últimos 6 anos.

Gráfico 3 - Histórico do preço do gás natural, entre junho de 2010 e junho de 2016.



Fonte: Fonte: Adaptado de EIA (2016).

2 OBJETIVOS

O presente trabalho tem por objetivo principal a realização de uma análise econômica na produção de gás natural para um determinado reservatório de gás seco, a partir do desenvolvimento de um simulador capaz de prever o melhor cenário econômico, levando em consideração as propriedades do reservatório, o modelo de produção do poço produtor e os custos e receitas do projeto.

Para tanto, esse trabalho inicia-se apresentando alguns fundamentos importantes relacionados ao gás natural, como sua composição e suas principais propriedades, além de uma rápida revisão de literatura na engenharia de reservatórios de gás natural. Ao final desta parte introdutória, há a apresentação dos conceitos econômicos que foram utilizados na modelagem do simulador.

A segunda parte deste trabalho consiste no estudo do número ótimo de poços a serem utilizados durante a produção, visando a eficiência econômica do projeto por meio do uso de indicadores econômicos, como o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e *payback*.

Os dados de CAPEX e OPEX, utilizados no simulador, foram extraídos do relatório “*Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*”, o qual apresenta diferentes custos de produção de gás natural *onshore* em diferentes regiões nos Estados Unidos (*Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Midland e Delaware*).

Ao final deste, são apresentados os resultados obtidos pelo simulador, os quais são analisados e discutidos, a fim que possa ser entendido e determinado o melhor cenário na produção do gás natural para o reservatório escolhido.

3 ENGENHARIA DE RESERVATÓRIO

3.1 Definição de Gás Natural

O gás natural é um combustível fóssil, não renovável, com preponderância das moléculas de metano, que constitui sua maior parte, seguido por nitrogênio, dióxido de carbono, etano, propano, butano e pentano em menores quantidades (FIOREZI et al, 2013).

Segundo a Portaria ANP nº 9, de 21/1/2000, gás natural é todo hidrocarboneto ou mistura deste que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos.

3.2 Composição do Gás Natural

O gás natural é incolor, inodoro, insípido, disforme e é mais leve que o ar (MOKHATAB, 2006). Este hidrocarboneto é formado principalmente por metano, além de etano, propano e outros hidrocarbonetos de peso molecular maior, em baixas concentrações (SILVA FILHO, 2013).

Tabela 3 – Composição generalizada do gás natural.

Componentes	Composição	Variação da Composição
Metano	CH ₄	70 – 90%
Etano	C ₂ H ₆	0 – 20%
Propano	C ₃ H ₈	0 – 20%
Butano	C ₄ H ₁₀	0 – 20%
Pentano e Hidrocarbonetos Maiores	C ₅ H ₁₂	0 – 10%
Dióxido de Carbono	CO ₂	0 – 8%
Oxigênio	O ₂	0 – 0.2%
Nitrogênio	N ₂	0 – 5%
Sulfato de Hidrogênio, Sulfeto de Carbonila	H ₂ S, COS	0 – 5%
Gases Raros: Argônio, Hélio, Neônio, Xenônio	A, He, Ne, Xe	–

Fonte: Adaptado de SPEIGHT (2007).

Segundo SILVA FILHO (2013), a composição do gás natural pode variar, de campo para campo, por conta de quatro fatores:

- Tipo de matéria orgânica responsável pela origem do GN;
- Os processos naturais a que foi submetido;
- Devido ao gás estar ou não associado ao petróleo;
- Por ter sido processado em unidades industriais ou não.

3.3 Reservatórios de Gás Natural

O GN pode ser encontrado em reservatórios de gás que, segundo ROSA (2011), são jazidas de petróleo que contêm uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado gasoso nas condições de reservatório.

Os reservatórios de gás são classificados em três tipos (MCCAIN, 1990):

- ✚ Reservatório de gás seco;
- ✚ Reservatório de gás úmido;
- ✚ Reservatório de gás retrógrado.

3.3.1 Reservatório de Gás Seco e Gás Úmido

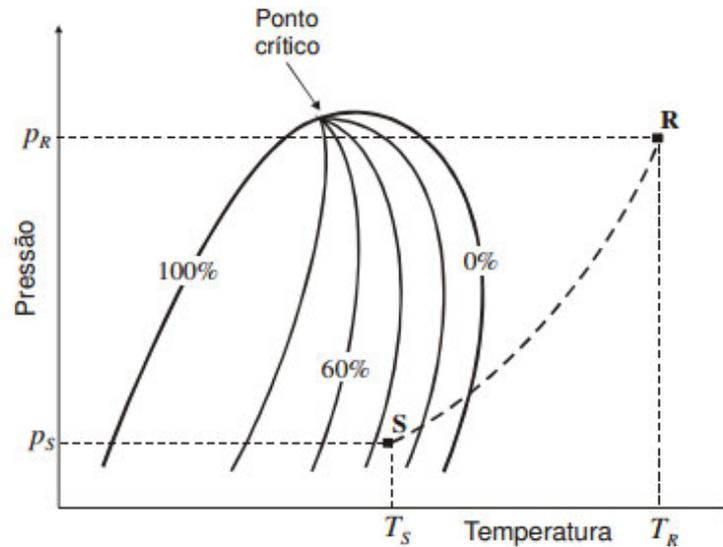
O reservatório de gás pode ser classificado como sendo de gás seco ou de gás úmido, dependendo do processo de separação em que a mistura de hidrocarbonetos presente nele foi submetido (BARILLAS, 2005).

O reservatório é considerado como de gás seco quando os hidrocarbonetos produzidos, após serem submetido a um determinado processo de separação, tiverem uma quantidade de líquido desprezível. Se durante a produção houver uma produção economicamente viável de líquido, o reservatório é classificado como de gás úmido (ROSA, 2011).

Assim, um mesmo gás pode ser classificado como gás úmido para uma determinada condição de separação, como também pode ser classificado gás seco para outra condição de separação.

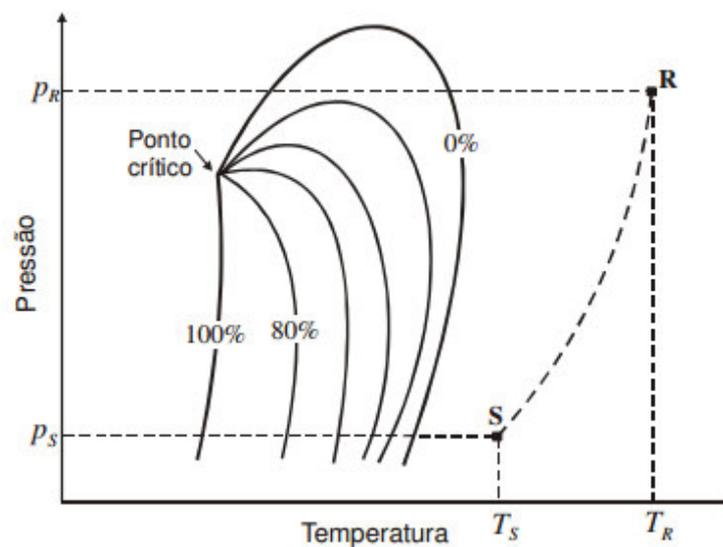
Abaixo temos a representação do diagrama de fase para o gás úmido e o gás seco nas Figuras 1 e 2, respectivamente.

