



**METODOLOGIA PARA SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA SISTEMAS DE  
BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO PARA PRODUÇÃO DE ÓLEOS PESADOS  
EM ÁGUAS PROFUNDAS**

**Bárbara Ferreira Cavalcante**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

**Orientadores: Breno Pinheiro Jacob**

**Juliana Souza Baioco**

**Rio de Janeiro  
Setembro de 2018**

METODOLOGIA PARA SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA SISTEMAS DE  
BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO PARA PRODUÇÃO DE ÓLEOS PESADOS  
EM ÁGUAS PROFUNDAS

Bárbara Ferreira Cavalcante

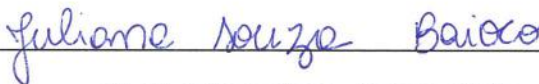
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:



---

Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.



---

Profª. Juliana Souza Baioco, D.Sc.



---

Prof. Carl Horst Albrecht, D.Sc.



---

Dr. Max de Castro Rodrigues, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2018

Cavalcante, Bárbara Ferreira

Metodologia para Seleção de Alternativas para  
Sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso para Produção  
de Óleos Pesados em Águas Profundas/ Bárbara Ferreira  
Cavalcante – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XXI, 174 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Breno Pinheiro Jacob

Juliana Souza Baioco

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de  
Engenharia Civil, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 173-174.

1. Bombeio Centrífugo Submerso no Leito Marinho. 2.  
Óleo Pesado. 3. Água Profunda. I. Jacob, Breno Pinheiro *et*  
*al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,  
Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*À minha mãe,  
Maria Lucia Ferreira Cavalcante,  
Ao meu pai,  
Danilo Coelho Ferreira Cavalcante (in memoriam)  
e irmãos,  
Denise, Vivian, Lucia, Daniel, Isabel e Miriam.*

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus orientadores Juliana Baioco e Breno Jacob por terem acolhido o tema proposto e me apoiado e orientado ao longo destes anos.

À minha mãe, Maria Lucia Cavalcante, por ser meu maior exemplo de garra e perseverança, por sempre ter acreditado na minha capacidade e me incentivado a buscar o melhor e por todo amor e dedicação dispendidos em minha formação.

Ao Nicolas Urupukina, pelo apoio, incentivo e ajuda fundamentais em um momento que minha rotina se tornou exaustiva.

Ao Marcelo Marsili por sempre estar pronto para me ajudar e sugerir soluções práticas para minhas dificuldades com a dissertação, mas principalmente pela amizade e incentivo ao longo destes anos.

Às amigas Lurian e Livia pelo ombro amigo, conversas calmantes e grupos de estudo. Vocês foram os meus grandes presentes nesta trajetória acadêmica.

Ao Fernando Libório, que me deu a sugestão que foi a “cereja do bolo” e por ser um exemplo de estudo, dedicação e curiosidade.

Aos colegas de trabalho que me ajudaram com experiência, ideias, sugestões e críticas imprescindíveis para a conclusão deste trabalho, especialmente ao Carlos Alberto Pedroso e ao João Siqueira de Mattos.

Ao Jacques Salies, por perguntar diariamente pelo meu “tesouro”. Seu incentivo foi fundamental na minha jornada.

À Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. por me incentivar e apoiar em meu desenvolvimento profissional.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA PARA SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA SISTEMAS DE  
BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO PARA PRODUÇÃO DE ÓLEOS PESADOS  
EM ÁGUAS PROFUNDAS

Bárbara Ferreira Cavalcante

Setembro/2018

Orientadores: Breno Pinheiro Jacob

Juliana Souza Baioco

Programa: Engenharia Civil

No desenvolvimento de um campo de petróleo é de suma importância a escolha adequada do método de elevação artificial aplicado, de forma a obter-se o melhor retorno financeiro para o projeto. O objetivo deste trabalho consiste em desenvolver uma metodologia para definição do posicionamento do sistema de bombeio centrífugo submerso para produção de óleos pesados em águas profundas. Um dos métodos de elevação artificial mais recomendados para óleos pesados é o BCS (Bombeio Centrífugo Submerso), porém, devido ao seu baixo MTTF (*Mean Time to Failure* - Tempo Médio até a Falha), em alguns casos, o custo associado às intervenções é proibitivo. Uma alternativa para redução do custo de intervenção é o posicionamento do BCS no leito marinho, em um *skid* de bombeio. Esta alternativa, entretanto, reduz a vazão inicial do poço. Desta forma, são propostas etapas de análises técnicas, econômicas e de risco que possam ser utilizadas de forma simples para auxílio na tomada de decisão do melhor posicionamento do sistema de bombeio, dentro do poço ou no leito marinho, de forma a obter-se o melhor retorno financeiro.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHODOLOGY FOR SELECTION OF ALTERNATIVES FOR ELECTRICAL  
SUBMERSIBLE PUMP SYSTEMS FOR PRODUCTION OF HEAVY OIL IN DEEP  
WATER

Bárbara Ferreira Cavalcante

September/2018

Advisors: Breno Pinheiro Jacob

Juliana Souza Baioco

Department: Civil Engineering

In an oil field development, the choice of the appropriate artificial lift method is extremely important, in order to obtain the best financial return for the project. This thesis has the objective of develop a methodology to define the position of the Electrical Submersible Pump (ESP) System to produce heavy oil in deep water. One of the most recommended artificial lift methods for heavy oil is the ESP, but, due to its low MTTF, in some cases, the associated cost for the workovers is prohibitive. An alternative to reduce the cost of the workover is the positioning the ESP in the seabed, in a pumping skid. This alternative, however, reduces the initial well flow rate. Therefore, it is proposed technical, economical and risk analysis stages to be easily applied to assists the decision of the best positioning of the pumping system, inside the well or on the seabed, in order to obtain the best financial return.

## SUMÁRIO

|                                                                                            |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....</b>                                                        | <b>1</b>  |
| 1.1 Contexto e Motivação.....                                                              | 1         |
| 1.2 Metodologias de Seleção de Métodos de Elevação Artificial Presentes na Literatura..... | 3         |
| 1.3 Objetivo do Trabalho.....                                                              | 5         |
| 1.4 Organização do Texto.....                                                              | 6         |
| <b>CAPÍTULO 2 FLUXO MULTIFÁSICO .....</b>                                                  | <b>8</b>  |
| 2.1 Etapas de Fluxo.....                                                                   | 8         |
| 2.1.1 Fluxo no Meio Poroso.....                                                            | 9         |
| 2.1.2 Fluxo do Fundo do Poço à Superfície.....                                             | 11        |
| 2.1.3 Análise Nodal .....                                                                  | 12        |
| 2.2 Correlações de Fluxo Multifásico.....                                                  | 13        |
| 2.2.1 Classificação das Equações de Fluxo Multifásico .....                                | 14        |
| 2.2.2 Gradiente de Pressão.....                                                            | 16        |
| 2.2.3 Correlação de <i>Beggs &amp; Brill</i> .....                                         | 17        |
| <b>CAPÍTULO 3 MÉTODOS DE ELEVAÇÃO .....</b>                                                | <b>23</b> |
| 3.1 Elevação Natural.....                                                                  | 23        |
| 3.1.1 Produção por Surgência .....                                                         | 23        |
| 3.2 Elevação Artificial .....                                                              | 24        |
| 3.3 Bombeio Centrífugo Submerso .....                                                      | 25        |
| 3.4 Bombeio Centrífugo Submerso Posicionado Fora do Poço.....                              | 27        |
| 3.4.1 Módulo de Bombeio .....                                                              | 28        |
| 3.4.2 <i>Skid</i> de Bombeio Centrífugo Submerso Submarino ( <i>skid</i> -BCS) .....       | 29        |
| 3.5 Limitações Técnicas para Aplicação de Bombeio Centrífugo Submerso.....                 | 32        |
| 3.5.1 Fração de Gás Livre .....                                                            | 32        |
| <b>CAPÍTULO 4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA .....</b>                                                | <b>35</b> |
| 4.1 Taxa Interna de Retorno - TIR.....                                                     | 35        |
| 4.2 Valor Presente Líquido – VPL.....                                                      | 36        |
| 4.3 Tributações e outras obrigações.....                                                   | 37        |
| 4.3.1 Participações Governamentais e de Terceiros .....                                    | 37        |
| 4.3.2 Impostos.....                                                                        | 37        |
| 4.4 Análise de Risco .....                                                                 | 38        |
| 4.4.1 Introdução .....                                                                     | 38        |
| 4.4.2 Análise determinística.....                                                          | 38        |



|                                                      |                                                                         |           |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.4.3                                                | Análise Probabilística Utilizando a Simulação de Monte Carlo .....      | 39        |
| 4.4.3.1                                              | Modelo de Previsão .....                                                | 41        |
| 4.4.3.2                                              | Variáveis de Risco .....                                                | 42        |
| 4.4.3.3                                              | Distribuição de Probabilidade .....                                     | 43        |
| 4.4.3.4                                              | Execução da Simulação .....                                             | 52        |
| 4.4.3.5                                              | Análise dos Resultados .....                                            | 52        |
| <b>CAPÍTULO 5 METODOLOGIA .....</b>                  |                                                                         | <b>56</b> |
| 5.1                                                  | Introdução .....                                                        | 56        |
| 5.2                                                  | Simplificação das Curvas de Produção.....                               | 57        |
| 5.3                                                  | Limite Técnico por Máxima Fração de Gás Livre (FGL).....                | 58        |
| 5.4                                                  | Análises Econômicas Determinísticas e Probabilísticas.....              | 59        |
| <b>CAPÍTULO 6 ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS .....</b> |                                                                         | <b>61</b> |
| 6.1                                                  | Introdução .....                                                        | 61        |
| 6.2                                                  | Características dos Estudos de Caso.....                                | 61        |
| 6.2.1                                                | Modelagem PIPESIM .....                                                 | 61        |
| 6.2.1.1                                              | Características do Campo .....                                          | 61        |
| 6.2.2                                                | Simplificação das Curvas de Produção.....                               | 65        |
| 6.2.3                                                | Limite Técnico – Máxima Fração de Gás Livre (FGL).....                  | 66        |
| 6.2.4                                                | Análise Econômica .....                                                 | 68        |
| 6.3                                                  | Resultados Obtidos .....                                                | 75        |
| 6.3.1                                                | Estudo de Caso 1.....                                                   | 75        |
| 6.3.1.1                                              | Limitação Técnica: Máxima FGL manuseável pelo sistema de bombeio<br>77  |           |
| 6.3.1.2                                              | Cálculo VPL - Cenário Base – Caso 1 .....                               | 80        |
| 6.3.1.3                                              | Análise determinística .....                                            | 81        |
| 6.3.1.4                                              | Análise Probabilística.....                                             | 91        |
| 6.3.1.5                                              | Conclusões do Estudo de Caso 1 .....                                    | 114       |
| 6.3.2                                                | Estudo de Caso 2.....                                                   | 115       |
| 6.3.2.1                                              | Limitação Técnica: Máxima FGL manuseável pelo sistema de bombeio<br>118 |           |
| 6.3.2.2                                              | Cálculo VPL - Cenário Base – Caso 2 .....                               | 119       |

|                                                      |                                                                         |            |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.3.2.3                                              | Análise determinística .....                                            | 120        |
| 6.3.2.4                                              | Análise Probabilística .....                                            | 134        |
| 6.3.2.5                                              | Conclusões do Estudo de Caso 2 .....                                    | 151        |
| 6.3.3                                                | Estudo de Caso 3 .....                                                  | 153        |
| 6.3.3.1                                              | Limitação Técnica: Máxima FGL manuseável pelo sistema de bombeio<br>156 |            |
| 6.3.3.2                                              | Cálculo VPL - Cenário Base – Caso 3 .....                               | 157        |
| 6.3.3.3                                              | Análise determinística .....                                            | 158        |
| 6.3.3.4                                              | Análise Probabilística .....                                            | 163        |
| 6.3.3.5                                              | Conclusões do Estudo de Caso 3 .....                                    | 169        |
| <b>CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO .....</b>                    |                                                                         | <b>171</b> |
| 7.1                                                  | Considerações Finais .....                                              | 171        |
| 7.2                                                  | Trabalhos Futuros .....                                                 | 172        |
| <b>CAPÍTULO 8 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b> |                                                                         | <b>173</b> |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1.1: Potencial de produção de diferentes métodos de elevação artificial para o Campo de Jubarte (Rodrigues <i>et al.</i> , 2005) .....     | 2  |
| Figura 2.1: Modelo linear para IPR (Nunes, 2008). .....                                                                                           | 10 |
| Figura 2.2: Curva de IPR, modelo de Vogel (Nunes, 2008). .....                                                                                    | 11 |
| Figura 2.3: Exemplo de curvas IPR e TPR para um poço não surgente.....                                                                            | 12 |
| Figura 2.4: Exemplo de curvas IPR e TPR para um poço surgente ou com método de elevação artificial.....                                           | 12 |
| Figura 2.5: Padrões de fluxo vertical (Oliveira, 2003). .....                                                                                     | 15 |
| Figura 2.6: Padrões de escoamento horizontal (Oliveira, 2003). .....                                                                              | 18 |
| Figura 2.7: Mapa e regimes de escoamento proposto por <i>Beggs &amp; Brill</i> (Brill e Mukherje, 1999).....                                      | 20 |
| Figura 3.1: Componentes de um Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (Andreolli, 2016).....                                                       | 25 |
| Figura 3.2: Esquema do poço RJ-221(Ribeiro <i>et al.</i> , 2005) .....                                                                            | 27 |
| Figura 3.3: Esquema do poço 7-JUB-02 HP (Colodette <i>et al.</i> , 2008) .....                                                                    | 29 |
| Figura 3.4: Representação de <i>skid</i> -BCS – base de fluxo e módulo de bombeio (Tarcha <i>et al.</i> , 2015).....                              | 30 |
| Figura 3.5: <i>skid</i> -BCS – Cascade & Chinook (Cassity <i>et al.</i> , 2013).....                                                              | 31 |
| Figura 3.6: Instalação a cabo de <i>skid</i> -BCS no Campo de Jubarte (Tarcha <i>et al.</i> , 2016) .....                                         | 31 |
| Figura 3.7: Correlação de Turpin (gráfico elaborado pelo autor, com base na equação da Correlação de Turpin).....                                 | 33 |
| Figura 4.1: Processo de análise de risco. ....                                                                                                    | 40 |
| Figura 4.2: Exemplo básico de modelo de previsão. ....                                                                                            | 41 |
| Figura 4.3: Exemplo de modelo de previsão – análise de fluxo de caixa.....                                                                        | 41 |
| Figura 4.4: Exemplo de análise de sensibilidade e incerteza .....                                                                                 | 43 |
| Figura 4.5: Exemplo de definição de distribuição de probabilidade a partir de dados históricos. (Elaborado pelo Autor com o Software @risk). .... | 45 |
| Figura 4.6: Exemplo de atribuição das distribuições de probabilidade às variáveis de risco do projeto. ....                                       | 46 |

|                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 4.7: Distribuição normal padrão (Palisade, 2016).....                                                             | 47 |
| Figura 4.8: Distribuição uniforme (Palisade, 2016). ....                                                                 | 48 |
| Figura 4.9: Distribuição triangular (Palisade, 2016). ....                                                               | 49 |
| Figura 4.10: Distribuição PERT x triangular (PM Knowledge Center, 2018).....                                             | 49 |
| Figura 4.11: Distribuição PERT (Palisade, 2016). ....                                                                    | 50 |
| Figura 4.12: Distribuição exponencial (Palisade, 2016).....                                                              | 51 |
| Figura 4.13: Outras funções de distribuição (NIST e Sematech, 2018). ....                                                | 51 |
| Figura 4.14: Execução da simulação. ....                                                                                 | 52 |
| Figura 4.15: Probabilidade de VPL positivo zero: rejeitar o projeto.....                                                 | 53 |
| Figura 4.16: Probabilidade de VPL negativo zero: aceitar o projeto. ....                                                 | 54 |
| Figura 4.17: Probabilidade de VPL negativo maior que zero e menor que 1: decisão levando em consideração os riscos. .... | 54 |
| Figura 4.18: Escolha entre projetos mutuamente exclusivos. ....                                                          | 55 |
| Figura 4.19: Escolha entre projetos mutuamente exclusivos que se interceptam. ....                                       | 55 |
| Figura 5.1: Fluxograma de execução da metodologia. ....                                                                  | 56 |
| Figura 6.1: Configuração do poço e sistema submarino modelado no <i>Pipesim</i> – projeto com BCSS .....                 | 62 |
| Figura 6.2: Configuração do poço e sistema submarino modelado no <i>Pipesim</i> – projeto com <i>skid</i> -BCS .....     | 63 |
| Figura 6.3: Análise nodal realizada no <i>Pipesim</i> para cálculo da vazão – projeto com BCSS .....                     | 64 |
| Figura 6.4: Análise nodal realizada no <i>Pipesim</i> para cálculo da vazão – projeto com <i>skid</i> -BCS.....          | 64 |
| Figura 6.5: Curvas de Produção de Óleo -Caso 1 .....                                                                     | 77 |
| Figura 6.6: Razão Gás Líquido (RGL) - Caso 1.....                                                                        | 77 |
| Figura 6.7: Limitação técnica por máxima FGL – BCSS – Caso 1. ....                                                       | 79 |
| Figura 6.8: Limitação técnica por máxima FGL – <i>skid</i> -BCS – Caso 1. ....                                           | 79 |
| Figura 6.9: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 1.....                                                  | 82 |
| Figura 6.10: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 1.....                                       | 83 |

|                                                                                                                                          |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.11: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 1 – Caso 1.....                                                       | 85  |
| Figura 6.12: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 2 – Caso 1.....                                                       | 86  |
| Figura 6.13: Impacto da Variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 1.....                                      | 88  |
| Figura 6.14: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 1.....                                      | 88  |
| Figura 6.15: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 1.....                                      | 90  |
| Figura 6.16: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 1.....                                      | 90  |
| Figura 6.17: Ajuste de distribuição de probabilidade MTTF.....                                                                           | 92  |
| Figura 6.18: Distribuição de probabilidade MTTF.....                                                                                     | 93  |
| Figura 6.19: Ajuste de Distribuição de probabilidade Brent.....                                                                          | 94  |
| Figura 6.20: Distribuição de probabilidade Brent.....                                                                                    | 95  |
| Figura 6.21: Distribuição de probabilidade TAE – Sonda - BCSS.....                                                                       | 96  |
| Figura 6.22: Distribuição de probabilidade TAE – PLSV – <i>skid</i> -BCS.....                                                            | 97  |
| Figura 6.23: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção - BCSS.....                                                      | 98  |
| Figura 6.24: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção – <i>skid</i> -BCS.....                                          | 99  |
| Figura 6.25: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção - BCSS.....                                                             | 100 |
| Figura 6.26: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção – <i>skid</i> -BCS.....                                                 | 100 |
| Figura 6.27: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 1.....                                                                     | 102 |
| Figura 6.28: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 1 – Probabilidade de VPL negativo.....                                     | 102 |
| Figura 6.29: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 1.....                             | 103 |
| Figura 6.30: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 1..... | 103 |
| Figura 6.31: Correlação VPL x Brent – BCSS – Caso 1.....                                                                                 | 104 |
| Figura 6.32: Correlação VPL x MTTF – BCSS – Caso 1.....                                                                                  | 105 |

|                                                                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.33: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 1 .....                                                                                        | 105 |
| Figura 6.34: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 1 – Probabilidade de VPL negativo. ....                                                        | 106 |
| Figura 6.35: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 1. ....                                                | 107 |
| Figura 6.36: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 1.....                     | 107 |
| Figura 6.37: Correlação VPL x Brent – <i>skid</i> -BCS – Caso 1. ....                                                                                                    | 108 |
| Figura 6.38: Correlação VPL x MTTF – <i>skid</i> -BCS – Caso 1. ....                                                                                                     | 109 |
| Figura 6.39: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 1 .....                                                                     | 110 |
| Figura 6.40: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 1 – Probabilidade de VPL negativo. ....                                     | 111 |
| Figura 6.41: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 1. ....                             | 111 |
| Figura 6.42: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 1. .... | 112 |
| Figura 6.43: Correlação VPL x Brent – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 1. ....                                                                                 | 113 |
| Figura 6.44: Correlação VPL x MTTF – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 1. ....                                                                                  | 113 |
| Figura 6.45: Curvas de Produção de Óleo - Caso 2.....                                                                                                                    | 117 |
| Figura 6.46: Comparação das Curvas de Produção Acumulada dos Casos 1 e 2.....                                                                                            | 117 |
| Figura 6.47: Limitação Técnica por Máxima FGL – BCSS – Caso 2.....                                                                                                       | 118 |
| Figura 6.48: Limitação Técnica por Máxima FGL – <i>skid</i> -BCS – Caso 2. ....                                                                                          | 118 |
| Figura 6.49: Comparativo VPL – Cenário Base – Caso 1 x Caso 2.....                                                                                                       | 119 |
| Figura 6.50: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 2.....                                                                                                 | 121 |
| Figura 6.51: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 2.....                                                                                       | 123 |
| Figura 6.52: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 1 – Caso 2. ...                                                                                       | 125 |
| Figura 6.53: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 2 – Caso 2. ...                                                                                       | 126 |
| Figura 6.54: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 2. ....                                                                     | 128 |

|                                                                                                                                                      |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.55: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 2. ....                                                 | 129 |
| Figura 6.56: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 2. ....                                                 | 131 |
| Figura 6.57: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 2. ....                                                 | 132 |
| Figura 6.58: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 2.....                                                                                 | 136 |
| Figura 6.59: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 2 – Probabilidade de VPL negativo.....                                                 | 137 |
| Figura 6.60: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 2.....                                         | 138 |
| Figura 6.61: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 2. ....            | 138 |
| Figura 6.62: Correlação VPL x Brent – BCSS – Caso 2.....                                                                                             | 139 |
| Figura 6.63: Correlação VPL x MTTF – BCSS – Caso 2. ....                                                                                             | 140 |
| Figura 6.64: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 2 .....                                                                    | 141 |
| Figura 6.65: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 2 – Probabilidade de VPL negativo. ....                                    | 142 |
| Figura 6.66: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 2. ....                            | 143 |
| Figura 6.67: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS – Caso 2..... | 144 |
| Figura 6.68: Correlação VPL x Brent – <i>skid</i> -BCS – Caso 2. ....                                                                                | 145 |
| Figura 6.69: Correlação VPL x MTTF – <i>skid</i> -BCS – Caso 2. ....                                                                                 | 146 |
| Figura 6.70: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 2 .....                                                 | 147 |
| Figura 6.71: Distribuição de Probabilidades VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 2 – Probabilidade de VPL negativo.....                  | 148 |
| Figura 6.72: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 2. ....         | 149 |

|                                                                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.73: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 2. .... | 149 |
| Figura 6.74: Correlação VPL x Brent – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 2. ....                                                                                 | 150 |
| Figura 6.75: Correlação VPL x MTTF – <i>skid</i> -BCS com barco dedicado – Caso 2. ....                                                                                  | 151 |
| Figura 6.76: Curvas de Produção de Óleo - Caso 3.....                                                                                                                    | 154 |
| Figura 6.77: Comparativo Curvas de Produção Caso 1 x Caso 3. ....                                                                                                        | 155 |
| Figura 6.78: Perfil de RGL para os três casos. ....                                                                                                                      | 155 |
| Figura 6.79: Limitação Técnica por Máxima FGL – BCSS – Caso 3.....                                                                                                       | 156 |
| Figura 6.80: Limitação Técnica por Máxima FGL – <i>skid</i> -BCS – Caso 2. ....                                                                                          | 156 |
| Figura 6.81: Comparativo VPL – Cenário Base – Caso 1 x Caso 3.....                                                                                                       | 157 |
| Figura 6.82: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 3.....                                                                                                 | 158 |
| Figura 6.83: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 3.....                                                                                       | 159 |
| Figura 6.84: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – Caso 3.....                                                                                                  | 160 |
| Figura 6.85: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – Caso 3. ....                                                                                | 161 |
| Figura 6.86: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – Caso 3. ....                                                                                | 162 |
| Figura 6.87: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 3.....                                                                                                     | 165 |
| Figura 6.88: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 3 – Probabilidade de VPL negativo.....                                                                     | 166 |
| Figura 6.89: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 3.....                                                             | 167 |
| Figura 6.90: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 3. ....                                | 167 |
| Figura 6.91: Correlação VPL x Brent – BCSS – Caso 3.....                                                                                                                 | 168 |
| Figura 6.92: Correlação VPL x MTTF – BCSS – Caso 3. ....                                                                                                                 | 169 |



