

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN  
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT  
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A INJEÇÃO DE ÁGUA E DE GÁS  
EM UM RESERVATÓRIO COM ÓLEO LEVE.**

**Ciro Rodolfo Santos Silva**

**Orientadores:** Prof. Dr. Wilson da Mata  
Prof. Dr<sup>a</sup>. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

**Natal/RN, Junho de 2012**

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A INJEÇÃO DE ÁGUA E DE GÁS  
EM UM RESERVATÓRIO COM ÓLEO LEVE.**

**Ciro Rodolfo Santos Silva**

**Natal/RN, Junho de 2012**

**Ciro Rodolfo Santos Silva**

**Estudo Comparativo entre a Injeção de Água e de Gás em um Reservatório com Óleo Leve.**

*Este trabalho corresponde ao Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte*

Aprovado em \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2012

---

Prof. Dr. Wilson da Mata

Orientador – UFRN

---

Prof. Dr<sup>a</sup>. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Orientador – UFRN

---

Prof. Ph. D. Tarcílio Viana Dutra Junior

Membro Interno – UFRN

---

Prof. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Membro Interno – UFRN

## **Dedicatória**

*Dedico não só este trabalho, mas todas as minhas conquistas a minha mãe Valdemir, meu pai, Francisco, minha esposa Danielle, e por fim a minha filhinha Ana Cecília, esta vitória foi por ela.*

## **Agradecimentos**

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus por ter me dado a graça de mais essa vitória.

A minha família que foi formada há pouco tempo, minha esposa, Danielle, e minha filha, Ana Cecília, por fazerem parte dessa nova etapa da minha vida.

A meus pais Francisco e Valdemir por todo o apoio e carinho em todas as horas. As bases da minha vida.

A todos os participantes do Projeto, “Desenvolvimento de uma Tecnologia para controle de velocidade em PIG’s”, o Prof. Dr. André Laurindo Maitelli, Prof. Dr. Andres Ortiz Salazar, aos bolsistas Paulo e Cinthia, pelo companheirismo e empenho.

Ao Prof. Marcos Alysson Felipe Rodrigues, por toda dedicação e apoio que sempre foi em concedido, sem ele talvez não tivesse conseguido realizar este trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Wilson da Mata por me guiar sempre para o caminho certo com toda sua sabedoria.

A minha orientadora Prof. Dr<sup>a</sup>. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli, por toda dedicação, empenho e apoio dado, neste momento tão significativo em minha vida.

A Prof. Dr<sup>a</sup>. Jennys Lourdes pelo conhecimento e apoio cedido em todo este trabalho.

A ANP e ao PRH por todo apoio financeiro dado para o desenvolvimento deste trabalho.

## Resumo

Nos dias atuais, com a alta produção de petróleo todas as atenções estão voltadas para a fonte de energia mais utilizada no mundo. Com a descoberta de novos campos, novas reservas petrolíferas imensas, as indústrias investem em técnicas para o melhor aproveitamento dessas reservas. Este trabalho faz uma comparação entre dois métodos de recuperação suplementar, injeção de água e injeção de gás em um reservatório com um óleo considerado leve e presença de um aquífero, objetivando avaliar qual dos métodos oferece melhor eficiência com o melhor retorno financeiro possível. O modelo do reservatório estudado foi desenvolvido utilizando um simulador numérico do tipo *Black-oil*, levando em consideração as heterogeneidades presentes nos reservatórios reais. Com um tempo total de projeto de 40 anos observou-se uma produção primária que foi proporcionada aos mecanismos de produção de influxo de água e gás em solução, a vazão de produção caiu rapidamente, e fração recuperada de óleo baixa. Três projetos são apresentados, um com injeção de água, outro com injeção de gás, e outro intercalando injeção de água e gás, todos estes em um esquema de injeção periférica. Os resultados foram obtidos por simulação numérica e as alternativas são comparadas economicamente pelo critério do valor presente líquido (VPL). Ao final de 35 anos de recuperação suplementar a injeção de gás mostrou-se ser o esquema mais atrativo, pois teve o maior valor de VPL, em torno de 190 milhões de dólares para um projeto de preço fixo do barril de petróleo em 70 dólares. Juntamente com grandes produções de gás também surgem problemas como corrosão que é causada por um gás, considerado como contaminante, o gás sulfídrico, pois tem as características de ser altamente corrosivo e tóxico. Os dutos que fazem o transporte desse gás sofrem com os desgastes. Para avaliação desses dutos é necessário que se faça a passagem de um instrumento denominado PIG, que fará a análise da integridade da tubulação, guarda essas informações em uma memória para uma avaliação posterior. Em alguns casos o PIG que se movimenta através do diferencial de pressão existente, desenvolve altas velocidades o que prejudica na captura dos dados. Portanto no presente trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta para controle de velocidade para PIG's. Através de uma válvula *by-pass* é possível controlar o diferencial de pressão a montante e a jusante do PIG, o que interferia diretamente na velocidade do mesmo.

Palavras-chave: Simulação numérica, Injeção de Água, Injeção de Gás, Análise Econômica, Controle de velocidade e PIG.

## Abstract

Nowadays, with high oil production all attention is focused on the most used energy source in the world. With the discovery of new fields, huge new oil reserves, invest in technical industries for better utilization of these reserves. This paper makes a comparison between two methods of recovering additional water injection and gas injection into an oil reservoir with a mild condition and the presence of an aquifer, to evaluate which method provides better efficiency with the best financial return possible. The studied reservoir model was developed using a numerical simulator of the Black-oil type, taking into account the heterogeneity present in real reservoirs. With a total project time of 40 years there has been a primary production that was provided to the mechanisms of production of water inflow and gas in solution, the flow of production falls down rapidly, and low oil fraction recovered. Presented are three projects, one with water injection, gas injection to another, and another alternating water and gas injection, All These peripheral injection in the scheme. The results were obtained by numerical simulation and Economic alternatives are compared by the Criterion of net present value (NPV). At the end of 35 years to recover additional gas injection was shown to be the scheme more attractive, because it had the highest NPV, around 190 million dollars to design a fixed price per barrel of oil at \$ 70. Along with high yields gas also arise problems such as corrosion which is caused by a gas, considered as a contaminant, hydrogen sulfide, it has the characteristics of being highly corrosive and toxic. The products that make transporting this gas suffer from wear. To evaluate these pipelines is necessary to make the passage of an instrument called PIG, which will analyze the integrity of the pipe, keep this information in a memory for subsequent evaluation. In some cases the PIG moving through the pressure differential existing develops high speeds which affect the capture of data. Therefore in the present work is to develop a tool to control speed to PIG. Through a by-pass valve is possible to control the pressure differential upstream and downstream of the PIG, which interfere directly in the same speed.

**Keywords:** Numerical simulation, Water Injection, Gas Injection, Economic Analysis, Speed Control and PIG.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Esquema de Injeção periférica. ....                                       | 8  |
| Figura 2: Fluxo de caixa gráfico.....                                               | 10 |
| Figura 3: Imagem estrutural de topo do campo 2TCC2012.1. ....                       | 13 |
| Figura 4: Visão 3D do reservatório no simulador. ....                               | 14 |
| Figura 5: Curvas de Permeabilidade relativa versus Saturação de água. ....          | 15 |
| Figura 6: Gráfico da $K_r$ versus Saturação de Líquidos. ....                       | 16 |
| Figura 7: Gráfico do $R_s$ e $B_o$ versus Pressão. ....                             | 16 |
| Figura 8: Gráfico da Viscosidade versus Pressão.....                                | 17 |
| Figura 9: Modelo do esquema de injeção e produção para injeção de água. ....        | 19 |
| Figura 10: Modelo do esquema de injeção e produção para injeção de gás.....         | 19 |
| Figura 11: Gráfico do BSW em função do tempo, para o modelo Modificado 01. ....     | 20 |
| Figura 12: Gráfico do Acumulativo de Óleo x Tempo.....                              | 21 |
| Figura 13: Vazão de Óleo x Tempo.....                                               | 22 |
| Figura 14: Gráfico do Acumulativo de Gás x Tempo. ....                              | 23 |
| Figura 15: Vazão de Gás x Tempo. ....                                               | 24 |
| Figura 16: Gráfico do Acumulativo de Água Produzido x Tempo. ....                   | 25 |
| Figura 17: Vazão de Água x Tempo.....                                               | 25 |
| Figura 18: Forma do corpo do PIG dentro do duto. ....                               | 29 |
| Figura 19: Balanço de forças que atuam no PIG. ....                                 | 30 |
| Figura 20: Geometria da válvula de by-pass. ....                                    | 33 |
| Figura 21: Modelo da Malha para o Caso C1.....                                      | 34 |
| Figura 22: Definição das condições de contorno.....                                 | 35 |
| Figura 23: Velocidade x Tempo para o caso 1. ....                                   | 38 |
| Figura 24 Layout do duto para o caso 2. ....                                        | 38 |
| Figura 25: Velocidade x Tempo para o caso 2. ....                                   | 39 |
| Figura 26: Perfil de velocidade desenvolvido através da válvula para o caso C2..... | 40 |
| Figura 27: Perfil de Pressão através da válvula para o caso C2. ....                | 41 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1: Modelos Utilizados para simulação.....                         | 18 |
| Tabela 2: Características da Simulação. ....                             | 23 |
| Tabela 3: Definição de custos/benefícios e seus respectivos valores..... | 26 |
| Tabela 4: Valores de VPL para todos os projetos. ....                    | 27 |
| Tabela 5: Dados da simulação no MATLAB. ....                             | 31 |
| Tabela 6: Comparação entre abordagens.....                               | 33 |
| Tabela 7: Descrição dos parâmetros das malhas. ....                      | 34 |
| Tabela 8: Equações utilizadas para resolução do problema. ....           | 36 |
| Tabela 9 Número máximo de interações para todos os casos. ....           | 40 |
| Tabela 10: Queda de pressão para todos os casos. ....                    | 41 |

## SUMÁRIO

|                                                |           |
|------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Introdução.....</b>                      | <b>1</b>  |
| 1.1 Controle de velocidade em PIG's .....      | 2         |
| 1.2 Objetivo .....                             | 2         |
| 1.3 Estrutura .....                            | 3         |
| <b>2. Aspectos Teóricos .....</b>              | <b>4</b>  |
| 2.1 Petróleo e rocha-reservatório.....         | 4         |
| 2.2 Mecanismos de produção de petróleo .....   | 4         |
| 2.3 Métodos de recuperação de petróleo .....   | 5         |
| 2.3.1 Fluidos Injetados.....                   | 6         |
| 2.3.2 Injeção de água .....                    | 6         |
| 2.3.3 Injeção de gás.....                      | 7         |
| 2.4 Padrões de Injeção .....                   | 8         |
| 2.4.1 Injeção Periférica .....                 | 8         |
| 2.5 Simulação Numérica de reservatórios .....  | 9         |
| 2.6 Conceitos de Análise econômica.....        | 9         |
| 2.6.1 Fluxo de caixa.....                      | 9         |
| 2.6.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA) .....  | 10        |
| 2.6.3 Valor Presente Líquido (VPL).....        | 11        |
| <b>3. Modelagem do Processo.....</b>           | <b>12</b> |
| 3.1 Modelo físico.....                         | 12        |
| 3.1.1 Propriedades da rocha reservatório ..... | 14        |
| 3.1.2 Propriedade dos fluidos .....            | 15        |
| 3.1.3 Características Operacionais.....        | 17        |
| 3.2 Metodologia do trabalho.....               | 18        |
| 3.2.1 Descrição do estudo .....                | 18        |

|                                                                              |    |
|------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>4. Análise dos Resultados</b>                                             | 21 |
| 4.1 Análises das Simulações                                                  | 21 |
| 4.2 Análise Financeira                                                       | 26 |
| <b>5. Controle de velocidade para PIG's</b>                                  | 28 |
| 5.1 Introdução                                                               | 28 |
| 5.2 Metodologia e Modelagem                                                  | 28 |
| 5.2.1 Modelo Físico e Simulação do Controle de Velocidade                    | 29 |
| 5.2.2 Simulação do fluxo através da válvula                                  | 31 |
| 5.2.1.1 CFD ( <i>Computer Fluid Dynamics</i> – Fluidodinâmica Computacional) | 32 |
| 5.2.1.2 Geometria                                                            | 32 |
| 5.2.1.3 Pré-Processamento                                                    | 33 |
| 5.2.1.1 Geração da Malha                                                     | 33 |
| 5.2.1.2 Parâmetros de Simulação                                              | 34 |
| 5.2.1.3 Condições de contorno                                                | 35 |
| 5.2.1.4 Critérios de Convergência                                            | 36 |
| 5.2.1.5 Solução Matemática ( <i>Solver</i> )                                 | 36 |
| 5.3 Resultados                                                               | 37 |
| 5.3.1 Resultados do Controle de Velocidade                                   | 37 |
| 5.3.1.1 Caso 1                                                               | 37 |
| 5.3.2 Pós-Processamento da análise CFD                                       | 39 |
| <b>6. Conclusões</b>                                                         | 42 |
| 6.1 Simulações do Reservatório                                               | 42 |
| 6.2 Controle de Velocidade para PIG's                                        | 42 |
| <b>7. Referências Bibliográficas</b>                                         | 44 |

## **1. Introdução**

Normalmente os reservatórios de petróleo sujeitos apenas aos mecanismos de produção primários depletam rapidamente. Isso resulta, na grande parte dos casos em altas razões gás-óleo (RGO) e baixas vazões de produção. Após a depleção têm-se fatores de recuperação de cerca de 20% para reservatórios com óleo leve e 10% para reservatórios de óleo pesado (Marsili, 2008).

Os métodos de recuperação suplementar são aplicados, em geral, após a recuperação primária de petróleo, com o objetivo de aumentar o fator de recuperação do reservatório. Em tempos passados tinha-se o pensamento que as baixas produções se davam apenas devido a rápida queda de pressão nas jazidas (Thomas, 2004). A injeção de água é o principal método utilizado para manter e/ou elevar os níveis de pressão no reservatório. Além de ajudar no deslocamento do óleo através do meio poroso devido à imiscibilidade entre estes dois fluidos. A injeção de gás tem por finalidade aumentar a pressão formando uma capa de gás secundária que tem o trabalho de servir como um simples agente mecânico de deslocamento.

Existem inúmeras técnicas existentes para prever o comportamento de reservatórios. Uma delas, a simulação numérica, merece destaque, pois consegue identificar problemas que não são solucionáveis por outros métodos conhecidos. A simulação numérica é utilizada para o acompanhamento de campos de petróleo, avaliação e comparação entre os métodos de recuperação suplementar. Os simuladores podem utilizar diversas condições operacionais existentes na prática, além de serem capazes de descrever o reservatório em propriedades físicas e os fluidos em condições originais (Marsili, 2008).

Adicionalmente à simulação numérica é também apresentada uma análise econômica do projeto em estudo. Não menos importante do que a previsão da produção vinda do reservatório ao longo do tempo de produção é a contabilização dos gastos atribuídos aos custos operacionais, e os investimentos iniciais. Sendo assim a escolha da melhor estratégia para o desenvolvimento de um campo deve andar em conjunto com a análise econômica do projeto, garantindo assim que os lucros irão cobrir os gastos iniciais fazendo com que o projeto se torne viável.