Figura 1 – Diagrama de fase para um reservatório de gás úmido.



Fonte: ROSA (2011).

Figura 2 – Diagrama de fase para um reservatório de gás seco.



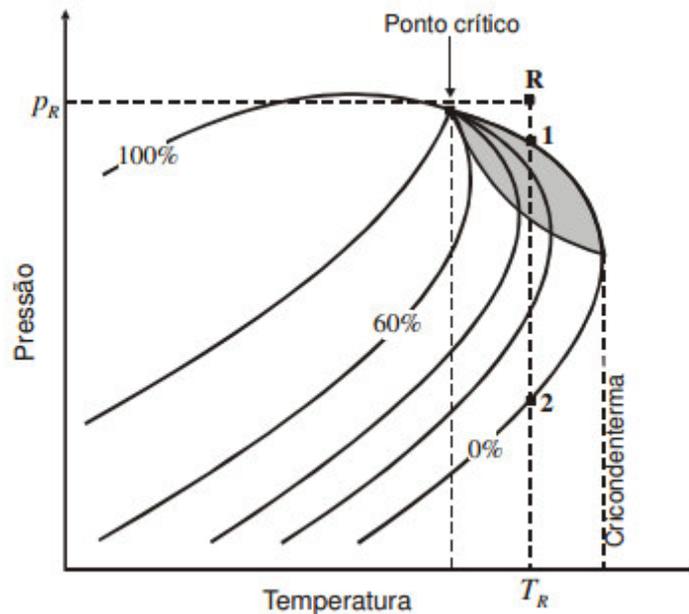
Fonte: ROSA (2011).

3.3.2 Reservatório de Gás Retrógado

O reservatório é classificado como de gás retrógado, ou de gás condensado retrógado, quando a sua temperatura está situada entre a temperatura crítica da mistura e a cricondenterma, temperatura máxima acima da qual líquido não pode ser formado (ROSA, 2011).

Figura 3 representa o diagrama de fase para esse tipo de reservatório.

Figura 3 – Diagrama de fase para um reservatório de gás retrógrado.



Fonte: ROSA (2011).

3.4 Propriedades do Gás Natural

3.4.1 Massa Molecular Aparente

A massa molecular aparente é uma das principais propriedades físicas do GN (AHMED, 2007). A massa molecular de uma mistura gasosa pode ser calculada por meio de uma ponderação em relação às frações molares e às massas moleculares de cada componente (ROSA, 2011). Assim, pode-se obter a massa molecular aparente por meio da seguinte equação:

$$M_a = \sum_{i=1}^{n_c} y_i M_i \quad (1)$$

Onde:

M_a = massa molecular aparente da mistura gasosa (g/mol);

y_i = fração molar do componente i ;

M_i = massa molecular do componente i (g/mol);

n_c = número de componentes da mistura.

3.4.2 Densidade

A densidade de um gás é definido como sendo a razão entre a massa específica do gás com a massa específica do ar, ambas medidas nas mesmas condições de temperatura e pressão (MCCAIN, 1990). Então, a densidade do gás é dada por:

$$y_g = \frac{\rho_g}{\rho_{ar}} \quad (2)$$

Onde,

y_g = densidade do gás;

ρ_g = massa específica do gás (g/cm³);

ρ_{ar} = massa específica do ar (g/cm³).

A densidade do gás também pode ser expressada pela seguinte expressão (MCCAIN, 1990),

$$y_g = \frac{M_g}{M_{ar}} = \frac{M_g}{28,96} \quad (3)$$

Onde,

M_{ar} = massa molecular aparente do ar (g/mol);

M_g = massa molecular aparente do gás (g/mol).

3.4.3 Propriedades Pseudo-Críticas

Para se obter as coordenadas reduzidas do gás natural – pressão, temperatura e volume – utiliza-se as coordenadas pseudo-críticas, uma vez que estas podem ser obtidas mais facilmente, comparando com a obtenção das coordenadas críticas (ROSA, 2011).

Para o cálculo da pressão e temperatura pseudo-críticas neste trabalho, utilizou-se a correlação proposta por SUTTON (1985).

$$p_{pc} = 756,8 - 131,07y_g - 3,6y_g^2 \quad (4)$$

$$T_{pc} = 169,2 - 349,5y_g - 74,0y_g^2 \quad (5)$$

Onde,

p_{pc} = pressão pseudo-crítica do gás (psi);

t_{pc} = temperatura pseudo-crítica do gás ($^{\circ}$ R);

y_g = densidade do gás.

O uso das correlações de SUTTON é válido para o intervalo: $0,57 < y_g < 1,68$.

3.4.4 Propriedades Pseudo-Reduzidas

As propriedades físicas de uma mistura de gás são correlacionadas com a pressão pseudo-reduzida e a temperatura pseudo-reduzida (MCCAIN,1990). O cálculo destas propriedades é alcançado por meio das equações abaixo:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (6)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (7)$$

Onde,

p_{pr} = pressão pseudo-reduzida;

t_{pr} = temperatura pseudo-reduzida.

3.4.5 Fator de Compressibilidade

O fator de compressibilidade para os gases naturais são correlacionados usando as propriedades pseudo-reduzidas (MCCAIN,1990). Por meio da correlação de BRILL e BEGGS (1973), representada pelas equações abaixo, pode-se

determinar o valor aproximado da compressibilidade do gás (GUO e GHALAMBOR, 2005).

$$Z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + Cp_{pr}^D \quad (8)$$

$$A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,10 \quad (9)$$

$$B = (0,62 - 0,23T_{pr})p_{pr} + \left(\frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037 \right) p_{pr}^2 + \frac{0,32p_{pr}^2}{10^E} \quad (10)$$

$$C = 0,132 - 0,32 \log(T_{pr}) \quad (11)$$

$$D = 10^F \quad (12)$$

$$E = 9(T_{pr} - 1) \quad (13)$$

$$F = 0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824T_{pr}^2 \quad (14)$$

Onde,

Z = fator de compressibilidade do gás;

T_{pr} = temperatura pseudo-reduzida;

p_{pr} = pressão pseudo-reduzida.

3.4.6 Fator Volume de Formação

O fator volume de formação do gás é usado para relacionar o volume do gás, medido nas condições do reservatório, com o volume do gás medido nas condições padrões, 60°F e 14,7 psia (AHMED, 2007).

Esta propriedade, segundo MCCAIN (1990), pode ser calculada a partir da relação das equações abaixo:

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}} = \left(\frac{ZRT}{p} \right) \left(\frac{p_{sc}}{Z_{sc}RT_{sc}} \right) = \frac{p_{sc}ZT}{T_{sc}p} \quad (15)$$

Para p_{sc} sendo 1atm ($\cong 14,696$ Psi) e T_{sc} sendo 60°F ($\cong 519,67$ $^{\circ}\text{R}$), a Equação 16 pode ser escrita como:

$$B_g = 0,0282 \frac{ZT}{p} \quad (16)$$

Onde,

B_g = fator volume de formação do gás (ft^3/scf);

V_R, V_{sc} = volume ocupado pelo gás nas condições do reservatório e nas condições padrões, respectivamente (ft^3);

Z, Z_{sc} = fator de compressibilidade do gás nas condições do reservatório e nas condições padrões, respectivamente;

T, T_{sc} = temperatura nas condições do reservatório e nas condições padrões, respectivamente ($^{\circ}\text{R}$);

p, p_{sc} = pressão nas condições do reservatório e nas condições padrões, respectivamente (Psi).