## ÍNDICE DE TABELAS

|                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 2.1: Coeficientes para cálculo de <i>holdup</i> para correlação de <i>Beggs &amp; Brill</i> ..... | 21 |
| Tabela 2.2: Coeficientes para correção da inclinação .....                                               | 22 |
| Tabela 6.1: Características do fluido produzido.....                                                     | 63 |
| Tabela 6.2: Características do reservatório.....                                                         | 64 |
| Tabela 6.3: Propriedades do fluido – fase óleo .....                                                     | 67 |
| Tabela 6.4: Propriedades do fluido – fase gás .....                                                      | 67 |
| Tabela 6.5: Inputs fixos para cálculo do VPL. ....                                                       | 69 |
| Tabela 6.6: Custo de investimento - CAPEX.....                                                           | 70 |
| Tabela 6.7: Custo de operação - OPEX.....                                                                | 71 |
| Tabela 6.8: Custos de intervenção.....                                                                   | 71 |
| Tabela 6.9: Variáveis de entrada para o cálculo do VPL .....                                             | 72 |
| Tabela 6.10: Distribuição de probabilidades variáveis para cálculo do VPL.....                           | 74 |
| Tabela 6.11: Curva de produção – BCSS – Caso 1.....                                                      | 76 |
| Tabela 6.12: Curva de Produção – <i>skid</i> -BCS – Caso 1. ....                                         | 76 |
| Tabela 6.13: Inputs fixos para cálculo do VPL – cenário base – Caso 1. ....                              | 80 |
| Tabela 6.14: Inputs variáveis para cálculo do VPL – cenário base – Caso 1.....                           | 80 |
| Tabela 6.15: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 1. ....                                | 81 |
| Tabela 6.16: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 1.....                       | 83 |
| Tabela 6.17: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 1.....                       | 85 |
| Tabela 6.18: Impacto da variação do custo de intervenção no VPL do projeto – Caso 1.<br>.....            | 87 |
| Tabela 6.19: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – Caso 1.<br>.....            | 90 |
| Tabela 6.20: Distribuição de Probabilidades MTTF. ....                                                   | 92 |
| Tabela 6.21: Distribuição de Probabilidades Brent.....                                                   | 95 |
| Tabela 6.22: Distribuição de Probabilidades TAE – SONDA - BCSS.....                                      | 95 |
| Tabela 6.23: Distribuição de Probabilidades TAE – PLSV – <i>skid</i> -BCS.....                           | 96 |
| Tabela 6.24: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção - BCSS.....                      | 97 |

|                                                                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabela 6.25: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção – <i>skid</i> -BCS.                       | 98  |
| Tabela 6.26: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção - BCSS.....                                      | 99  |
| Tabela 6.27: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção – <i>skid</i> -BCS.....                          | 100 |
| Tabela 6.28: Inputs fixos para Cálculo do VPL – Caso 1. ....                                                      | 101 |
| Tabela 6.29: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 1.....                                                   | 101 |
| Tabela 6.30: Inputs fixos para Cálculo do VPL – <i>skid</i> -BCS com Barco de Intervenção Dedicado - Caso 1. .... | 109 |
| Tabela 6.31: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 1.....                                                   | 110 |
| Tabela 6.32: Curva de Produção – BCSS – Caso 2.....                                                               | 116 |
| Tabela 6.33: Curva de Produção – <i>skid</i> -BCS – Caso 2. ....                                                  | 116 |
| Tabela 6.34: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 2. ....                                         | 120 |
| Tabela 6.35: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 2. ....                               | 122 |
| Tabela 6.36: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 2. ....                               | 124 |
| Tabela 6.37: Impacto da variação do custo de intervenção no VPL do projeto – Caso 2. ....                         | 127 |
| Tabela 6.38: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto.....                                   | 130 |
| Tabela 6.39: Inputs fixos para Cálculo do VPL – Caso 2. ....                                                      | 134 |
| Tabela 6.40: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 2.....                                                   | 134 |
| Tabela 6.41: Curva de Produção – BCSS – Caso 3.....                                                               | 153 |
| Tabela 6.42: Curva de Produção – <i>skid</i> -BCS – Caso 3. ....                                                  | 154 |
| Tabela 6.43: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 3. ....                                         | 158 |
| Tabela 6.44: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 3. ....                               | 159 |
| Tabela 6.45: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – Caso 3. ....                                          | 160 |
| Tabela 6.46: Impacto da variação do custo de intervenção no VPL do projeto – Caso 3. ....                         | 161 |
| Tabela 6.47: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto.....                                   | 162 |
| Tabela 6.48: Inputs fixos para Cálculo do VPL – Caso 3. ....                                                      | 164 |
| Tabela 6.49: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 3.....                                                   | 164 |

## NOMENCLATURA

|           |   |                                                 |
|-----------|---|-------------------------------------------------|
| $B$       | - | Valor do Brent                                  |
| $B_g$     | - | Fator volume formação do gás                    |
| $B_o$     | - | Fator volume formação do óleo                   |
| $B_w$     | - | Fator volume formação da água                   |
| $d$       | - | diâmetro do duto.                               |
| $d_B$     | - | Desconto de Qualidade sobre o Brent             |
| $E_k$     | - | energia cinética adimensional                   |
| $f$       | - | Fator de fricção;                               |
| $FCO$     | - | Fluxo de Caixa Inicial                          |
| $FC_j$    | - | Valores de entrada ou saída de caixa            |
| $f_{ns}$  | - | Fator de fricção normalizado                    |
| $f_{tp}$  | - | Fator de fricção bifásico                       |
| $g$       | - | Aceleração da gravidade;                        |
| $H_L$     | - | Holdup de Líquido                               |
| $i$       | - | Taxa de Atratividade                            |
| $L$       | - | números limitadores                             |
| $N_{FR}$  | - | Número de Froude                                |
| $N_L$     | - | número de velocidade do líquido                 |
| $N_{Re}$  | - | número de Reynolds                              |
| $P_e$     | - | Pressão estática do reservatório                |
| $P_i$     | - | Pressão de admissão da bomba                    |
| $P_{wf}$  | - | Pressão de fundo de fluxo                       |
| $Q$       | - | Vazão de fluxo                                  |
| $q_g$     | - | Vazão de gás                                    |
| $q_L$     | - | Vazão de líquido                                |
| $q_{máx}$ | - | Vazão Máxima                                    |
| $q_o$     | - | Vazão de óleo                                   |
| $q_w$     | - | Vazão de água                                   |
| $R_S$     | - | Razão de Solubilidade                           |
| $R_{si}$  | - | Razão de Solubilidade acima da pressão de bolha |
| $t_{ij}$  | - | Tempo Inoperante no ano $j$                     |
| $TIR$     | - | Taxa interna de retorno                         |
| $v$       | - | Velocidade de escoamento;                       |
| $v_S$     | - | Velocidade da mistura                           |
| $v_{sg}$  | - | Velocidade superficial do gás                   |
| $V_{sl}$  | - | velocidade superficial do líquido               |
| $v_{sm}$  | - | Velocidade superficial da mistura               |
| $W_j$     | - | Custo diário da intervenção                     |

## Letras Gregas

|                 |   |                                                            |
|-----------------|---|------------------------------------------------------------|
| $\theta$        | - | Ângulo do escoamento;                                      |
| $\lambda$       | - | <i>holdup</i> sem escorregamento, adimensional,            |
| $\lambda_g$     | - | <i>holdup</i> do gás sem escorregamento, adimensional,     |
| $\lambda_L$     | - | <i>holdup</i> do líquido sem escorregamento, adimensional, |
| $\mu_n$         | - | Viscosidade média da mistura                               |
| $\rho$          | - | Densidade do fluido;                                       |
| $\rho_{gas}$    | - | Densidade do gás                                           |
| $\rho_{liq}$    | - | Densidade do líquido                                       |
| $\rho_n$        | - | Densidade da mistura multifásica ponderada                 |
| $\rho_s$        | - | Densidade da mistura                                       |
| $\psi$          | - | Fator de correlação da inclinação                          |
| $\phi_{Turpin}$ | - | Fator de Turpin                                            |

## Abreviaturas

|        |   |                                                                                                                                                     |
|--------|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ANM    | - | Árvore de Natal Marinha                                                                                                                             |
| BCP    | - | Bombeio por Cavidades Progressivas                                                                                                                  |
| BCS    | - | Bombeio Centrífugo Submerso                                                                                                                         |
| BCSS   | - | Bombeio Centrífugo Submerso Submarino                                                                                                               |
| BM     | - | Bombeio Mecânico com Hastes                                                                                                                         |
| CAPEX  | - | Custo de Investimento                                                                                                                               |
| COFINS | - | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social                                                                                              |
| CSLL   | - | Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido                                                                                                           |
| ESP    | - | <i>Electrical Submersible Pump</i>                                                                                                                  |
| FPSO   | - | <i>Floating Production Storage and Offloading</i>                                                                                                   |
| GLC    | - | <i>Gas Lift</i> Contínuo                                                                                                                            |
| GLI    | - | <i>Gas Lift</i> Intermitente                                                                                                                        |
| ICMS   | - | Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação |
| IP     | - | <i>Índice de Produtividade</i>                                                                                                                      |
| IPR    | - | <i>Inflow Performance Relationship</i>                                                                                                              |
| IRPJ   | - | Imposto de Renda Pessoa Jurídica                                                                                                                    |
| LDA    | - | Lâmina d'água                                                                                                                                       |
| MCV    | - | Módulo de Conexão Vertical                                                                                                                          |
| MMC    | - | Método de Monte Carlo                                                                                                                               |
| MoBo   | - | Módulo de Bombeio                                                                                                                                   |
| MTTF   | - | <i>Mean Time to Failure</i> / Tempo Médio até a Falha                                                                                               |
| OPEX   | - | Custo Operacional                                                                                                                                   |
| PIS    | - | Programa de Integração Social                                                                                                                       |
| PLSV   | - | <i>Pipe Laying Support Vessel</i>                                                                                                                   |

|                  |   |                                                      |
|------------------|---|------------------------------------------------------|
| RGL              | - | Razão Gás-Líquido                                    |
| RGO              | - | Razão Gás-Óleo                                       |
| <i>skid</i> -BCS | - | BCS instalado em estrutura metálica no leito marinho |
| TAE              | - | Tempo Aguardando Embarcação                          |
| TAS              | - | Tempo Aguardando Sonda                               |
| TLD              | - | Teste de Longa Duração                               |
| TPR              | - | <i>Tubing Performance Relationship</i>               |
| VPL              | - | Valor Presente Líquido                               |

# CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

O Petróleo e o Gás Natural ainda são as principais fontes de energia no Brasil, correspondentes a 48% do total ofertado, segundo Balanço Energético Nacional de 2017. A redução do preço do barril de petróleo desde o ano de 2014 inviabilizou a execução de diversos projetos no Brasil e no mundo, devido a isso, é de suma importância que os projetos de Exploração e Produção de Petróleo sejam cada vez mais otimizados, de maneira a reduzir os custos de implementação e operação, tornando viáveis aqueles projetos que anteriormente não seria possível executar.

No Brasil existem muitos campos de óleo pesado em águas profundas. O *gas lift*, método historicamente mais utilizado para elevação em águas profundas, não é eficiente para elevação de óleo pesado, principalmente se a RGL (Razão Gás-Líquido) for pequena. Tendo isso em vista, em 1994 a Petrobras instalou o primeiro sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) em um poço *offshore*. A aplicação de BCS pode aumentar de forma muito significativa a produção de um poço de óleo pesado, em comparação com o *gas lift*, porém, os custos envolvidos em sua operação e, principalmente, intervenção para troca do sistema falhado, são altíssimos, podendo inviabilizar economicamente o desenvolvimento do projeto. A instalação e a troca de uma Bomba Centrífuga Submersa demanda a utilização de uma sonda de intervenção, que tem um custo diário bastante alto e o tempo de intervenção para troca do sistema dura de 30 a 50 dias. Além deste período de parada de produção para troca do sistema, ainda há o tempo de espera por uma sonda disponível no mercado que pode durar meses, tempo no qual, se não houver método contingente de produção por *gas lift*, a produção também estará interrompida.

Com o objetivo de contornar estes custos durante a instalação e intervenção, foi desenvolvido um sistema de Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) instalado fora do poço produtor, sobre uma estrutura metálica (*skid*) no leito marinho, permitindo que a instalação e intervenção para troca do sistema falhado fosse feita a cabo, por uma embarcação simples, que já fizesse parte do apoio à operação de produção do campo. Além disso, o tempo de intervenção é de cerca de 5 a 10 dias, e permite que o método contingente de produção, por *gas lift*, não seja interrompido durante a troca do sistema, graças a um sistema de *by-pass*. Este método pode trazer uma grande economia de custos

operacionais para o projeto, uma vez que a média de tempo até a falha (MTTF – *Mean Time to Failure* – Tempo Médio até a Falha) do sistema de bombeio, tanto dentro do poço, quanto instalada no leito marinho é de aproximadamente dois anos. A instalação do sistema de bombeio no leito marinho oferece também uma maior flexibilidade para troca do modelo de bomba escolhido em caso de alterações nas condições de contorno iniciais, devido às incertezas do projeto. Esta alternativa, entretanto, reduz a produtividade do poço. Evidencia-se que a máxima recuperação se dará com o posicionamento da BCSS no fundo do poço, enquanto o menor custo de intervenção será obtido com a bomba posicionada fora do poço, no leito marinho.

A Figura 1.1 mostra uma comparação entre os potenciais de produção dos métodos de elevação artificial por *gas lift*, BCSS e BCS instalada no leito marinho, além de elevação natural, para o Campo de Jubarte, um projeto de produção de óleo pesado em água profunda.

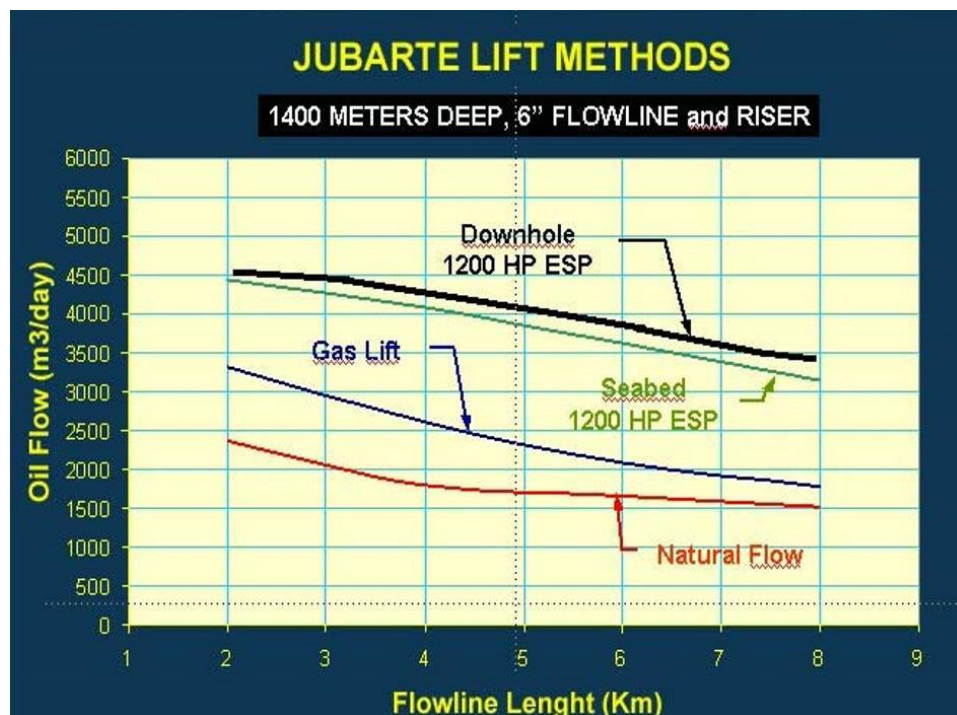


Figura 1.1: Potencial de produção de diferentes métodos de elevação artificial para o Campo de Jubarte (Rodrigues *et al.*, 2005)

Tendo em vista o perfil de produção brasileiro, com diversos campos offshore maduros de óleo pesado, que tem a necessidade de substituição do método de elevação artificial por um mais eficiente, e também os campos de óleo pesado em fase exploratória ou de desenvolvimento, é de grande relevância o estudo para definição do método de

elevação artificial que traga maior retorno econômico para um projeto de produção de óleo pesado em águas profundas.

Portanto, este trabalho tem como motivação desenvolver uma rotina de análise de critérios técnicos e avaliação econômica para suportar a tomada de decisão para definição do melhor posicionamento do sistema de elevação artificial para projetos de produção de óleo pesado e viscoso em águas profundas.

## **1.2 METODOLOGIAS DE SELEÇÃO DE MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL PRESENTES NA LITERATURA**

A literatura aborda uma gama diversa de critérios de seleção de métodos de elevação artificial. O critério mais comum é baseado em tabelas de atributos.

Uma tabela de atributos compara as características típicas e os intervalos de limites operacionais para uma série de Métodos de Elevação Artificial. Estes atributos incluem geometria de poço, condições de produção e confiabilidade dos diferentes métodos de um ponto de vista geral. Uma tabela de atributos fornece uma comparação qualitativa onde a escolha de métodos de elevação artificial não compatíveis é descartada.

Clegg *et al* (1993) introduziu uma tabela de atributos completa com explicações detalhadas da maioria dos métodos de elevação artificial usadas no Estados Unidos na época, o que inclui poços *onshore* e *offshore*. Apesar de ser uma das principais referências quando se trata de critérios de seleção de métodos de elevação artificial, é pouco aplicável para o cenário de produção brasileiro atual, onde a maioria dos campos em início de produção estão localizados em lâminas d'água profunda e com poços horizontais. Esta referência também não aborda a avaliação econômica.

Outro método comum para seleção de sistema de elevação artificial utiliza gráficos de combinação de profundidade versus vazão. Este é um método bem simplista, que mostra o intervalo de vazão e profundidade onde um método de elevação em particular consegue trabalhar de forma adequada. Esta é uma ferramenta prática para realizar uma primeira triagem de métodos de elevação aplicáveis e descarte dos métodos não compatíveis. A desvantagem da utilização desta ferramenta é que somente os parâmetros de vazão e profundidade são levados em consideração e todos os outros aspectos que influenciam na produção são omitidos.



Autores como Park (2009), entre outros, apresentaram estratégias para seleção do melhor método de elevação artificial através de matrizes de decisão, porém a quase totalidade dos autores tem como estudos de caso campos terrestres e de óleo leve ou gás. Ramírez *et al.* (2000) propõe uma metodologia de seleção de métodos de elevação artificial para reservatórios *offshore* e Valbuena (2016) apresenta uma metodologia para produção de gás úmido em poços horizontais. O que estes autores tem em comum é que a seleção dos métodos de elevação artificial é feita em etapas, onde inicialmente é feita uma triagem de métodos aplicáveis, sem que haja uma análise quantitativa mais extensiva, em seguida é realizada uma análise de critérios técnicos dos métodos aplicáveis segundo a primeira triagem. Esta análise técnica é realizada de forma mais minuciosa. Ao final é realizada uma análise econômica dos métodos aplicáveis de forma que seja completada não somente a avaliação técnica das opções, mas também a avaliação econômica. A abordagem destes três autores é apresentada a seguir.

Park (2009) desenvolveu a matriz de decisão focada em poços de gás. A metodologia propôs três passos no processo de seleção. O primeiro era baseado em uma árvore de decisão que avaliava a viabilidade dos métodos considerados. O segundo passo tratava de uma avaliação técnica onde a cada variável como localização do poço, tipo de poço, profundidade, vazão, volume de sólidos, parafina, corrosão suportada, entre outros, era atribuída uma pontuação e ao final era gerado um ranking entre métodos de elevação aplicáveis. O último passo consistia em uma análise de custo/benefício através de uma comparação de custos entre as opções.

Ramírez *et al.* (2000) propõe um processo parecido, também consistindo em três passos para a tomada de decisão. O estudo baseou-se nos dados de oito reservatórios situados offshore. O primeiro passo consiste em um gráfico de combinação de profundidade versus vazão onde os intervalos de vazão e da profundidade máxima de elevação de sete métodos de elevação foram comparados com os intervalos de vazão e profundidade dos reservatórios estudados. Esta primeira triagem permitiu a eliminação dos métodos não compatíveis sem análises quantitativas mais profundas. A segunda triagem consistiu em uma análise dos métodos aplicáveis em relação ao consumo de potência *versus* produção diária. Por fim, foi realizada uma análise econômica para os métodos de elevação aplicáveis em curvas de Valor Presente Líquido (VPL) *versus* tempo. As curvas se mostraram muito sensíveis a parâmetros cujas incertezas envolvidas são muito grandes, por este motivo, foi realizada uma análise de risco referente à vazão

de produção e o tempo de abandono para avaliar a probabilidade de serem atingidos os resultados apresentados na análise econômica.

Valbuena (2016) apresentou uma metodologia para escolha da melhor técnica de elevação artificial para produção de gás úmido em poços horizontais. A metodologia proposta também consistia em três etapas, sendo a primeira baseada em um processo de eliminação dos métodos não compatíveis devido a limitações técnicas. A segunda etapa consistia em uma tabela de atributos onde os métodos compatíveis eram classificados. A terceira etapa consistia em uma avaliação econômica dos métodos, para finalizar a tomada de decisão.

Os trabalhos existentes na literatura são muito focados no mercado norte-americano e envolvem diversos tipos de métodos de elevação artificial, para poços *onshore* e *offshore* e produção de óleo pesado, leve e gás. Além disso, geralmente, não contam com uma ferramenta de análise econômica, desta forma, os métodos são sugeridos de acordo com sua compatibilidade técnica. Quando os trabalhos propõem a análise econômica, geralmente é realizado apenas um estudo determinístico com um caso base, não sendo proposta uma análise probabilística do retorno financeiro do projeto.

Conforme abordado no item 1.1 e na Figura 1.1, o método mais eficiente para produção de óleos pesados em águas profundas é o Bombeio Centrífugo Submerso, portanto, o presente trabalho, propõe a seleção de alternativas de posicionamento do sistema de bombeio, dentro do poço ou no leito marinho e não são abordados os outros métodos de elevação artificial.

De forma a complementar a literatura existente, é proposta a análise econômica probabilística, complementar à determinística, para escolha do método de elevação artificial por bombeio centrífugo submerso visando obter o maior retorno financeiro para o projeto.

### **1.3 OBJETIVO DO TRABALHO**

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma rotina de análises que suporte a tomada de decisão para definição do melhor posicionamento do sistema de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso, com BCSS instalada dentro do poço produtor, ou sobre um *skid* no leito marinho (*skid*-BCS), para produção, em águas

profundas, de óleo pesado e viscoso, de forma a obter-se o maior retorno financeiro para este tipo de projeto.

A rotina de análises será desenvolvida em três etapas:

- i) estabelecimento de limitação técnica para os dois métodos propostos, baseado em limite de fração de gás livre na sucção da bomba;
- ii) criação de modelo financeiro para avaliação econômica baseada em VPL para os dois métodos propostos. O VPL será função de diferentes variáveis como MTTF, valor do Brent, tempo aguardando embarcação/sonda para intervenção, custo diário de embarcação/sonda de intervenção e tempo de intervenção. É feita uma análise econômica determinística, onde, ao variar uma das variáveis, as demais permanecem constantes;
- iii) aplicação de análise de risco probabilística a este modelo financeiro, visto que as principais variáveis que influenciam no retorno financeiro do projeto são também as variáveis que possuem as maiores incertezas. A análise de risco é realizada através do método Monte Carlo utilizando o *ad-in @risk* para MS Excel e esta análise retorna valores de sensibilidade, para identificação das variáveis que mais afetam o VPL do projeto, e também distribuição probabilística dos VPLs possíveis após 5.000 simulações com combinações aleatórias entre as variáveis.

Com as três etapas propostas, serão providos dados qualitativos e quantitativos sobre a aplicabilidade técnica e potencial de retorno financeiro para suportar a tomada de decisão em projetos de produção de óleos pesados em águas profundas com sistemas de elevação artificial BCSS e *skid*-BCS.

## 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

O Capítulo 2 apresenta o embasamento teórico referente ao escoamento multifásico de fluidos.

É abordado no Capítulo 3 os métodos de elevação artificial e é apresentado o histórico de utilização de Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) e de *skid* de bombeio instalado no leito marinho (*skid*-BCS).

No Capítulo 4 são abordados conceitos de avaliação econômica e análise de risco de projetos.

Capítulo 5 aborda a metodologia proposta para a execução do trabalho.

O Capítulo 6 detalha os estudos de caso implementados e os resultados obtidos e, por fim, o Capítulo 7 apresenta a conclusão do trabalho e as propostas para trabalhos futuros.

# CAPÍTULO 2 FLUXO MULTIFÁSICO

## 2.1 ETAPAS DE FLUXO

Entender os princípios do fluxo dos fluidos pelo sistema de produção é importante para estimar o desempenho de poços individualmente e otimizar a produtividade dos poços e reservatórios. De forma geral, o sistema de produção é o sistema que transporta os fluidos produzidos do reservatório para a superfície, processa e trata os fluidos, e prepara os mesmos para armazenagem e transferência após a venda. Os elementos básicos de um sistema de produção incluem reservatório, o fundo do poço, os tubulares e equipamentos associados, a cabeça de poço, *flowlines*, equipamentos de processamento e os equipamentos de elevação artificial (WIGGINS, 2007).

O reservatório é a fonte dos fluidos para o sistema de produção. Este é o meio poroso e permeável onde os fluidos estão confinados e por onde os mesmos irão escoar para o fundo do poço. O reservatório fornece a energia primária para o sistema de produção. O fundo do poço funciona como o canal de acesso da superfície ao reservatório. Ele é composto de um poço perfurado, que é normalmente revestido e cimentado. O revestimento aloja a coluna de produção e os equipamentos associados. A coluna de produção é a primeira interface entre o fluido a ser produzido pelo reservatório e a superfície, apesar dos fluidos também serem transportados pelo anular entre o revestimento e a coluna de produção (WIGGINS, 2007).

A cabeça de poço, os *flowlines*, e os equipamentos de processamento representam os equipamentos de superfície necessários para controlar e processar os fluidos do reservatório na superfície e prepara-los para o *offloading*. Fazem parte dos equipamentos de superfície, além da cabeça de poço e suas válvulas associadas, os *chokes*, *manifolds*, *flowlines*, separadores, equipamentos de tratamento, dispositivos de medição e tanques de armazenagem do óleo produzido (WIGGINS, 2007).

Em muitos casos, o reservatório é incapaz de fornecer a energia suficiente para produzir os fluidos até a superfície em uma vazão economicamente viável ao longo da vida do reservatório. Quando isso ocorre, equipamentos de elevação artificial são utilizados para elevar as vazões de fluxo ao adicionar energia ao sistema de produção (WIGGINS, 2007).