Graças as Disciplinas de **Simulação Numérica de Reservatórios (PTR0405)**, **Reservatórios (PTR0401)**, **Métodos de Recuperação Suplementar (PTR0402)** e **Análise Econômica de Projetos (PTR0406)** oferecidas pelo Departamento de Engenharia de Petróleo da UFRN a produção deste trabalho foi altamente satisfatória.

## **1.1 Controle de velocidade em PIG's**

Devido a grande produção de gás natural a corrosão vem sendo um dos problemas mais decorrentes nas linhas de escoamento. Com o aumento cada vez maior da demanda de gás natural, operações de inspeção em gasodutos se fazem necessárias para mantê-los em boas condições de operação. A melhoria na qualidade das ferramentas de inspeção interna tais como PIG instrumentado de alta resolução, tem colaborado para se obter um retrato mais fiel da existência de corrosão, trincas, defeitos de fabricação, amassamentos, etc. A eficiência e segurança de uma operação com PIG demandam que diversos parâmetros operacionais, tais como pressões máximas e mínimas no duto e velocidade de movimentação do PIG sejam bem avaliados durante a etapa de planejamento e mantidos dentro de determinados limites durante o acompanhamento da operação. Em função disso foi proposto um modelo de controle de velocidade para PIG utilizando uma válvula *by-pass* que restringe a passagem de gás fazendo com o que o diferencial de pressão e consequentemente a velocidade pudessem ser controlados.

## **1.2 Objetivo**

O presente trabalho tem o objetivo do estudo comparativo e econômico de um projeto de recuperação suplementar para um campo hipotético com alto grau de exploração através da injeção de água, injeção de gás e uma injeção alternada entre esses dois fluidos.

A previsão de desempenho dos projetos de injeção aqui sugeridos foi obtida através de simulação numérica. As simulações e o modelo de reservatório foram desenvolvidos no simulador CMG<sup>TM</sup>. A viabilidade dos projetos foi feita através de uma análise econômica, levando em considerações os volumes de produção, investimentos iniciais e custos operacionais. O método utilizado para esta análise é o do valor presente líquido (VPL),

considerando o preço do barril de petróleo e do gás-natural iguais ao longo de todo tempo de produção. Avaliar o modelo de válvula *by-pass* para o controle de velocidade em PIGS's.

### **1.3 Estrutura**

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

O Capítulo II apresenta as características do petróleo e rocha reservatório em condições originais, os mecanismos primários de produção de um reservatório, e posteriormente os métodos de recuperação suplementar mais utilizados, simulação numérica e os conceitos de análise econômica também são abordados neste capítulo. Todos estes tópicos são essenciais para o desenvolvimento do estudo. Uma vez falada da importância da simulação numérica, o Capítulo III aborda as principais características da simulação, como as características do reservatório e dos fluidos presentes no mesmo. Também são descritas as modificações e implementações feitas para o aumento da produção. No Capítulo IV são mostrados os resultados das simulações numéricas e os cálculos de VPL para todos os casos. O Capítulo VI mostra como foi feito o desenvolvimento da ferramenta para controle de velocidade em PIG's. O Capítulo VI é reservado para as comparações entre os métodos propostos e conclusão do melhor método de produção para este tipo de reservatório. Finalmente, o Capítulo VII apresenta todas as referências utilizadas.

## **2. Aspectos Teóricos**

### **2.1 Petróleo e rocha-reservatório**

O Petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos que se encontra na forma líquida ou sólida, em poros e fraturas, em geral de rochas sedimentares. Nos depósitos encontram-se também água salgada e uma mistura de gases responsáveis pela pressão que provoca a ascensão do petróleo através de poços perfurados. O petróleo líquido é também chamado óleo cru para distingui-lo do óleo refinado, produto comercial mais importante. O gás de petróleo (gás natural) é uma mistura de hidrocarbonetos leves, enquanto as formas semissólidas são compostas de hidrocarbonetos pesados, outros componentes como, nitrogênio, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio também estão presentes, porém são considerados como contaminantes.

A água salgada quase sempre está presente em formas de aquíferos, e ela define em muitas vezes o tipo de método em que o reservatório vai ser produzido.

As propriedades físicas são usadas, comumente, para caracterizar o petróleo, dentre elas estão: a cor, a densidade, a viscosidade, e a pressão de ponto de bolha. A relação entre o volume de gás produzido e o volume de óleo produzido (RGO) é, também, um parâmetro muito utilizado para qualificar o tipo de reservatório.

### **2.2 Mecanismos de produção de petróleo**

O comportamento dos reservatórios é ditado por forças viscosas, capilares e gravitacionais. Entre os fatores que influenciam este comportamento estão: as características geológicas, as propriedades rocha-fluido, os mecanismos de escoamento e as facilidades de produção (Thomas, 2001; Willhite, 1986).

Para que haja produção de petróleo em um poço é necessário que haja um diferencial de pressão entre o fundo do poço e o reservatório. O fluido em contato com a zona de pressão inferior tende a diminuir sua pressão, embora o restante do fluido presente no resto reservatório tenta manter sua pressão inicial. A expansão dos fluidos não acontece juntamente com a expansão do volume poroso, e desta forma o volume adicional a expansão do fluido

escoa para o poço. Desta forma, a queda de pressão se propaga por todo o reservatório e a resposta do reservatório a essa despressurização é que determina o mecanismo de produção natural.

Os reservatórios podem apresentar cinco tipos naturais de mecanismos de produção, que são:

- Influxo de água;
- Capa de gás;
- Gás em solução;
- Segregação Gravitacional e;
- Mecanismos combinados.

## **2.3 Métodos de recuperação de petróleo**

Nos reservatórios cujos métodos de produção são pouco eficientes os reservatórios ainda possuem grandes quantidades de óleo, porém não dispõe de energia suficiente para a produção. Esses reservatórios são submetidos a processos que visam aumentar a recuperação do óleo. Esses processos tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo.

Desde que se iniciou a exploração de petróleo, é necessário que se utilize métodos de recuperação. Inicialmente utilizam apenas os métodos de recuperação primária, e para um melhor aproveitamento do campo começou-se o uso as técnicas de recuperação secundárias e especiais.

A princípio tinha-se a ideia que as baixas produções de petróleo eram devidas as baixas pressões, então um método eficiente para aumentar a pressão era injetando-se fluidos para fazer o deslocamento do óleo e ocupar os espaços porosos deixados por este. Como nem sempre o aspecto mais crítico do fluxo dos fluidos nos meios porosos é a baixa pressão, a simples injeção de fluidos para deslocar outros fluidos nem sempre resultava em sucesso. Como resultado da observação e da análise dos comportamentos dos meios porosos quando sujeitos a injeção de fluidos, surgiram os diversos processos que se conhecem atualmente. (Thomas, 2004).

### 2.3.1 Fluidos Injetados

Para injeção em reservatórios comumente utilizam-se dois tipos de fluido água, ou gás natural. A água pode ter vários tipos de origens como água subterrânea coletada por poços apenas para este fim, água de superfície, coletada em lagos ou rios, água produzida do próprio reservatório, ou ainda água do mar. Água antes de ser injetada deve ser passada por um tratamento para se adequar ao processo de injeção.

### 2.3.2 Injeção de água

Os projetos de injeção de água, de uma maneira geral, são compostos das seguintes partes: sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea, ou um conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar; sistema de tratamento de água de injeção; sistema de injeção de água propriamente dito, que é composto por bombas, linhas, e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte de água produzida. Em certos casos, algumas dessas partes são dispensáveis (Thomas, 2001).

Naturalmente se utiliza a injeção de água como método de recuperação secundária, já que o mesmo possui menor custo operacional comparados com outros métodos de recuperação avançada ou *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (Castañeira, 2008).

Apesar da água a ser usada na injeção do reservatório poder ter quatro origens distintas, em muitos projetos a água utilizada é a água dos aquíferos, pois essa água é similar à água da formação e, é, geralmente, bastante salina não sendo apropriada nem para o consumo humano e nem para o consumo animal.

Após o início da injeção, a água injetada no reservatório também é produzida junto ao óleo e, então, os dois fluidos são separados na superfície, a quantidade de óleo remanescente é removida e a água é, então, reinjetada e, apenas uma pequena quantia extra de água é necessária.

A proporção água/óleo pode atingir valores de até 99% da produção total, antes mesmo da injeção se tornar economicamente inviável. A injeção de água já tem suas vantagens, porém existem alguns pontos que precisam ser melhorados, principalmente,

quando fluidos imiscíveis são colocados em contato no reservatório, alterando a capacidade da rocha de permear fluidos.

Outros métodos estão sendo analisados para aperfeiçoar a injeção de água e, também, para estender sua aplicação a reservatórios com óleos mais viscosos, onde sua eficácia é bastante baixa, levando com que essa operação nesses tipos de reservatórios fosse altamente inviável.

A injeção de água é inadequada para alguns casos. Entre os reservatórios mais comuns, para os quais não é indicado o uso de injeção de água, estão aqueles que são heterogêneos e apresentam pouca continuidade, pois o efeito da injeção de água pode não se estender ao poço produtor. Por outro lado pode ocorrer o contrário, ou seja, a água escoar por fraturas ou caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada desde o início da injeção.

Em muitos casos o que ocorre na realidade é a transformação de um poço produtor em um poço injetor, devido aos altos custos para perfuração ou fechamento de um poço, no caso deste já ser existente.

### **2.3.3 Injeção de gás**

Nos projetos de injeção de gás natural, o gás injetado pode ser o mesmo gás oriundo da produção ou ainda aquele gás que já passou pelo processamento (Thomas, 2001).

O gás é injetado no reservatório com a utilização de compressores que fornecem as pressões e as vazões de acordo com cada necessidade. O processo não requer que o gás injetado se misture com o óleo do reservatório para deslocá-lo para fora do meio poroso. O papel do gás é de um simples agente mecânico de deslocamento. As instalações para uma injeção de gás se diferenciam basicamente de outros sistemas de produção pela presença de compressores e poços para injeção de gás.

## 2.4 Padrões de Injeção

### 2.4.1 Injeção Periférica

Na injeção periférica os poços injetores são localizados na parte externa do reservatório e o óleo é deslocado para o centro do reservatório, como mostra a Figura 1. Geralmente utilizam-se poços perfurados no aquífero ou próximo ao contato óleo/água, e procura-se utilizar a força da gravidade para fazer um deslocamento mais eficiente. A injeção periférica normalmente apresenta resultados satisfatórios. A desvantagem deste esquema é que a pressão de topo do reservatório demora a sentir os efeitos da injeção na base. Portanto um processo de injeção periférica pode não ser o mais lucrativo, pois, apesar de ter um fator de recuperação alto, o retorno financeiro é mais tardio. (Pizarro, 2002).

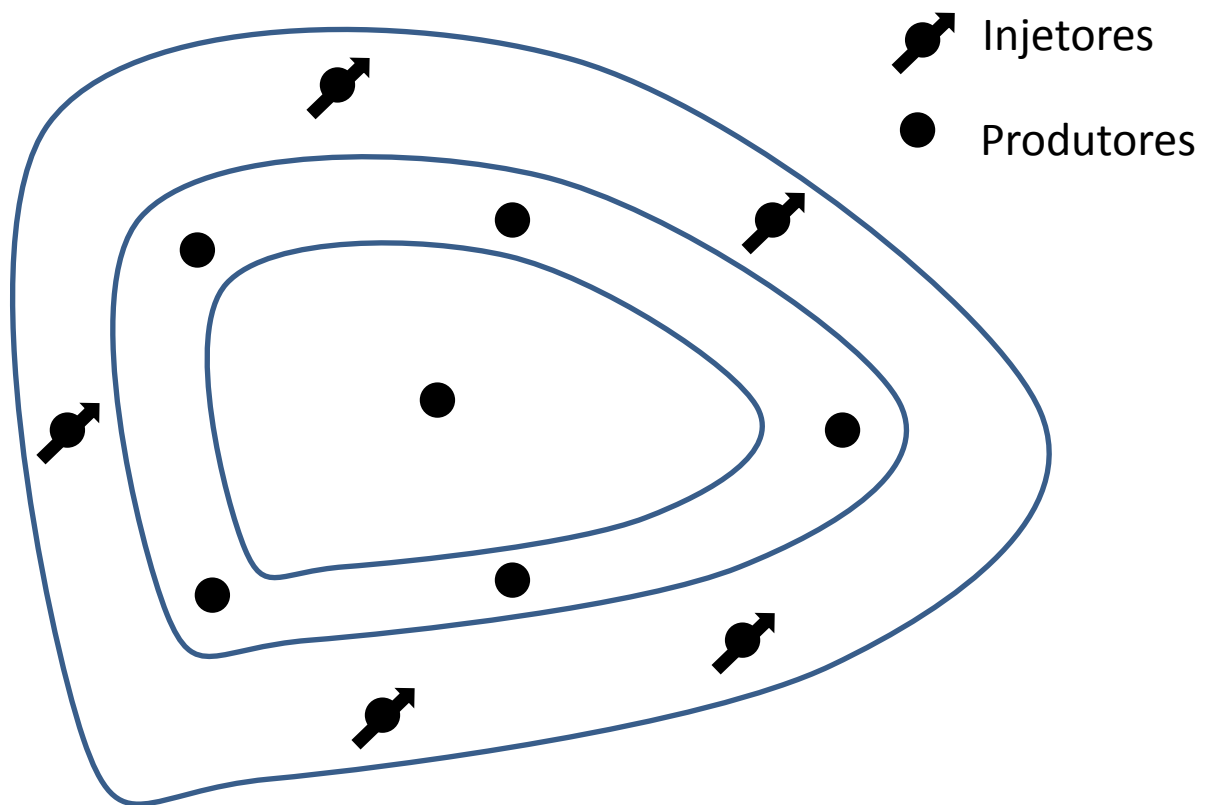


Figura 1: Esquema de Injeção periférica.

Um recurso bastante utilizado é a conversão de poços produtores em injetores com o passar do tempo, assim pode-se evitar gastos com novas perfurações.

## **2.5 Simulação Numérica de reservatórios**

A Simulação numérica é um método utilizado pela engenharia de petróleo para prever o comportamento e estimar a vida de um reservatório de petróleo, como por exemplo, as equações baseadas em balanço de materiais e nas curvas de declínio. Os modelos baseados nas equações de balanço de materiais são compostos por modelos numéricos simplificados, denominados de modelos “tanque” ou de dimensão “zero”, já que o reservatório é considerado uma caixa cujas propriedades da rocha e dos fluidos, como pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos. Os simuladores numéricos de reservatórios são comumente conhecidos simuladores numéricos de fluxo, já que são utilizados para o estudo do comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo utilizando uma simulação numérica.

Existem inúmeras formas de se prever o comportamento de um reservatório, estimar os volumes originais de óleo e volumes recuperáveis. Cada escolha dos processos deve ser feita de maneira compatível com a natureza, quantidade e qualidade dos dados disponíveis, do tempo e dos recursos que se tem para processar esses dados e dos objetivos que se destina o estudo.

## **2.6 Conceitos de Análise econômica**

### **2.6.1 Fluxo de caixa**

É a apreciação das contribuições monetárias (entradas e saídas de dinheiro) ao longo do tempo a uma caixa simbólica já constituída. Pode ser representado de forma analítica ou gráfica. Um exemplo de fluxo de caixa gráfico pode ser observado na Figura 2.