3.4 Previsão do Comportamento do Reservatório na Produção de Gás Natural

A previsão do comportamento do reservatório durante a produção de GN pode ser obtido por meio do balanço de materiais generalizado (BMG).

Uma forma de se expressar o BMG em um reservatório de gás natural pode ser feita a partir do balanço do número de mols de gás.

O número de mols de gás produzidos no reservatório é a diferença entre o número de mols iniciais e o número de mols restantes no reservatório. As equações abaixo foram retiradas de ROSA (2011), onde, a partir do balanço de mols do sistema, utilizando equação de estado dos gases reais (Equação 18), pode-se obter a equação do BMG para um reservatório de gás.

$$n_p = n_i - n \quad (17)$$

$$pV = ZnRT \quad (18)$$

$$n_p = \frac{p_0 G_p}{RT_0} \quad (19)$$

$$n_i = \frac{p_i V_i}{Z_i RT} \quad (20)$$

$$n = \frac{pV}{ZRT} \quad (21)$$

Substituindo as equações 19, 20 e 21, na equação 19, temos:

$$\frac{p}{Z} = \frac{1}{V} \left(\frac{p_i V_i}{Z_i} - \frac{T p_0}{T_0} G_p \right) \quad (22)$$

Onde,

G_p = volume de gás produzido acumulado;

n = número de mols de gás restantes no reservatório;

n_p = número de mols de gás produzidos;

n_i = número de mols de gás iniciais no reservatório;

p = pressão no reservatório;

p_i = pressão inicial do reservatório;

p_0 = pressão nas condições-padrão;

V = volume ocupado pelo gás nas condições do reservatório;

V_i = volume inicial de gás no reservatório;

T = temperatura no reservatório;

T_0 = temperatura nas condições-padrão;

Z = fator de compressibilidade do gás;

Z_i = fator de compressibilidade inicial do gás.

3.5 Análise Econômica

Uma vez que o objetivo desse trabalho é obter o número ótimo de poços para um determinado reservatório de gás natural, foi implementado na modelagem do simulador alguns parâmetros econômicos, responsáveis por auxiliar na identificação do modelo mais rentável, a fim de prever a viabilidade econômica.

Segundo MAGALHÃES (2007), o estudo da viabilidade econômica tem como propósito permitir projetar o potencial real de retorno do investimento. Para isso, alguns indicadores econômicos podem ser empregados, como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

Além destes, o *Payback* descontado também é considerado outro indicador em um estudo de viabilidade econômica (BAPTISTA, 2006).

3.5.1 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido é definido como o somatório dos valores de entrada e saída do fluxo de caixa de um projeto (CASTIÑEIRA, 2008). Esse indicador mostra quanto o fluxo de caixa livre acumulado da projeção total iria valer hoje em dia (SOUZA, 2002).

A equação para obter-se o VPL pode ser feito a partir da equação abaixo (CASTIÑEIRA, 2007).

$$VPL = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+r)^t} \quad (23)$$

Onde,

VPL = valor presente líquido;

FC_i = fluxo de caixa líquido no tempo i;

r = taxa de desconto.

De acordo com MAGALHÃES (2008), dependendo do valor do VPL pode-se obter as seguintes possibilidades:

1. $VPL > 0$. Quanto o VPL for maior que zero, o investimento é economicamente atrativo, uma vez que o valor presente das entradas de caixa é maior que o valor presente das saídas de caixa;
2. $VPL = 0$. Para o VPL igual a zero, o investimento é considerado indiferente, pois os valores de entrada e saída de caixa são iguais;
3. $VPL < 0$. O valor negativo do VPL torna o investimento economicamente não atrativo, pois o valor presente das saídas de caixa é maior que o valor presente das entradas de caixa.

3.5.2 Taxa de Desconto

A taxa de desconto, também conhecida como taxa mínima de atratividade (TMA), é a taxa mínima alcançada pelo investimento para que este seja viável economicamente, ou seja, ela representa a taxa mínima de retorno de capital aceitável para que um projeto seja implementado (OLIVEIRA 2008).

Essa taxa leva em consideração custo de oportunidade, o risco do negócio e a liquidez.

3.5.3 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno é a taxa de juros que iguala, em um específico período de tempo, o valor presente das entradas com o das saídas previstas de caixa (NETO, 2003). Assim, a TIR representa uma taxa que torna o VPL nulo.

De acordo com OLIVEIRA (2008), pode obter numericamente o valor da TIR por meio da equação abaixo:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^t} \quad (24)$$

Onde,

FC_i = fluxo de caixa líquido no tempo i ;

TIR = taxa interna de retorno;

C = investimento inicial.

A partir da taxa interna de retorno pode-se identificar quanto um investimento é capaz de render em determinado tempo (BILHAR, 2013).

O uso da TIR permite então comparar a rentabilidade do processo com outros tipos de investimentos.

3.5.4 Payback Descontado

Em uma análise de investimento, o *payback* descontado indica o período necessário para que possa ser retornado o dinheiro que foi investido no projeto, representando o início do ganho de capital (OLIVEIRA, 2008).

Os ganhos de capital, mencionado por OLIVEIRA (2008), tem início quando o valor presente líquido do projeto ele se torna positivo, assim pode-se afirmar que o *payback* descontado é o tempo necessário para que o VPL seja nulo.

3.5.5 Índice de Lucratividade

Índice de lucratividade, ou R/D, é um método utilizado para avaliar a relação entre o valor presentes dos fluxos de caixa gerados e o valor presentes das saídas de caixa, que basicamente é o custo inicial do projeto (RODRIGUES, 2014).

$$R/D = \frac{VP_{entrada}}{Custo\ Inicial\ do\ Projeto} \quad (25)$$

Onde,

R/D = Índice de lucratividade;

$VP_{entrada}$ = valor presente de caixa.

4 MODELAGEM DO SIMULADOR

Essa parte do trabalho concerne na explicação da metodologia utilizada no desenvolvimento do simulador, utilizando as ferramentas disponíveis no *Microsoft Excel*.

4.1 Dados do Reservatório

Os dados utilizados para representar as propriedades do reservatório de gás natural no simulador foram retirados de ECONOMIDES (1994), Tabela 4, adaptados pelo autor para corresponder às características do modelo de produção. O reservatório tem sua produção *onshore*, ou seja, em terra.

Tabela 4 – Propriedades do reservatório utilizadas no simulador.

Propriedade	Unidade	Valor
Pressão inicial	Psi	7000
Temperatura inicial	°F	180
Densidade do gás	-	0,65
Viscosidade	Cp	0,0244
Saturação do gás	-	0,73
Saturação da água	-	0,27
Raio do poço	Ft	0,328
Espessura do reservatório	Ft	78
Área	Acre	1200
Porosidade	-	0,15
Permeabilidade	Md	5

Fonte: Adaptado de ECONOMIDES (1994).

4.2 Regime de Fluxo

Visando a simplificação do projeto, foi implementado no simulador o regime de fluxo constante para cada período determinado, para que fosse possível considerar que a pressão ao longo do reservatório permanecesse constante, independente da posição, e que a densidade do gás não variasse ao longo do reservatório.