Reconhecer os componentes do sistema de produção e entender sua interação normalmente leva à melhora da produtividade do poço devido à análise do sistema como um todo. Conforme o fluido flui do reservatório pelo sistema de produção, este experimenta uma queda de pressão contínua. A pressão inicial é igual à pressão média do reservatório e a pressão ao final do sistema de produção é igual à pressão requerida na linha de transferência ou próxima à pressão atmosférica nos tanques de estocagem. Em ambos os casos, os fluidos sofrem uma grande queda de pressão quando são produzidos do reservatório até a superfície. A redução da pressão depende da vazão e, ao mesmo tempo, a vazão depende da mudança na pressão. Entender a relação entre pressão e vazão é importante para prever o desempenho individualizado de poços de óleo e gás (WIGGINS, 2007).

Para projetar a completação de um poço ou prever a vazão corretamente, uma abordagem sistemática é necessária para integrar os componentes do sistema de produção. São apresentadas nos itens subsequentes as bases para o entendimento do fluxo de fluidos do reservatório pelo sistema de produção.

### **2.1.1 Fluxo no Meio Poroso**

Conforme abordado por Thomas (2001), para estimar o desempenho de um determinado poço, geralmente é utilizado o Índice de Produtividade (IP), conforme definido pela Equação 1.

O Índice de Produtividade é uma característica individual de cada poço e é utilizado para cálculo das vazões produzidas em relação ao diferencial de pressão entre o meio poroso e o fundo do poço. Quanto maior o diferencial de pressão com o meio poroso, maior será a vazão de líquido que se desloca para o poço (THOMAS, 2001) .

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (1)$$

Onde:

Q = Vazão de fluxo

P<sub>e</sub> = Pressão estática do reservatório

P<sub>wf</sub> = Pressão de fundo de fluxo

O valor do IP é obtido de forma prática, efetuando-se um teste de produção com vazão constante e medindo-se a pressão correspondente de fluxo no fundo do poço ( $P_{wf}$ ). Ao término do teste o poço é fechado e, após a estabilização, é medida a pressão estática do reservatório ( $P_e$ ). Com os valores das vazões e pressões calcula-se o IP (THOMAS, 2001).

Seguindo o proposto por Thomas (2001), se considerarmos que o Índice de Produtividade será constante, independente da vazão de líquido produzido, a Equação 1 será uma reta. Esta relação é denominada IPR (*Inflow Performance Relationship*).

A vazão máxima ( $q_{m\acute{a}x}$ ) que poderia ser obtida pelo poço é representada pelo ponto onde a reta intercepta o eixo das vazões, porém, isto somente seria possível se a pressão dinâmica de fundo pudesse ser reduzida a zero, o que é inviável na prática (THOMAS, 2001).

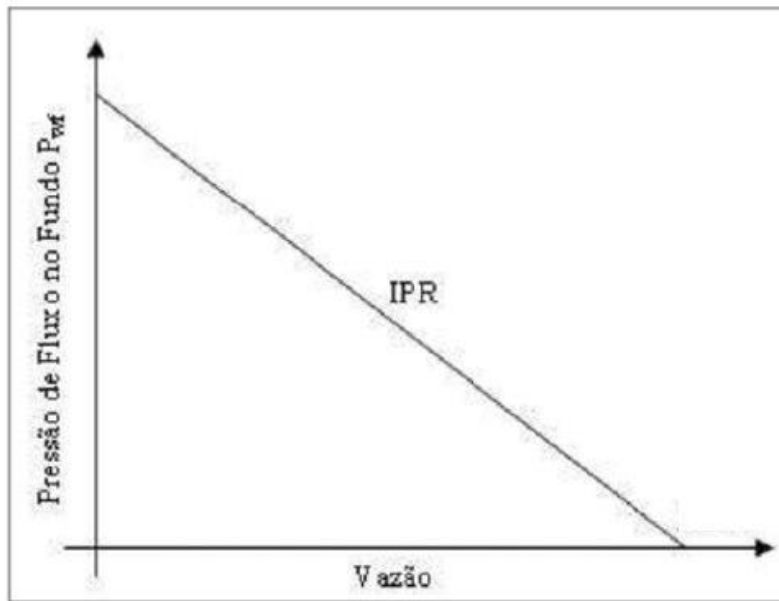


Figura 2.1: Modelo linear para IPR (Nunes, 2008).

Porém, o modelo linear do IPR somente é apropriado para produção em condições de fluxo monofásico dentro do reservatório com pressões acima do ponto de bolha. Para reservatório com pressão abaixo do ponto de bolha, os fluidos presentes encontram-se em duas fases, vapor e líquido, e é mais adequado utilizar-se o modelo proposto por Vogel (1968), conforme descrito pela Equação 2 e representado na Figura 2.2.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,1 \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (2)$$

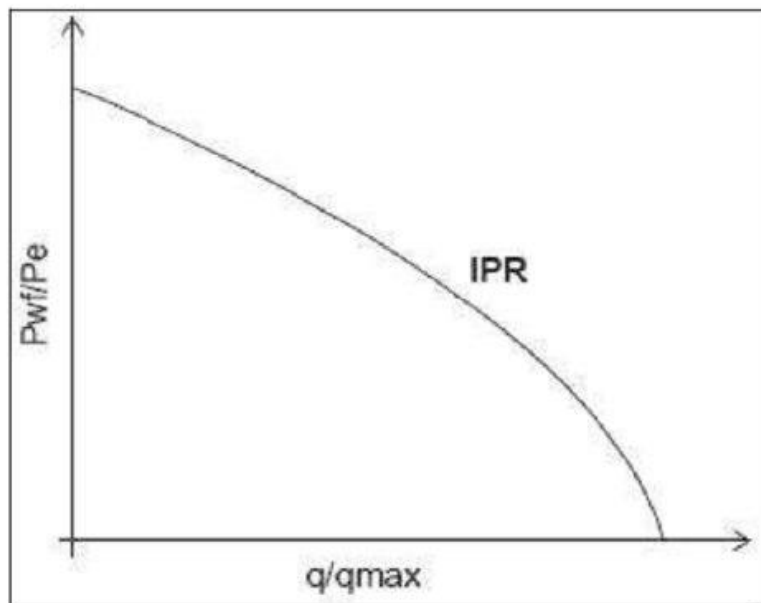


Figura 2.2: Curva de IPR, modelo de Vogel (Nunes, 2008).

### 2.1.2 Fluxo do Fundo do Poço à Superfície

Para que os fluidos cheguem à superfície, a pressão disponível no fundo do poço, conforme demonstrado pela curva IPR, deve ser suficiente para vencer todas as perdas de pressão do sistema de produção, como a coluna hidrostática, as perdas por fricção e restrições, além das perdas nas linhas de produção e equipamentos de separação. As curvas de TPR (*Tubing Performance Relationship*) representam a pressão necessária para vencer todas estas perdas de pressão do sistema de produção.

As curvas de pressão requerida (TPR) podem ser calculadas de diferentes maneiras, a depender se o poço tem fluxo monofásico ou multifásico. A equação de TPR para fluxo monofásico não é válida para fluxo multifásico, devido à variação no regime de fluxo, que requer modelos de fluxo multifásico específicos.

Para a análise do potencial de produção de um determinado poço é necessário combinar as curvas de IPR e TPR de maneira a encontrar o ponto de interseção destas duas curvas. Este ponto representa a vazão e a pressão de fluxo no fundo de um determinado poço em produção. Caso o poço não seja surgente, as curvas de IPR e TPR não irão se cruzar, como no exemplo mostrado na Figura 2.3. Caso o poço seja surgente,



ou tenha sido adicionado um sistema de elevação artificial que fornecerá energia adicional para elevação há a interseção das curvas, como no exemplo mostrado na Figura 2.4.

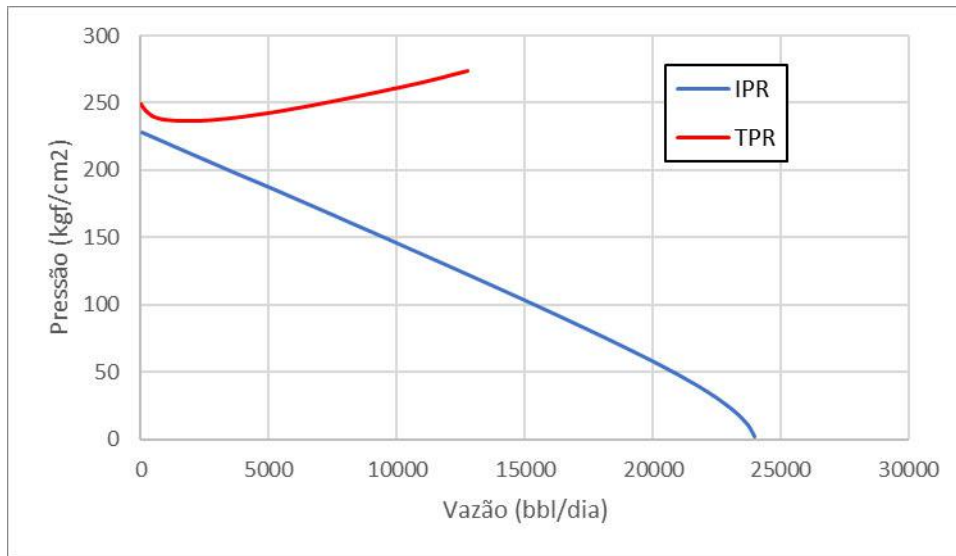


Figura 2.3: Exemplo de curvas IPR e TPR para um poço não surgente.

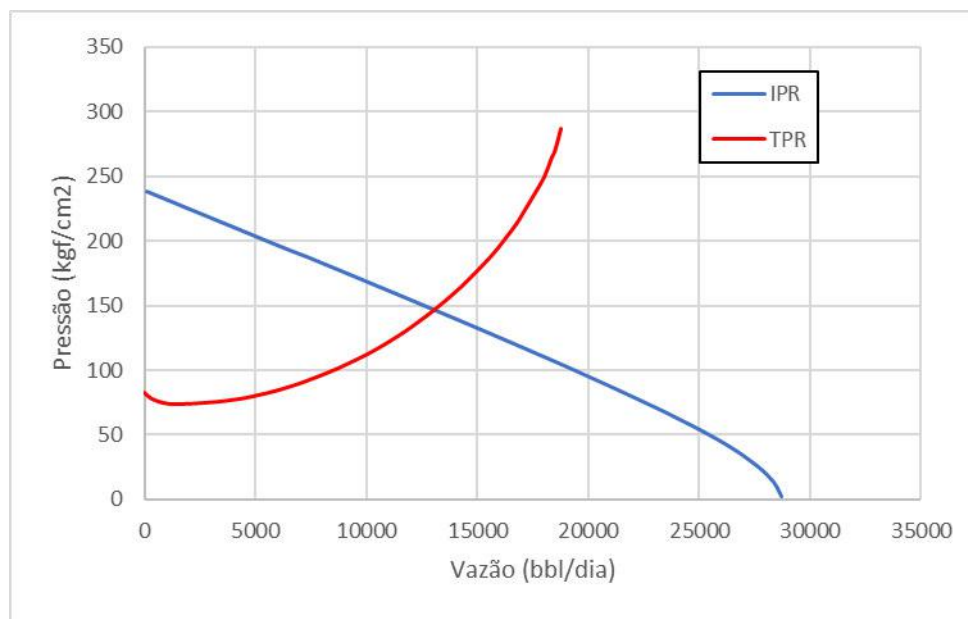


Figura 2.4: Exemplo de curvas IPR e TPR para um poço surgente ou com método de elevação artificial.

### 2.1.3 Análise Nodal

A análise nodal é habitualmente aplicada para ponderar o comportamento dos diversos componentes de um sistema. Circuitos elétricos, redes complexas de dutos e

bombas centrífugas são otimizadas empregando esta metodologia. Sua aplicação para a produção de poços de petróleo foi primeiramente proposta por Gylbert em 1954 e tratada por Nind em 1964 e Brown em 1987 (BEGGS, 1984).

A metodologia consiste na seleção de pontos de divisão ou nós no sistema. Os nós normalmente são situados no fundo do poço, na cabeça do poço ou no separador.

Durante o período de produção do poço, dois pontos de pressão podem ser considerados fixos por determinados períodos de tempo, a pressão média do reservatório e a pressão de chegada no separador. Para o cálculo da análise nodal, essas são consideradas as pressões de saída (do reservatório) e de chegada (na unidade de produção), e representam os valores fixos de pressão, uma vez que o valor de pressão nos demais nós é calculado em ambas as direções através destes valores fixos de pressão.

A análise nodal pode ser empregada para avaliar o desempenho de produção de um sistema e pode ser utilizada para definição de uma série de parâmetros de projeto como escolha de diâmetros de dutos e *flowlines*, escolha do tamanho de válvulas de segurança de subsuperfície e definição do melhor sistema de elevação artificial para determinado projeto.

O presente trabalho utilizou a análise nodal para o cálculo das vazões de produção, que foram posteriormente utilizadas em outras etapas do trabalho.

A análise nodal é uma metodologia bastante flexível que pode ser aproveitada para dimensionamento e otimização de sistemas de produção. A aplicação da análise nodal demanda o cálculo de perda de carga do sistema completo. Esta perda de carga depende, além da vazão dos poços, de outros parâmetros, como diâmetro das tubulações, composição dos fluidos produzidos, entre outras características.

## **2.2 CORRELAÇÕES DE FLUXO MULTIFÁSICO**

Fluxo multifásico é definido como o escoamento de óleo, água e gás, porém, na prática, o escoamento de fluidos produzidos em operações de petróleo tem um comportamento bifásico, formado de uma parte líquida (óleo e água) e uma parte gasosa. Esse tipo de escoamento, na produção de petróleo e gás, em sua maior parte, é localizado dentro de colunas de produção e dutos de escoamento.

O escoamento bifásico ocorre em trechos verticais, horizontais e inclinados e em cada ângulo pode possuir um padrão de fluxo diferente. Equações de fluxo multifásico

foram desenvolvidas com o objetivo de modelar o comportamento do fluxo e a perda de carga nestas condições.

Para produção em águas profundas o escoamento multifásico ocorre por grandes distâncias, podendo chegar a muitos quilômetros e para o correto dimensionamento do sistema de produção e da planta de processo é importante ser realizado um estudo adequado das perdas de carga do escoamento, levando-se em consideração o diâmetro das tubulações, as características do fluido produzido, entre outros fatores.

O estudo das equações de fluxo multifásico é essencial para o dimensionamento e otimização de sistemas de produção de óleo e gás, permitindo a maximização das vazões de óleo produzido.

Os cálculos de escoamento multifásico nos trechos verticais e horizontais utilizados no presente trabalho foram realizados com o *Software Pipesim* utilizando a correlação de fluxo multifásico de *Beggs & Brill*. No subitem a seguir é apresentada a fundamentação teórica das equações de fluxo multifásico.

### **2.2.1 Classificação das Equações de Fluxo Multifásico**

As correlações de fluxo multifásico desenvolvidas podem ser classificadas em três tipos (BRILL E MUKHRJEE, 1999):

- Categoria A: Não leva em consideração o padrão de escoamento e o escorregamento entre as fases no cálculo, considerando que as fases líquida e gasosa se deslocam na mesma velocidade. A densidade da mistura é calculada através dos valores de RGO (razão gás-óleo) conhecida. Somente é requerida correlação para o cálculo do fator de fricção;
- Categoria B: O cálculo considera o escorregamento entre as fases, mas não considera o padrão de escoamento. É necessária correlação para cálculo da fração de líquido ( $H_L$ , *Holdup* do líquido) e do fator de fricção;
- Categoria C: Considera no cálculo o escorregamento entre as fases e o padrão de escoamento do fluxo. São utilizadas correlações para o cálculo da fração de líquido, do fator de fricção e para definição do padrão de escoamento.

Orkisewski (1967) comparou 148 condições de poços medidas em campo e observou que nenhuma das correlações existentes até 1967 se adequavam às condições medidas. Então ele usou os dados de Hagerdon e Brown (1965) e os dados de campo e

desenvolveu uma nova correlação para ser usada nos padrões de bolha e golfada. Ele recomendou a utilização da correlação de Duns e Ross (1963) para escoamento misto.

Os padrões de escoamento verticais considerados por Orkiszewski são apresentados na Figura 2.5.

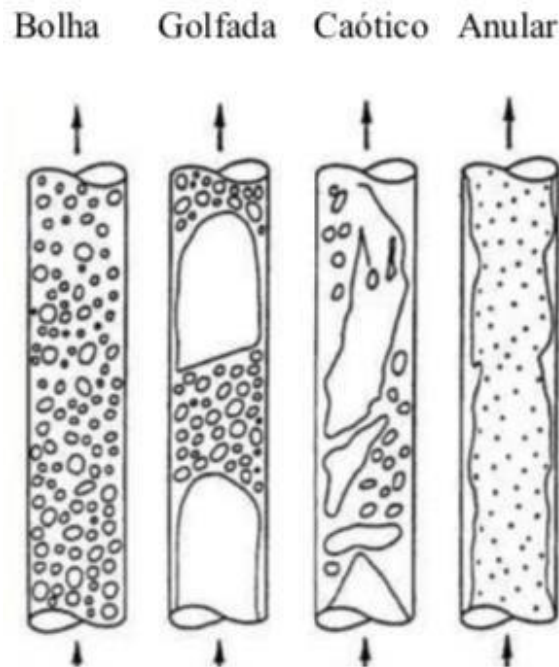


Figura 2.5: Padrões de fluxo vertical (Oliveira, 2003).

- Padrão de bolha: fase de gás livre presente em pequenas bolhas dentro de um tubo completamente preenchido de líquido. A parede do tubo está quase sempre em contato com a fase líquida, e as bolhas se movimentam em diferentes velocidades, trazendo um efeito desprezível no gradiente de pressão, que sofre mais influência por sua menor densidade;
- Padrão Golfada: Neste padrão, a fase gás é mais expressiva. Embora a fase líquida ainda seja contínua, as bolhas de gás se agregam formando *slugs* ou golfadas, que preenchem quase a totalidade da seção transversal do tubo. A bolha de gás se desloca mais rápido do que a fase líquida. O líquido na película em torno da bolha se move para baixo em baixas velocidades. Ambas as fases, gás e líquido, tem grande influência no cálculo do gradiente de pressão;
- Padrão de Transição: Este padrão é caracterizado pela mudança da fase contínua de líquido para fase contínua de gás. As bolhas de gás podem se juntar e o líquido é arrastado nas bolhas. Embora o efeito do líquido seja significativo, o efeito do gás é predominante no cálculo do gradiente de pressão;

- Padrão Misto: Gotículas de líquido arrastadas na fase gasosa, que é a fase contínua. A parede do tubo é revestida com uma gotícula líquida, mas o efeito da fase gás é predominante.

### 2.2.2 Gradiente de Pressão

Para o cálculo da perda de carga para o escoamento monofásico as seguintes parcelas são consideradas:

- Fricção: Tensão cisalhante entre a parede do duto e o fluido;
- Gravitacional ou Elevação: Pressão hidrostática dos fluidos no interior dos dutos;
- Aceleração: Alterações na velocidade do fluido.

O cálculo é representado matematicamente pelas Equações 3 e 4.

$$\frac{dP}{dL} = -\frac{dP}{dL}\bigg|_{\text{fricção}} - \frac{dP}{dL}\bigg|_{\text{gravitacional}} - \frac{dP}{dL}\bigg|_{\text{aceleração}} \quad (3)$$

Ou

$$\frac{dP}{dL} = -\frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot D} - \rho \cdot g \cdot \sin(\theta) - \rho \cdot U \cdot \frac{dv}{dL} \quad (4)$$

Onde:

$f$  = Fator de fricção;

$v$  = Velocidade de escoamento;

$\rho$  = densidade do fluido;

$\theta$  = Ângulo do escoamento;

$g$  = Aceleração da gravidade;

$d$  = diâmetro do duto.

Fazendo uma analogia ao caso do escoamento monofásico, o escoamento multifásico pode ser representado matematicamente, de forma generalizada, pela equação 5.

$$\frac{dP}{dL} = \rho_s \sin \theta - \frac{f \rho_s v_s^2}{2d} - \rho_s v_s \frac{dv_s}{dL} \quad (5)$$

Onde:

$\rho_s$  = densidade da mistura

$v_s$  = velocidade da mistura

$\theta$  = Ângulo do escoamento

### 2.2.3 Correlação de *Beggs & Brill*

A correlação de *Beggs & Brill* (BEGGS & BRILL, 1973) foi desenvolvida através dos dados obtidos em uma bancada de teste de pequena escala. As instalações de teste eram constituídas de tubos de acrílico de 1" e 1,5" de diâmetro e comprimento de 90 pés. O tubo podia ser ajustado para qualquer ângulo. Os parâmetros estudados e os intervalos de variação eram:

- Vazão de gás: 0 a 300 Mscf/d;
- Vazão de líquido: 0 a 30 gal/min;
- Pressão média do sistema: 35 a 95 Psia;
- Diâmetro do duto: 1" e 1,5";
- Líquido *holdup*: 0 a 0,870;
- Gradiente de pressão: 0 a 0,8 psi/ft;
- Ângulo de inclinação: -90° a +90°;
- Padrão de fluxo horizontal.

Os fluidos usados foram água e ar. Para cada diâmetro de tubo usado, as vazões de líquido e gás variaram e todos os padrões de escoamento foram examinados para o duto horizontal. Depois que um grupo particular de vazões foi testado, o ângulo dos tubos sofreu variações dentro de uma faixa estipulada para que os efeitos do ângulo no *holdup* e no gradiente de pressão pudessem ser observados.

O *Holdup* do líquido e o gradiente de pressão foram medidos de ângulos da horizontal, para mais e para menos 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 e 90 graus. A correlação foi desenvolvida de 584 testes medidos.

Os padrões de escoamento horizontal observados são apresentados na Figura 2.6:

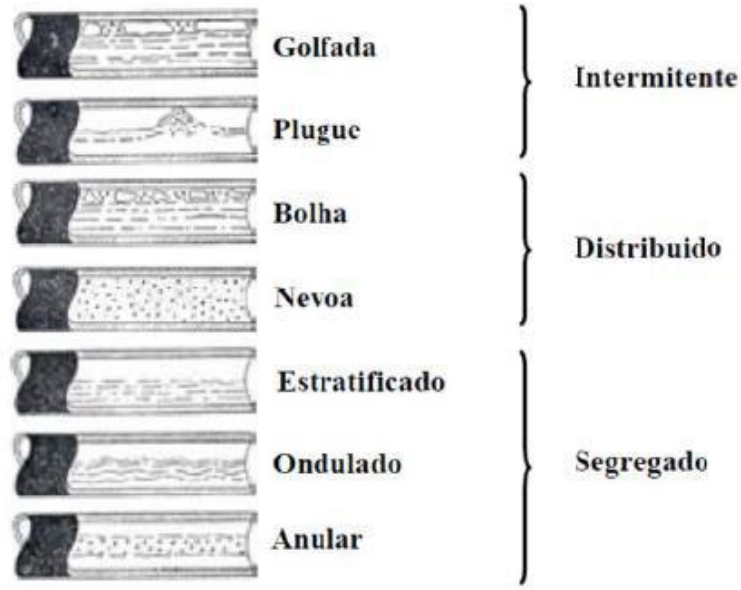


Figura 2.6: Padrões de escoamento horizontal (Oliveira, 2003).

Esta correlação é vastamente empregada para elaboração de projetos conceituais porque pode ser aplicada para todos os padrões de escoamento.

As premissas utilizadas são:

- Fluidos são newtonianos e com viscosidade constante;
- Ausência de transferência de massa e calor entre as fases;
- Ausência de reações químicas.