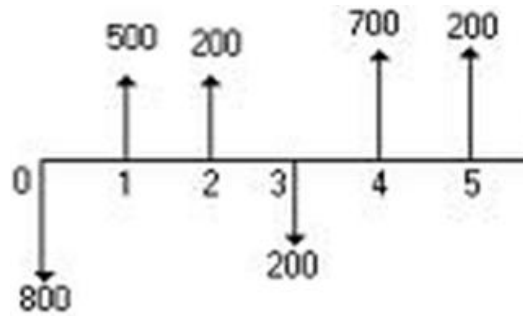


Figura 2: Fluxo de caixa gráfico.

O fluxo de caixa pode ser representado graficamente por um diagrama no qual são adotadas as seguintes convenções:

- O eixo horizontal representa o tempo a partir do instante considerado inicial até o instante final no prazo em questão;
- Nos diversos pontos que representam instantes ao longo do eixo do tempo, são traçados:
  - Segmentos positivos (seta vertical para cima) – representam dividendos, receitas ou economias realizadas;
  - Segmentos negativos (seta vertical para baixo) – representam despesas, aplicações em dinheiro, custos de aplicações ou parcelas que foram deixadas de receber.
- Valor presente ou valor atual (P) – quantia existente no instante inicial;
- Valor futuro ou montante (F ou S) – quantia existente ou equivalente num instante futuro;
- Taxa de juros por período de capitalização (i) – A representação de juros pela letra i se deve ao fato de provir da palavra inglesa *interest*;
- Número de períodos de capitalização (n).

### 2.6.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Ao se analisar uma proposta de investimento deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de auferir retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. A nova proposta para ser atrativa deve render, no mínimo, a taxa de juros

equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. Esta taxa é, portanto, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

### 2.6.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como finalidade valorar em termos de valor presente o impacto dos eventos futuros associados a um projeto ou alternativa de investimento, ou seja, mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da sua vida útil.

Valor presente líquido de um fluxo de caixa de uma alternativa  $J$ , portanto, a somatória algébrica dos vários valores presentes  $P$  envolvidos neste fluxo de caixa.

$$VPL_j = \sum_{n=0}^N F_n(1+i)^{-n}$$

Onde: VPL

$J$  = valor presente líquido da alternativa  $J$ ;

$n$  = número de períodos envolvidos;

$F_n$  = cada um dos diversos valores futuros envolvidos no fluxo de caixa;

$i$  = taxa mínima de atratividade, também chamada de taxa de equivalência, ou ainda, neste caso de taxa de desconto;

$N$  = contador do somatório.

### **3. Modelagem do Processo**

Neste capítulo são abordados assuntos correspondentes à simulação de reservatórios e as características da rocha-reservatório, dos fluidos e operacionais do modelo proposto.

Para realização das simulações, foi utilizado o programa IMEX – (Implicit– *Explicit Black Oil Simulator*) do grupo CMG – *Computer Modeling Group* – versão 2010.10, que é um simulador para o modelo de fluidos *Black Oil*.

Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis, além de possibilitar configurações bidimensionais ou tridimensionais para qualquer sistema de malha.

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador “IMEX” são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, do reservatório e do fluido, além das condições operacionais de produção.

#### **3.1 Modelo físico**

O modelo físico foi construído a partir de mapa estrutural de todo o campo 2TCC2012.1 com extensões de 1000 m de comprimento por 500 de largura, como mostrado na Figura 3.

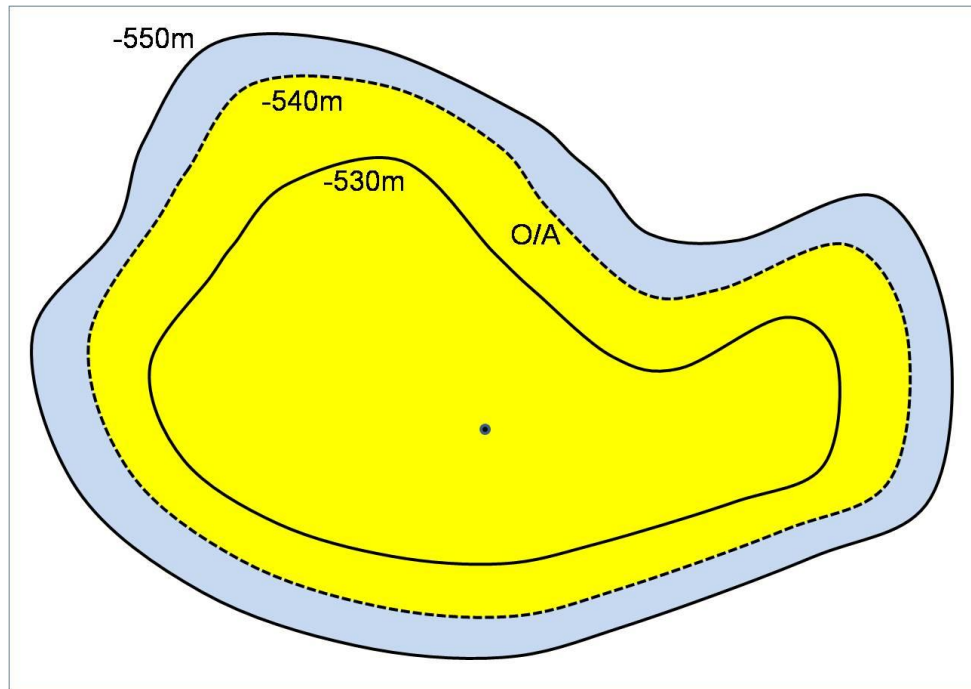


Figura 3: Imagem estrutural de topo do campo 2TCC2012.1.

O reservatório dispõe de uma espessura de 40 metros, de onde 30 metros iniciais compõem a zona de óleo e os 10 metros restantes compõem a zona de água.

Após a construção do reservatório no simulador o mesmo passou a ter 8832 blocos. A Figura 4 mostra a visão 3D do reservatório após construção no simulador.

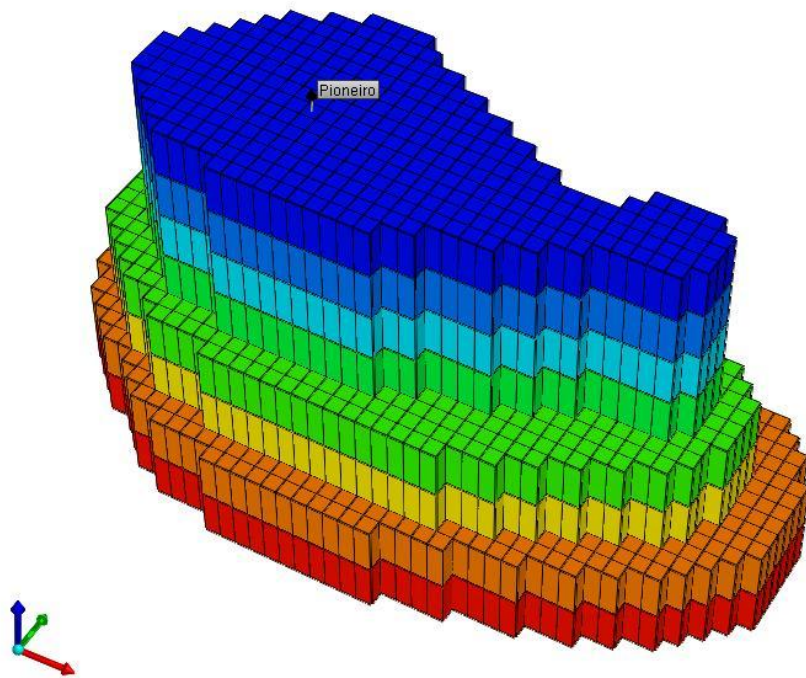


Figura 4: Visão 3D do reservatório no simulador.

### 3.1.1 Propriedades da rocha reservatório

- Profundidade do reservatório: 510 m;
- Compressibilidade efetiva da rocha:  $1,4 \cdot 10^{-7} \text{Pa}^{-1}$ ;
- Espessura: 40 m;
- Temperatura: 425 K;
- Porosidade: 28%
- Permeabilidade horizontal: 100 mD;
- Permeabilidade vertical: 20 mD;
- Pressão de referencia: 91,77 kgf/cm<sup>2</sup> a 530 m.
- Volume de óleo *in place*: 697730 m<sup>3</sup>
- Contato óleo/água: 540 m;
- Saturação inicial de óleo: 29,518 %
- Saturação inicial de água: 70,482 %

### 3.1.2 Propriedade dos fluidos

- Densidade do óleo: 875,285 kg/m<sup>3</sup>;
- Viscosidade do óleo morto: 2cp;
- Grau API do óleo: 30°;
- Densidade da água: 994,508 kg/m<sup>3</sup>;
- Densidade do gás: 0,8575 kg/m<sup>3</sup>
- Modelo dos fluidos: *Black Oil*.

As curvas de permeabilidade relativa para o óleo e água e gás são mostradas nas Figuras 5 e 6.

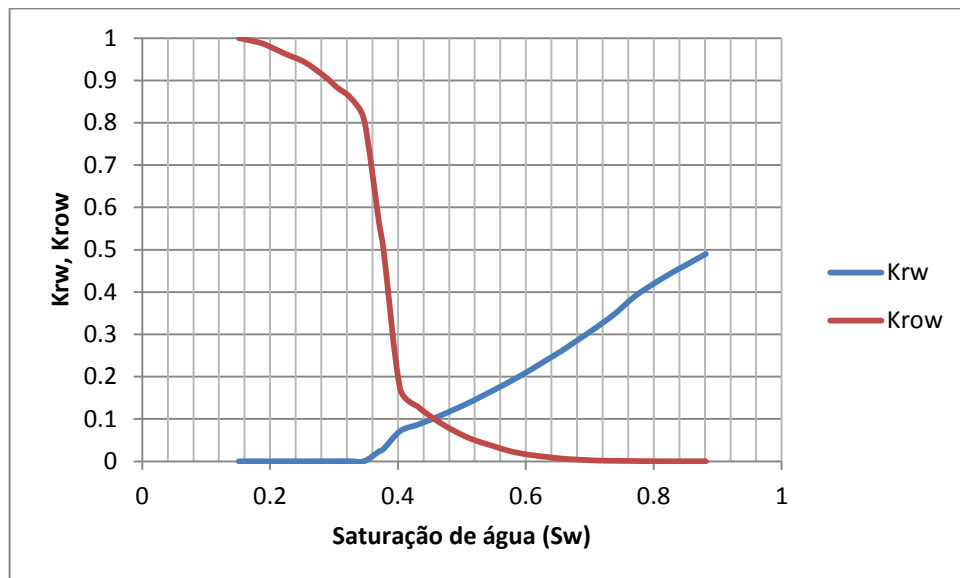


Figura 5: Curvas de Permeabilidade relativa versus Saturação de água.

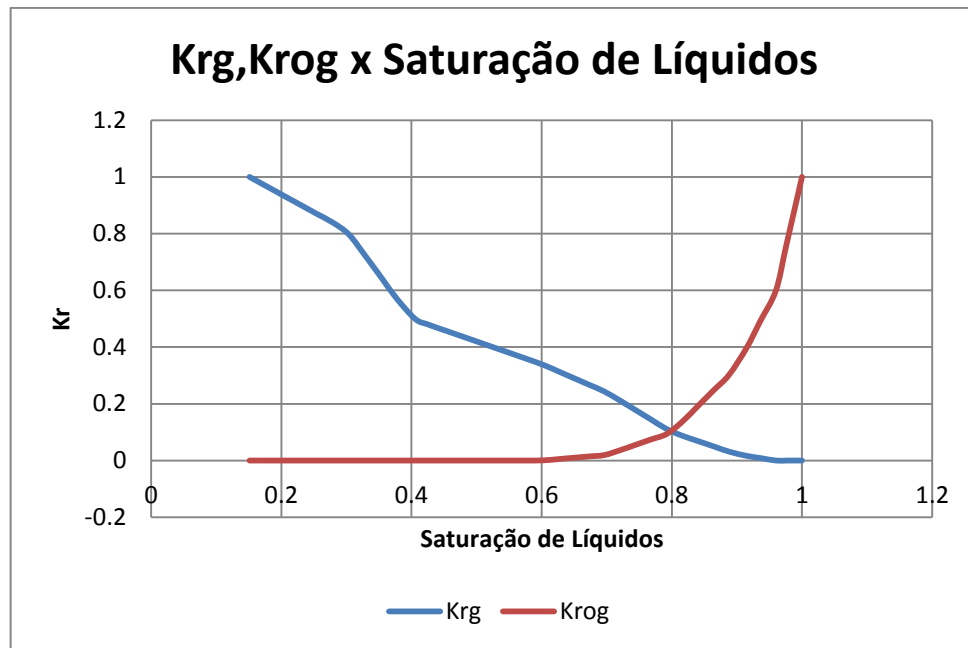


Figura 6: Gráfico da Kr versus Saturação de Líquidos.

As propriedades PVT, como Razão de Solubilidade, Fator Volume Formação e Viscosidade em função da Pressão são mostradas nas Figuras 6, 7 e 8.

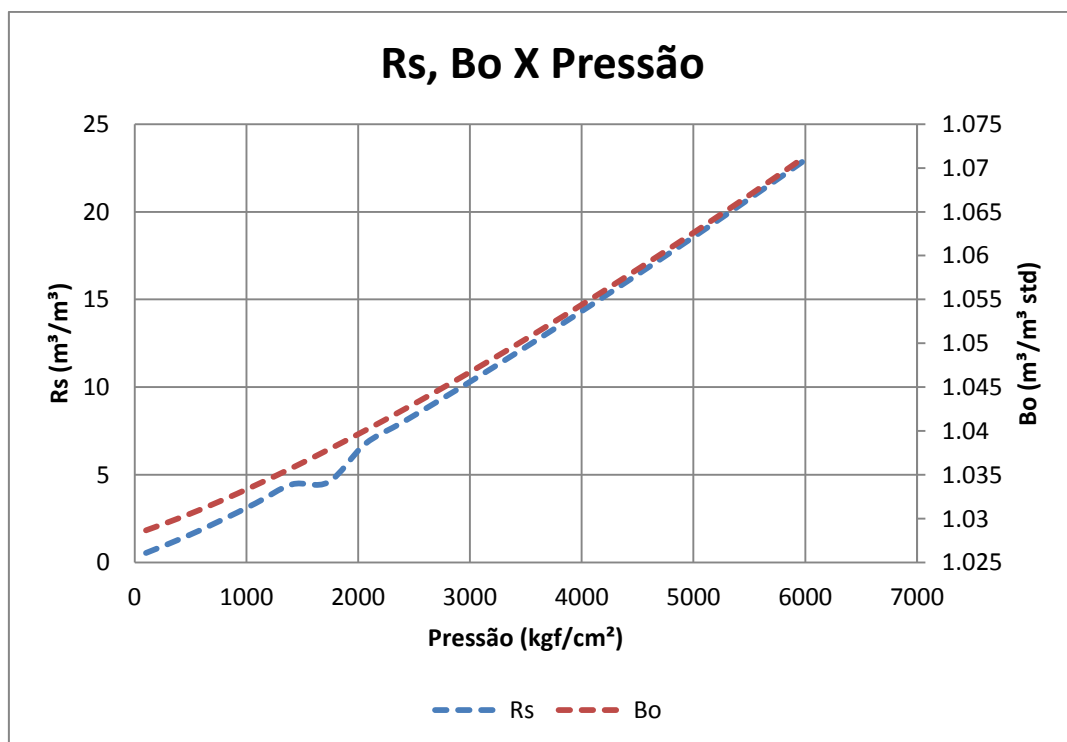


Figura 7: Gráfico do Rs e Bo versus Pressão.