4.3 Modelo de Produção do Poço

O modelo de produção do poço (MPP) é dado pelas pressões máxima e mínima de produção, onde a vazão do poço é nula para uma pressão no reservatório menor que a pressão mínima do MPP e máxima quando a pressão no reservatório for superior a pressão máxima do MPP.

A tabela abaixo representa os valores do MPP que foram implementados no *software*:

Tabela 5 – Modelo de produção do poço utilizado no simulador.

Pressão mínima de fundo de Poço = 1.000 Psi		
Vazão mínima de Produção, Q_{\min}	0	MMscf/d
Pressão máxima de fundo de Poço = 6.500 Psi		
Vazão máxima de produção, Q_{\max}	8,0	MMscf/d

Fonte: Autor.

Assim, para um reservatório de pressão superior a 6500 Psi, a vazão de produção será 8 MMscf/d, enquanto que, para uma pressão de reservatório inferior a 1000 Psi, o poço não irá operar.

Quando a pressão do reservatório estiver entre os limites estabelecidos pelo MPP, o cálculo da vazão é feito pelo *software* por meio da interpolação dos valores da curva de produção com a pressão no reservatório, como mostra a equação abaixo:

$$Q = \frac{Q_{\max}(p - p_{\min})}{p_{\max} - p_{\min}} \quad (26)$$

4.5 Levantamento de Indicadores de Custos e Receita

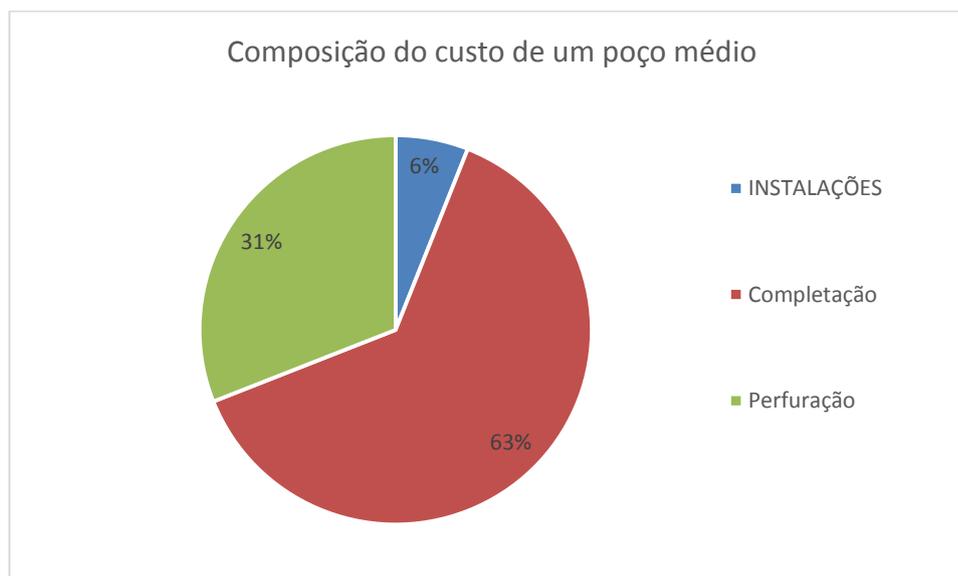
Uma vez que o propósito do simulador é obter o número ótimo de poços, é necessário conhecer os custos envolvidos na vida de um poço, tanto os seus custos fixos de implementação inicial (CAPEX) como seus custos adicionais, a fim de manter o poço operando funcionalmente (OPEX). Além dos custos, também foi determinado o preço do gás utilizado no simulador, uma vez que este é responsável direito pela geração de receita ao modelo.

Os dados utilizados nessa parte do projeto foram de algumas regiões nos Estados Unidos – *Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Midland e Delaware* – onde há a produção de gás natural *onshore*. Dados retirados de EIA (2016).

4.5.1 CAPEX

Segundo EIA (2016), os custos de implementação de um poço *onshore* de gás natural pode variar de US\$4.900.000,00 a US\$8.300.000,00 dólares, dos quais em média 63% desse custo está relacionado aos custos com a completação do poço, 31% dos custos de perfuração do poço e 6% com o custo relacionado relacionados a instalações, como mostra o Gráfico 4.

Gráfico 4 – Custo composicional médio de um poço onshore de gás natural.



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

A partir da composição dos custos do poço, foi definido no projeto os seguintes custos de CAPEX:

Tabela 6 – Valores do CAPEX para o poço adotado no simulador.

CAPEX do Poço : US\$ 7.000.000,00	
Custo com a perfuração do poço	US\$ 2.170.000,00
Custo com a completação do poço	US\$ 4.410.000,00
Custo com as instalações do poço	US\$ 420.000,00

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

Além do CAPEX do poço, também há outro custo inicial de investimento, que é o custo das instalações gerais. Para esses custos foi adotado o valor de US\$ 11.000.000,00.

4.5.2 OPEX

Para os custos relacionados ao aluguel de equipamentos, os custos de capacidade, os custos administrativos e os custos de manutenção, incluindo os custos extras adicionais, que correspondem ao custo do OPEX, foram utilizados os seguintes valores na planilha eletrônica, baseado nos custos médios dos reservatórios presente no relatório do EIA (2016).

Tabela 7 – Custos do OPEX para um poço adotado no simulador.

OPEX do Poço		
Aluguel de equipamentos	2,5	US\$/boe
Custo da capacidade	0,45	US\$/Mscf
Custos administrativos	1,50	US\$/boe
Custos de manutenção e extras	40.000,00	US\$/poço/mês

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

Segundo a Tabela 7, os custos de OPEX em sua maioria estão relacionados em resposta ao volume de gás produzido, seja em barril de óleo equivalente ou em pés cúbicos, pois são dados estatísticos extraídos do relatório da EIA. Assim, foi implementado o valor de 40.000,00 dólares mensal para cada poço, baseado nos custos de manutenção e custos extras.

4.5.3 Preço do Gás Natural

Toda receita proveniente de um reservatório de gás natural seco é dada pelo produto do volume gás produzido com o valor no mercado do gás natural.

Para implementar no simulador o valor do preço de gás natural, utilizou-se o histórico do valor do gás compreendido entre abril de 2015 a julho de 2016.

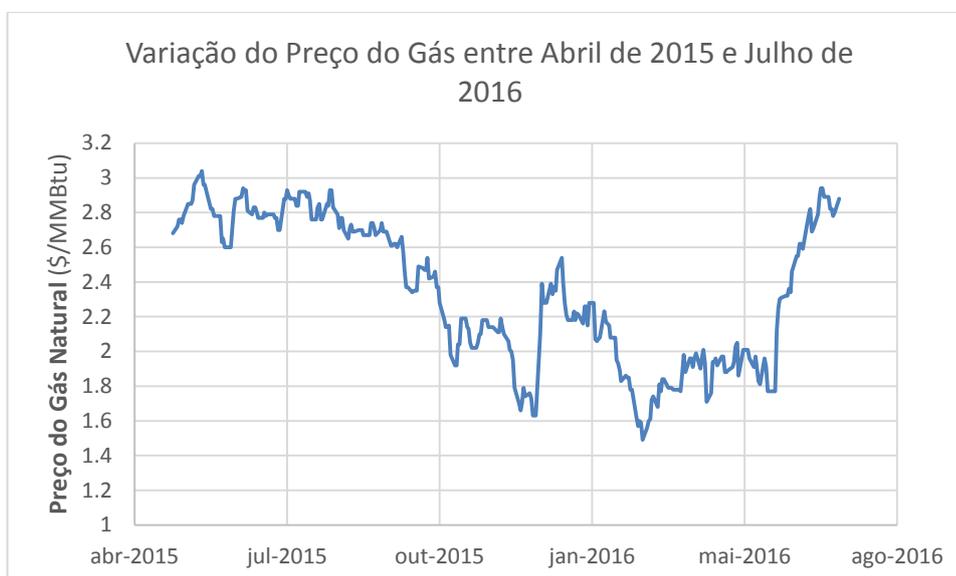
A partir do Gráfico 5, utilizou-se o valor do gás como sendo 2,60 US\$/MMBtu. Para converter o preço do gás em forma de energia para volume de gás produzido, foi usada a conversão dada pela Tabela 8.