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\frac{f \rho_n v_{sm}^2}{2d} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (6)$$

Onde:

$$E_k = \frac{V_{sm} V_{sg} \rho_n}{P_{med}} \quad (7)$$

$$\rho_s = \rho_{liq} H_l(\theta) + \rho_{gas} \lambda (1 - H_l(\theta)) \quad (8)$$

A densidade média da mistura,  $\rho_n$ , e a viscosidade média da mistura,  $\mu_n$ , para não escorregamento são calculadas:

$$\rho_n = \rho_{liq}\lambda_l + \rho_{gas}\lambda_g \quad (9)$$

$$\mu_n = \mu_l\lambda_l + \mu_g\lambda_g \quad (10)$$

O número de Froude da mistura,  $N_{FR}$ , o número de velocidade do líquido,  $N_L$ , e o número de Reynolds da mistura para não escorregamento,  $N_{Re}$ , são calculados:

$$N_{FR} = \left( \frac{v_{sm}^2}{gD} \right) \quad (11)$$

$$N_L = V_{SL}^4 \sqrt{\frac{\rho_{liq}}{g\tau_s}} \quad (12)$$

$$N_{Re} = \frac{\rho_n V_{sm} d}{\mu_n} \quad (13)$$

A identificação do modelo de escoamento horizontal, exposto na Figura 2.6 requer o cálculo de quatro números limitadores ( $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  e  $L_4$ ) que são descritos:

$$L1 = 3,160 \times 10^2 \lambda_L^{0,3020} \quad (14)$$

$$L2 = 9,252 \times 10^{-4} \lambda_L^{-2,4684} \quad (15)$$

$$L3 = 1000 \times 10^{-1} \lambda_L^{-1,4516} \quad (16)$$

$$L4 = 5000 \times 10^{-1} \lambda_L^{-6,7380} \quad (17)$$

Os padrões são alcançados através de testes lógicos conforme apontado:

- Regime segregado:

$$\lambda_l < 0,01 \text{ e } N_{FR} < L1$$

$$\lambda_l > 0,01 \text{ e } N_{FR} < L2$$

- Regime de Transição:



$\lambda_l > \text{ou} = 0,01$  e  $L2 < \text{ou} = N_{FR} < = L3$

- Regime Distribuído:

$\lambda_l < 0,4$  e  $N_{FR} > \text{ou} = L1$

$\lambda_l \geq 0,4$  e  $N_{FR} > L4$

- Regime Intermitente

$\lambda_l > \text{ou} = 0,4$  e  $L3 < N_{FR} < \text{ou} = L4$

$0,01 < \text{ou} = \lambda_l < 0,4$  e  $L3 < N_{FR} < \text{ou} = L1$

O Mapa de regime de escoamentos pode ser analisado na Figura 2.7:

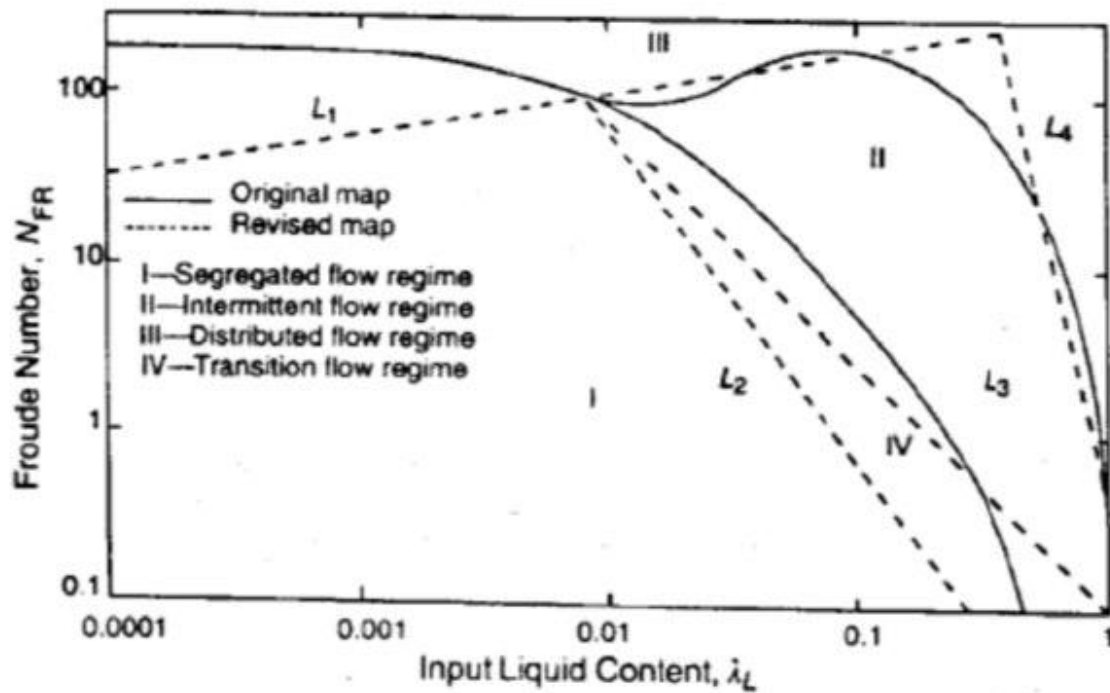


Figura 2.7: Mapa e regimes de escoamento proposto por *Beggs & Brill* (Brill e Mukherje, 1999).

Para determinação do *Holdup*, tem-se:

$$H_l(\theta) = H_l(0) \psi \quad (18)$$

Onde:

$$H_l(\theta) = H_l(0) \text{ para horizontal} \quad (19)$$

$$H_l(0) = \frac{aH_L^b}{N_{FR}^c} \text{ sendo } H_l(0) \geq \lambda_L \quad (20)$$

As constantes para cálculo do *holdup* estão descritas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Coeficientes para cálculo de *holdup* para correlação de *Beggs & Brill*

| <b>Padrão de Escoamento</b> | <b>a</b> | <b>b</b> | <b>c</b> |
|-----------------------------|----------|----------|----------|
| Segregado                   | 0,980    | 0,4846   | 0,0868   |
| Intermitente                | 0,845    | 0,5351   | 0,0173   |
| Distribuído                 | 1,065    | 0,5824   | 0,0609   |

O *hold-up* de líquido para o padrão de transição é obtido por uma interpolação entre os padrões segregado e intermitente conforme equação 19.

$$H_{L0,Transição} = H_{L0,Segregado} + (1 - \theta)H_{L0,Intermitente} \quad (21)$$

Onde  $\theta$  é um fator de peso que tem a seguinte forma:

$$\theta = (L3 - Fr_L)/(L3 - L2) \quad (22)$$

O fator de correção de inclinação,  $\psi$ , é utilizado para ajustar o valor do *hold-up* horizontal de acordo com a inclinação da tubulação conforme descrito nas Equações 21 e 22 e segundo os coeficientes da Tabela 2.2:

$$\psi = 1 + C(\sin(1,8\theta) - 1/3 \sin^3(1,8\theta)) \quad (23)$$

Onde:

$$C = \max(0, (1 - \lambda_L) \ln(d\lambda_L^e N_L^f Fr_L^g)) \quad (24)$$

Tabela 2.2: Coeficientes para correção da inclinação

| <b>Padrão</b> | <b>Direção</b> | <b>d</b>          | <b>e</b>          | <b>f</b>           | <b>g</b>           |
|---------------|----------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| Segregado     | Ascendente     | 0,011             | -3,768            | 3,539              | -1,614             |
| Intermitente  | Ascendente     | 2,960             | 0,305             | -0,4473            | 0,0978             |
| Distribuído   | Ascendente     | Sem<br>correlação | Sem<br>correlação | C= 0<br>$\psi = 1$ | C= 0<br>$\psi = 1$ |
| Todos         | Descendente    | 4700              | -0,3692           | 0,1244             | -0,5056            |

O fator de fricção é calculado através das equações descritas abaixo:

$$f_{tp} = f_{ns} e^S \quad (25)$$

Onde:

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[ 2 \log \left( \frac{Re}{4,5223 \log Re - 3,8215} \right) \right]^2} \quad (26)$$

$$S = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 (\ln y)^2 + 0,01853 (\ln y)^4} \quad (27)$$

Se pertencer ao intervalo  $1 < y < 1,2$ :

$$S = \frac{\ln y}{2,2y - 1,2} \quad (28)$$

## **CAPÍTULO 3 MÉTODOS DE ELEVAÇÃO**

### **3.1 ELEVAÇÃO NATURAL**

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos contidos no mesmo têm energia suficiente para chegar à superfície. Neste caso, diz-se que os fluidos são produzidos por elevação natural. Os poços que produzem desta forma são chamados poços surgentes (THOMAS, 2001).

Isto normalmente ocorre no início da vida produtiva de um campo. Porém, com o passar do tempo e aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, não sendo suficiente para a elevação dos fluidos até a superfície na vazão requerida ou economicamente viável (THOMAS, 2001).

Poços surgentes tem algumas vantagens se comparados aos poços que produzem por elevação artificial. Podemos citar os seguintes exemplos: menores problemas operacionais devido à simplicidade dos equipamentos de superfície e subsuperfície, maior vazão de líquidos e, conseqüentemente, menor custo por unidade de volume produzido. Conhecendo-se estas vantagens, é de grande interesse controlar certos fatores relacionados às variáveis que afetam a vazão em poços surgentes, buscando manter ou incrementar a quantidade de óleo produzido por elevação natural (THOMAS, 2001).

#### **3.1.1 Produção por Surgência**

Segundo Thomas (2001) os principais fatores que influenciam na produção acumulada de um poço produzido por elevação natural são:

- Propriedades dos fluidos;
- Índice de produtividade do poço;
- Mecanismo de produção do reservatório;
- Dano causado à formação produtora durante a perfuração ou durante a completção do poço;
- Aplicação de técnicas de estimulação;
- Adequado isolamento das zonas de água e gás adjacentes à zona de óleo;
- Características dos equipamentos utilizados no sistema de produção (coluna e linha de produção, restrições de fluxo, etc.);

- Adequado controle de produção dos poços através de testes periódicos de produção;
- Estudo e acompanhamento da queda de pressão do reservatório.

### 3.2 ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Quando a pressão do reservatório não é suficiente para elevação natural dos fluidos até a superfície é necessária a utilização de meios artificiais para elevá-lo, neste caso é realizada uma suplementação da energia natural através de “elevação artificial”. Isto ocorre, geralmente, ao final da vida produtiva de um poço surgente ou quando a vazão de um poço está muito mais baixa do que poderia produzir (THOMAS, 2001).

Os métodos de elevação artificial mais comuns são:

- *Gas-lift* contínuo e intermitente (GLC e GLI);
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS);
- Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS);
- Bombeio Mecânico com Hastes (BM);
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

A seleção do melhor método de elevação artificial para um projeto depende de diversos fatores, entre eles: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, equipamento disponível, pessoal treinado, investimento, custo operacional, segurança, entre outros (THOMAS, 2001).

A escolha do melhor método de elevação artificial dependerá da situação particular de cada poço ou campo. É imprescindível haver um conhecimento detalhado dos dados dos poços e dos fluidos a serem produzidos, bem como de todos os métodos de elevação artificial disponíveis para uma escolha adequada. Com estas informações, poderá ser escolhido o método de elevação artificial mais adequado.

Nos dois subitens subsequentes é abordado o método de elevação por Bombeio Centrífugo Submerso, que é o método cujo posicionamento este estudo objetiva otimizar. Portanto este é o único método de elevação artificial explicitado no presente trabalho.

### 3.3 BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO

O Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um método de elevação artificial onde uma bomba de múltiplos estágios, instalada no fundo do poço produtor, adiciona energia ao fluido. A BCS recebe energia de um motor elétrico que por sua vez tem a energia elétrica transmitida desde a superfície através de um cabo elétrico trifásico preso à coluna de produção por presilhas, ou *clamps*. A energia elétrica é transmitida ao fluido em forma de pressão para que o mesmo possa ser elevado até a superfície (ANDREOLLI, 2016).

Cada um dos estágios da bomba é formado por um impelidor e um difusor. O difusor redireciona o fluido oriundo do impelidor anterior ao impelidor seguinte e a pressão do fluido aumenta conforme o mesmo avança entre os estágios da bomba. Isto acontece pois o impelidor acelera o fluido adicionando energia cinética a ele, a qual é convertida em pressão nos difusores. Quanto mais estágios uma bomba possui, maior será o diferencial de pressão, ou *head*, gerado e maior será a potência requerida (ANDREOLLI, 2016).

Conforme apresentado na Figura 3.1, o Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso é composto, além da bomba e do motor, por outros componentes. Entre a bomba e o motor é acoplado o selo protetor que tem como função suportar esforços axiais provenientes dos componentes superiores e permitir a expansão do óleo dielétrico do interior do motor e do próprio selo para evitar a contaminação do motor com fluidos provenientes da formação (ANDREOLLI, 2016). A bomba é então conectada à coluna de produção pela cabeça de descarga. Outros componentes são apresentados na Figura 3.1.

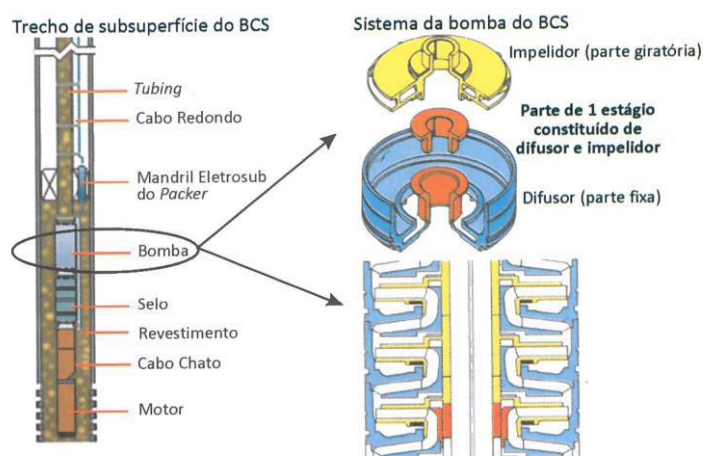


Figura 3.1: Componentes de um Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (Andreolli, 2016)

Utiliza-se a nomenclatura BCS quando o sistema de bombeio está instalada dentro em um poço terrestre ou marítimo com completação seca, onde a cabeça do poço está na plataforma. Quando este sistema de elevação é aplicado em águas profundas, utiliza-se o termo BCSS (Bombeio Centrífugo Submerso Submarino) que consiste no mesmo sistema de BCS, porém em completação molhada, onde a cabeça do poço é instalada no leito marinho. Os riscos associados a este tipo de instalação submarina ainda são grandes, pois o BCSS é constituído por uma série de equipamentos de alta complexidade e o risco de falha do conjunto acaba sendo elevado. Um indicador para a previsão deste tipo de problema é o MTTF (*Mean Time to Failure*), que é o tempo médio decorrido entre o início da operação do sistema de bombeio e a sua falha. A média mundial é de aproximadamente dois anos. Para troca do sistema falhado é necessário realizar uma intervenção com sonda, que acarreta custos muito elevados, além da perda de produção enquanto o sistema está parado aguardando a intervenção. Porém, estes riscos associados ao método são analisados na fase de projeto para a escolha do método de elevação mais apropriado e que traga o melhor retorno financeiro para o projeto (ANDREOLLI, 2016).

O BCSS tem como principais vantagens a grande flexibilidade de vazões atendidas, é aplicável a qualquer faixa de BSW e é o método mais eficaz para elevação de óleos pesados e viscosos por longas distâncias, porém o mesmo conta com alto custo de investimento se comparado a outros métodos. Além disso, conforme apontado anteriormente, para troca do sistema falhado é necessário a utilização de uma sonda com custos elevados e paradas de produção.

Uma das limitações de utilização do método é a produção de areia, que pode diminuir severamente a vida útil do sistema. Porém, telas de contenção de areia e *gravel pack* podem ser utilizados como forma de mitigar este limitador.

Outro grande limitador para o uso da tecnologia é a presença de gás livre. Acima de determinada Fração de Gás Livre (FGL) pode ocorrer o fenômeno de *gas lock*, que é uma condição em que uma seção da bomba é preenchida por uma grande quantidade de gás e tem reduzida ou interrompida sua capacidade de pressurizar o fluido bombeado. Este fenômeno será abordado de forma mais extensiva no item 3.5.1.

A primeira instalação de BCS em um poço submarino no mundo ocorreu em 1994, no Brasil, no poço RJ-221, no Campo de Carapeba, Bacia de Campos. O poço estava localizado em uma lâmina d'água de 86m e a Bomba foi instalada numa profundidade de 1900m abaixo do leito marinho. A distância entre o poço RJ-221 e a plataforma Carapeba

1 era de 500m. Este poço operou continuamente por dois anos e dez meses sem necessidade de manutenção. (Ribeiro *et al.*, 2005).

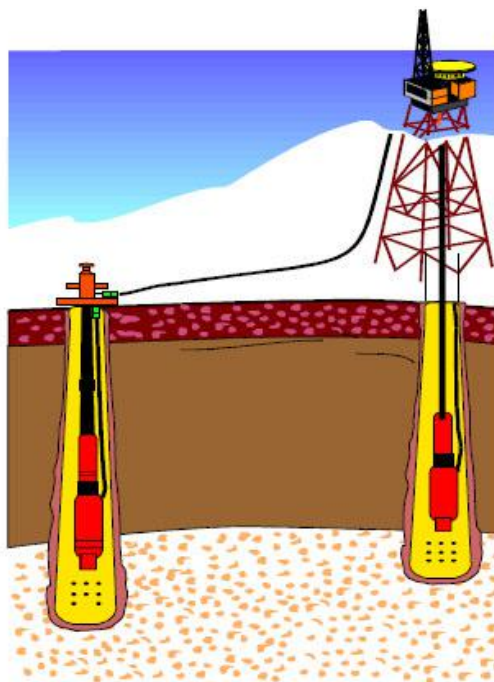


Figura 3.2: Esquema do poço RJ-221(Ribeiro *et al.*, 2005)

Após os excelentes resultados alcançados, o método foi aplicado em um poço de águas profundas em 1998. A instalação da BCSS foi realizada no poço RJS-477 localizado no Campo de Albacora a uma profundidade de 1109m e interligado à Plataforma P-25. Esta foi a primeira instalação de BCSS em poços de águas profundas e o sistema operou com sucesso por quase quatro anos (RIBEIRO *et al.*, 2005).

### 3.4 BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO POSICIONADO FORA DO POÇO

Se um sistema BCSS instalado dentro do poço falha, a interrupção da produção causa uma grande perda de receita. A BCSS instalada dentro do poço somente pode ser trocada com auxílio de uma sonda de perfuração, cujo custo é muito alto. O tempo aguardando sonda disponível para efetuar a intervenção pode levar meses. O tempo de intervenção também é longo, da ordem de 30 dias. Durante todo este período a produção do poço fica parada, acarretando em perdas significativas de produção.

Tendo isso em vista, foram estudadas alternativas para reduzir as perdas ocasionadas pelos altos custos de intervenção associados à falha das BCSS's. Para manter a produção enquanto aguardava uma sonda de intervenção estar disponível para a troca



do sistema de bombeio uma solução proposta foi a instalação de um sistema de *gas lift back up*. Para reduzir o tempo e o custo de intervenção foi proposto instalar a BCSS fora do poço, que permitiria a instalação e a recuperação serem feitas mais facilmente, diminuindo o tempo de parada para intervenção, e um sistema de *by-pass*, com o sistema de bombeio desvinculado do poço produtor, o que permitiria a redundância da produção com *gas lift* durante o período aguardando a sonda ou barco de intervenção e durante a troca do sistema falhado. (RODRIGUES *et al.*, 2005)

As bombas instaladas fora do poço são geralmente integradas em módulos ou estruturas de maneira a facilitar a instalação e o manuseio. Estes módulos podem ser instalados num poço falso, como são os casos dos MoBos (Módulos de Bombeio) instalados no Campo de Jubarte, ou em uma base estrutural (*skid*), como exemplo temos os Campos de Jubarte, Cascade & Chinook e Espadarte.

#### **3.4.1 Módulo de Bombeio**

O MoBo é uma solução que visa reduzir os custos globais de operação dos sistemas de bombeamento submarino em águas profundas. O método consiste em instalar uma BCSS fora do poço, alojada em um poço falso a jusante da Árvore de Natal Marinha (ANM), em até 200m de distância do poço produtor.

Atualmente, todas as instalações e recuperações do MoBo requerem sonda, porém descida, da base e do módulo, pode ser feita numa única manobra, reduzindo o tempo de sonda.

A primeira instalação de um sistema de bombeio centrífugo submerso em um poço falso ocorreu no Campo de Jubarte no poço 7-JUB-02 HP em 2006, conforme esquema na Figura 3.3 (COLODETTE *et al.*, 2008).

O Campo de Jubarte está localizado na Bacia de Campos, a 70km da costa do Espírito Santo, possui lâmina d'água (LDA) de 1.400m e óleo com 17°API. A Fase II do desenvolvimento do Campo de Jubarte contou com 15 poços produzindo por MoBo para o FPSO P-57 (TARCHA *et al.*, 2016).

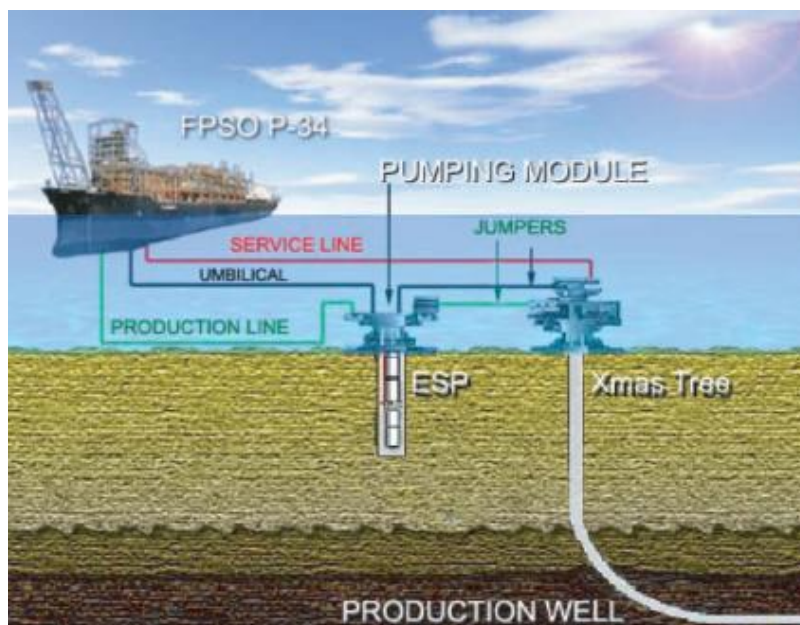


Figura 3.3: Esquema do poço 7-JUB-02 HP (Colodette *et al.*, 2008)

### 3.4.2 Skid de Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (*skid*-BCS)

A instalação de um Sistema BCSS em um poço submete o equipamento a alguns riscos que podem afetar a sua durabilidade, haja vista que o ambiente a que ele está submetido no interior do poço é agressivo, com a presença de altas temperaturas e pressões.

Além da questão da confiabilidade do sistema BCSS, a instalação do sistema dentro de um poço, mesmo que em um MoBo, requer a utilização de uma sonda para a instalação e a intervenção para troca do sistema. Uma intervenção para troca do sistema falhado dura em média 30 dias e o custo de uma sonda é muito oneroso.

Com o objetivo de melhorar a confiabilidade da BCSS e de reduzir os custos envolvidos na instalação e intervenção para troca do sistema de bombeio, a Petrobras desenvolveu o sistema de Bombeio Centrífugo Submerso montado dentro de um *skid*, sobre uma base no leito marinho, *skid*-BCS (COLODETTE *et al.*, 2008).

Assim como o MoBo, este sistema garante a continuidade da produção através de método *back-up* de *gas lift* durante a parada para intervenção, porém, a sua grande vantagem em relação ao MoBo é que, tanto a instalação, quando a intervenção, podem ser realizadas por barco via cabo. O tempo de intervenção e instalação também são reduzidos de 30 dias para 5 a 10 dias. Não há o inconveniente de ter que esperar pela

disponibilidade de uma sonda para a intervenção, pois o barco dedicado à operação de produção está apto a realizar a instalação e intervenção no sistema.

O Sistema *skid*-BCS é composto por uma base de fluxo e um módulo de bombeio, que acomoda duas bombas BCS posicionadas em uma configuração “X”, ambas formam um ângulo de 5° com o plano horizontal, conforme Figura 3.4. A base de fluxo possui hubs para a instalação de MCVs (Módulos de Conexão Vertical) de sucção e descarga, além de *hubs* para conexão do módulo de bombeio. O sistema possui também válvulas de atuação hidráulica que permitem *by-pass* quando a bomba falhar, permitindo a continuidade da produção por *gas lift* enquanto o sistema não é trocado. O fluxo passa pelas duas bombas em sequência, ou em série, e ambas são alimentadas eletricamente em paralelo. A base de fluxo e o módulo de bombeio são instalados em um *skid* para facilitar o transporte e instalação. (TARCHA *et al.*, 2015).

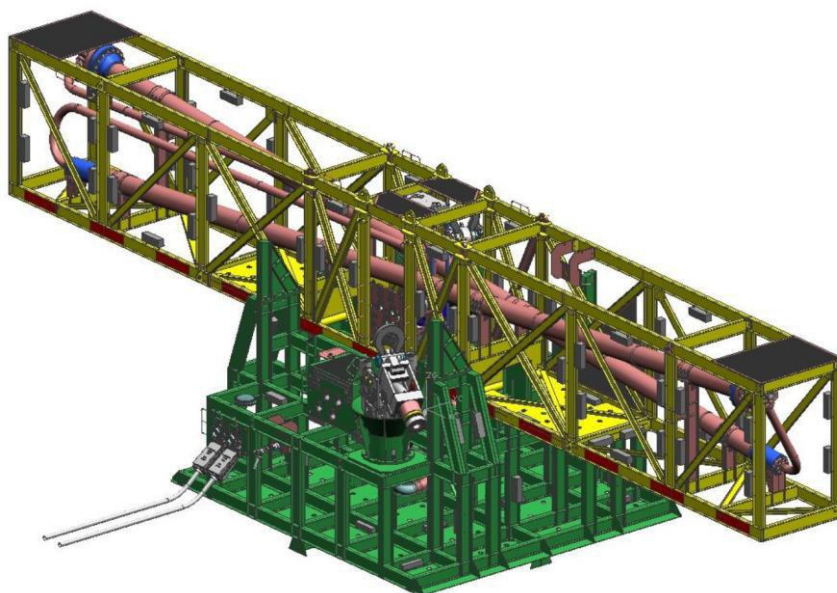


Figura 3.4: Representação de *skid*-BCS – base de fluxo e módulo de bombeio (Tarcha *et al.*, 2015)

Este conceito de sistema de elevação artificial por *skid*-BCS foi validado em dois projetos: Espadarte e Cascade & Chinook (Figura 3.5).

A aplicação do protótipo de *skid*-BCS no Campo de Espadarte, Bacia de Campos, ocorreu no seu Teste de Longa Duração (TLD), no poço Espadarte 23 (ESP 23). Este poço está localizado em uma LDA de 1.300m e produz óleo de 24°API. A distância entre o *skid*-BCS e a unidade de produção é de 11km. A produção média deste poço era de 12.580 bbl/dia e o Razão Gás-Óleo (RGO) na faixa de 60m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (COSTA *et al.*, 2013).