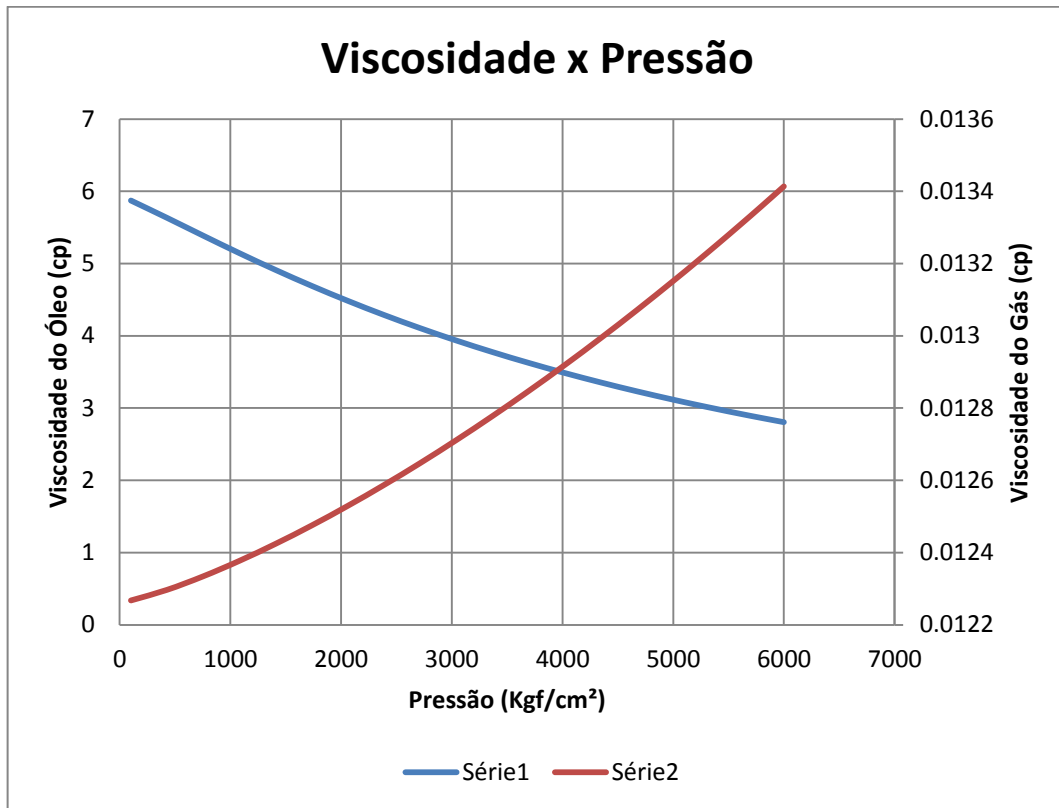


Figura 8: Gráfico da Viscosidade versus Pressão

### 3.1.3 Características Operacionais

- Distância média entre poços: 150 m;
- Pressão mínima de fundo de poço produtor: 196KPa;
- Intervalo de completação: os poços produtor foram perfurados em zonas de óleo (da 1ª a 6ª camada), os poços injetores de água no final da zona de óleo (5ª e 6ª camadas) e os injetores de gás no topo do reservatório (1ª e 2ª camadas);
- Tempo de projetos: 40 anos.

## 3.2 Metodologia do trabalho

### 3.2.1 Descrição do estudo

A metodologia de trabalho consistiu em analisar as mudanças nos dados de produção após começar a injeção de água e de gás no reservatório original, a fim de ver quais deles influenciam mais nos parâmetros de produção do reservatório, e também que levem ao melhor investimento econômico, através da análise dos custos e receitas através do método do VPL. A partir do modelo base foi implementado os projetos de injeção periférica, onde os poços que estão localizados na parte mais externa do laboratório passem a ser injetores no momento em que o BSW atingir o patamar de 90%. Ao todo foram analisados sete projetos distintos, como mostrados na Tabela 1:

Tabela 1: Modelos Utilizados para simulação.

| Modelo         | Quantidade de Poços | Injetores | Produtores | Fluido Injetado | Vazão de Injeção (m <sup>3</sup> /d) | Início da Injeção |
|----------------|---------------------|-----------|------------|-----------------|--------------------------------------|-------------------|
| Matriz         | 1                   | -         | 1          | -               | -                                    | -                 |
| Modificado 01  | 6                   | -         | 6          | -               | -                                    | -                 |
| Modificado A1  | 6                   | 4         | 2          | Água            | 200                                  | 2015              |
| Modificado A2  | 6                   | 4         | 2          | Água            | 400                                  | 2015              |
| Modificado A3  | 6                   | 4         | 2          | Água            | 600                                  | 2015              |
| Modificado G1  | 10                  | 4         | 6          | Gás             | 40000                                | 2015              |
| Modificado G2  | 10                  | 4         | 6          | Gás             | 200000                               | 2015              |
| Modificado G3  | 10                  | 4         | 6          | Gás             | 600000                               | 2015              |
| Modificado G/W | 10                  | 04/04     | 06/02      | Gás/Água        | 600000/<br>600                       | 2015/2020         |

Os modelos dos esquemas de injeção para gás e para água podem ser observados nas Figuras 9 e 10 respectivamente.

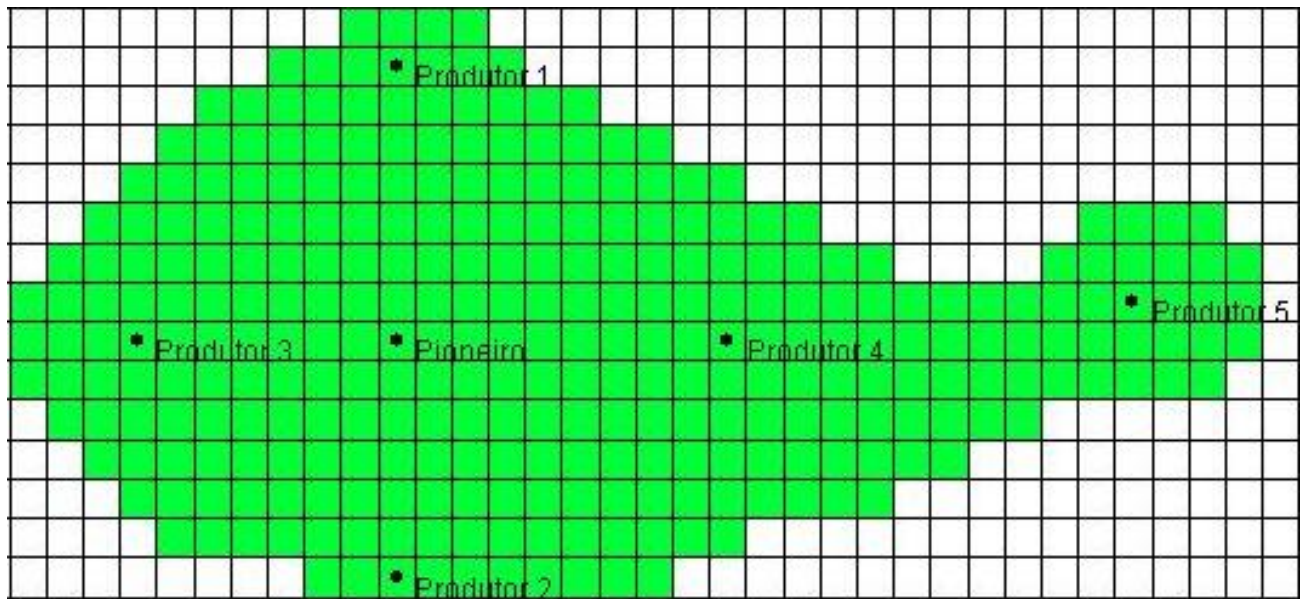


Figura 9: Modelo do esquema de injeção e produção para injeção de água.

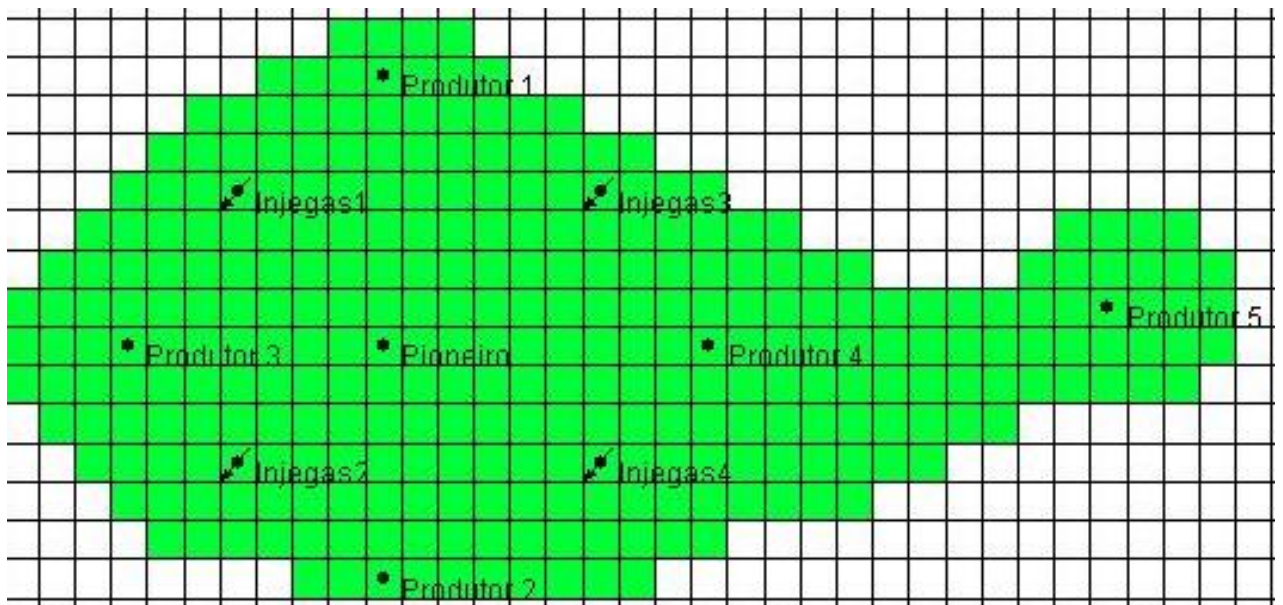


Figura 10: Modelo do esquema de injeção e produção para injeção de gás.

O parâmetro utilizado para a injeção de água ou de gás no reservatório foi o BSW. A partir do modelo Modificado 01, é que se teve a noção de como o reservatório se comportaria em relação a produção de água. A Figura 11 mostra o gráfico do BSW em função do tempo

para o modelo citado, em meados de 2015 o BSW atinge pela primeira vez o patamar de cerca de 90%, e é a partir desse ponto que se inicia tanto a injeção de água quanto a de gás.

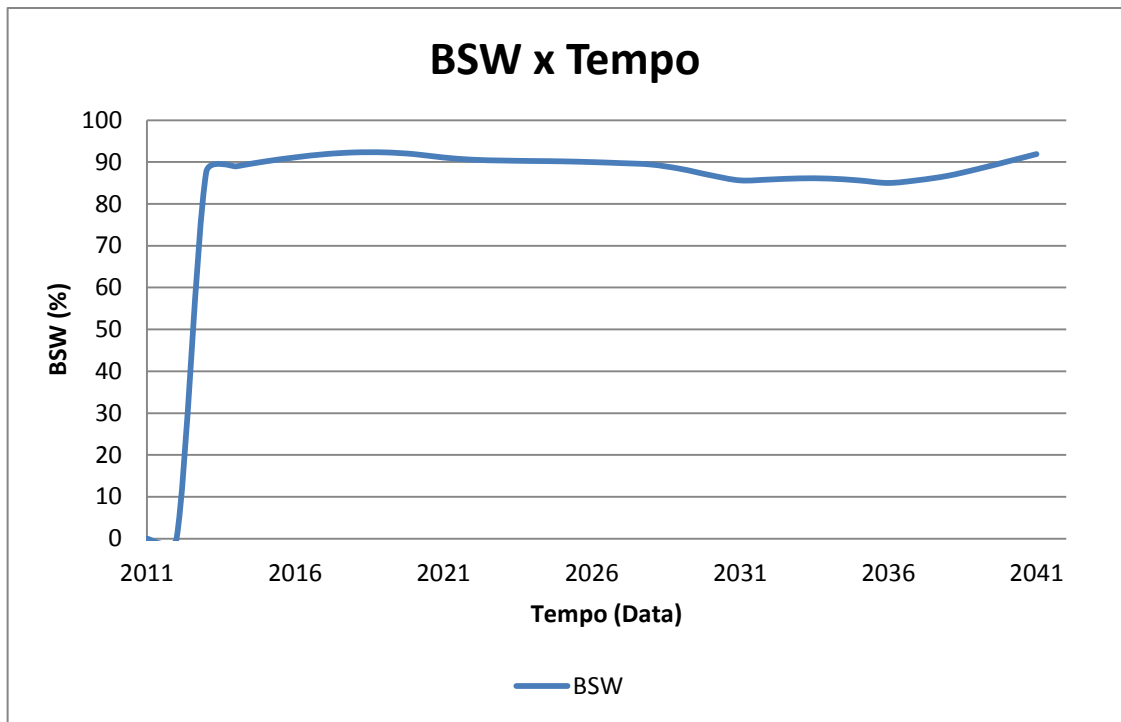


Figura 11: Gráfico do BSW em função do tempo, para o modelo Modificado 01.

## 4. Análise dos Resultados

### 4.1 Análises das Simulações

Os resultados das simulações em termos de produção acumulada de óleo, gás e água são mostrados a seguir. Como primeiro resultado tem-se o acumulativo de óleo para todos os modelos apresentados na Figura 12, observa-se claramente que o modelo “Modificado A3” apresenta o maior valor de produção acumulada de óleo ao final dos 40 anos de projeto cerca de quase 240 mil metros cúbicos de óleo, convertendo esse valor para barris de petróleo, cerca de 1,5 milhões.