Tabela 8 – Conversão do preço do gás natural.

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

Fonte: Adaptado de EIA (2016).

Gráfico 5 – Histórico do preço do gás natural entre abril de 2015 e julho de 2016.



Fonte: Adaptado de EIA (2016).

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base na metodologia discutida na seção anterior, o modelo para a previsão do número ótimo de poços produtores para o reservatório de gás natural seco foi implementado na planilha do *Excel*. Os dados de *Input* do *software* são:

- ✚ Pressão inicial do reservatório = 7.000,0 Psi;
- ✚ Temperatura inicial do reservatório = 639,67 °R;
- ✚ Densidade do gás = 0,65;
- ✚ Viscosidade do gás = 0,0244 Cp;
- ✚ Saturação do gás = 0,73;
- ✚ Espessura do reservatório = 78,0 Ft;
- ✚ Porosidade do reservatório = 0,15;
- ✚ Área do reservatório = 1200 Acre;
- ✚ Permeabilidade do reservatório = 5,0 Md;
- ✚ Pressão mínima de produção do poço = 1.000,00 psi;
- ✚ Pressão máxima de produção do poço = 6.500,00 psi;
- ✚ Vazão máxima de produção do poço = 8 MMscf/dia;
- ✚ Custo do poço = US\$ 7.000.000,00;
- ✚ Custo de instalações gerais = US\$ 11.000.000,00;
- ✚ Custo com o aluguel de equipamentos = US\$ 431,14 por MMscf;
- ✚ Custo com capacidade (transporte e processos primário) = US\$ 450,00 por MMscf;
- ✚ Custos administrativos = US\$ 259,00 por MMscf;
- ✚ Custos fixos = US\$ 40.000,00 por poço ao mês;
- ✚ Taxa de desconto do projeto = 15% a.a.

Assim, a partir dos dados de entrada do projeto no programa, foi simulado para 10 cenários diferentes, variando o número de poços, a fim de obter o comportamento da produção e a viabilidade econômica.

5.1 Resultados da Análise Econômica

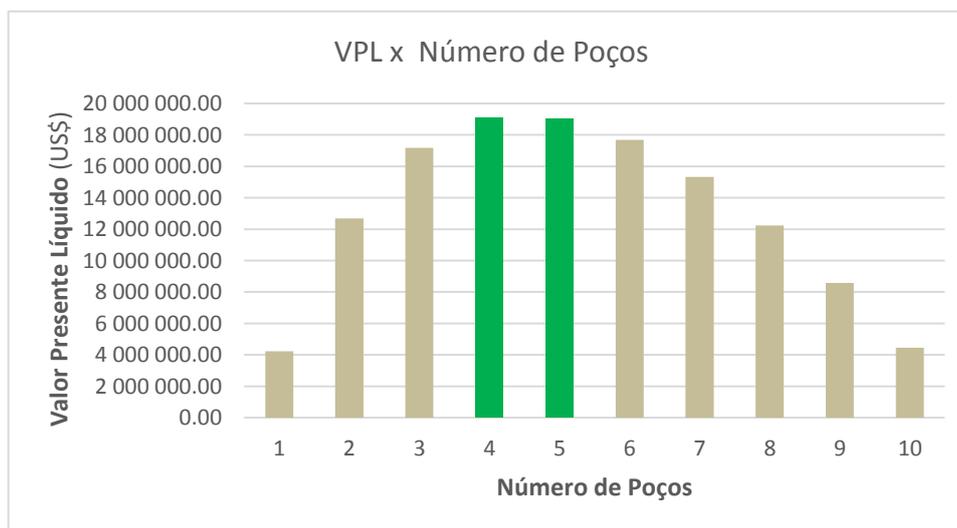
A Tabela 9 mostra os valores de saída da simulação (*OUTPUT*), baseados na quantidade de poços produtores e os índices econômicos para cada projeto.

Tabela 9 – Dados da análise econômica de saída do simulador.

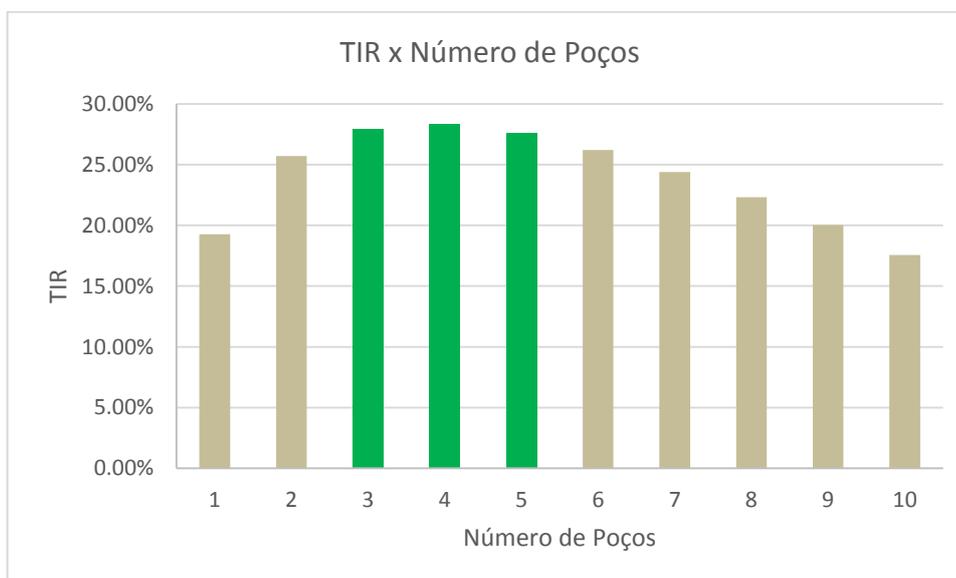
Número de Poços	Valor Presente Líquido (US\$)	Tempo (anos)	TIR %	R/D	Payback (anos)
1	4.239.022,15	> 50	19,26%	1,23	9,02
2	12.673.400,46	> 50	25,70%	1,49	5,02
3	17.173.101,90	35	27,95%	1,51	4,04
4	19.091.075,87	26	28,34%	1,47	3,17
5	19.043.130,66	20	27,58%	1,39	3,14
6	17.671.418,69	17	26,20%	1,32	3,12
7	15.319.207,51	14	24,40%	1,24	3,12
8	12.227.479,83	12	22,32%	1,17	4,01
9	8.570.435,83	11	20,03%	1,11	4,03
10	4.453.793,52	10	17,57%	1,05	5,01

Fonte: Autor.