Os Campos de Cascade & Chinook são localizados no Golfo do México e estão em lâmina d'água de 2.000m a 2.800m e produzem óleo na faixa de 20 a 27°API (COSTA *et al*, 2013)



Figura 3.5: *skid*-BCS – Cascade & Chinook (Cassity *et al.*, 2013)

Após a validação do conceito e o resultado acima do esperado, a Fase III de desenvolvimento de Jubarte adotou o *skid*-BCS como método de elevação artificial para o desenvolvimento do cluster Parque das Baleias, formado pelos Campos de Jubarte e Baleia Anã. Onde 3 poços produzem para o FPSO P-57 e dois poços produzem para o FPSO P-58. Todos os 5 poços contam com *skid*-BCS como método de elevação artificial (TARCHA *et al*, 2016).

A Figura 3.6 mostra a instalação de um *skid*-BCS no campo de Jubarte via cabo, sem a necessidade de utilização de sonda.

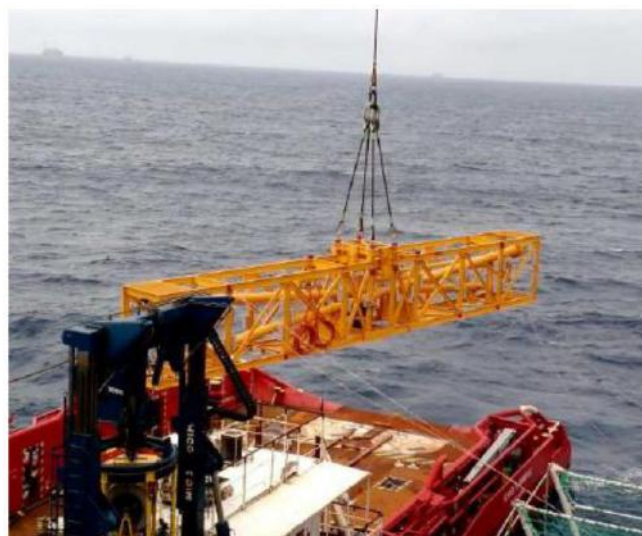


Figura 3.6: Instalação a cabo de *skid*-BCS no Campo de Jubarte (Tarcha *et al.*, 2016)

### 3.5 LIMITAÇÕES TÉCNICAS PARA APLICAÇÃO DE BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO

#### 3.5.1 Fração de Gás Livre

Em geral, o gás livre é um dos principais limitadores para o uso da tecnologia de bombeio centrífugo submerso, conforme já mencionado anteriormente.

A depender do volume de gás manuseado pela bomba, podem ocorrer fenômenos como oscilações contínuas de pressão de descarga da bomba, *surging*, ou até mesmo a interrupção da vazão, mesmo que a mesma continue girando, *gas lock*. O fenômeno de *gas lock*, ou bloqueio por gás pode danificar o sistema se as previsões de proteção automática adequadas não forem tomadas. Uma vez que o princípio de funcionamento dessas bombas é, inicialmente, a conversão de energia mecânica (aquela que impulsiona o impulsor) em energia cinética na mistura, ocorre uma segregação das fases (se presentes) na mistura de acordo com sua massa específica: aquela mais pesada, em função da centrifugação, tende a ir para a periferia, enquanto a mais leve (gás) tende a ficar no centro, que é uma zona de baixa pressão. Este gás vai se acumulando e ocupando cada vez mais espaço no estágio, até que aconteça o bloqueio por gás, quando o gás ocupa o espaço total do estágio (PESSOA, 2013).

Devido à alta compressibilidade do gás, a pressão de admissão da bomba centrífuga é a variável com maior influência na capacidade de manuseio de gás. Turpin (1986) analisou este efeito com diferentes tipos de estágios, em diferentes vazões e pressões e volumes de admissão e com os resultados obtidos no seu estudo ele desenvolveu uma correlação matemática que leva seu nome, a Correlação de Turpin.

Em resumo, a curva de Turpin mostra que quanto maior a pressão, menor a diferença de peso entre o gás e o líquido, e devido a isso, sob maiores pressões de admissão é possível o bombeio de maiores percentuais de gás livre.

A Correlação de Turpin é definida por:

$$\phi_{Turpin} = \left( \frac{2000}{3P_i} \right) \frac{q_g}{q_l} \quad (29)$$

Onde:

$q_g$ : Vazão de Gás;

$q_l$ : Vazão de líquido;

$P_i$ : Pressão de admissão da bomba (psi)

O fator  $\phi_{Turpin}$  pode ser interpretado como o limite entre a operação estável e a operação instável. Para um sistema de BCS operando com fluidos gasosos, se o valor de  $\phi_{Turpin}$  calculado com as variáveis operacionais é menor que 1, o ponto está abaixo da curva mostrada na Figura 3.7, e é muito provável que a bomba opere de maneira estável nesta fração de gás. Caso o valor de  $\phi_{Turpin}$  calculado seja maior que 1, o ponto de operação encontra-se acima da curva e, neste caso, há maior probabilidade de operação instável com a possível ocorrência de problemas operacionais que podem levar ao mal funcionamento do sistema de bombeio.

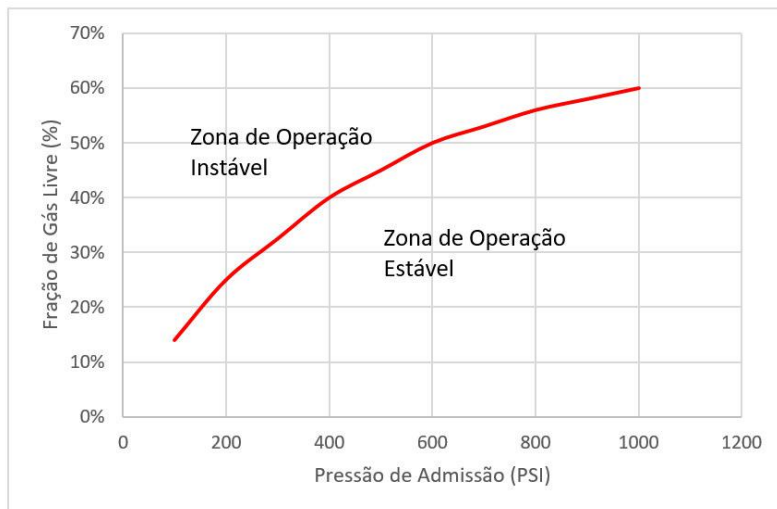


Figura 3.7: Correlação de Turpin (gráfico elaborado pelo autor, com base na equação da Correlação de Turpin)

Portanto, conforme apresentado, é de extrema importância que se conheça a Fração de Gás Livre (FGL) na admissão da bomba ao longo do período de produção, de forma a avaliar se esta FGL é manuseável por esta bomba dado a sua pressão de admissão.

A FGL na admissão da BCSS pode ser calculada utilizando-se os dados de produção em condições de superfície, vazão de óleo, gás e água e pressão de fundo de poço. Estes dados são apresentados pelas curvas de produção geradas através de simulações fornecidas pela equipe de engenharia de reservatórios, geradas com simuladores numéricos.

Sabendo-se as propriedades do fluido, Razão de Solubilidade (RS) e os fatores volume formação de água ( $B_w$ ), de óleo ( $B_o$ ) e de gás ( $B_g$ ), que são obtidos empiricamente, é possível calcular a FGL na admissão da bomba conforme a equação:

$$FGL = \frac{q_g}{q_o + q_w + q_g} \quad (30)$$

Onde  $q_g$  é a vazão de gás *in-situ* na entrada da bomba;

$q_o$  é a vazão de óleo em condições *in-situ* na entrada da bomba; e

$q_w$  é a vazão de água em condições *in-situ* na entrada da bomba.

As vazões de óleo, água e gás *in-situ*, são calculadas conforme a Equação 29.

$$q_g = (RS_i - RS) * q_{o,st} * B_g + (q_{g,st} + q_{o,st} * RS_i) * B_g \quad (31)$$

$$q_o = q_{o,st} * B_o \quad (32)$$

$$q_w = q_{w,st} * B_w \quad (33)$$

Onde:

$q_{g,st}$  é a vazão de gás em condições padrão, de superfície;

$q_{o,st}$  é a vazão de óleo em condições padrão, de superfície;

$q_{w,st}$  é a vazão de água em condições padrão, de superfície;

RS é a Razão de Solubilidade;

$RS_i$  é a Razão de Solubilidade acima da pressão de bolha;

$B_o$  é o Fator Volume Formação de Óleo;

$B_g$  é o Fator Volume Formação de Gás;

$B_w$  é o Fator Volume Formação de Água.

## CAPÍTULO 4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Basicamente, toda avaliação financeira é representada em termos de fluxos de caixa, ou seja, em fluxos futuros esperados de recebimentos e pagamentos de caixa. A avaliação desses fluxos consiste, em essência, na comparação dos valores presentes, calculados segundo o regime de juros compostos a partir de uma dada taxa de juros, das saídas e entradas de caixa.

Em uma operação de produção de petróleo a entrada de caixa é devida unicamente à venda do óleo produzido.

As saídas de caixa neste tipo de indústria se devem, além dos custos de investimento, CAPEX, e operação, OPEX, ao pagamento das obrigações governamentais e tributos específicos para este tipo de indústria.

O Capítulo 4, aborda, de forma resumida, os aspectos a serem levados em consideração para realização de uma avaliação econômica de um projeto de produção de petróleo *offshore*.

### 4.1 TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR

A Taxa Interna de Retorno é a taxa de juros (desconto) que iguala, em determinado tempo, o valor presente das entradas (recebimentos) com o das saídas (pagamentos) previstas de caixa (NETO, 2012). Geralmente, adota-se data de início da operação - momento zero – como a data focal da comparação dos fluxos de caixa.

Normalmente, o fluxo de caixa ao momento zero (fluxo de caixa inicial) é representado pelo valor do investimento, empréstimo ou financiamento; os demais fluxos de caixa indicam os valores das receitas ou prestações.

Nessas condições, a identidade de cálculo da taxa interna de retorno é identificada da seguinte forma:

$$FC0 = \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \frac{FC3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} \quad (34)$$

$$FC0 = \sum \frac{FCj}{(1+i)^j} \quad (35)$$



Onde:

FC0: valor de fluxo de caixa no momento zero (recebimento – empréstimo, ou pagamento – investimento);

FCj: fluxos previstos de entradas ou saídas de caixa em cada período de tempo;

i: taxa de desconto que iguala, em determinada data, as entradas com as saídas previstas de caixa. Em outras palavras, *i* representa a taxa interna de retorno.

Considerando-se que os valores de caixa ocorrem em diferentes momentos, é possível concluir que o método TIR, ao levar em conta o valor do dinheiro no tempo, expressa na verdade a rentabilidade se for uma aplicação, ou custo, no caso de um empréstimo ou financiamento, do fluxo de caixa.

## 4.2 VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL

Segundo Neto (2012), o método do Valor Presente Líquido para análise dos fluxos de caixa é obtido pela diferença entre o valor presente dos benefícios (ou pagamentos) previstos de caixa, e o valor presente do fluxo de caixa inicial (valor do investimento, do empréstimo ou do financiamento). A identidade de cálculo do VPL é expressa da seguinte forma:

$$VPL = \left[ \frac{FC1}{(1+i)^1} + \frac{FC2}{(1+i)^2} + \frac{FC3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FCn}{(1+i)^n} \right] - FC0 \quad (36)$$

$$VPL = \sum \frac{FCj}{(1+i)^j} - FC0 \quad (37)$$

Onde:

FCj: representa o valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo;

FC0: fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial), podendo ser um investimento, empréstimo ou financiamento.

Comparativamente ao método TIR, o Valor Presente Líquido exige a definição prévia da taxa de desconto a ser empregada na atualização dos fluxos de caixa. Na verdade, o VPL não identifica diretamente a taxa de rentabilidade (ou custo) da operação

financeira; ao descontar todos os fluxos de entradas e saídas de caixa por uma taxa de desconto mínima aceitável, o VPL denota, em última análise, o resultado econômico da alternativa financeira expressa em moeda atualizada.

O VPL é caracteristicamente referenciado ao momento inicial (data zero).

### **4.3 TRIBUTAÇÕES E OUTRAS OBRIGAÇÕES**

Os países que fazem leilões para exploração e produção de petróleo em seu território, como o Brasil, devem construir um sistema de arrecadação de renda petroleira, de forma que as empresas participantes da licitação possam contribuir com participações governamentais e tributação de forma eficiente, de maneira que os maiores valores de arrecadação sejam alcançados (QUINTANS, 2015).

#### **4.3.1 Participações Governamentais e de Terceiros**

Participações governamentais são pagamentos a serem realizados pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, conforme previsto na Lei 9.478/97. Incluem bônus de assinatura, royalties, participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção de área e pagamento aos proprietários de terras. O Decreto nº 2.705/98 estabelece os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.

#### **4.3.2 Impostos**

Entre os impostos levados em consideração para a avaliação econômica de um projeto de produção de petróleo, se aplicam aqueles incidentes direta ou indiretamente na venda do petróleo produzido: IRPJ; CSLL; PIS/COFINS e ICMS.

As disposições tributárias do IRPJ Imposto de Renda Pessoa Jurídica aplicam-se a todas as firmas e sociedades, registradas ou não de acordo com a Constituição Federal, art 173 § 1º.

A Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL (Lei nº 7.689, de 1988) segue as mesmas normas de apuração e de pagamento estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação em vigor (Lei nº 8.981, de 1995, art 57).

A COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991; e o PIS - Programa de Integração Social, foi instituído pela Lei Complementar nº 9.718, de 27 de novembro de 1998, Leis nº 10.637/02 e nº 10.833/03 e alterações posteriores. São contribuições devidas pelas pessoas jurídicas de direito privado, calculadas com base no seu faturamento (receita bruta da pessoa jurídica).

O ICMS (imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação) é de competência dos Estados e do Distrito Federal. Sua regulamentação constitucional está prevista na Lei Complementar 87/1996, alterada posteriormente pelas Leis Complementares 92/97, 99/99 e 102/2000.

## **4.4 ANÁLISE DE RISCO**

### **4.4.1 Introdução**

É inerente à indústria de óleo e gás investir quantidades muito grandes de dinheiro e outros recursos em projetos que envolvem grandes incertezas. Um projeto de exploração e produção de petróleo pode envolver de centenas de milhões a até bilhões de dólares em seu desenvolvimento, porém o retorno destes projetos depende, em grande parte, de incertezas geológicas, técnicas e mercadológicas. O gerenciamento do risco financeiro destes projetos é realizado através da avaliação dos resultados, atribuindo probabilidades de ocorrência e valores associados.

Existe uma grande diversidade de métodos para análise de risco, assim como também existem ferramentas computacionais muito utilizadas para este fim. A seguir, serão abordadas a definição de análise de risco e o método de Monte Carlo.

### **4.4.2 Análise determinística**

Análise de risco é utilizada para determinar a frequência de determinados eventos e a magnitude de suas consequências através da utilização das informações disponíveis. A análise de risco visa identificar tanto a probabilidade de ocorrência de eventos negativos, para mitigá-los, quanto de eventos positivos, para explorar oportunidades.

A análise de risco pode ser realizada de forma qualitativa ou quantitativa. A análise de risco qualitativa em geral envolve avaliar uma situação por instinto, sem uma análise detalhada do histórico ou probabilidade de ocorrências. A análise de risco quantitativa busca associar valores numéricos aos riscos, usando dados empíricos ou quantificando declarações qualitativas.

A análise de risco quantitativa pode ser realizada de diversas maneiras, um dos métodos possíveis é a análise determinística, onde são associados valores para cenários discretos para verificar qual resultado ocorrerá em cada. Um exemplo muito comum é a associação de valores para cenários de pior caso, melhor caso e caso mais provável, onde para o pior caso, as variáveis assumirão os piores valores possíveis, no melhor caso, as variáveis assumirão os melhores valores e no caso mais provável serão escolhidos valores intermediários para as variáveis.

Porém, esta abordagem possui algumas desvantagens:

- Considera apenas um número limitado de resultados discretos, num horizonte de centenas ou até milhares de resultados possíveis;
- Cada resultado para cada cenário avaliado tem o mesmo peso, não sendo associadas probabilidades de ocorrência a eles;
- A interdependência entre as variáveis não é considerada, e, geralmente, quando uma variável é variada, as demais permanecem constantes. Esta simplificação excessiva reduz a precisão do modelo de análise de risco.

Apesar de possuir contraindicações e imprecisões, a análise determinística pode ser utilizada como uma análise de risco preliminar.

#### **4.4.3 Análise Probabilística Utilizando a Simulação de Monte Carlo**

Outra forma de realizar uma análise de risco quantitativa é, ao invés de atribuir um valor fixo a cada variável, atribuir um range de valores possíveis, mais especificamente, uma distribuição de probabilidades.

Um dos métodos mais utilizados para análise probabilística é o Método de Monte Carlo (MMC). O Método de Monte Carlo é uma ferramenta utilizada em diversos segmentos das ciências e da engenharia para simular problemas que podem ser representados por processos estocásticos. O MMC começou a ser efetivamente utilizado nas últimas décadas com o avanço na computação. O método consiste em realizar

simulações baseadas em eventos aleatórios, aspecto muito similar ao das roletas de jogos de azar e por este motivo o método foi batizado de Monte Carlo fazendo referência ao Cassino Monte Carlo situado em Mônaco (ECKHARDT, 1987).

O desenvolvimento sistemático do método tem sua origem ao redor de 1944, entretanto, o uso do Método de Monte Carlo como ferramenta de pesquisa emerge durante o desenvolvimento da bomba atômica, na Segunda Guerra Mundial. O trabalho envolvia a simulação direta de problemas probabilísticos relacionados com a difusão aleatória de nêutrons em material físsil, conforme abordado por Metrópolis (1987).

Devido à grande demanda computacional do método, visto que podem ser realizadas milhares de simulações, o método começou a ser largamente utilizado somente nas últimas décadas, com a melhora da capacidade computacional.

Uma análise de risco probabilística utilizando o Método de Monte Carlo considera a incerteza envolvendo as principais variáveis que impactam em um modelo de previsão e é realizado um processamento para estimar o impacto do risco sobre os resultados projetados. Esta é uma técnica pela qual um modelo matemático é submetido a várias simulações, podendo chegar a milhares, onde cenários sucessivos são construídos utilizando valores de entrada para as principais variáveis incertas do projeto que foram selecionadas a partir de distribuições de probabilidades de valores múltiplos atribuídas a elas.

BERTOLO, 2018 abordou a análise de risco probabilística utilizando o Método de Monte Carlo aplicada à avaliação de projetos em etapas. A Figura 4.1 aborda algumas delas.

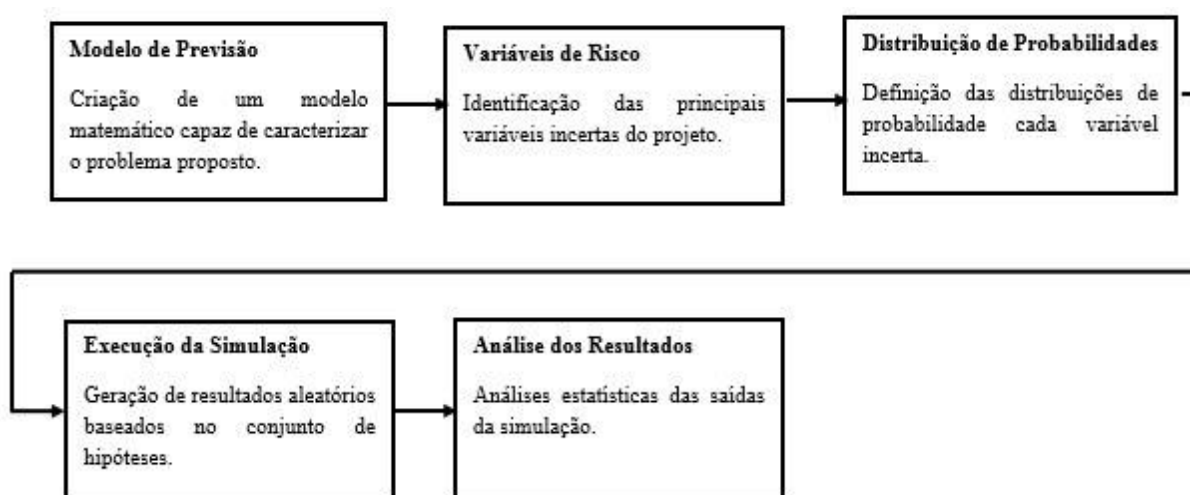


Figura 4.1: Processo de análise de risco.

#### 4.4.3.1 Modelo de Previsão

O primeiro estágio para a aplicação de uma análise de risco é a criação de um modelo matemático capaz de caracterizar de forma eficiente o problema em análise. Este modelo de previsão define as relações matemáticas, através de um conjunto de fórmulas, entre as variáveis de entrada e o resultado.

Um exemplo simples de investimento é a relação entre a variável B = Benefício e C Custo, onde o resultado é a subtração do Custo pelo Benefício, como mostrado na Figura 4.2.

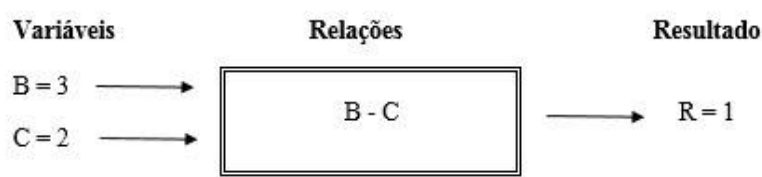


Figura 4.2: Exemplo básico de modelo de previsão.

Um bom modelo é aquele que considera todas as variáveis relevantes e postula as corretas relações entre elas.

O modelo de precisão da Figura 4.3 demonstra um fluxo de caixa simplificado, contendo projeções para apenas um evento. O resultado é o fluxo de caixa líquido que depende dos valores de outras variáveis e dos valores gerados pelas fórmulas e relações entre elas. Este modelo simplificado é constituído por cinco variáveis e cinco fórmulas.

Podemos observar que algumas fórmulas processam resultados de outras fórmulas, como exemplo da fórmula F4. Utilizaremos este modelo para ilustrar o processo de análise de risco.

| Modelo de Previsão            |               | R\$ | Variáveis | Fórmulas          |
|-------------------------------|---------------|-----|-----------|-------------------|
| Preço de Venda                | 15,00         |     | V1        |                   |
| Volume de Vendas              | 100,00        |     | V2        |                   |
| Entradas de Caixa             | 1.500,00      |     |           | F1 = V1xV2        |
| Materiais                     | 400,00        |     |           | F2 = V2xV4        |
| Salários                      | 300,00        |     |           | F3 = V2xV5        |
| Despesas                      | 200,00        |     | V3        |                   |
| Saídas de Caixa               | 900,00        |     |           | F4 = F2+F3+V3     |
| <b>Fluxo de Caixa Líquido</b> | <b>600,00</b> |     |           | <b>F5 = F1-F4</b> |
| <u>Hipóteses Relevantes</u>   |               |     |           |                   |
| Custo por unidade de Material | 4,00          |     | V4        |                   |
| Salário por Unidade           | 3,00          |     | V5        |                   |

Figura 4.3: Exemplo de modelo de previsão – análise de fluxo de caixa.

#### 4.4.3.2 Variáveis de Risco

O segundo estágio consiste na seleção das variáveis de risco do modelo. Uma variável de risco é definida como aquela que é crítica à viabilidade do projeto no sentido de que um pequeno desvio do seu valor projetado ser, provável e/ou potencialmente, perigoso ao valor do projeto. Para selecionar as variáveis de risco são aplicadas as análises de sensibilidade e incerteza.

A análise de sensibilidade é usada nas análises de risco para identificar as variáveis mais importantes num modelo de avaliação de projeto. Ela mede a correspondência do resultado do projeto a uma variação no valor de uma dada variável do projeto. Porém, o teste de sensibilidade é aplicado uniformemente sobre várias variáveis de projeto sem levar em conta o quão realístico é a variação testada. Por exemplo, ao testar o impacto que a variação em 10% no custo do salário e no volume de vendas não são levadas em consideração as probabilidades de isto ocorrer. Neste caso, pode haver uma alta probabilidade de ocorrer uma variação de 10% no volume de vendas, mas uma probabilidade muito baixa desta mesma variação no custo do salário.

Para que a análise de sensibilidade conduza a resultados significativos, o impacto da incerteza deverá ser incorporado no teste. A análise da incerteza leva em consideração o tipo e a magnitude da incerteza envolvendo as variáveis a serem testadas, e é utilizada para selecionar as variáveis de risco. Por exemplo, pode ser considerado que um pequeno desvio no preço de compra de uma dada peça de máquina no ano zero seja muito significativo ao retorno do projeto. A chance, entretanto, deste pequeno desvio acontecer é extremamente baixa e, normalmente, o fornecedor é contratualmente obrigado a cumprir o preço contratado. O risco associado com esta variável é, portanto, insignificante, embora o resultado do projeto seja muito sensível a ela. Reciprocamente, uma variável de projeto com alta incerteza poderá não ser incluída na análise probabilística a menos que o seu impacto no resultado do projeto, dentro das margens de incerteza esperado, seja significativo.

A razão para se incluir somente as variáveis mais cruciais numa aplicação de análises de risco é diminuir a possibilidade de geração de cenários inconsistentes, pois quanto maior o número de distribuições de probabilidade empregadas numa simulação randômica, maior a chance de isto ocorrer, devido à dificuldade nas relações de configuração e monitoramento para variáveis correlacionadas. Outro motivo é o custo, em termos de tempo e dinheiro, necessário para definir as distribuições de probabilidade

e as condições de correlações precisas para muitas variáveis com um pequeno impacto possível nos resultados.