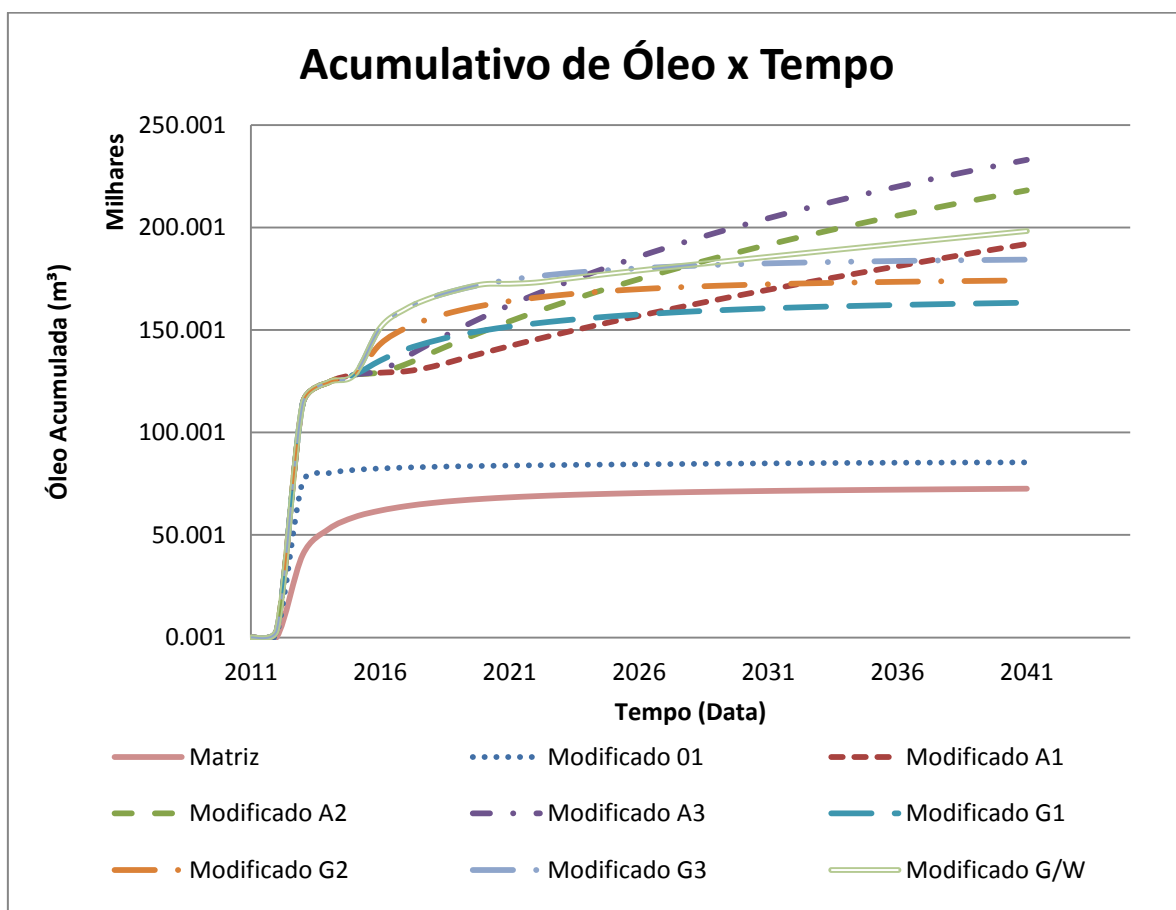


Figura 12: Gráfico do Acumulativo de Óleo x Tempo.

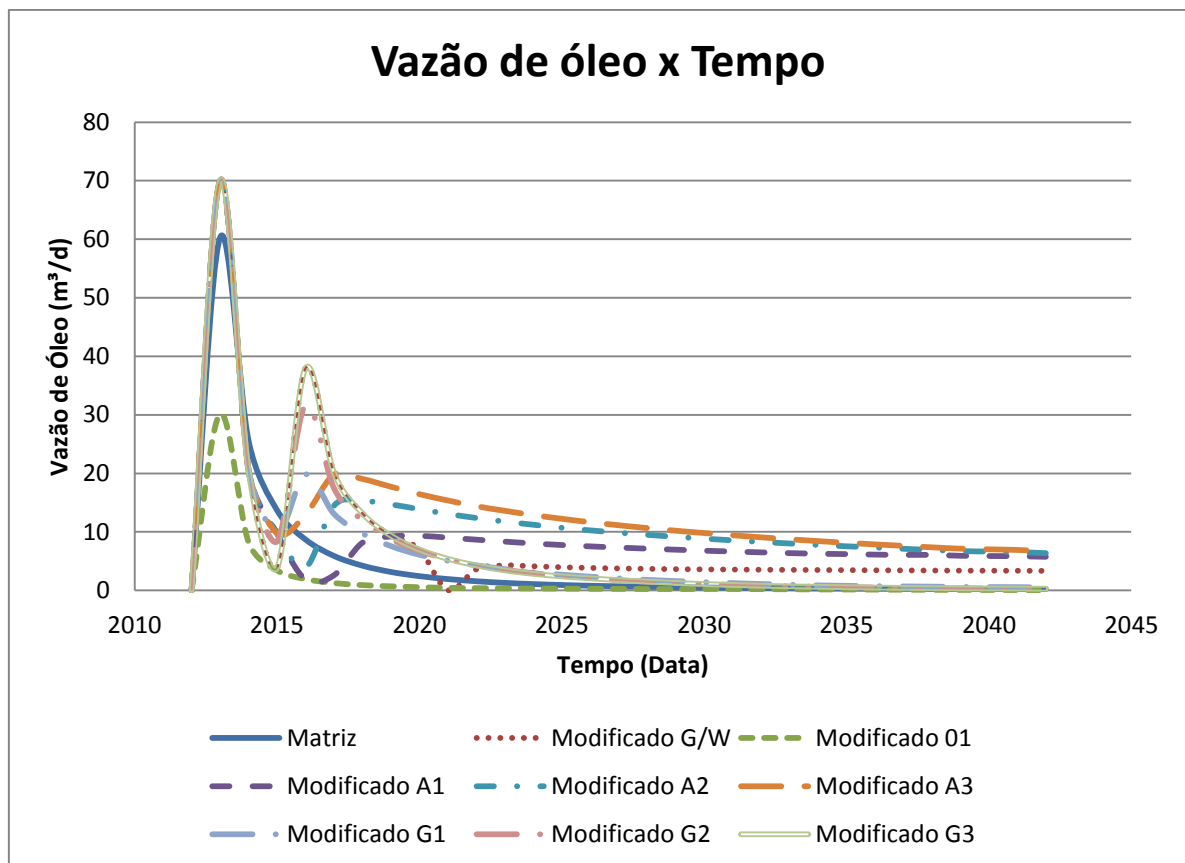


Figura 13: Vazão de Óleo x Tempo.

A Tabela 2 descreve a Fração recuperada em todos os casos, e o tempo de simulação que a CPU levou até o término da simulação, novamente o modelo “Modificado A3” obteve o melhor recuperado em termos de fração recuperada, 28,17% do óleo.

Tabela 2: Características da Simulação.

| Modelo         | Fração Recuperada de Óleo (2042) | Tempo de Simulação |
|----------------|----------------------------------|--------------------|
| Matriz         | 11,43 %                          | 12,56 s            |
| Modificado 01  | 13,45 %                          | 19,72 s            |
| Modificado A1  | 23,21 %                          | 19,23 s            |
| Modificado A2  | 26,37 %                          | 19,11 s            |
| Modificado A3  | 28,17 %                          | 19,05 s            |
| Modificado G1  | 19,72 %                          | 38,11 s            |
| Modificado G2  | 21,06 %                          | 43,80 s            |
| Modificado G3  | 22,29 %                          | 49,11 s            |
| Modificado G/W | 23,97 %                          | 72,09 s            |

Para o Acumulativo de gás o modelo que obteve o melhor resultado foi o terceiro em injeção de gás, “Modificado G3”, como visto na Figura 14. O modelo que mais injetou gás chegou a um valor de quase 6 bilhões de metros cúbicos produzidos ao final do projeto.

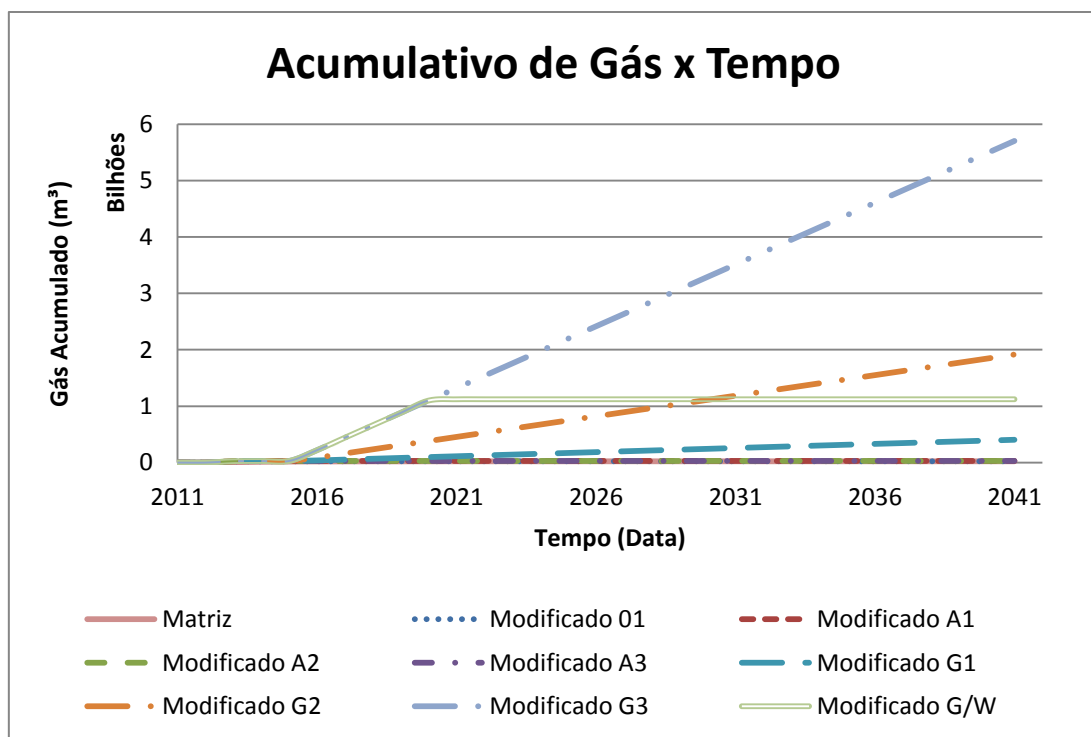


Figura 14: Gráfico do Acumulativo de Gás x Tempo.

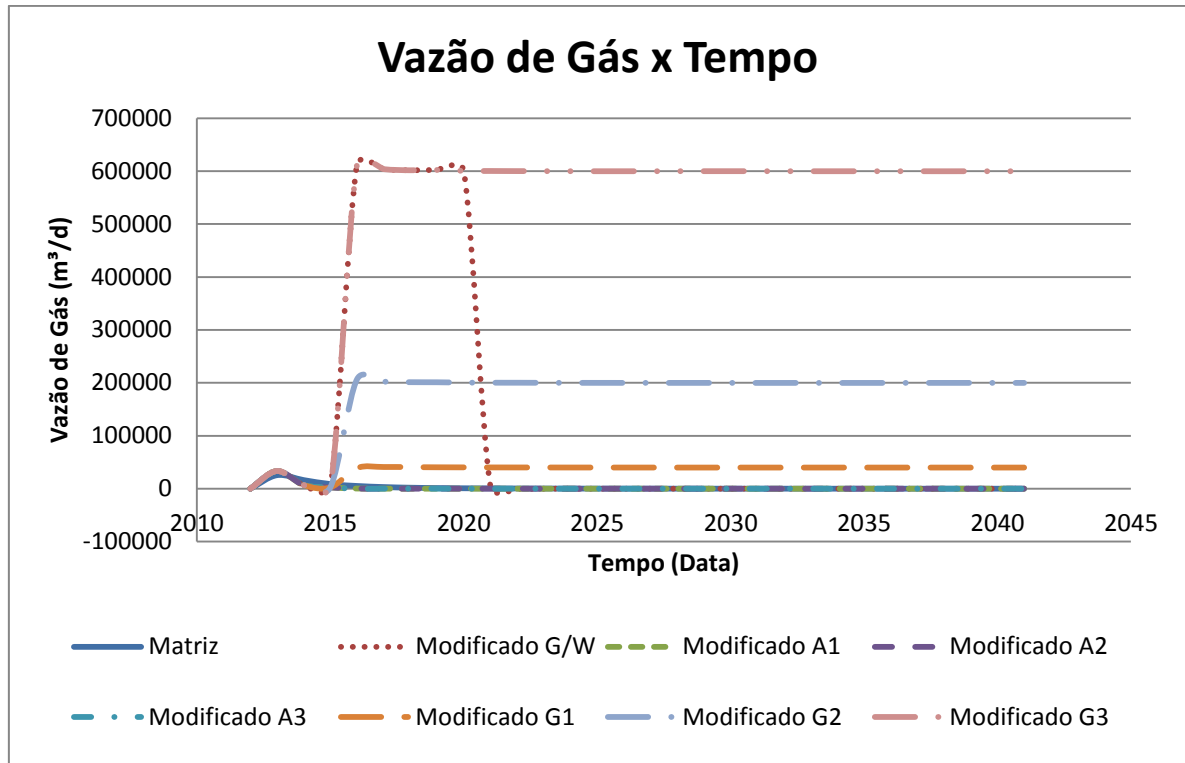


Figura 15: Vazão de Gás x Tempo.

Em termos de água produzida, visto na Figura 16, o modelo que atingiu o maior valor foi o que mais injetou água, “Modificado A3” chegando a quase 6 milhões de metros cúbicos ao final do projeto.

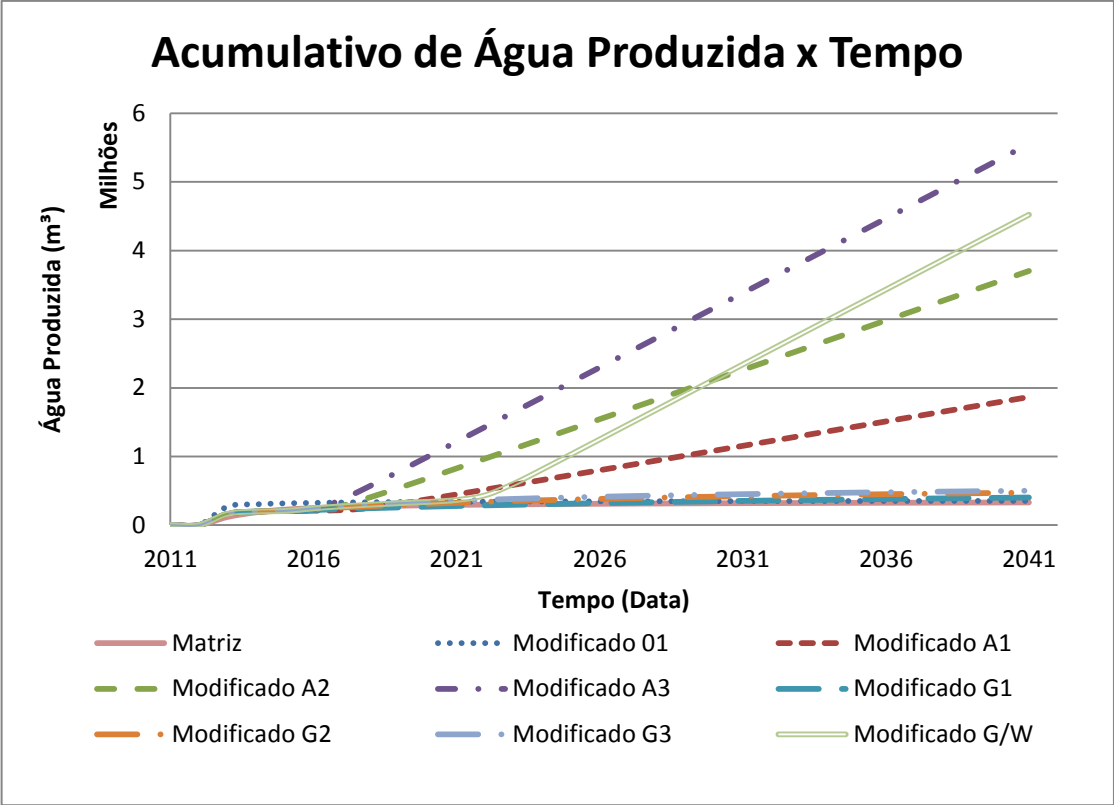


Figura 16: Gráfico do Acumulativo de Água Produzido x Tempo.