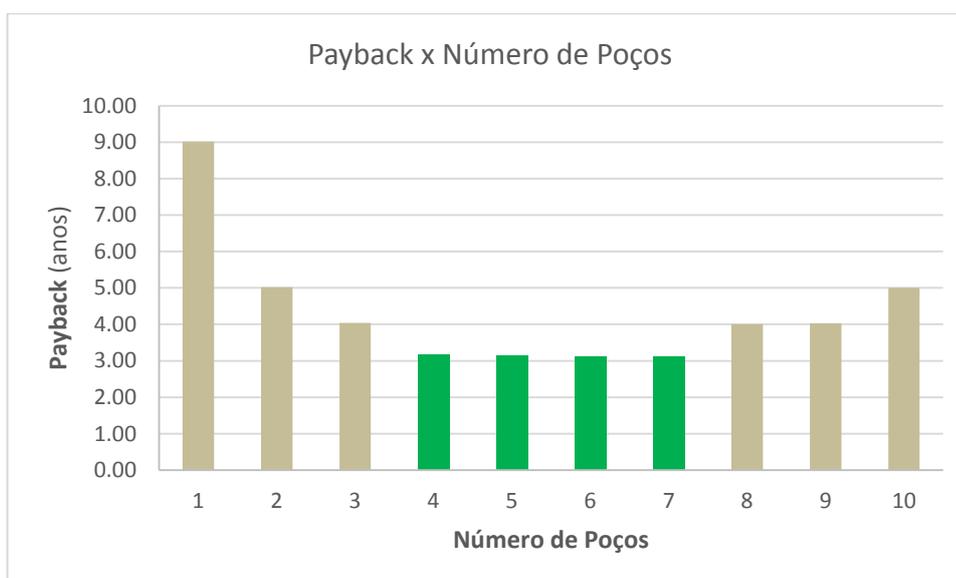
Gráfico 6 – Valor presente líquido ótimo para projeto.



Fonte: Autor.

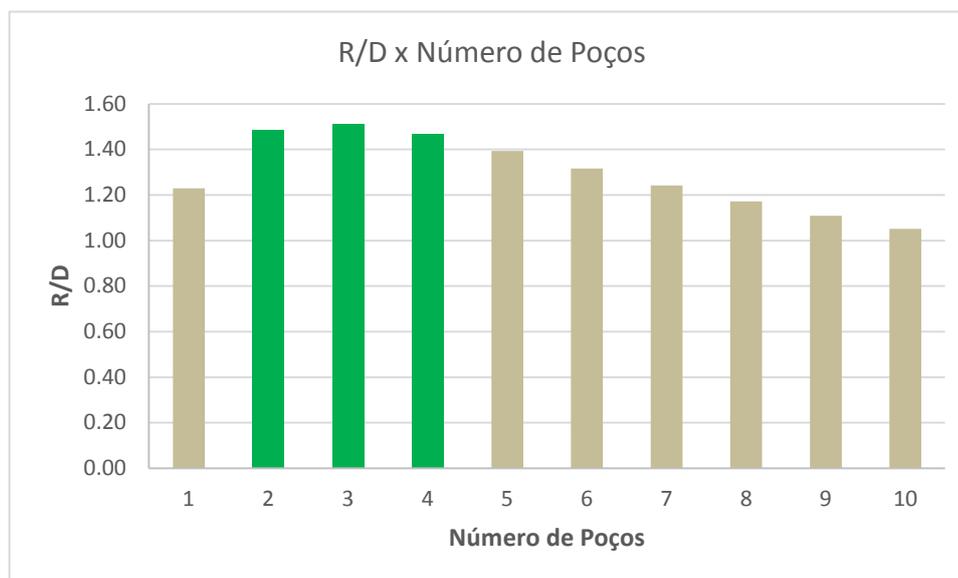
Gráfico 7 – Taxa interna de retorno ótimo para cada projeto.

Fonte: Autor.

Gráfico 8 – Payback em anos para cada projeto.

Fonte: Autor.

Para determinar o número ótimo de poços para a produção do reservatório de gás seco utilizado nesse trabalho, foi realizada uma análise nos indicadores econômicos obtidos pelo simulador. Como já mencionado ao longo do trabalho, o valor presente líquido, a taxa interna de retorno e o payback descontado são os principais fatores a serem analisados com o intuito de viabilizar economicamente o projeto, além do índice de lucratividade (R/D).

Gráfico 9 – Índice de lucratividade ótimo para cada projeto.

Fonte: Autor.

Analisando primeiro o VPL, entende-se que não há lucratividade em um projeto quando o valor final deste for inferior a zero. Assim nas condições propostas pelo trabalho, percebe-se que, a partir dos resultados da simulação na produção de gás para até 10 poços, todos apresentam lucro positivo final. Porém, percebe-se que o VPL máximo é obtido com quatro poços, com lucro presente líquido de US\$ 19.091.075,87.

Em relação a taxa interna de retorno, nota-se também que, para todos os poços analisados, houve um retorno de juros superior à taxa de desconto utilizada no simulador, que foi de 15% ao ano. Todavia, obteve-se o valor máximo da TIR no projeto com quatro poços, com valor de 28,34%.

O terceiro índice econômico a ser analisado é o payback descontado. Basicamente, quase todos os poços terão seu investimento retornado com um período de tempo inferior a cinco anos, menos o projeto com apenas um poço, onde o retorno deste levará mais de nove anos.

A respeito do índice de lucratividade, segundo os resultados obtidos pelo simulador, os projetos com dois, três e quatro poços foram os que obtiveram melhor resultados, com R/D superior a 1.4.

A partir dos resultados obtidos nas planilhas eletrônicas, o simulador identificou que o projeto com melhores resultados foi o projeto com quatro poços, devido o maior VPL e maior TIR. Entretanto, tem-se que ter em mente que esse resultado não implicará na escolha obrigatória do projeto com quatro poços, pois existem algumas outras variáveis que não foram exploradas na programação.

Dentre essas variáveis, pode-se mencionar que não foi implementado no programa a área disponível para a construção dos poços, o valor do gás natural foi tido como constante ao longo dos anos e os valores utilizados no modelo econômico do projeto são dados estatísticos, ou seja, não são valores reais às condições do tipo do reservatório do modelo estudado. Deve-se levar em consideração, também, que os custos analisados são de produção, não tendo sido considerados os custos de exploração e de fechamento do poço.

Porém, o simulador oferece uma estimativa de análise econômica viável, uma vez que, mesmo que os valores sejam estatísticos, foi possível obter um comportamento da viabilidade econômica do projeto condizente.

Uma vez que o simulador foi desenvolvido utilizando as planilhas eletrônicas do *Excel*, podem-se incrementar outras variáveis econômicas para futuros trabalhos.