Portanto, é mais produtivo focar a atenção e recursos disponíveis em adicionar mais profundidade às hipóteses com respeito às poucas variáveis incertas mais sensíveis de um projeto do que a largura das análises para cobrir um grande número de variáveis de projeto.

No modelo simples de avaliação (Figura 4.4) foram identificadas três variáveis de risco. O preço e volume das vendas, pois estes são determinados pelas condições de oferta e demanda no momento que o projeto operará, e o custo unitário dos materiais, que neste caso poderá sofrer grandes variações pois depende das condições de mercado no momento da compra. Todas as três variáveis quando testadas dentro de suas respectivas margens de incertezas, afetam o resultado do projeto significativamente. Neste caso, variáveis como Salários e Despesas, apesar de afetarem o projeto, não possuem incertezas significantes, e, portanto, não foram consideradas variáveis de risco.

| Modelo de Previsão            |               |                    |
|-------------------------------|---------------|--------------------|
|                               | R\$           | Variáveis de Risco |
| Preço de Venda                | 15,00         | ← V1               |
| Volume de Vendas              | 100,00        | ← V2               |
| Entradas de Caixa             | 1.500,00      |                    |
| Materiais                     | 400,00        |                    |
| Salários                      | 300,00        |                    |
| Despesas                      | 200,00        |                    |
| Saídas de Caixa               | 900,00        |                    |
| <b>Fluxo de Caixa Líquido</b> | <b>600,00</b> |                    |
| <u>Hipóteses Relevantes</u>   |               |                    |
| Custo por unidade de Material | 4,00          | ← V4               |
| Salário por Unidade           | 3,00          |                    |

Figura 4.4: Exemplo de análise de sensibilidade e incerteza

#### 4.4.3.3 Distribuição de Probabilidade

O próximo estágio na aplicação de uma análise de risco é a definição da distribuição de probabilidades das variáveis de risco.

Definir a distribuição de probabilidades para uma variável é, de certa forma, prever o comportamento que a mesma terá no futuro. Para antecipar os resultados de eventos futuros com precisão é importante assegurar, na medida do possível, as seguintes condições:



- quanto maior a similaridade dos dados usados para a variável a ser projetada;
- quanto maior a amostra de dados disponíveis;
- quanto mais baixa a variação de valores nos dados usados;
- quanto mais curto o período de extrapolação da base de dados.

Embora seja muito difícil projetar precisamente o valor real que uma variável possa assumir algumas vezes no futuro, é possível incluir o valor verdadeiro dentro dos limites de uma distribuição de probabilidades suficientemente larga.

Ao realizar uma análise de riscos, pode-se fazer uso dos dados disponíveis e da opinião de especialistas para definir um intervalo de valores e probabilidades que sejam capazes de capturar o resultado do futuro evento em questão.

A preparação de uma distribuição de probabilidades para uma variável de projeto envolve a definição de um intervalo de valores e de probabilidades de alocação para os valores deste intervalo.

Um intervalo de valores possíveis para cada variável é definido como o conjunto de valores que uma variável pode assumir e o nível de variação desse conjunto depende dos limites (valores máximos e mínimos) definidos.

Quando existem dados disponíveis, a definição dos limites do intervalo para as variáveis do projeto pode ser feita processando os dados para se chegar a uma distribuição de probabilidades, como exemplo na Figura 4.5.

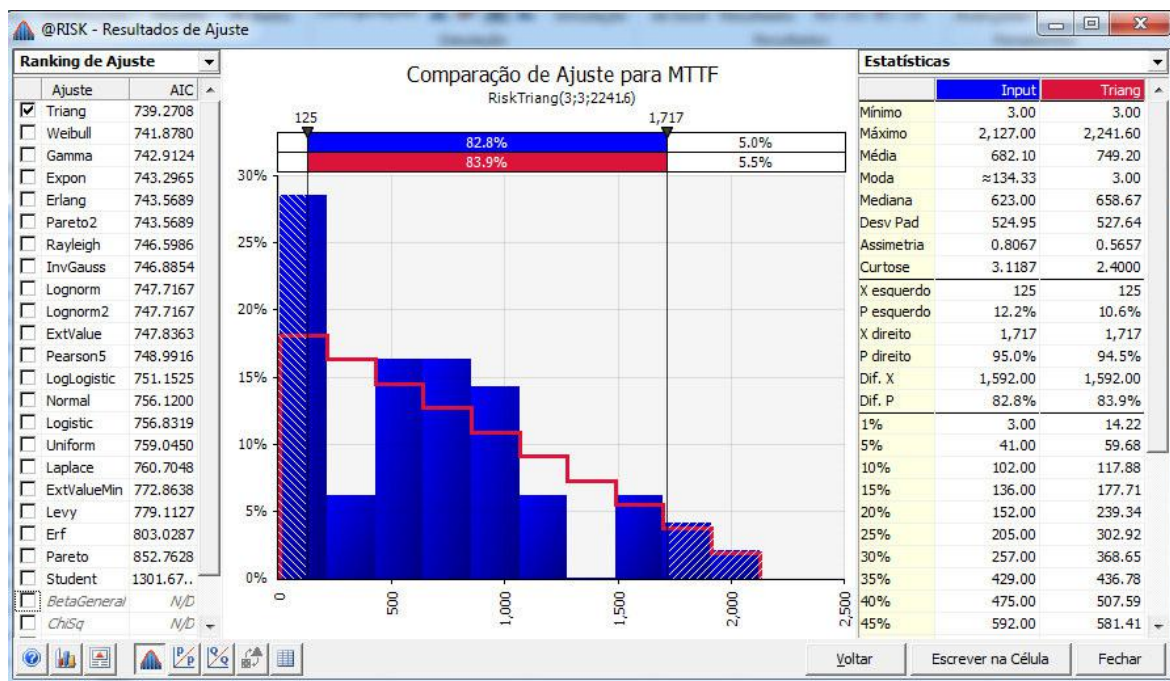


Figura 4.5: Exemplo de definição de distribuição de probabilidade a partir de dados históricos. (Elaborado pelo Autor com o Software @risk).

Não é sempre que estão disponíveis dados históricos para auxílio na definição da distribuição de probabilidades. Neste caso, a melhor forma de definir a distribuição de probabilidades a ser utilizada é através da consulta a especialistas, profissionais que tenham um alto nível de experiência no fenômeno analisado. Neste caso, os especialistas consultados poderão definir os limites máximos e mínimos e o valor mais provável que aquela variável poderá assumir e poderá ser escolhida uma distribuição de probabilidades que expresse de forma adequada estes limites sugeridos.

Após definir a melhor distribuição aplicável a cada variável, esta distribuição é atribuída ao valor da variável, conforme exemplo na Figura 4.6. Existem vários softwares comerciais com esta função, como o @risk, *ad-in* para MS. Excel, utilizado neste trabalho.

| Atribuição das distribuições de probabilidades |               |                                                                                          |
|------------------------------------------------|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                | R\$           |                                                                                          |
| Preço de Venda                                 | 15,00         | ← V1  |
| Volume de Vendas                               | 100,00        | ← V2  |
| Entradas de Caixa                              | 1.500,00      |                                                                                          |
| Materiais                                      | 400,00        |                                                                                          |
| Salários                                       | 300,00        |                                                                                          |
| Despesas                                       | 200,00        |                                                                                          |
| Saídas de Caixa                                | 900,00        |                                                                                          |
| <b>Fluxo de Caixa Líquido</b>                  | <b>600,00</b> |                                                                                          |
| <u>Hipóteses Relevantes</u>                    |               |                                                                                          |
| Custo por unidade de Material                  | 4,00          | ← V4  |
| Salário por Unidade                            | 3,00          |                                                                                          |

Figura 4.6: Exemplo de atribuição das distribuições de probabilidade às variáveis de risco do projeto.

A seguir, são introduzidas algumas distribuições de probabilidades comumente utilizadas em análise de risco.

#### 4.4.3.3.1 Distribuição Normal

A distribuição normal é uma das mais importantes distribuições estatísticas. O uso da distribuição normal pode ser justificado pelo Teorema do Limite Central, que mostra que a medida que o tamanho de uma amostra cresce, a distribuição da mesma se aproxima da normal, independente da distribuição da variável original. Portanto, a distribuição normal pode ser usada para representar a incerteza da entrada de um modelo sempre que a entrada é resultado de muitos processos aleatórios (PALISADE, 2016).

Duas possíveis desvantagens para utilização da distribuição normal, a depender do fenômeno que a mesma irá representar, são que a mesma é simétrica, não inclinada e que pode assumir valores negativos (PALISADE, 2016).

A função densidade de probabilidade da distribuição normal é dada por:

$$f(x) = \frac{e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}}{\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (38)$$

Onde  $x$  é a variável,  $\mu$  é o parâmetro de localização (média) e  $\sigma$  (desvio padrão) é o parâmetro de escala. Quando  $\mu=0$  e  $\sigma=1$  temos a chamada Distribuição Normal Padrão. Neste caso a Equação 36 fica:

$$f(x) = \frac{e^{-x^2/2}}{\sqrt{2\pi}} \quad (39)$$

A Figura 4.7 representa a função densidade de probabilidade normal padrão.

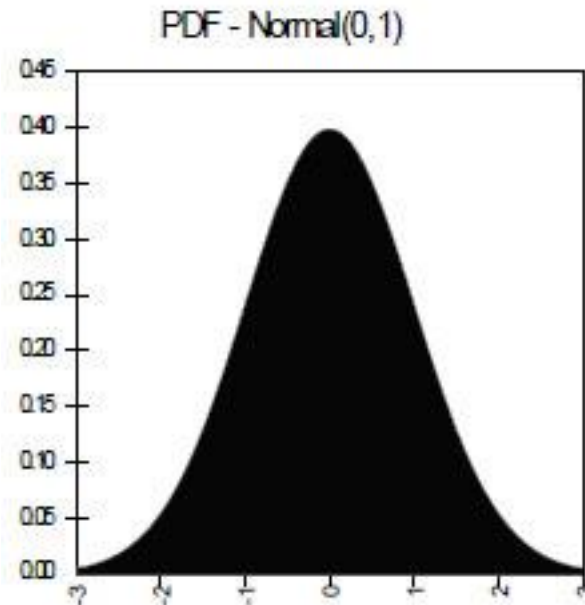


Figura 4.7: Distribuição normal padrão (Palisade, 2016)

#### 4.4.3.3.2 Distribuição Uniforme

A distribuição uniforme é também bastante utilizada e possui vantagens e desvantagens.

Todos os valores desta distribuição têm probabilidade igual de ocorrer, dentro de um intervalo de máximo e mínimo.

Ela é escolhida muitas vezes quando não há um conhecimento adequado da probabilidade dos valores e neste caso há a desvantagem desta probabilidade não prever adequadamente o fenômeno em questão, porém, esta distribuição é muito utilizada para geração de números aleatórios.

A função densidade de probabilidade da distribuição uniforme é dada pela Equação 38, cuja representação gráfica é mostrada na Figura 4.8.

$$f(x) = \frac{1}{B - A} \quad \text{para } A \leq x \leq B \quad (40)$$

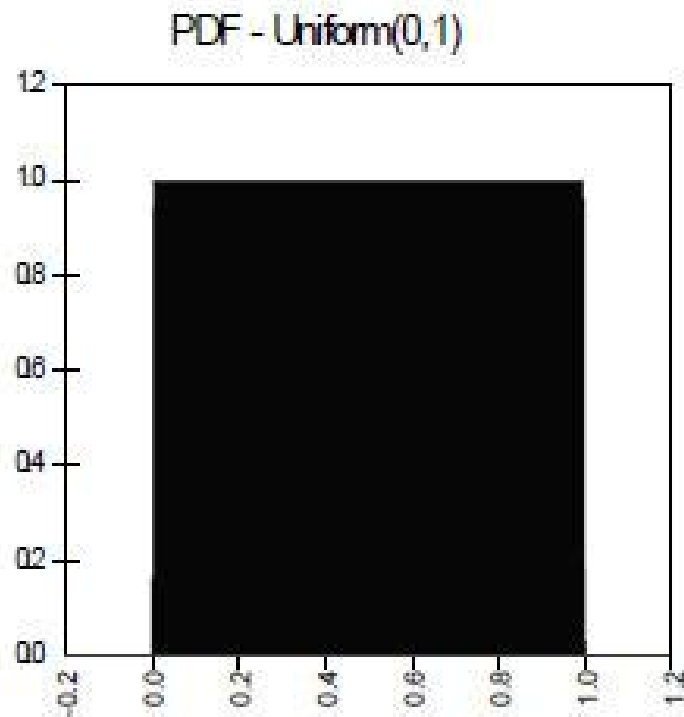


Figura 4.8: Distribuição uniforme (Palisade, 2016).

#### 4.4.3.3 Distribuição Triangular

A distribuição triangular é definida por um valor máximo, um valor mínimo e um valor mais provável (Moda) e pode ser inclinada em qualquer direção, dependendo da posição mais provável em relação ao máximo e mínimo. Esta distribuição é uma das mais facilmente compreensíveis e muito utilizada para modelos básicos de risco.

A função densidade de probabilidade para a distribuição é dada por:

$$f(x) = \frac{2}{Max-Min} \quad \text{para } x = Moda \quad (41)$$

$$f(x) = \frac{2*(Max-x)}{(Max-Min)*(Max-Moda)} \quad \text{para } x > Moda \quad (42)$$

$$f(x) = \frac{2*(x-Min)}{(Max-Min)*(Moda-Min)} \quad \text{para } x < Moda \quad (43)$$

Sua representação gráfica é mostrada na Figura 4.9.

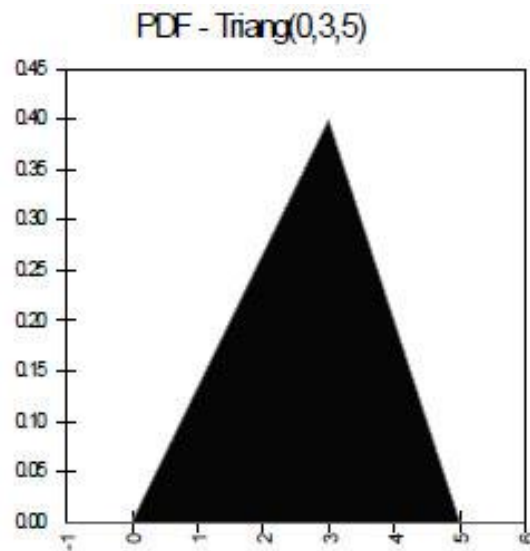


Figura 4.9: Distribuição triangular (Palisade, 2016).

#### 4.4.3.3.4 Distribuição PERT

Assim como a distribuição triangular, a distribuição PERT (*Program Evaluation and Review Technique*, programa proposto por MALCOM *et al.*, 1959) é definida por um valor máximo, um valor mínimo e um valor mais provável (Moda) e pode ser inclinada em qualquer direção, dependendo da posição mais provável em relação ao máximo e mínimo. Esta distribuição também tem a vantagem de utilizar um conjunto de parâmetros de fácil manuseio, porém, é preferível à distribuição triangular pela sua densidade curva, conforme exemplo na Figura 4.10. Esta distribuição é muito próxima da distribuição normal, é contínua, única, mas ao contrário do normal, é limitada em ambos os lados e pode ser assimétrica.

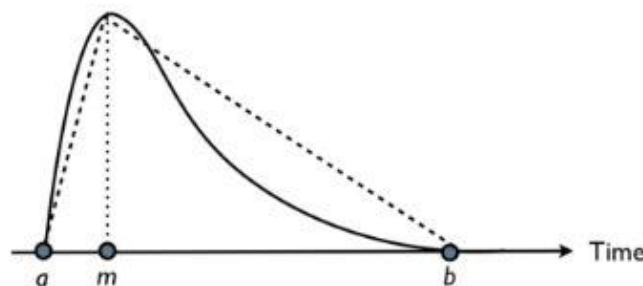


Figura 4.10: Distribuição PERT x triangular (PM Knowledge Center, 2018).

A função densidade de probabilidade para a distribuição PERT é dada por:

$$f(x) = \frac{\min + 4 * \text{moda} + \max}{6} \quad (44)$$

Onde *min* é a estimativa pessimista, ou valor mínimo e *max* é a estimativa otimista, ou valor máximo.

Um exemplo de sua representação gráfica é mostrado na Figura 4.11.

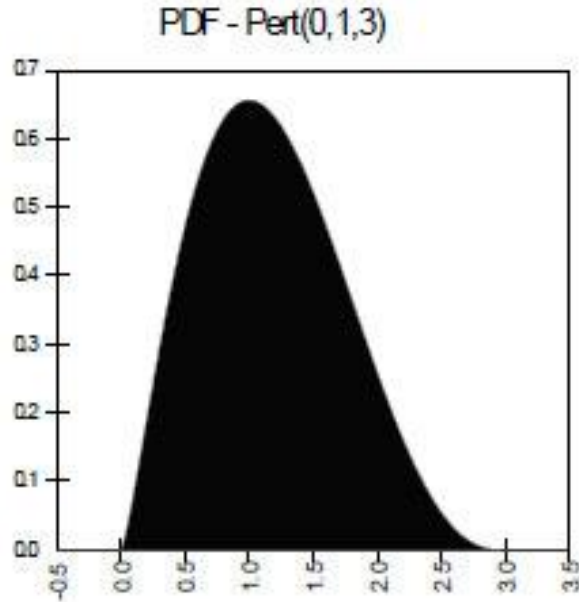


Figura 4.11: Distribuição PERT (Palisade, 2016).

#### 4.4.3.3.5 Distribuição Exponencial

A distribuição exponencial é muito aplicada em testes de confiabilidade, para modelagem de dados com uma taxa de falha constante. Esta é utilizada para modelar o tempo de vida de certos produtos e materiais e tempo de duração para completar uma tarefa.

Esta distribuição é caracterizada por ter uma função de taxa de falha constante. A função exponencial é a única com esta propriedade. Sua função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\beta} * e^{-\frac{(x-\mu)}{\beta}} \quad x \geq \mu; \beta > 0 \quad (45)$$

Onde  $\mu$  é o parâmetro de localização e  $\beta$  é o parâmetro de escala (que é frequentemente referido como  $\lambda$ , igual a  $1/\beta$ ). Quando  $\mu = 0$  e  $\beta = 1$  temos a Distribuição

Exponencial Padrão, cuja equação é apresentada abaixo e sua representação gráfica é mostrada na Figura 4.12.

$$f(x) = e^{-x} \quad (46)$$

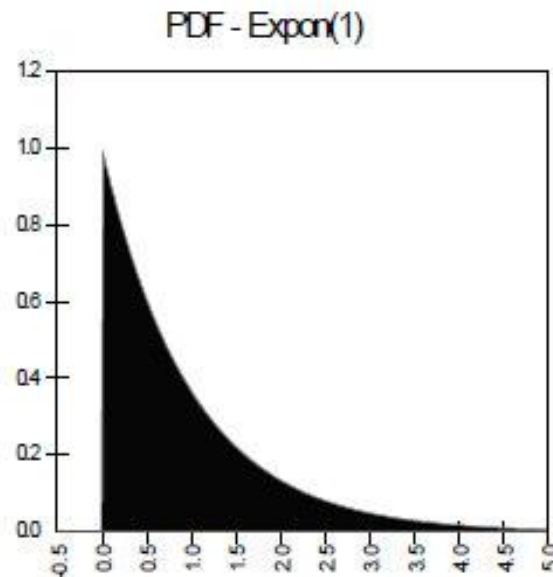
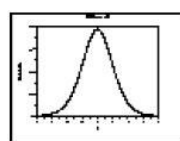


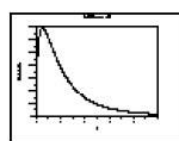
Figura 4.12: Distribuição exponencial (Palisade, 2016).

#### 4.4.3.3.6 Outras Distribuições de Probabilidade

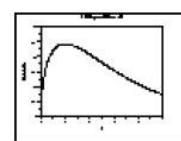
Além das distribuições abordadas, existem muitas outras distribuições com aplicações diversas, conforme exemplo na Figura 4.13.



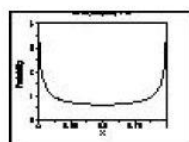
Distribuição t



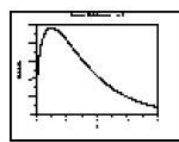
Distribuição F



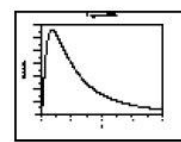
Distribuição  
Chi-quadrado



Distribuição Beta



Distribuição Gama



Distribuição  
Log-normal

Figura 4.13: Outras funções de distribuição (NIST e Sematech, 2018).



#### 4.4.3.4 Execução da Simulação

O estágio de execução da simulação é a parte do processo de análise de risco em que um computador processa, recalcula, o modelo repetidamente, até obter resultados suficientes para compor uma amostra representativa do número de combinações possíveis.

Durante uma simulação os valores das variáveis de risco são selecionados aleatoriamente dentro de intervalos específicos e de acordo com o conjunto de distribuições de probabilidade definidos na etapa anterior. Os resultados do modelo (que pode ser o Valor Presente Líquido do projeto, a Taxa Interna de Retorno ou no nosso exemplo simples o “Fluxo de Caixa Líquido”) são assim calculados e armazenados seguindo cada execução, conforme ilustrado na Figura 4.14. Exceto por coincidência, cada execução gera um resultado diferente porque os valores de entrada para as variáveis de risco são selecionados aleatoriamente das suas distribuições de probabilidade anexadas. O resultado de cada execução é calculado e armazenado para as análises estatísticas (o estágio final da análise de risco).

| Modelo de Simulação                                                                    |                               | Simulação 1   | Simulação 2   | Simulação 3   | (...) |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|-------|
|                                                                                        |                               | R\$           | R\$           | R\$           |       |
|  V1 | Preço de Venda                | 15,00         | 14,00         | 16,00         | (...) |
|  V2 | Volume de Vendas              | 100,00        | 110,00        | 97,00         | (...) |
|                                                                                        | Entradas de Caixa             | 1.500,00      | 1.540,00      | 1.552,00      |       |
|                                                                                        | Materiais                     | 400,00        | 462,00        | 383,15        |       |
|                                                                                        | Salários                      | 300,00        | 330,00        | 291,00        |       |
|                                                                                        | Despesas                      | 200,00        | 200,00        | 200,00        |       |
|                                                                                        | Saídas de Caixa               | 900,00        | 992,00        | 874,00        |       |
|                                                                                        | <b>Fluxo de Caixa Líquido</b> | <b>600,00</b> | <b>548,00</b> | <b>677,00</b> | (...) |
|                                                                                        |                               |               |               |               |       |
|  V4 | <u>Hipóteses Relevantes</u>   |               |               |               |       |
|                                                                                        | Custo por unidade de Material | 4,00          | 4,20          | 3,95          | (...) |
|                                                                                        | Salário por Unidade           | 3,00          | 3,00          | 3,00          |       |

Figura 4.14: Execução da simulação.

#### 4.4.3.5 Análise dos Resultados

O estágio final no processo de análise de risco é a análise e interpretação dos resultados colhidos durante o estágio de execução da simulação. Cada execução representa a probabilidade de ocorrência igual a:

$$p = \frac{1}{n} \quad (47)$$

Onde  $p$  = probabilidade peso para uma única rodada e  $n$  = tamanho da amostra.

Portanto, a probabilidade de o resultado do projeto ficar abaixo ou acima de determinado valor é simplesmente o número de resultados tendo um valor inferior ou superior ao valor estipulado vezes o peso de probabilidade de uma execução. Por exemplo, se 500 execuções forem geradas, então a probabilidade-peso é  $1/500=0.002$ . Se 100 execuções retornaram um VPL menor que zero, então a probabilidade de VPL negativo é de  $100 \times 0.002 = 20\%$ .

O produto bruto de uma análise de risco é uma série de resultados que são organizados e apresentados na forma de uma distribuição de probabilidades dos resultados possíveis do projeto. Esta informação é muito importante para obter-se um quadro de perfil risco versus retorno do projeto sobre o qual deve-se tomar uma decisão de investimento, principalmente para o caso de análise de projetos concorrentes.

Os dados gerados também são muito importantes para auxiliar na interpretação das variáveis que mais afetam o projeto e como o seu impacto negativo pode ser mitigado ou identificar oportunidades de aumento de ganho ou diminuição de risco.

Normalmente, o critério de decisão de investimento depende do valor previsto do VPL do projeto: caso a previsão seja que o VPL seja negativo o projeto é rejeitado (Figura 4.15), e se for positivo o projeto é aceito (Figura 4.16).

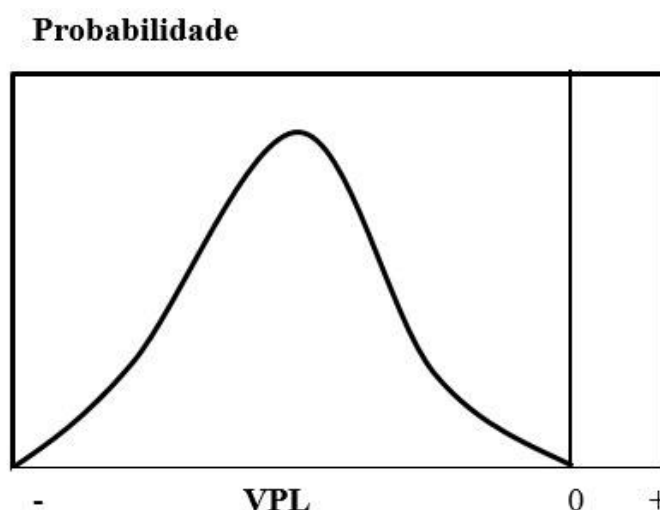


Figura 4.15: Probabilidade de VPL positivo zero: rejeitar o projeto.