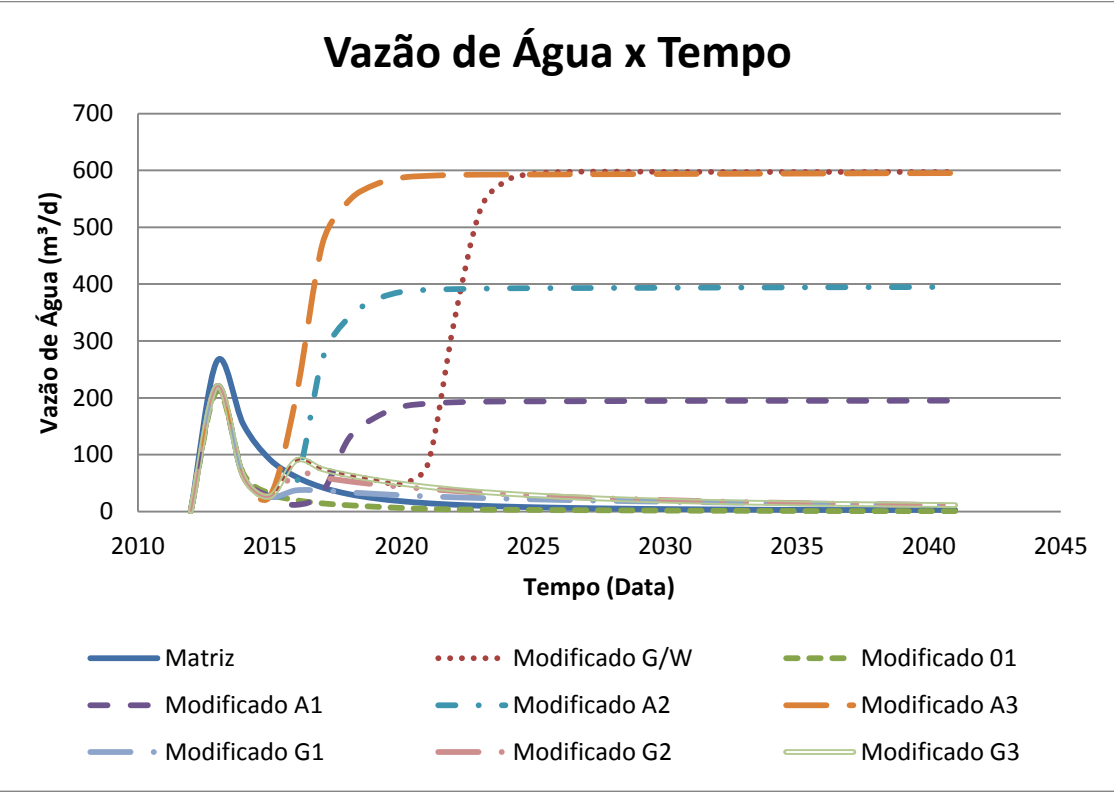


Figura 17: Vazão de Água x Tempo.

Observa-se que nos projetos de injeção de água a quantidade de água produzida é muito superior quando comparado aos projetos de injeção de gás, por outro lado, nos projetos de injeção de gás a quantidade de gás produzido é muito superior quando comparado aos projetos de injeção de água.

## 4.2 Análise Financeira

O critério utilizado para fazer a análise econômica dos projetos foi o valor presente líquido que visa trazer para uma “data presente” todos os custos e receitas do projeto. Na Tabela 3 define-se o que será contabilizado como receitas e custos, e seus respectivos valores de cotação:

Tabela 3: Definição de custos/benefícios e seus respectivos valores.

| Valores          | Valor de Cotação       | Receita/Custo |
|------------------|------------------------|---------------|
| Óleo produzido   | 70 \$/bbl              | Receita       |
| Gás produzido    | 0,44 \$/m <sup>3</sup> | Receita       |
| Água produzida   | 3 \$/m <sup>3</sup>    | Custo         |
| Água injetada    | 1,5 \$/m <sup>3</sup>  | Custo         |
| Gás injetado     | 0,22 \$/m <sup>3</sup> | Custo         |
| Poços perfurados | 1.000.000,00 \$/poço   | Custo         |

O valor para recompletação de um poço produtor para injetor de água foi desprezado nesse projeto, assim sendo no momento que se inicia as injeções de água não são contabilizado custos adicionais. Já para os poços produtores e injetores de gás admitiu-se um custo fixo de 1 (um) milhão de dólares para os dois tipos, e não foram considerados os custos iniciais para uma estação de compressão e injeção de gás.

A Taxa mínima de atratividade foi definida em 15% a.a. Definido esses pontos temos os valores de VPL para todos os projetos na Tabela 4.

Tabela 4: Valores de VPL para todos os projetos.

| Projeto        | VPL (\$)       |
|----------------|----------------|
| Matriz         | 12.680.200,64  |
| Modificado 01  | 28.311.294,76  |
| Modificado A1  | 49.942.880,79  |
| Modificado A2  | 49.313.783,40  |
| Modificado A3  | 49.741.200,97  |
| Modificado G1  | 56.522.243,98  |
| Modificado G2  | 99.599.548,26  |
| Modificado G3  | 198.021.483,68 |
| Modificado G/W | -47.361.567,84 |

O projeto que mais se destacou pelo método de comparação por VPL foi o “Modificado G3” com um valor que quase alcança os 200 milhões de dólares, é o projeto mais viável economicamente.

## 5. Controle de velocidade para PIG's.

### 5.1 Introdução

Em reservatórios com grandes quantidades de gás produzido um problema é a corrosão das tubulações por sulfeto de hidrogênio. O sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ) é um gás incolor, de odor desagradável, extremamente tóxico, corrosivo e mais denso do que o ar. A ação corrosiva do  $H_2S$  sobre os materiais metálicos têm mostrado ataques generalizados, localizados e dependendo da ação de esforços mecânicos podem resultar, na maioria das vezes, em deteriorações ou fraturas nos equipamentos. (Manier, 2007).

Para avaliação dessa tubulação utiliza-se um instrumento denominado de PIG, que percorre todo duto e guarda informações de sua integridade a fim de fazer uma análise posterior. Sabe-se que o PIG se movimenta na tubulação devido ao diferencial de pressão existente na mesma, e que quando se dispõe de grandes vazões e altos diferenciais de pressão o PIG pode atingir altas velocidades, cerca de 50m/s o que a principio é prejudicial, pois no caso da utilização para inspeção ocorre a grande perda de informação além de se tornar uma operação extremamente perigosa.

Este capítulo mostra uma tecnologia baseada em uma válvula *by-pass* com o intuito de controlar o diferencial de pressão a montante e a jusante do PIG possa controlar também a velocidade que o mesmo desenvolve, já que as duas variáveis são diretamente proporcionais.

### 5.2 Metodologia e Modelagem

Para verificar a viabilidade de se projetar um controle de velocidade para PIG foram desenvolvidas duas simulações: a primeira foi feita levantando-se o modelo físico do sistema, projetando um controlador e simulando o movimento do PIG com controle de velocidade no software MATLAB. A segunda foi realizada projetando-se uma válvula em programa CAD (*Computer-Aided Design* – Desenho Assistido por Computador) e simulando em programa CFD (*Computational Fluid Dynamics* – Fluidodinâmica Computacional).

### 5.2.1 Modelo Físico e Simulação do Controle de Velocidade

O sistema modelado é composto por um motor de corrente contínua que irá atuar junto ao PIG aumentando ou diminuindo a área de contato. Quando for necessário aumentar a velocidade do PIG, a área de contato deverá aumentar (fechar a válvula). Dessa forma, a pressão a montante será maior que a pressão a jusante resultando em um diferencial de pressão que aumentará a velocidade do PIG. De forma análoga, quando for necessário desacelerar o PIG, o motor irá atuar de forma a diminuir a área de contato (abrir a válvula), o que irá diminuir o diferencial de pressão, causando diminuição na velocidade.

O modelo físico da válvula não foi levantado nessa simulação, portanto o PIG e o motor são considerados como um corpo só que varia sua área de acordo com o sinal de controle, como mostrado abaixo.

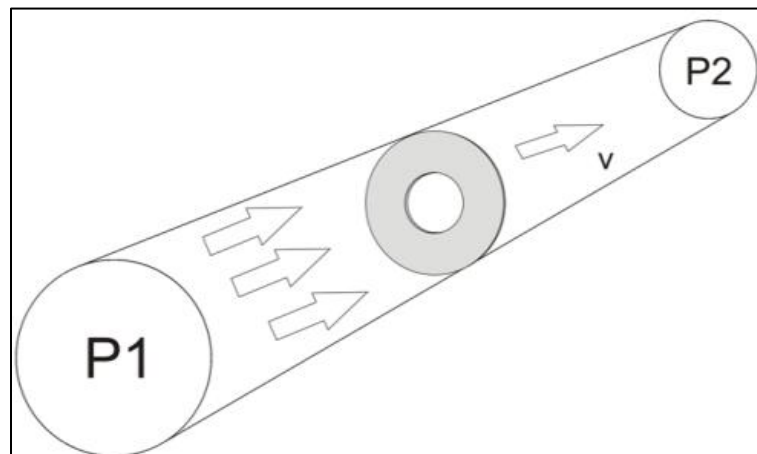


Figura 18: Forma do corpo do PIG dentro do duto.

Essa área é limitada entre 10% e 100% da área total da secção transversal. Assim, 10% da área total corresponde a área do PIG juntamente com o motor e válvula totalmente aberta. O movimento do PIG foi modelado baseando-se na segunda lei de Newton, como mostrado a seguir:

$$m \frac{d^2x}{dt^2} = m \cdot g \cdot \sin(\beta) + F_p(t) - F_a(t)$$

$$F_p(t) = \Delta P \cdot A = (P_1 - P_2) \cdot A$$

$$F_a(t) = b \cdot v$$

Onde,

$\beta$  – ângulo entre a direção do PIG e a horizontal.

$b$  = atrito do PIG com o duto.

$v$  = velocidade.

$F_p(t)$  – Força exercida pela pressão do gás.

$F_a(t)$  – Força de contato entre o PIG e o gasoduto.

O balanço das forças pode ser visualizado a seguir:

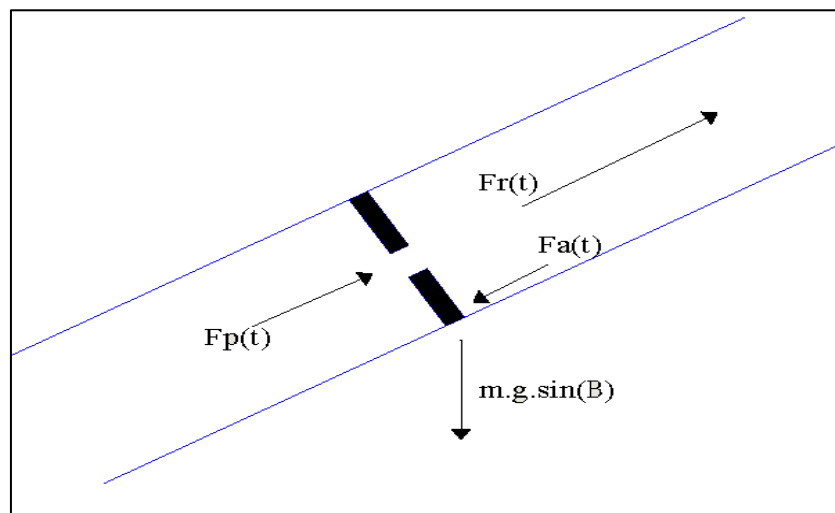


Figura 19: Balanço de forças que atuam no PIG.

Onde  $Fr(t)$  é a força resultante que empurra o PIG devido a diferença de pressão. O motor CC pode ser modelado como uma função de transferência de primeira ordem, com uma voltagem como entrada e uma velocidade angular como saída, da seguinte forma:

$$\frac{W(s)}{V(s)} = \frac{K}{\tau s + 1}$$

Para obter ângulo como saída do motor, fazemos  $W(s) = s\theta(s)$ . Assim, temos que:

$$\frac{\theta(s)}{V(s)} = \frac{K}{s(\tau s + 1)}$$

A relação do motor com a abertura da válvula foi feita de forma que a cada meia volta dada pelo rotor do motor CC, a válvula se fecha completamente. Com o modelo levantado, tentou-se projetar um controlador simples, a partir da análise do lugar das raízes, de forma a se obter uma resposta temporal com menor erro de regime e tempo de acomodação. O controlador projetado foi um P&D, com  $K_p = 10$  e  $K_d = 12.5$ . O valor desejado foi mantido em  $1\text{m/s}^2$ . A simulação foi realizada com os seguintes parâmetros:

Tabela 5: Dados da simulação no MATLAB.

| Parâmetro                      | Valor                    |
|--------------------------------|--------------------------|
| Massa do PIG                   | 100 Kg                   |
| $\Delta P$                     | 200 KPa                  |
| Diâmetro do duto               | 12"                      |
| Atrito-viscoso                 | $7300 \text{ Kg.s}^{-1}$ |
| Constante K do motor CC        | 3                        |
| Constante de tempo do motor CC | 5 segundos               |

### 5.2.2 Simulação do fluxo através da válvula

Como foi visto anteriormente o diferencial de pressão está ligado diretamente com a velocidade desenvolvida pelo PIG. Nos testes feitos através do modelo físico foi visto o comportamento da velocidade com a mudança da área de contato na válvula de *by-pass*. Agora com o auxílio de um *software* comercial será verificada a mudança de pressão através da válvula, que foi especialmente projetada para se adequar ao PIG, com diferentes aberturas.

Depois de definida a geometria da válvula, pode-se então definir o Domínio Fluido e assim dar-se início as simulações em CFD, que por sua vez consiste em 4 etapas mostradas abaixo: Geometria, Pré-Processamento, *Solver* (Solução matemática) e, Pós-Processamento.

### **5.2.1.1 CFD (*Computer Fluid Dynamics* – Fluidodinâmica Computacional)**

CFD é uma vertente da Mecânica dos Fluidos que estuda problemas relacionados ao escoamento dos fluidos. Utiliza-se de métodos matemáticos e algoritmos baseado nas leis de conservação de massa, momento e energia em conjunto com condições predefinidas do entorno, gerando valores de suas variáveis como pressão, velocidades e temperatura, dentro de um campo, ou domínio, em regimes estacionários ou transientes. O programa utilizado para tal trabalho foi o ANSYS® CFX®, que é uma ferramenta para cálculos baseado em técnicas CFD.