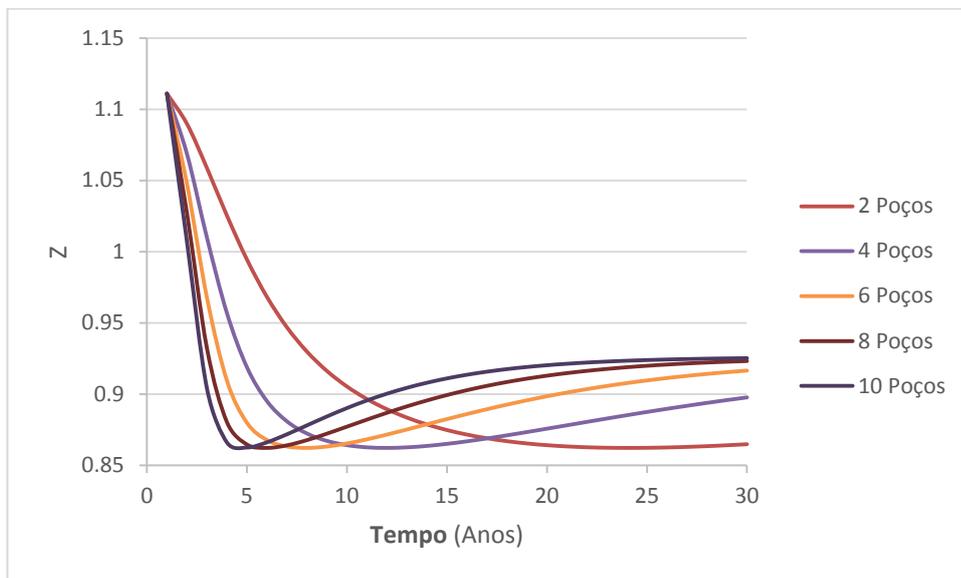
5.2 Resultados do Comportamento no Reservatório durante a Produção

Em relação ao comportamento durante a produção de gás natural no reservatório adotado, por meio do BMG, do MPP e do tipo de regime de fluxo, os principais resultados obtidos na simulação estão expressos pelos Gráficos 10, 11, 12, 13 e 14.

Foi analisado o comportamento do reservatório para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços em um período de tempo de 30 anos.

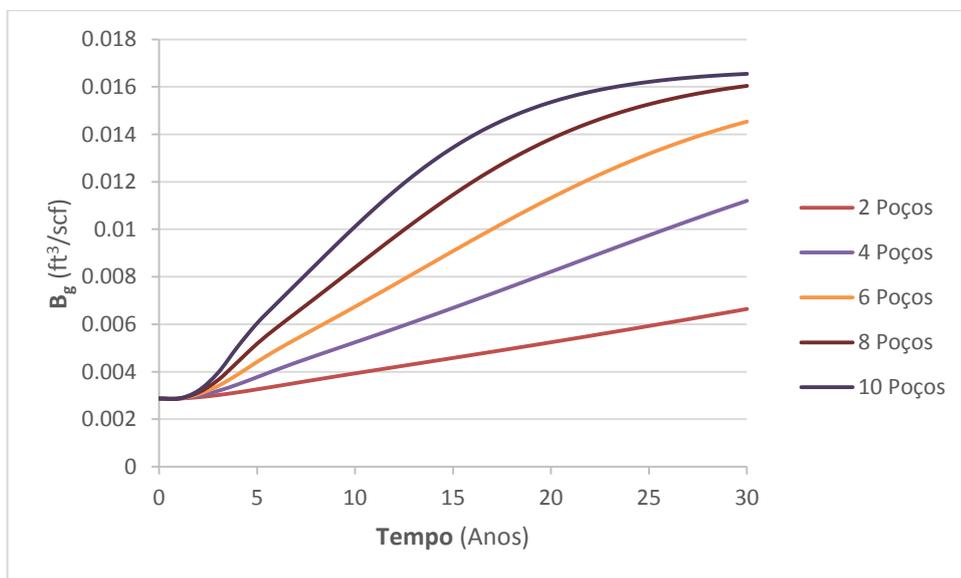
Assim, a partir das análises dos gráficos, percebe-se que os comportamentos das propriedades simuladas durante a produção no reservatório estão de acordo com o esperado.

Gráfico 10 – Compressibilidade do gás para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.

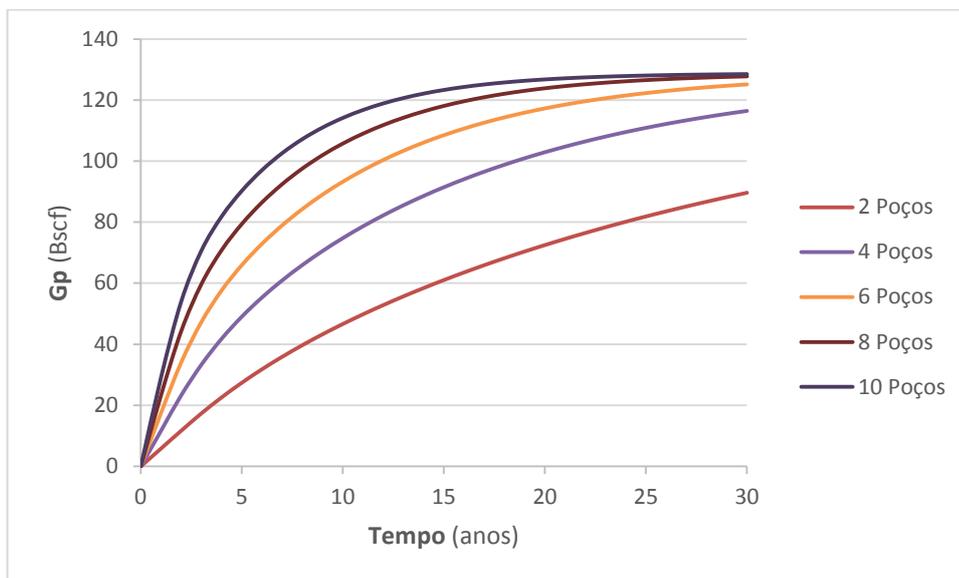


Fonte: Autor.

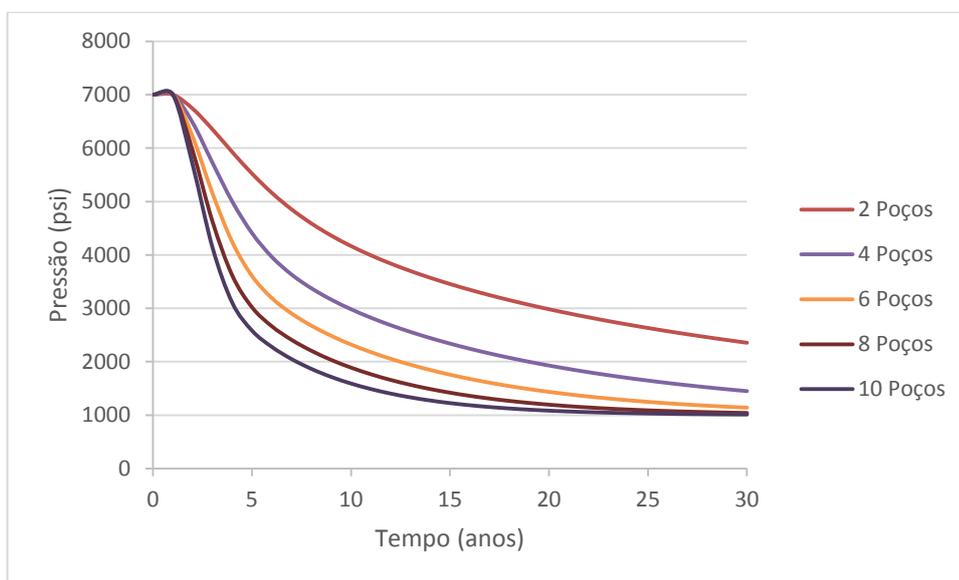
Gráfico 11 – Fator volume de formação do gás para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.