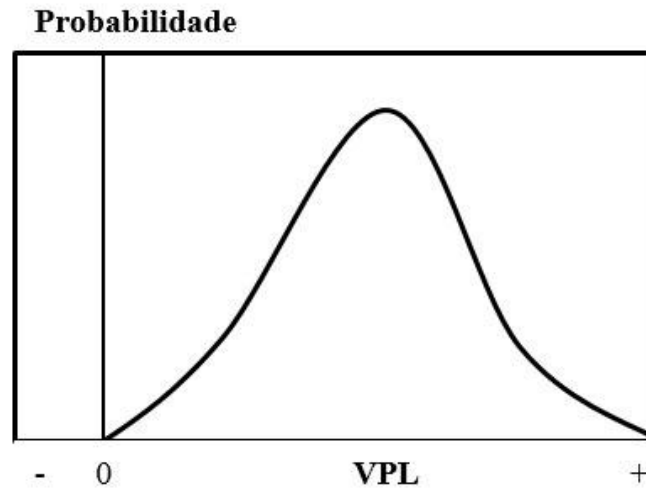


Figura 4.16: Probabilidade de VPL negativo zero: aceitar o projeto.

Para o caso de o projeto ter probabilidade de VPL negativo maior que zero e menor que 1, como exemplo na Figura 4.17, cabe ao analista decidir com base em seu perfil de risco. Alguns analistas avessos a risco poderiam rejeitar o projeto, enquanto outros analistas o aceitariam caso a probabilidade de ganho seja alta o suficiente.

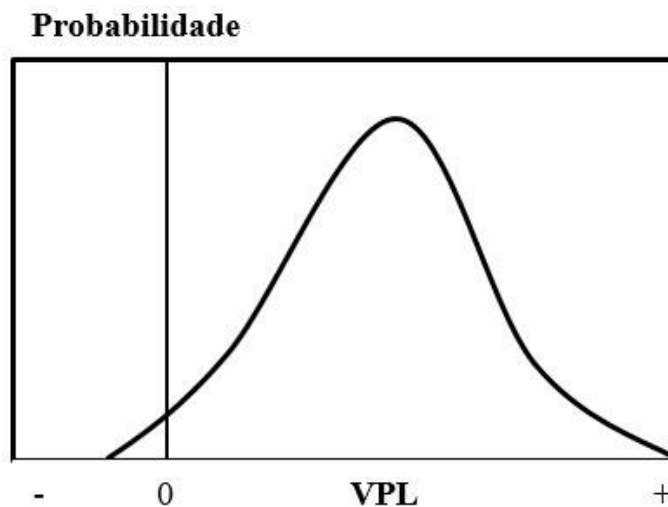


Figura 4.17: Probabilidade de VPL negativo maior que zero e menor que 1: decisão levando em consideração os riscos.

Para a escolha entre projetos mutuamente excludentes, ou seja, projetos que possuem o mesmo objetivo e competem entre si e a aceitação de um dos projetos elimina o investimento nos demais, é interessante utilizar a análise de risco probabilística complementarmente à determinística. No exemplo da Figura 4.18, fica claro que o projeto B tem maior probabilidade de retorno e menor risco de VPL negativo, então este deverá ser escolhido.

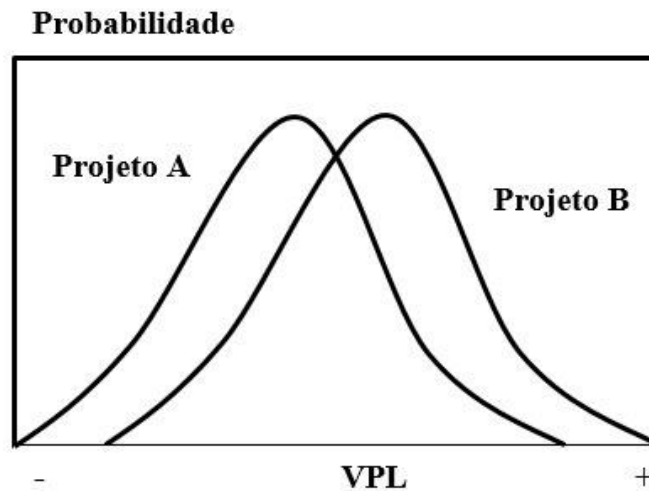


Figura 4.18: Escolha entre projetos mutuamente exclusivos.

Caso as distribuições de probabilidade dos projetos concorrentes se interceptem, como exemplo na Figura 4.19 a decisão para a escolha do mesmo depende do perfil do analista e de sua predisposição ao risco. O projeto A tem maior probabilidade de VPL negativo, porém tem maior probabilidade de retornos maiores, enquanto o projeto B tem menor probabilidade de VPL negativo, porém com uma probabilidade de retorno menor.

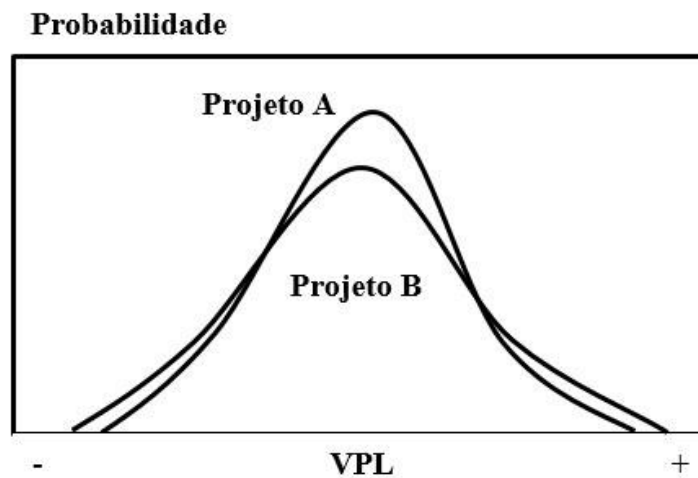


Figura 4.19: Escolha entre projetos mutuamente exclusivos que se interceptam.

## CAPÍTULO 5 METODOLOGIA

### 5.1 INTRODUÇÃO

A metodologia para a seleção de alternativas de posicionamento do Sistema de Bombeio Centrífugo Submerso para produção de óleo pesados em águas profundas foi desenvolvida em três etapas, conforme fluxograma apresentado na Figura 5.1.

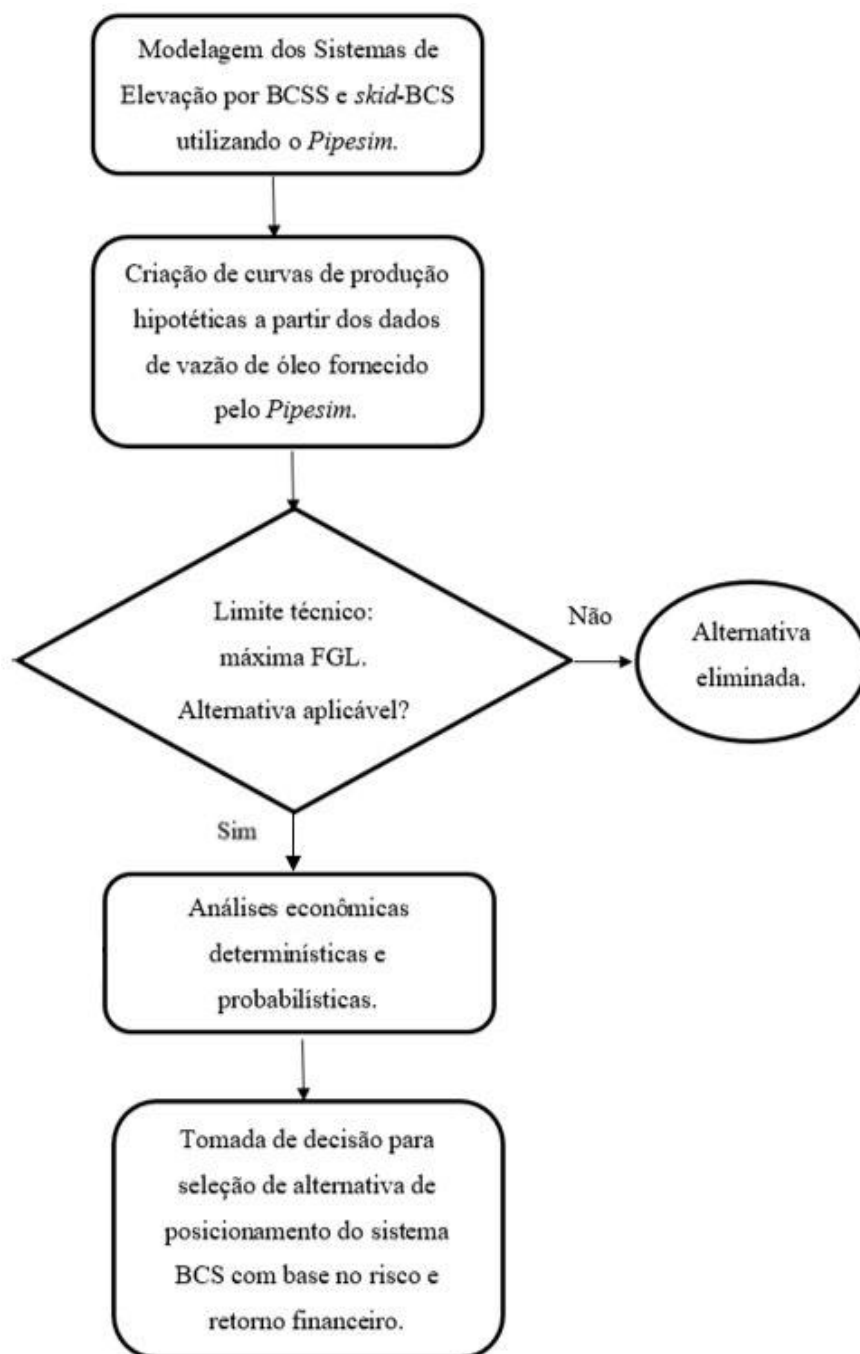


Figura 5.1: Fluxograma de execução da metodologia.

Conforme abordado no item 1.2, a metodologia proposta visa complementar a literatura existente utilizando a análise econômica probabilística para tomada de decisão de escolha do método de elevação artificial.

O presente trabalho é focado na produção de óleos pesados em águas profundas, e, conforme abordado anteriormente, o método mais eficiente para produção nestas condições é o Bombeio Centrífugo Submerso, portanto, este trabalho propõe a seleção de alternativas de posicionamento do sistema de bombeio, dentro do poço ou no leito marinho e não são abordados os outros métodos de elevação artificial.

## 5.2 SIMPLIFICAÇÃO DAS CURVAS DE PRODUÇÃO

A primeira etapa para execução do presente trabalho é a modelagem do sistema de elevação e escoamento utilizando o *software Pipesim*, considerando os cenários de elevação artificial por BCSS (instalada dentro do poço) e *skid*-BCS (instalada no leito marinho).

O *Pipesim* é um programa de engenharia de petróleo utilizado nas áreas de projeto, operação e otimização de campo e instalações de óleo e gás desenvolvido pela Schlumberger, empresa internacional prestadora de serviços ao mercado de óleo e gás. O *software* é utilizado para modelagem de diversas aplicações para produção de petróleo e gás, dentre elas elevação artificial, malhas de produção em rede, análise nodal, entre outras.

Os simuladores de fluxo multifásico comerciais, como o *Pipesim*, viabilizam a execução de cálculos de propriedades físicas de mistura e permitem a previsão do gradiente das fases. Para cumprir este objetivo, os simuladores baseiam-se em dois procedimentos: correlações *black-oil* e equações de estado para o caso de modelos composicionais. O *software* incorpora as equações de estado e as correlações empíricas permitindo a modelagem de sistemas reais e comparação de dados de produção.

A partir da modelagem realizada no *Pipesim* é executada uma análise nodal, utilizando a correlação de fluxo multifásico *Beggs & Brill*, a qual está explicitada no Capítulo 2.

Através do dado de vazão de óleo fornecido pelo *Pipesim* é gerada uma curva de produção hipotética para servir de dado de entrada nas demais etapas do trabalho. Para uma aplicação real do trabalho proposto nesta dissertação é recomendado utilizar a curva

de produção gerada por um *software* de engenharia de reservatórios, como Eclipse, IMEX, entre outros. Esta curva fornecerá vazão de óleo, gás e água e a pressão de fundo de poço, ao longo de todo o período de produção e será calculada com base na arquitetura do reservatório em estudo.

Com o objetivo de propor uma rotina de análise e apresentar um modelo acadêmico para o estudo de caso, este trabalho conta com curvas de produção hipotéticas cuja vazão de óleo inicial é provida pelo *software Pipesim*.

### **5.3 LIMITE TÉCNICO POR MÁXIMA FRAÇÃO DE GÁS LIVRE (FGL)**

A segunda parte da análise diz respeito aos limites técnicos para utilização do sistema de bombeio dentro ou fora do poço. A principal limitação técnica que impede a utilização do Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é a presença de gás livre na sucção da bomba. Quanto menor a pressão, menor é a capacidade de manuseio de gás pela bomba. Em cenário de utilização do *skid*-BCS instalado no leito marinho, as pressões na sucção do sistema são consideravelmente menores do que aquelas na sucção da BCSS instalada dentro do poço, portanto, faz-se necessário investigar a Fração de Gás Livre (FGL) nestes pontos ao longo do período de produção para identificar se esta fração de gás é impeditiva para utilização da tecnologia proposta. Para cálculo da FGL são utilizadas as equações apresentadas no item 3.5.1 a partir das propriedades do fluido produzido, Fator Volume Formação de Gás ( $B_g$ ), Fator Volume Formação de Óleo ( $B_o$ ), Fator Volume Formação de Água ( $B_w$ ) e Razão de Solubilidade ( $R_s$ ), e da curva de produção hipotética. Para analisar se a FGL encontrada é ou não um limitador para o uso da tecnologia é utilizada a correlação de Turpin.

O item 3.5 traz o embasamento teórico necessário para a aplicação da análise do limite operacional de máxima FGL em sistemas BCS.

Caso ambas as posições do sistema de bombeio, instalado dentro do poço produtor (BCSS) ou em um *skid* no leito marinho (*skid*-BCS), sejam aplicáveis tecnicamente atendendo a um valor manuseável de FGL para operação estável do sistema, é realizada uma avaliação econômica para ambos os projetos.

## 5.4 ANÁLISES ECONÔMICAS DETERMINÍSTICAS E PROBABILÍSTICAS

Para a análise econômica, é criado um modelo financeiro para cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) em função de diferentes variáveis como MTTF (*Mean Time to Failure* – tempo até a falha do sistema de bombeio), valor do Brent, tempo aguardando embarcação/sonda para intervenção, custo diário de embarcação/sonda de intervenção e tempo de intervenção.

Tendo em vista que as variáveis que influenciam diretamente o VPL possuem uma incerteza inerente, foram aplicadas análises de risco determinísticas, onde cada uma das variáveis é alterada para diferentes cenários, mantendo-se as demais constantes, visando avaliar para os diferentes cenários qual dos casos, BCSS ou *skid*-BCS, traz o maior ganho financeiro e análise de risco probabilística do VPL, onde é utilizada uma ferramenta de análise de riscos chamada @risk. Trata-se de um *ad-in* para o MS Excel que utiliza o método Monte Carlo para análise estatística que se baseia em amostragens aleatórias das variáveis, isto é, são realizadas diversas simulações, no presente estudo são 5.000 simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis são combinadas aleatoriamente respeitando uma distribuição probabilística previamente estabelecida para cada uma das variáveis.

A quantidade de simulações realizadas neste trabalho foi definida como 5.000 após realizada análise de sensibilidade com alguns outros valores de simulação. Foi observado que o resultado com 5.000 simulações retornou um resultado confiável, com pouca variação de resultados após várias rodadas de simulação e tem um custo computacional reduzido.

Os valores para cada cenário foram escolhidos a partir de consulta a alguns especialistas das áreas de elevação e escoamento, intervenção de poços; instalações submarinas e logística de uma empresa Operadora de Óleo e Gás que possui projetos de elevação artificial com bombeio por BCSS e *skid*-BCS, para que fossem escolhidos valores de melhor caso, pior caso e caso intermediário mais próximos possíveis da realidade, no caso da análise determinística.

Foi utilizada uma ferramenta de ajuste de distribuição de probabilidade de variáveis do @risk para as variáveis onde havia base de dados de valores históricos, como MTTF e valor do Brent. Para as demais variáveis, foram escolhidos valores máximos, mínimos e mais prováveis, também a partir de consulta aos especialistas, para definição dos limites



da distribuição de probabilidade para cada variável. A distribuição de probabilidade escolhida foi a PERT.

Com o resultado da simulação é possível realizar uma análise de sensibilidade, identificando as variáveis que mais impactam no retorno financeiro do projeto, podendo ser propostas ações mitigadoras de risco.

Além disso, é possível analisar a distribuição probabilística do VPL para os dois tipos de projeto, com BCSS instalada dentro do poço ou no leito marinho em um *skid*-BCS, e utilizar esta informação qualitativa e quantitativa para suportar a tomada de decisão sobre o posicionamento ótimo do sistema de bombeio de projetos de produção de óleos pesados em águas profundas.

O item 4.4 aborda a avaliação de projetos sob a ótica da análise de riscos. Neste item são apresentados os conceitos de análise determinística e probabilística utilizando o Método de Monte Carlo.

## CAPÍTULO 6 ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS

### 6.1 INTRODUÇÃO

Com o objetivo de validar a metodologia proposta nesta dissertação foram realizados três estudos de caso onde foram aplicadas as rotinas de análise desenvolvidas. Para os estudos de caso foram utilizados dados de campos hipotéticos de produção de óleo pesado e viscoso em águas profundas. Cada estudo de caso analisa a produção de um poço.

### 6.2 CARACTERÍSTICAS DOS ESTUDOS DE CASO

#### 6.2.1 Modelagem PIPESIM

A primeira etapa para execução do presente trabalho é a modelagem do sistema de elevação e escoamento utilizando o *software Pipesim* (simulador de fluxo multifásico em regime permanente), considerando os cenários de elevação artificial por BCSS (instalada dentro do poço) e *skid*-BCS (instalada no leito marinho).

##### 6.2.1.1 Características do Campo

O Campo hipotético utilizado para simulação no *Pipesim* possui as seguintes características:

O reservatório está localizado em uma região de 1.500m de lâmina d'água. A produção do poço é escoada para um FPSO ancorado na região. O poço tem a profundidade vertical de 800m e comprimento total de 3.548m. Para os casos que consideram a Bomba posicionada fora do poço, a mesma está a 1.550m de profundidade, ou seja, no leito marinho. Para os casos com a bomba dentro do poço, a mesma encontra-se a uma profundidade medida total de 2.534m e profundidade vertical de 2.298m.

Considerando-se que a grande maioria dos poços que produzem óleos pesados e viscosos são poços horizontais, este tipo de geometria de poço foi adotado neste estudo de sensibilidade, conforme configurações apresentadas nas Figura 6.1 e Figura 6.2

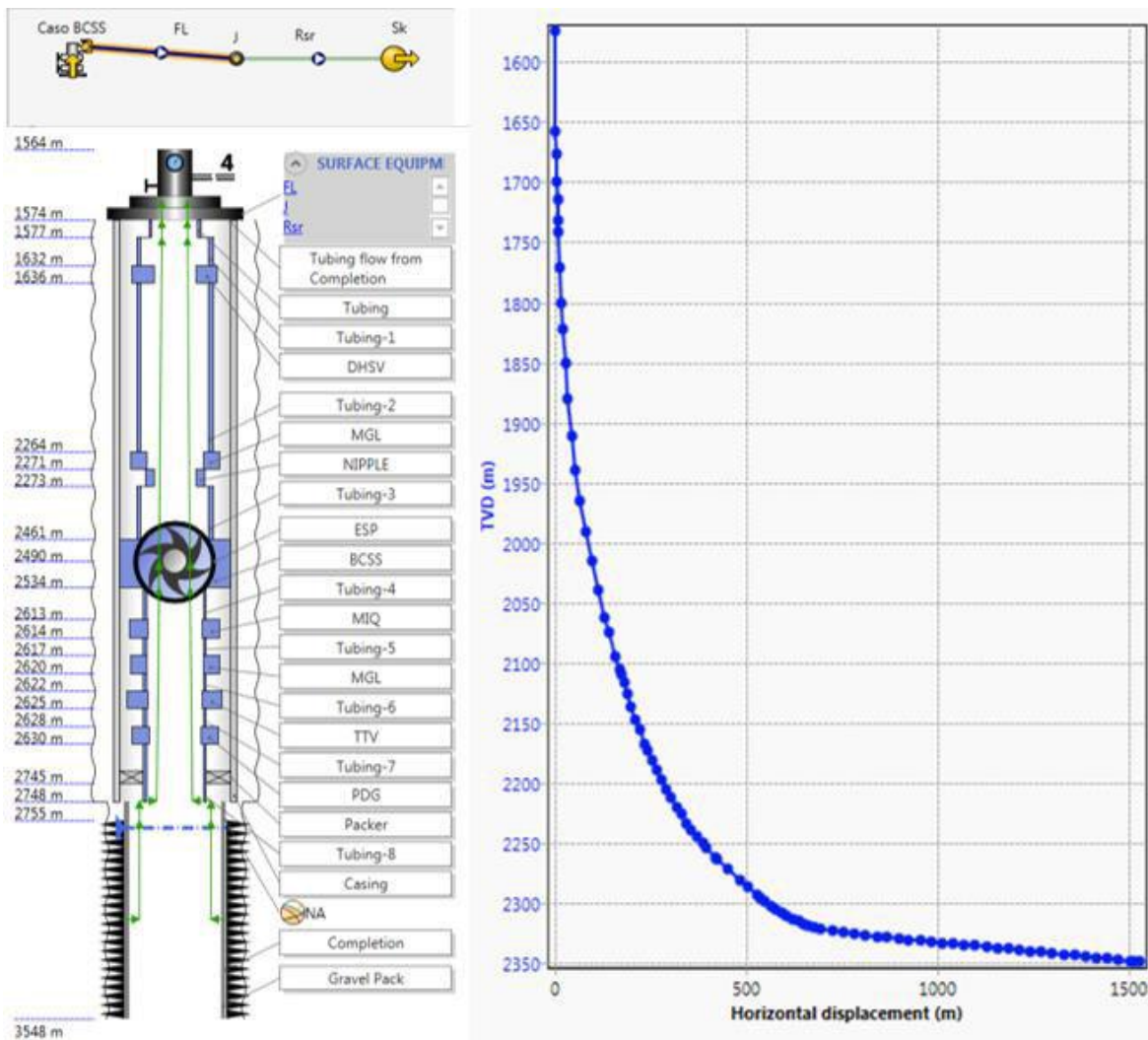


Figura 6.1: Configuração do poço e sistema submarino modelado no *Pipesim* – projeto com BCSS

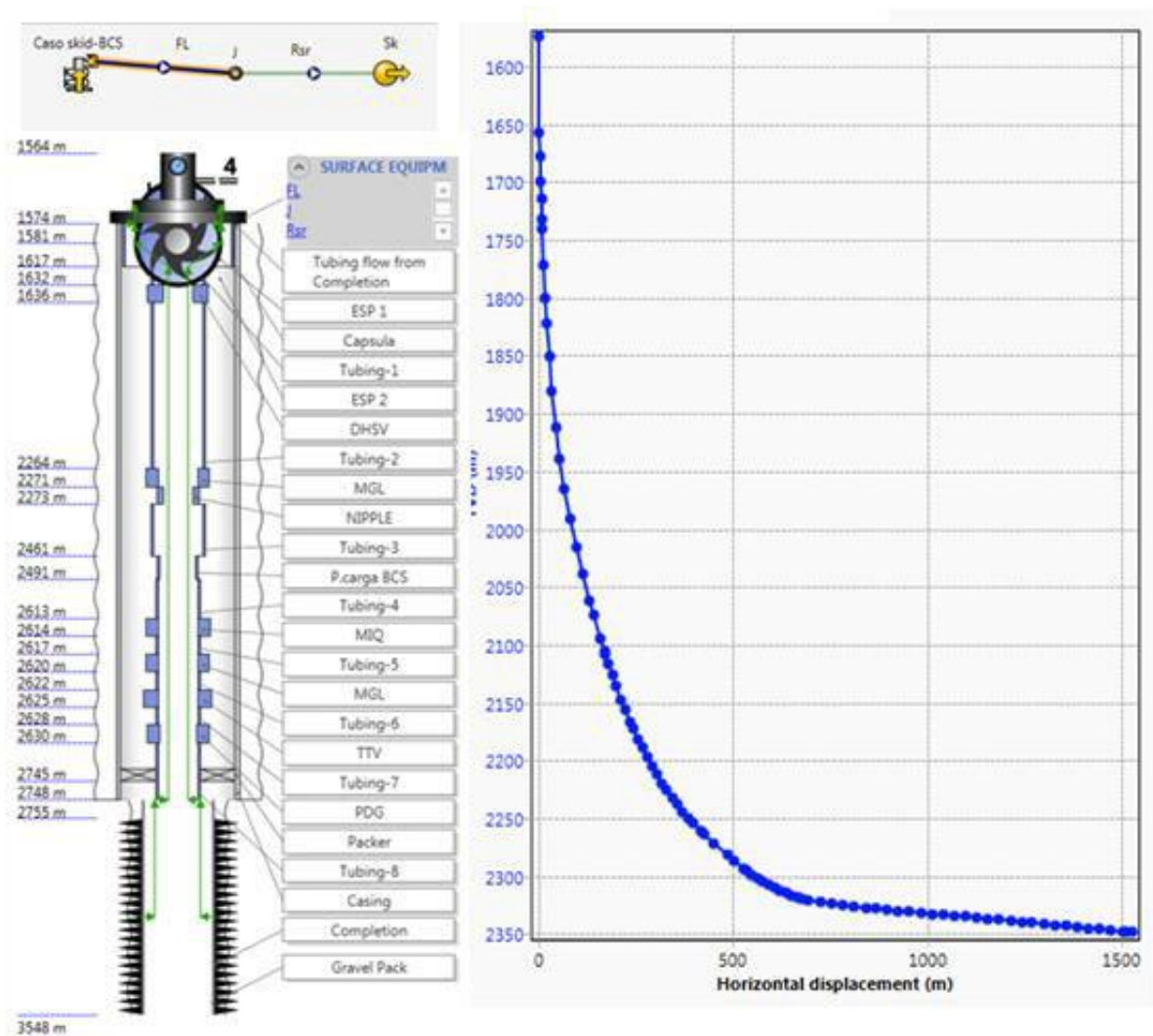


Figura 6.2: Configuração do poço e sistema submarino modelado no *Pipesim* – projeto com *skid-BCS*

Para a análise nodal realizada no *Pipesim*, foram consideradas as seguintes características dos fluidos produzidos na Tabela 6.1 e de reservatório, na Tabela 6.2.