### **5.2.1.2 Geometria**

A válvula consiste em duas partes. Uma fixa e outra móvel. A parte fixa é a parte onde será fixado o copo do PIG. Ela tem o formato de tronco de cone oco. Onde na face de menor diâmetro do tronco terá um orifício para o eixo de rotação da parte móvel. No lado de maior diâmetro, têm-se as extremidades com aba. Nessa aba será fixado o copo. Na face lateral do tronco tem-se duas seções que servem para o fluxo do gás escoar através dela. Ambas defasadas em  $180^\circ$  entre si. A parte móvel da válvula é feita com base também no formato de tronco de cone. No entanto, o tronco não é completo em seu comprimento radial e ficará inserido internamente à parte fixa. Ele tem dois cortes em seu comprimento radial, que em relação ao centro formando ângulos de  $90^\circ$  cada um e tornando-os entre si defasados em  $180^\circ$ . Esses cortes coincidem com os cortes do tronco da parte fixa da válvula. Eles servem para permitir o fluxo do gás quando coincidem com a abertura da parte fixa da válvula. Essa abertura será controlada através do acoplamento de um motor ao eixo de acionamento da parte móvel da válvula. Ainda na parte móvel, existe uma estrutura para evitar que a parte que servirá para bloquear o fluxo de gás flexione em seu sentido longitudinal e também no sentido radial. O trabalho foi feito com diferentes tipos de abertura de válvula: 100% aberta; 33,33% fechada; 83,33% fechada; 100% fechada;

Os quatro casos descritos acima serão definidos como C1, C2, C3 e C4 respectivamente.

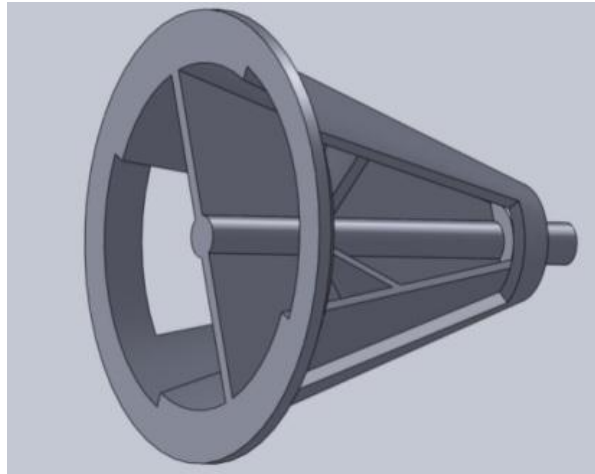


Figura 20: Geometria da válvula de by-pass.

### 5.2.1.3 Pré-Processamento

Após a criação de um novo projeto de CFD a geometria é importada no módulo *Workbench* do ANSYS® CFX®, neste caso optou-se por importar o arquivo no formato de *ParaSolid*(.x\_t), devido a uma restrição na licença de nosso programa.

#### 5.2.1.1 Geração da Malha

As malhas utilizadas em todas as simulações são não estruturadas compostas de elementos tetraédricos. Para cada uma das condições de casos (C1, C2, C3 e C4) foi gerado um tipo de malha M1, M2 M3 e M4 respectivamente. As malhas são geradas automaticamente pelo programa. A Figura 21 mostra o desenho da malha gerada para o caso C1. As malhas geradas são denominadas de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6: Comparação entre abordagens.

| Caso | Malha     |
|------|-----------|
| C1   | <b>M1</b> |
| C2   | <b>M2</b> |
| C3   | <b>M3</b> |
| C4   | <b>M4</b> |

Na Tabela 7 têm-se as características de cada malha gerada pelo programa.

Tabela 7: Descrição dos parâmetros das malhas.

| Malha | Nós   | Elementos | Tetraedros | Fator Global |
|-------|-------|-----------|------------|--------------|
| M1    | 17563 | 89424     | 89424      | 1,0          |
| M2    | 17007 | 87259     | 87259      | 1,0          |
| M3    | 17080 | 87178     | 87178      | 1,0          |
| M4    | 17143 | 88534     | 88534      | 1,0          |

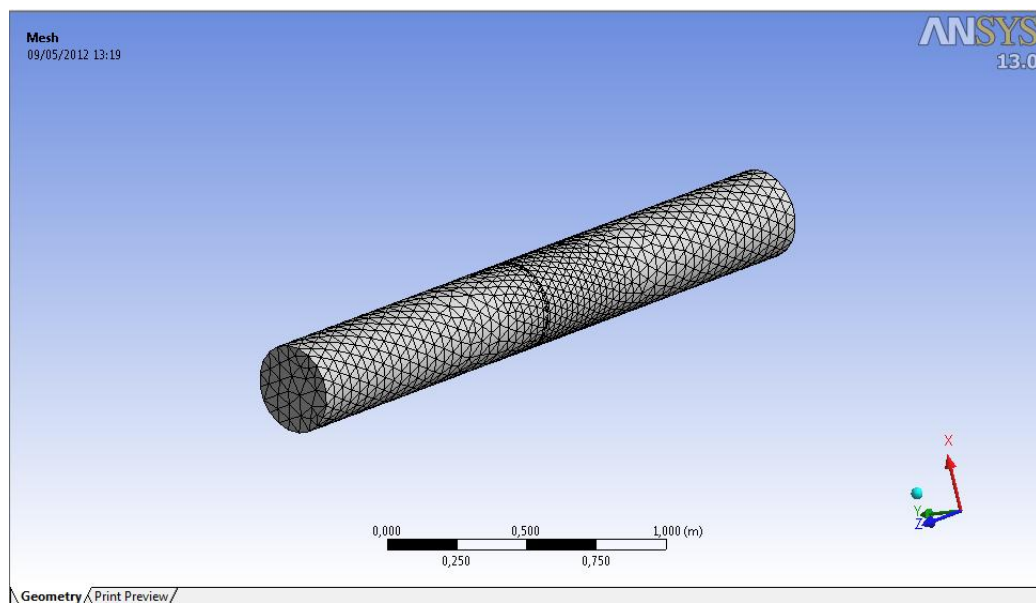


Figura 21: Modelo da Malha para o Caso C1.

### 5.2.1.2 Parâmetros de Simulação

As simulações dos escoamentos tridimensionais foram realizadas em computador com processador Intel(R) Core (TM) 2 Duo, CPU @ 2.2 GHz e 4.0 Gb de RAM utilizando o programa ANSYS® CFX® e seus módulos. Após a definição da geometria no Workbench - ANSYS® CFX® e geração da malha foram determinados os parâmetros físicos e as propriedades dos fluidos necessárias à execução do programa.

O fluido escolhido para a simulação foi ar, em condições de um gás ideal. Em todos os casos o regime escolhido foi o estacionário e a pressão de referência foi ajustada para um (1) atm. Todas as outras pressões são calculadas em relação à pressão de referência. As

superfícies sólidas foram consideradas lisas. O modelo de turbulência padrão escolhido foi o  $K - \epsilon$ .

### 5.2.1.3 Condições de contorno

A pressão total foi ajustada como sendo a condição de contorno na entrada (*inlet*) da tubulação, nas quatro simulações (C1, C2, C3 e C4) e foi considerada um valor de 200 KPa em todas as simulações. Igualmente também para todos os casos, a outra condição de contorno considerada foi a vazão mássica na saída (*outlet*) da tubulação de 2,8 Kg/s. Esta escolha tem resultado em soluções robustas e adequada para o problema no âmbito da ferramenta computacional utilizada. A velocidade e a pressão na saída fazem parte da solução requerida (Ansys CFX – Solver ModelingGuide, 2006). As outras regiões da tubulação foram definidas em uma condição de contorno de “parede” (*wall*) que nada mais que restrições de fluxo, ou seja, as barreiras para o fluxo.

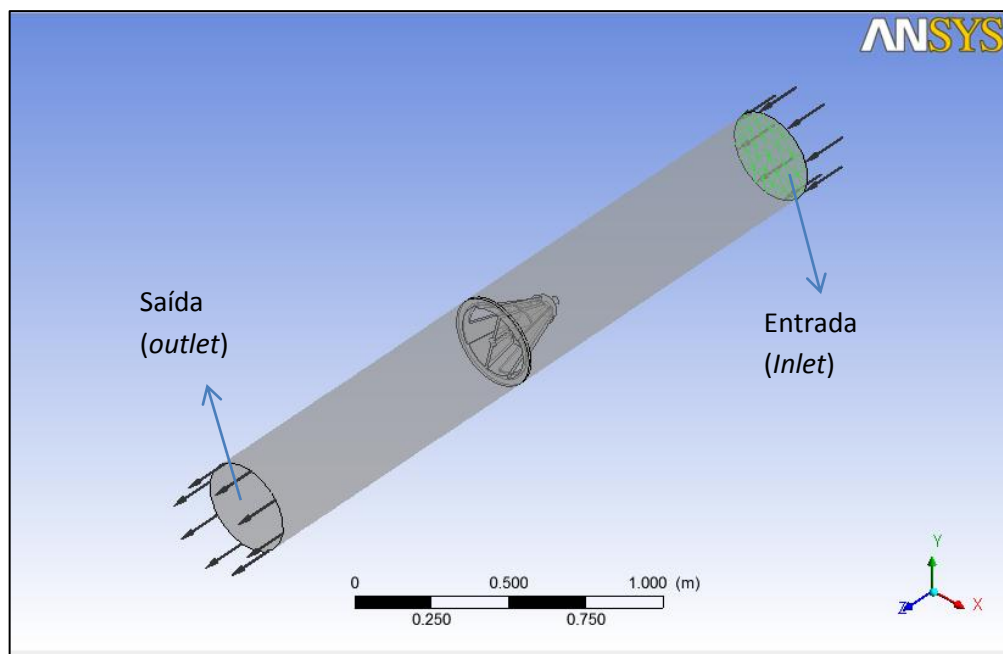


Figura 22: Definição das condições de contorno.

### 5.2.1.4 Critérios de Convergência

A medida de como a solução converge pode ser verificada através da obtenção dos resíduos no cálculo das equações de conservação, no final de cada iteração. No presente estudo, o critério de convergência utilizado foi o de Raiz Quadrada da Média dos Quadrados (*Root Mean Square - RMS*), que é obtido tomando todos os resíduos através do domínio, elevando ao quadrado, tirando a média aritmética entre eles e então obtendo a raiz quadrada do valor resultante. Para avaliar a convergência do problema, número de iterações mínimo foi de 1 e o máximo foi de 300 para todos os casos. O valor do passo no tempo foi configurado 1e por fim o valor residual foi de 0.0005.

### 5.2.1.5 Solução Matemática (*Solver*)

A Solução matemática foi feita através das equações de para escoamento de gás. Como mostra a Tabela 7.

Tabela 8: Equações utilizadas para resolução do problema.

| Variável                     | Dimensão               | Valor | Definição                                                                     |
|------------------------------|------------------------|-------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Número de Mach               | Adimensional           | 1     | $M = \frac{v_o}{v_s}$                                                         |
| CompressibilidadeIsentrópica | $m \ s^{-2} \ kg^{-1}$ | 2     | $\left(-\frac{1}{\rho}\right)\left(\frac{\partial \rho}{\partial P}\right)_s$ |
| CompressibilidadeIsotérmica  | $m \ s^{-2} \ kg^{-1}$ | 2     | $\left(-\frac{1}{\rho}\right)\left(\frac{\partial \rho}{\partial p}\right)_T$ |

Onde,

$v_o = \text{velocidadedosoobjeto};$

$v_s = \text{velocidadedosoar};$

$\rho = \text{massaespecíficadogás};$

$\partial \rho = \text{diferencialdemassaespecífica};$

$\partial P = \text{diferencialdepressão}.$

$\partial p = \text{diferencial de pressão}$ .

## 5.3 Resultados

Os resultados obtidos tanto do controle de velocidade, quanto da simulação do fluido através da válvula são mostrados abaixo.

### 5.3.1 Resultados do Controle de Velocidade

Foram desenvolvidos dois estudos de casos para a simulação do modelo físico obtido: O primeiro corresponde ao controle de velocidade do PIG sem obstáculos. O PIG está inicialmente parado e começa seu movimento permanecendo na horizontal até o final do percurso sem encontrar perturbações. No segundo caso, o PIG encontra inclinações que variam de  $-45^\circ$  a  $45^\circ$  ao longo do percurso.

#### 5.3.1.1 Caso 1

O duto correspondente ao primeiro estudo de caso não possui perturbações. Assim, o PIG faz o percurso em linha reta, com ângulo igual a  $0^\circ$  com a horizontal. Com o controlador projetado e um valor desejado de  $1\text{m/s}^2$ , tivemos o seguinte comportamento da velocidade no tempo:

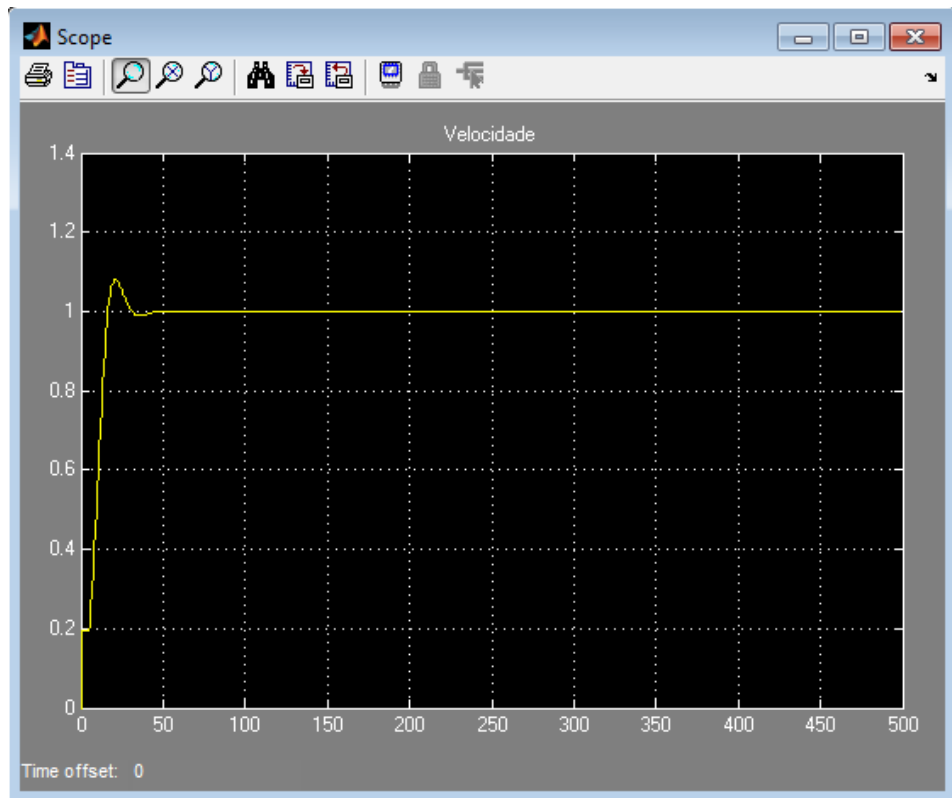


Figura 23: Velocidade x Tempo para o caso 1.