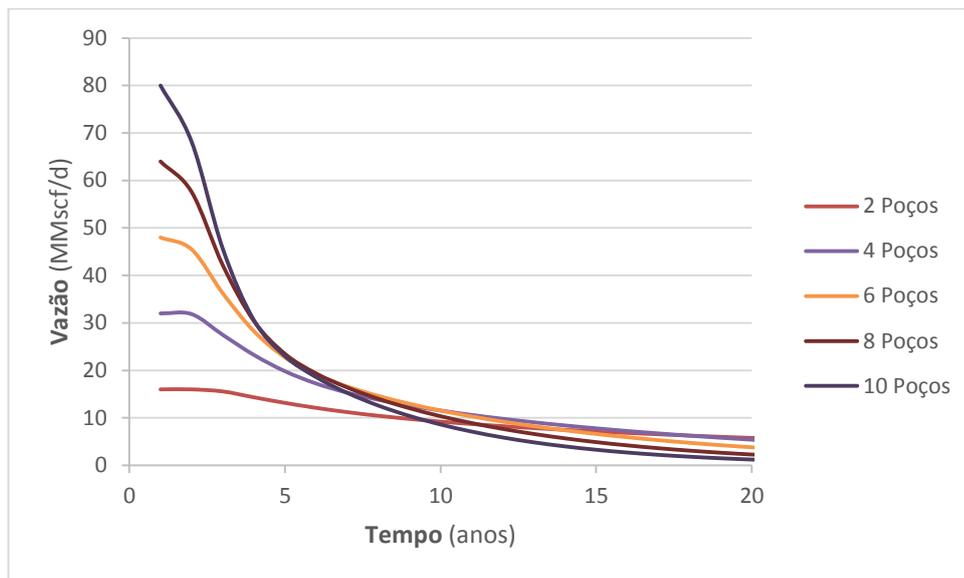
Fonte: Autor.

Gráfico 12 – Volume de gás produzido para os projetos com 2,4,6,8 e 10 poços simulados.

Fonte: Autor.

Gráfico 13 – Pressão no reservatório durante a produção de gás para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.

Fonte: Autor.

Gráfico 14 – Vazão de gás produzido para os projetos com 2, 4, 6, 8 e 10 poços simulados.

Fonte: Autor.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao final desse trabalho pode-se observar que, mesmo com um modelo simplista, foi possível fazer a análise econômica do número ótimo de poços para um reservatório de gás seco, por meio do simulador desenvolvido que fez a previsão do comportamento da produção.

Para o reservatório utilizado de gás natural seco, foi simulado que com 4 poços pode-se obter o valor presente líquido máximo (US\$ 19.091.075,87), nas condições econômicas propostas, em um tempo de 26 anos de produção. Esse resultado, porém, não descarta a possibilidade do uso de quatro ou seis poços, visto que estes também obtiveram resultados semelhantes, como mostra a Tabela 10.

Tabela 10 – Comparação entre os valores obtidos na simulação utilizando 4, 5 e 6 poços.

Número de Poços	Valor Presente Líquido (US\$)	Tempo (anos)	TIR (%)	R/D	Payback (anos)
4	19.091.075,87	26	28,34%	1,47	3,17
5	19.043.130,66	20	27,58%	1,39	3,14
6	17.671.418,69	17	26,20%	1,32	3,12

Fonte: Autor.

Sobre o simulador desenvolvido nesse trabalho, o seu uso tem que respeitar certas restrições, para que este possa determinar o número ótimo de poços produtores na produção de gás natural, tais como:

- ✚ O reservatório tem que ser de gás seco;
- ✚ A produção deverá ser *onshore*;
- ✚ O regime de fluxo deverá ser estável;
- ✚ A recuperação deverá ser primária, ou seja, a produção do gás deverá ser realizada utilizando apenas a energia do reservatório.

REFERÊNCIAS

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2015**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: jun. 2016.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - **Portaria Nº 009 de 21 de Janeiro de 2000**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: jun. 2016.

AHMED, T. **Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling**. Gulf Publishing Company. Houston, Texas, 2007.

AMUI, S. **Petróleo e Gás Natural para Executivos: Exploração de Áreas, Perfuração e Completação de Poços e Produto de Hidrocarbonetos**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2010.

BAPTISTA, A. S. C. **Análise da Viabilidade Econômica da Utilização de Aquecedores Solares de Água em Resorts no Nordeste do Brasil**. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2006.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**. Tese (Mestrado Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Natal, 2005.

BEGGS, D. H. U., BRILL J. P. U. **A study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes**. J Pet Technol 25:607–617, 1973.

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.

BP. **Statistical review of world energy 2016**. Disponível em <bp.com/statisticalreview>. Acesso em: jun. 2016.

BRITTO, M. P. T. **Desenvolvimento na Indústria de Gás Natural no Brasil: Estratégia Empresarial e seus Desafios**. Tese (Mestrado em Ciências da Engenharia de Produção) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2002.

CAVALCANTE, F. **Análise de Projetos de Investimento**. Cavalcante & Associados, ano I, n. 8, 1998

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.

DAWE, R. A., THOMAS, S. **Review of Ways to Transport Natural Gas Energy from Countries Which Do Not Need the Gas for Domestic Use.** Trinidad and Tobago: Elsevier Ltd. Volume 28, 2003.

ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C. **Petroleum Production System.** Prentice Hall Petroleum Engineering Series, ISBN 0-13-65683-X, 1994.

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: jun. 2016.

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

IOREZI, M., HEDLUND, K., GRAEPIN C., SILVA, T. C. N., AZEVEDO, F. C. G., KEMERICH, P. D. C. **Gás Natural: Potencialidades de Utilização no Brasil.** Rev. Elet. em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental (e-ISSN: 2236-1170), 2013.

GUO, B., GHALAMBOR, A. **Natural Gas Engineering Handbook.** Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2005.

LEE, A. L., GONZALEZ, M. H., and EAKIN, B. E. **The Viscosity of Natural Gases.** J Pet Technol 18 (8): 997–1000. SPE-1340-PA, 1966.

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.

MARANHÃO, R. **A importância do gás natural.** Rio de Janeiro. IE-UFRJ, IFES nº 1.367, 16 de junho de 2004.

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

MOKHATAB, S., POE, W. A., SPEIGHT, J. G. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing.** Gulf Publishing Company, ISBN: 978-0-7506-7776-9, 2006.

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

NOBREGA, G. A. S. **Determinação do teor de umidade do gás natural usando um dispositivo com adsorção**. Monografia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Natal, 2001.

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.

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**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2011.

SAWAKI, M. T. **Intervalo de Confiança para a Apreciação de Reservas de Óleo e Gás**. Tese (Mestrado em Engenharia de Produção), PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2003.

SILVA FILHO, L. F. **Avaliação e Modelagem da Absorção de H₂S do Gás Natural em Coluna de Leite Estagnado**. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). Natal, 2013.

SPEIGHT, J. G. **Natural Gas: A Basic Handbook**. Gulf Publishing Company, ISBN-13: 978-1933762142, 2007.

Souza, L. P. **Estudo sobre a Tomada de Decisão em Projetos de Rejuvenescimento de Campos Petrolíferos Maduros**. Tese (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2002.

SUTTON, R. P. **Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases**. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, USA, 22-26 September. SPE-14265-MS, 1985.