## Caso 2

No segundo estudo de caso, o duto possui o seguinte layout:

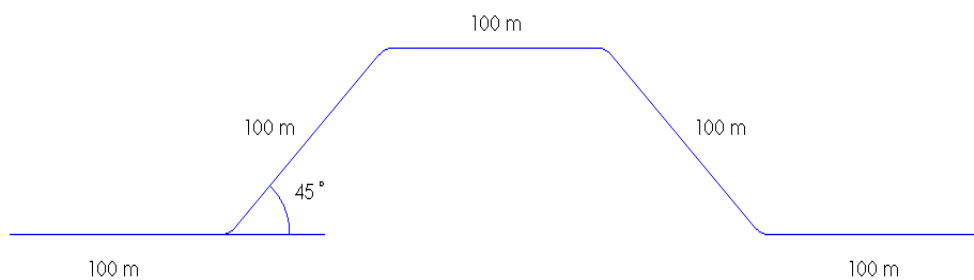


Figura 24 Layout do duto para o caso 2.

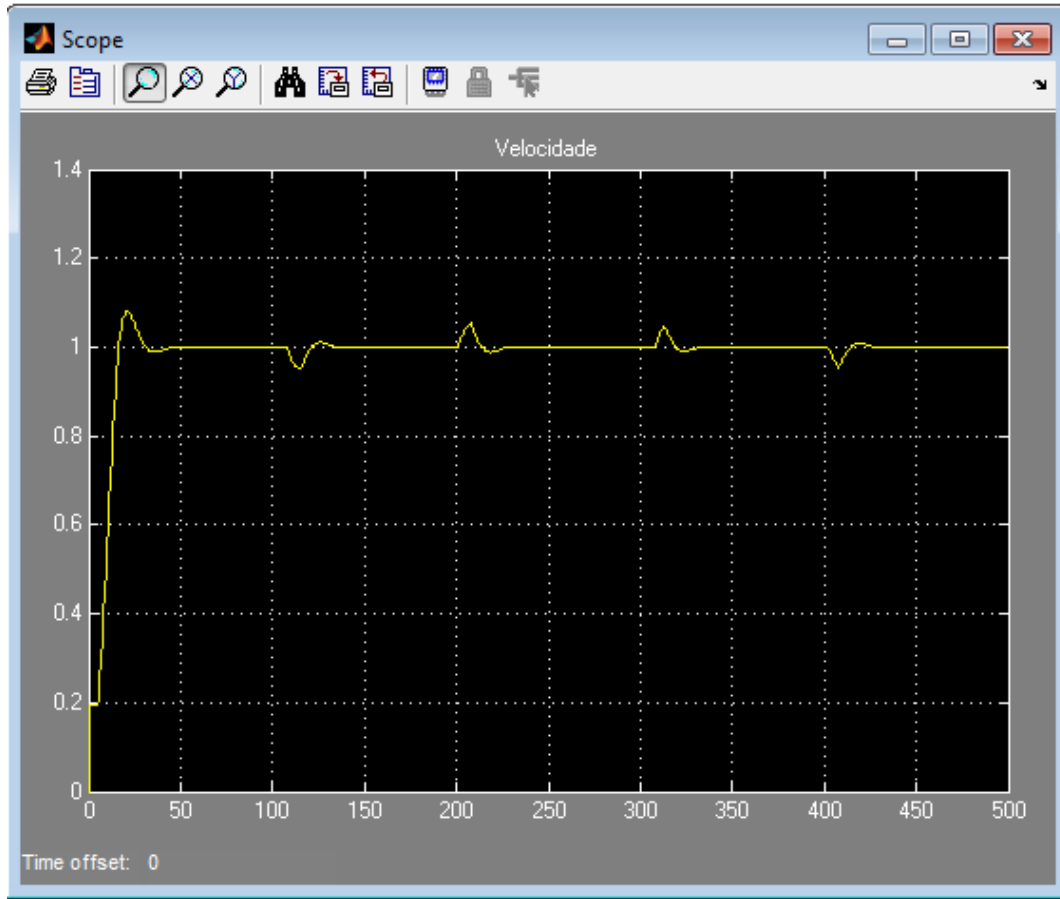


Figura 25: Velocidade x Tempo para o caso 2.

### 5.3.2 Pós-Processamento da análise CFD

Os resultados obtidos na simulação do CFD são mostrados a partir das curvas de convergência para conservação da massa e conservação da quantidade movimento para as velocidades U, V e W, como mostrado no gráfico a seguir, a curva vermelha mostra a convergência da curva de massa, e as curvas verde, azul e amarelo para a conservação do movimento nas velocidades U, V e W na respectiva ordem.

A Tabela 8 mostra o número máximo de interações feitas para cada caso até chegar a convergência ajustada.

Tabela 9 Número máximo de interações para todos os casos.

| Caso | Número Máximo de Interações |
|------|-----------------------------|
| C1   | 54                          |
| C2   | 31                          |
| C3   | 57                          |
| C4   | 32                          |

A seguir é mostrado o perfil de velocidade que passa pela válvula para o caso C2.

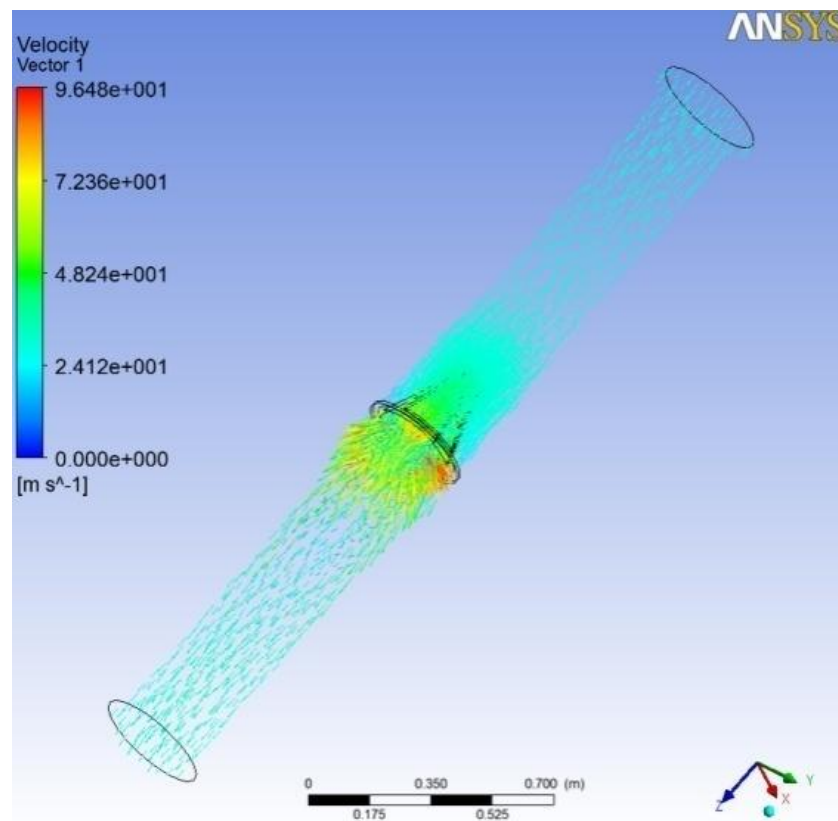


Figura 26: Perfil de velocidade desenvolvido através da válvula para o caso C2.

A queda de pressão através da válvula para o caso C2 é mostrada adiante na Figura 27 e a Tabela 10 mostra a queda de pressão para todos os casos.

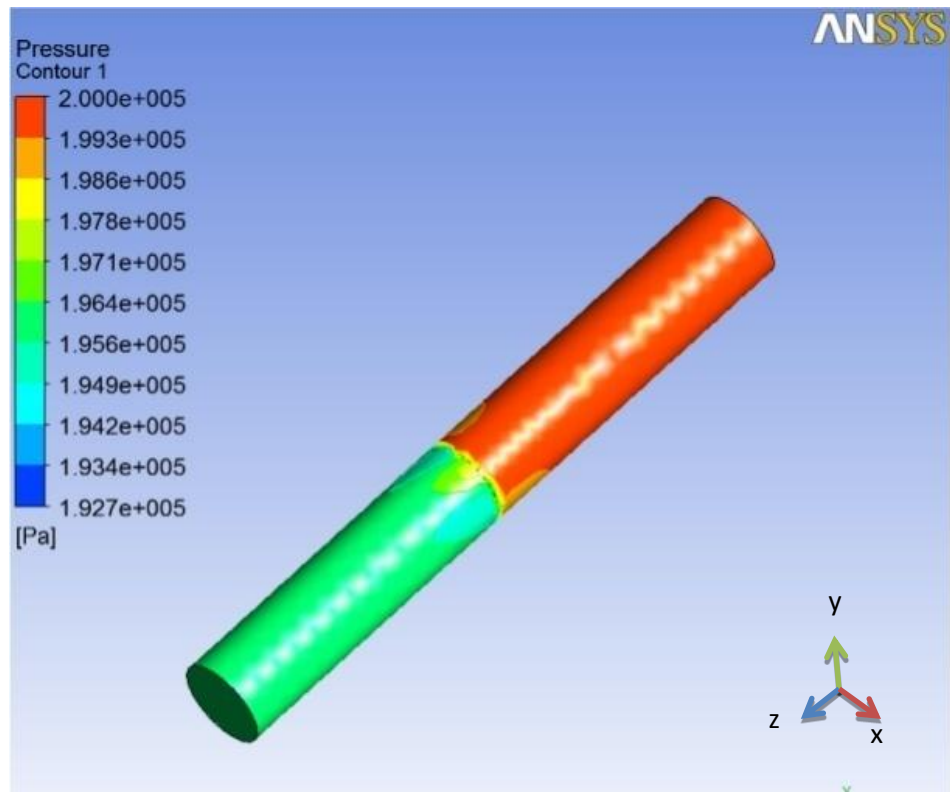


Figura 27: Perfil de Pressão através da válvula para o caso C2.

Tabela 10: Queda de pressão para todos os casos.

| Caso | Queda de Pressão (Pa) |
|------|-----------------------|
| C1   | 2000                  |
| C2   | 4400                  |
| C3   | 14900                 |
| C4   | 38400                 |

## **6. Conclusões**

### **6.1 Simulações do Reservatório**

De acordo com as simulações mostradas constatou-se que entre os modelos com injeção de água, o que tinha a vazão de 600 metros cúbicos por dia obteve um maior fator de recuperação para um reservatório com óleo leve (28,17%), porém com alto grau de água produzida, cerca de quase 6 bilhões de metros cúbicos e baixa quantidade de gás natural ao final de 36 anos utilizando a injeção de água. Já entre os modelos com injeção de gás o que tinha injeção diária de 600.000 metros cúbicos mostrou-se ser o mais eficiente, chegando a um fator de recuperação de óleo no patamar de 22,29%, e também foi o modelo entre todos com maior acumulado de gás ao final do projeto.

A análise econômica indicou que a viabilidade de todos os projetos de injeção, considerando um preço de barril de petróleo fixo em 70 dólares, e metro cúbico de gás para venda em 0,44 dólares ao longo de todo período de produção. O projeto de maior VPL foi o com injeção diária de gás de 600000 metros cúbicos. É notável que as altas quantidades de gás natural produzido e baixas quantidades de água produzida fizeram com que esse projeto fosse tão atrativo mesmo que não apresentasse o maior fator de recuperação de óleo.

A simulação numérica para a previsão do comportamento de um reservatório de petróleo sujeitos a diferentes projetos de recuperação suplementar, complementado por uma análise econômica subsequente, gerou resultados satisfatórios. Também mostrou que quanto maior a injeção de gás, maior é o valor do VPL, isso se dar não só a produção de óleo, mas devido a grande produção de gás que contribuiu em boa parte para o aumento dos valores de Receitas de todos os projetos.

### **6.2 Controle de Velocidade para PIG's**

Com a simulação do sistema físico, percebe-se que a variação da área de contato a qual é exercida uma força causada pela pressão do fluido implica em uma diminuição ou aumento da velocidade do PIG. O controlador proposto conseguiu manter a velocidade desejada, mesmo em situações de perturbações ao longo do duto. Fisicamente, para realizar a variação dessa

área de contato e causar um diferencial de pressão no PIG, projetou-se uma válvula para obter dados quantitativos da queda de pressão. Observa-se claramente que o aumento da queda de pressão através da válvula à medida que o percentual de fechamento é aumentado, lembrando-se que a velocidade do PIG é diretamente proporcional ao diferencial de pressão entre ele, é claramente viável o uso da válvula de by-pass para controlar a velocidade do PIG.

## 7. Referências Bibliográficas

- CASTIÑEIRA, Paula Panaro. **Estudo da Viabilidade Econômica de Projetos de Recuperação Suplementar para Campos com Alto Grau de Exploração**. 2008. 53 f. Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.
- CMG, Computer Simulator Group Ltda. **Guia para el usuario**. IMEX – (Implicit– Explicit Black Oil Simulator) versão 2010.10, Calgary-Alberta-Canadá.
- HAZZAN, S., POMPEO, N. J. **Matemática Financeira**, Editora Atlas S.A. p. 2-39.
- MAINIER, Fernando B.; SANDRES, Gisele C.; TAVARES, Sérgio Souto Maior. **CORROSÃO POR SULFETO DE HIDROGÊNIO (H<sub>2</sub> S) E SUAS IMPLICAÇÕES NO MEIO AMBIENTE E NA SEGURANÇA INDUSTRIAL**. In: CONGRESSO IBEROAMERICANO DE ENGENHARIA MECANICA, 8., 2007, Cusco. **CORROSÃO POR SULFETO DE HIDROGÊNIO (H<sub>2</sub> S) E SUAS IMPLICAÇÕES NO MEIO AMBIENTE E NA SEGURANÇA INDUSTRIAL**. Cusco: Congresso Iberoamericano De Engenharia Mecânica, 2007. p. 612 - 618.
- MARSILI, Marcelo Danemberg. **Simulação Numérica da Injeção de Água como Método de Recuperação Suplementar para um Campo com Alto Grau de Exploração**. 2008. 68 f. Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.
- Mathews, L., Kennard, M.: “**Velocity Control of Pigs in Gas Pipelines**”, Pipeline Pigging & Integrity Technology, J. Tiratsoo, ed., 3rd. Scientific Surveys Ltd., PO Box 21, Baconsfield HP9 1NS, Uk, Chapter 1, pp.35-47, 2003.
- NETO, A. A. **Matemática Financeira e Suas Aplicações**. 8 ed. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2003.
- NIECKELE, A.O., BRAGA, A.M.B., Azevedo, L.F.A., **Transient Pig Motion though Gas and Liquid Pipelines**, *Journal of Energy Resources Technology*, 123, 2001, 260-269.
- ROSA, A. J., CARAVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. I. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.
- S.M.Husseinipour, A. ZarifKhalili, and A. Salami, “**Numerical simulation of pig motion through gas pipelines**,” presented at 16 th Australasian Fluid Mechanics Conference, Crown Plaza, Gold Coast, Australia, December 2007.

THOMAS, J. E. (org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

TOLMASQUIM, Sueli Tiomno. **PROJETO E CONTROLE DA OPERAÇÃO DE PASSAGEM DE PIGS EM DUTOS**. 2004. 105 f. Tese (Mestrado) - Puc, Rio de Janeiro, 2004.

WILLHITE, G. P. **Waterflooding**, SPE Textbook Series, v. 3, p. 1-4, 1986.