Tabela 6.1: Características do fluido produzido.

|                           |        |
|---------------------------|--------|
| Densidade do óleo - ° API | 13°API |
| Water Cut inicial – BSW   | 0%     |

Tabela 6.2: Características do reservatório.

|                                                        |                                   |
|--------------------------------------------------------|-----------------------------------|
| Índice de Produtividade (IP) ((m <sup>3</sup> /d)*bar) | 20                                |
| Pressão Estática (kgf/cm <sup>2</sup> )                | 228                               |
| Temperatura (°C)                                       | 41                                |
| Profundidade fundo do poço (m)                         | 800 (em relação ao leito marinho) |
| Pressão de Chegada (kgf/cm <sup>2</sup> )              | 30                                |



Figura 6.3: Análise nodal realizada no *Pipesim* para cálculo da vazão – projeto com BCSS

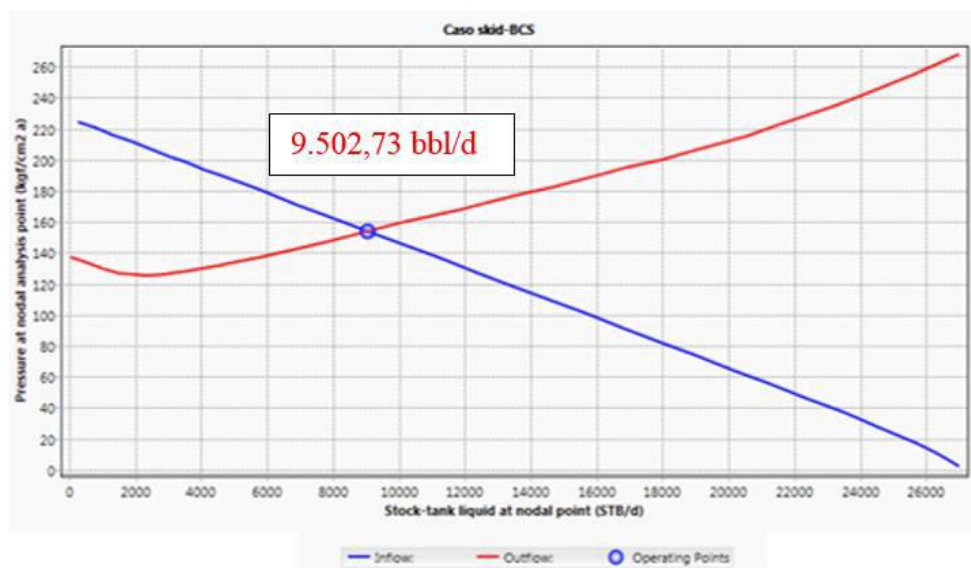


Figura 6.4: Análise nodal realizada no *Pipesim* para cálculo da vazão – projeto com skid-BCS

A vazão inicial simulada com o *Pipesim* para o sistema com Bomba instalada dentro do poço foi de 11505,18 bbl/d (Figura 6.3) e para o sistema com bomba instalada no leito marinho foi de 9052,73 bbl/d (Figura 6.4). Como já apontado anteriormente, a vazão inicial fornecida pela BCSS é maior que a vazão inicial fornecida pelo *skid*-BCS, pois o maior potencial de produção se dará para o sistema de bombeio instalado mais próximo ao reservatório. Neste caso a BCSS produz inicialmente 21% a mais de óleo que o *skid*-BCS.

### 6.2.2 Simplificação das Curvas de Produção

Através do dado de vazão de líquido fornecido pelo *Pipesim* são geradas três curvas de produção hipotéticas para servir de dado de entrada nas demais etapas do trabalho. Esta curva fornecerá vazão de óleo, gás e água e a pressão de fundo de poço, ao longo de todo o período de produção.

O *Pipesim* fornecerá o dado de vazão inicial e cada uma das curvas de produção hipotética terá um comportamento diferente de produção por um período de 20 anos.

Com o objetivo apresentar um modelo acadêmico para o estudo de caso, são propostos três perfis de curvas de produção seguindo os seguintes critérios:

- (a) Para o Estudo de Caso 1 a premissa utilizada para a criação das curvas de produção hipotéticas é que para um horizonte de tempo de 20 anos de produção, ambos os sistemas de elevação artificial, BCSS ou *skid*-BCS terão uma produção acumulada muito parecida, pois, apesar do sistema instalado dentro do poço (BCSS) ter uma produção inicial maior, este tem um decaimento de produção mais rápido e mais acentuado que o sistema instalado fora do poço (*skid*-BCS). O maior impacto neste caso é a produção antecipada, cujo método com maior vazão conseguirá produzir mais óleo no início da vida produtiva do Campo, o que traz impacto positivo ao VPL do projeto;
- (b) Para o Estudo de Caso 2 a mesma vazão inicial fornecida pelo *Pipesim* foi utilizada, porém a produção acumulada de óleo após 20 anos utilizando o método de elevação por *skid*-BCSS é 10% menor;
- (c) Para o Estudo de Caso 3 foi gerada uma curva de produção cuja RGL é mais alta que as demais o que implica no projeto sofrer um maior impacto referente à FGL no sistema de bombeio.

### 6.2.3 Limite Técnico – Máxima Fração de Gás Livre (FGL)

A segunda parte da análise diz respeito aos limites técnicos para utilização do sistema de bombeio dentro ou fora do poço. A principal limitação técnica que impede a utilização do Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é a presença de gás livre na sucção da bomba. Quanto menor a pressão, menor é a capacidade de manuseio de gás pela bomba. Em cenário de utilização do *skid*-BCS instalado no leito marinho, as pressões encontradas na sucção do sistema são consideravelmente menores do que aqueles encontrados na BCSS instalada dentro do poço, portanto, faz-se necessário investigar a Fração de Gás Livre (FGL) nestes pontos ao longo do período de produção para identificar se esta fração de gás será impeditiva para utilização da tecnologia proposta. Para cálculo da FGL são utilizadas as equações apresentadas no Capítulo 3.5.1 a partir das propriedades do fluido produzido e da curva de produção hipotética. Para analisar se a FGL encontrada é ou não um limitador para o uso da tecnologia é utilizada a correlação de Turpin.

Para a análise do limite técnico baseado na máxima Fração de Gás Livre manuseada pelo sistema de bombeio, foram consideradas as propriedades do fluido produzido conforme Tabela 6.3 e Tabela 6.4.

Tabela 6.3: Propriedades do fluido – fase óleo

| <b>P (kgf/cm<sup>2</sup>)<sup>(a)</sup></b>                                                                                                                                                                                                                               | <b>B<sub>o</sub> (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup><sub>std</sub>)<sup>(b)</sup></b> | <b>R<sub>s</sub> (m<sup>3</sup><sub>std</sub>/m<sup>3</sup><sub>std</sub>)<sup>(c)</sup></b> | <b>μ<sub>o</sub>(cP)<sup>(d)</sup></b> | <b>ρ<sub>o</sub>(g/cm<sup>3</sup>)<sup>(e)</sup></b> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------------|
| 0                                                                                                                                                                                                                                                                         | 1,0171                                                                         | 0                                                                                            | 4366                                   | 0,9577                                               |
| 30                                                                                                                                                                                                                                                                        | 1,0355                                                                         | 7,71                                                                                         | 1712                                   | 0,9159                                               |
| 60                                                                                                                                                                                                                                                                        | 1,0472                                                                         | 14,92                                                                                        | 1090                                   | 0,9401                                               |
| 90                                                                                                                                                                                                                                                                        | 1,0568                                                                         | 21,47                                                                                        | 673                                    | 0,9359                                               |
| 120                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0663                                                                         | 27,87                                                                                        | 492                                    | 0,9317                                               |
| 150                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0757                                                                         | 33,63                                                                                        | 398                                    | 0,9273                                               |
| 180                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0854                                                                         | 38,82                                                                                        | 321                                    | 0,9223                                               |
| 205,5                                                                                                                                                                                                                                                                     | 1,0918                                                                         | 43,21                                                                                        | 252                                    | 0,9196                                               |
| 220                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0909                                                                         | 43,21                                                                                        | 262                                    | 0,9205                                               |
| 240                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0895                                                                         | 43,21                                                                                        | 276                                    | 0,9216                                               |
| 270                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0874                                                                         | 43,21                                                                                        | 296                                    | 0,9234                                               |
| 300                                                                                                                                                                                                                                                                       | 1,0856                                                                         | 43,21                                                                                        | 316                                    | 0,9249                                               |
| (a) Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> );                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                |                                                                                              |                                        |                                                      |
| (b) Fator Volume Formação - volume de óleo a uma determinada pressão e temperatura de reservatório sobre o volume residual de óleo a condições padrão - 1 atm e 15,6°C (60°F) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> <sub>std</sub> );                                           |                                                                                |                                                                                              |                                        |                                                      |
| (c) Razão de Solubilidade Gás/Óleo - volume de gás em solução a uma determinada pressão e temperatura de reservatório sobre o volume residual de óleo, ambos em condições padrão - 1 atm e 15,6°C (60°F) (m <sup>3</sup> <sub>std</sub> /m <sup>3</sup> <sub>std</sub> ); |                                                                                |                                                                                              |                                        |                                                      |
| (d) Viscosidade do óleo a uma determinada pressão e temperatura de reservatório(cP);                                                                                                                                                                                      |                                                                                |                                                                                              |                                        |                                                      |
| (e) Densidade do Óleo - massa do óleo sobre o volume do óleo a uma determinada pressão e temperatura de reservatório (g/cm <sup>3</sup> ).                                                                                                                                |                                                                                |                                                                                              |                                        |                                                      |

Tabela 6.4: Propriedades do fluido – fase gás

| <b>P (kgf/cm<sup>2</sup>)<sup>(a)</sup></b>                                                                                                                                                                                                | <b>B<sub>g</sub><br/>(m<sup>3</sup><sub>std</sub>/m<sup>3</sup><sub>std</sub>)<sup>(b)</sup></b> | <b>V<sub>g</sub><sup>(c)</sup></b> | <b>Z<sup>(d)</sup></b> | <b>μ<sub>g</sub>(cP)<sup>(e)</sup></b> |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------|----------------------------------------|
| 0                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                  | 0,5830                             |                        | 0,012                                  |
| 30                                                                                                                                                                                                                                         | 0,03558                                                                                          | 0,5690                             | 0,982                  | 0,012                                  |
| 60                                                                                                                                                                                                                                         | 0,01734                                                                                          | 0,5660                             | 0,941                  | 0,013                                  |
| 90                                                                                                                                                                                                                                         | 0,0113                                                                                           | 0,5640                             | 0,914                  | 0,014                                  |
| 120                                                                                                                                                                                                                                        | 0,00819                                                                                          | 0,5630                             | 0,882                  | 0,015                                  |
| 150                                                                                                                                                                                                                                        | 0,00644                                                                                          | 0,5670                             | 0,864                  | 0,016                                  |
| 180                                                                                                                                                                                                                                        | 0,00542                                                                                          | 0,5690                             | 0,873                  | 0,018                                  |
| (a) Pressão (kgf/cm <sup>2</sup> );                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                  |                                    |                        |                                        |
| (b) Fator Volume Formação do gás - volume de gás a uma determinada pressão e temperatura de reservatório sobre o volume do gás a condições padrão - 1 atm e 15,6°C (60°F) (m <sup>3</sup> <sub>std</sub> /m <sup>3</sup> <sub>std</sub> ); |                                                                                                  |                                    |                        |                                        |
| (c) Gravidade do gás (ar = 1.00);                                                                                                                                                                                                          |                                                                                                  |                                    |                        |                                        |
| (d) Fator de Compressibilidade do Gás - Z a uma determinada pressão e temperatura de reservatório;                                                                                                                                         |                                                                                                  |                                    |                        |                                        |
| (e) Viscosidade do gás - Correlações de Jossi, Stiel e Thodos (cP).                                                                                                                                                                        |                                                                                                  |                                    |                        |                                        |



Caso ambas as posições do sistema de bombeio, instalado dentro do poço produtor (BCSS) ou em um *skid* no leito marinho (*skid*-BCS), sejam aplicáveis tecnicamente atendendo a um valor manuseável de FGL para operação estável do sistema, será realizada uma avaliação econômica e análise de risco para ambos os projetos, de maneira a indicar qual projeto tem menor risco econômico e maior probabilidade de retorno financeiro, para auxílio na tomada de decisão sobre qual projeto investir. Caso uma ou ambas as alternativas não tenham operação estável prevista pela análise técnica, as mesmas serão consideradas não recomendadas para o projeto em estudo.

#### 6.2.4 Análise Econômica

Foi criado um modelo financeiro em MS Excel para cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) em função de diferentes variáveis como MTTF (*Mean Time to Failure* – tempo até a falha do sistema de bombeio), valor do Brent, tempo aguardando embarcação/sonda para intervenção, custo diário de embarcação/sonda de intervenção e tempo de intervenção. O VPL é calculado conforme a seguir.

Conforme abordado no Capítulo 4.2, VPL é definido por:

$$VPL = \sum \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (35)$$

Onde:

FC<sub>0</sub>: fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial), que neste caso é o investimento realizado no projeto, o CAPEX.

*i*: taxa de atratividade, que no presente trabalho é 10% a.a.

*j*: é o intervalo de tempo considerado para cálculo de cada Fluxo de Caixa (FC). Este trabalho considera intervalos de 1 ano.

FC<sub>*j*</sub>: representa o valor de entrada (ou saída) de caixa previsto para cada intervalo de tempo. No presente trabalho o Fluxo de Caixa no ano *j* (FC<sub>*j*</sub>) foi calculado da seguinte forma:

$$FC_j = Q_{oj}(B - d) * (360 - t_{Ij}) - OPEX - W_j - C \quad (48)$$

Onde:

Q<sub>oj</sub>: Vazão média de óleo produzido, em bbl/d, no ano *j*;

B: Valor do Brent, em USD/bbl;

d: valor do desconto de qualidade aplicado ao Brent, em USD/bbl;

$t_{ij}$ : Tempo Inoperante no ano  $j$ , em dias, ou seja, o período no ano  $j$  em que o projeto estava com a produção de óleo parada devido a operações de intervenção (*workover*) e engloba o Tempo Aguardando Embarcação (TAE) e Tempo de Intervenção;

OPEX: Custo diário de operação;

$W_j$ : Custo diário da Intervenção (*Workover*), em USD/dia;

C: Taxa Constante, formada por impostos e participações governamentais.

Como dado de entrada fixo foram consideradas os dados apresentados na Tabela 6.5

Tabela 6.5: Inputs fixos para cálculo do VPL.

| Inputs conhecidos                        | BCSS            | Skid-BCS        |
|------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Taxa de atratividade - %                 | 10%             |                 |
| Custo de Investimento (CAPEX) - USD      | USD 115.000.000 | USD 105.000.000 |
| Custo de Operação (OPEX) - USD/dia       | USD 100.000     |                 |
| Custo fixo de <i>Workover</i> - USD      | USD 2.500.000   | USD 13.500.000  |
| Desconto qualidade sobre Brent - USD/bbl | USD 15          |                 |
| Tempo de Produção - anos                 | 20 anos         |                 |

Estes valores são utilizados para todos os três estudos de caso e foram estimados conforme apresentado abaixo.

Os custos que compõe o estudo são descritos mais detalhadamente abaixo.

- **CAPEX**

Na Tabela 6.6 são descritas as premissas consideradas para cálculo do valor estimado do CAPEX.

Tabela 6.6: Custo de investimento - CAPEX.

| <b>CAPEX</b>                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                                                                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>BCSS instalada Dentro do Poço</b>                                                                                                                                                                                                                                         | <b>BCS instalada em <i>Skid</i> no Leito Marinho (<i>skid</i>-BCS)</b>                                             |
| Poço mais caro, pois precisa de um revestimento de no mínimo 10 3/4" para alojar a bomba                                                                                                                                                                                     | Poço mais barato, pois, pode possuir revestimento de 9 5/8"                                                        |
| Necessita de ANMH para permitir operações de <i>workover</i> para troca da bomba. Uma ANM convencional também permite <i>workover</i> , porém a duração do mesmo é maior.                                                                                                    | Pode ser utilizada ANM convencional e mais barata.                                                                 |
| Custos adicionais de acessórios da Bomba (alojador, packer etc)                                                                                                                                                                                                              | Custo adicional de <i>Skid</i> para alojamento da BCS no leito Marinho. Porém, não tem os custos com os acessórios |
| Custo adicional de Cabo Elétrico chato (MLE).                                                                                                                                                                                                                                | Não precisa do Cabo elétrico chato (MLE), visto que a bomba não estará dentro do poço.                             |
| Demais custos de investimento são iguais:<br>Custo de exploração;<br>Custo de construção do poço (exceto o revestimento, conforme falado acima);<br>Custo de compra da BCS;<br>Mobilização do FPSO;<br>Compra de linhas de produção e demais equipamentos de <i>subsea</i> . |                                                                                                                    |
| CUSTO ESTIMADO POR POÇO: USD 65 MILHÕES + USD 50 MILHÕES DAS LINHAS                                                                                                                                                                                                          | CUSTO ESTIMADO POR POÇO: USD 55 MILHÕES + USD 50 MILHÕES DAS LINHAS                                                |
| <b>USD 115.000.000,00</b>                                                                                                                                                                                                                                                    | <b>USD 105.000.000,00</b>                                                                                          |

- **OPEX**

Para os custos de operação foram consideradas as seguintes premissas:

Tabela 6.7: Custo de operação - OPEX.

| OPEX                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                                   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| BCSS instalada Dentro do Poço                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | BCS instalada em <i>Skid</i> no Leito Marinho ( <i>skid</i> -BCS) |
| Fazem parte dos custos de OPEX:<br>Taxa de afretamento e serviço da unidade de produção;<br>Logística;<br>Gás ou diesel para o processo;<br>Produtos químicos;<br>Diesel combustível;<br>Diesel para preservação das linhas;<br>Seguro;<br>Mão de Obra; e<br>Overhead.<br>Os custos de <i>Workover</i> são descritos separadamente |                                                                   |
| Custos de operação USD 100.000/ DIA                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                   |

- **Workover**

Os custos de *Workover* são descritos conforme abaixo:

Tabela 6.8: Custos de intervenção.

| WORKOVER                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| BCSS instalada Dentro do Poço                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | BCSS instalada em <i>Skid</i> no Leito Marinho                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| HEAVY WORKOVER                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | LIGHT WORKOVER                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Operação de <i>Workover</i> necessita de uma Sonda Semissubmersível para acesso ao poço. Esta operação para troca da bomba tem duração aproximada de 30 a 50 dias por poço. Outro ponto crítico é o tempo aguardando sonda, que depende do mercado e pode chegar a até 1 ano, em cenários mais pessimistas.<br>Além deste custo há o valor para troca da BCSS | A Operação de <i>Workover</i> de um BCS em <i>skid</i> foi desenhada para ser feita com um Barco rebocador já presente na frota de apoio à produção, pois a operação de troca da bomba é feita a cabo. Porém, o histórico das operações já realizadas no mundo mostra que a operação tem sido realizada por embarcação especial tipo <i>Multi Purpose</i> , que tem custo mais elevado.<br>Esta operação para troca da bomba tem duração de 5 a 10 dias por poço.<br>Além deste custo há o valor para troca da BCS e do <i>skid</i> |
| Taxa diária estimada (dependente principalmente do valor da Sonda): USD 500.000                                                                                                                                                                                                                                                                               | Taxa diária estimada (dependente, principalmente do valor da Embarcação): USD 350.000                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Demais custos fixos - USD 2.500.000 (sistema bombeio + serviço instalação)                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Demais custos fixos - USD 2.500.000 (sistema bombeio + serviço instalação) +11.000.000( <i>skid</i> )                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |

Tendo em vista que as variáveis que influenciam diretamente o VPL possuem uma incerteza inerente, será realizada inicialmente uma análise de risco determinística, onde cada uma das variáveis será alterada para diferentes cenários, mantendo-se as demais constantes, visando avaliar 25 cenários diferentes para cada um dos posicionamentos do sistema de bombeio, dentro ou fora do poço. Os VPLs gerados para cada um destes cenários são comparados para identificar qual posicionamento gera o maior retorno financeiro. Os valores para cada cenário foram escolhidos a partir de consulta a alguns especialistas das áreas de elevação e escoamento, intervenção de poços; instalações submarinas e logística de uma empresa Operadora de Óleo e Gás que possui projetos de elevação artificial com bombeio por BCSS e *skid*-BCS, para que fossem escolhidos valores de melhor caso, pior caso e caso intermediário mais próximos possíveis da realidade, conforme apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9: Variáveis de entrada para o cálculo do VPL

| VARIÁVEL                                                                    | CENÁRIO              | VALOR   | OBSERVAÇÃO                                                                                                                                                                                                                                        |
|-----------------------------------------------------------------------------|----------------------|---------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MTTF (Intervalo médio entre falhas da bomba) - dias                         | melhor caso          | 4,0     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | caso intermediário 1 | 3,0     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | caso intermediário 2 | 2,0     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | caso intermediário 3 | 1,0     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | pior caso            | 0,5     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
| TAS (Tempo Aguardando Embarcação - Sonda) BCSS- dias                        | melhor caso          | 90      | considerando no mínimo 1 mês de contratação + 1 mês para ter a licença IBAMA e + 1 mês de navegação de uma sonda disponível sem contrato.                                                                                                         |
|                                                                             | caso intermediário   | 160     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | pior caso            | 360     |                                                                                                                                                                                                                                                   |
| TAE (Tempo Aguardando Embarcação - Barco Especial) <i>SKID</i> -BCS - dias  | melhor caso          | 30      | Existe mais oferta de barcos, porém é necessário pelo menos 1 mês para contratação e 15 dias para obter a licença IBAMA                                                                                                                           |
|                                                                             | caso intermediário   | 45      |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | pior caso            | 60      |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | caso extra           | 0       | Neste caso o barco já fará parte da logística e, portanto, do OPEX. Porém um AHTS com guindaste compensado, requerido para trocas dos <i>skid</i> -BCS, é mais caro que um AHTS comum. Então, para este caso, o OPEX será acrescido de 20% a mais |
| Custo Intervenção BCSS (depende principalmente do custo da Sonda) - USD/dia | melhor caso          | 300000  |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | caso intermediário   | 500000  |                                                                                                                                                                                                                                                   |
|                                                                             | pior caso            | 1000000 |                                                                                                                                                                                                                                                   |

|                                                                                              |                      |        |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Custo Intervenção <i>SKID</i> -BCS (depende principalmente do custo da embarcação) - USD/dia | melhor caso          | 200000 |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário   | 350000 |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | pior caso            | 500000 |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso extra           | 0      | Neste caso o barco já fará parte da logística e, portanto, do OPEX. Porém um AHTS com guindaste compensado, requerido para trocas dos <i>skid</i> -BCS, é mais caro que um AHTS comum. Então, para este caso, o OPEX será acrescido de 20% a mais                |
| Valor Brent - USD/bbl                                                                        | melhor caso          | 100    |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 1 | 80     |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 2 | 60     |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 3 | 40     |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | pior caso            | 30     |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Tempo de Intervenção BCSS - dias                                                             | melhor caso          | 30,00  |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 1 | 45,00  |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 2 | 52,00  |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | pior caso            | 100,00 | Probabilidade mais baixa, porém, existente, pois durante a intervenção pode acontecer algum problema, como queda de <i>clamps</i> que prendem o cabo, dentro do poço e pode causar uma pescaria. Pescarias são operações complicadas, que podem durar até meses. |
| Tempo de Intervenção <i>SKID</i> -BCS - dias                                                 | melhor caso          | 3      |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 1 | 5      |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | caso intermediário 2 | 10     |                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|                                                                                              | pior caso            | 20     | Apesar de pouco provável foi considerado um pior caso com o dobro do maior tempo previsto em literatura, supondo que não haja condição de mar por um longo período                                                                                               |

A seguir, é apresentada uma análise de risco probabilística do VPL, onde foi utilizada a ferramenta de análise de riscos chamada @risk. Trata-se de um *ad-in* para o MS Excel que utiliza o método Monte Carlo para análise estatística que se baseia em amostragens aleatórias das variáveis. Foram realizadas 5000 simulações combinando as variáveis propostas de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis são combinadas aleatoriamente respeitando uma distribuição probabilística previamente estabelecida para cada uma das variáveis, conforme Tabela 6.10. São definidos valores máximos, mínimos e valor mais provável para cada uma das 5 variáveis: Tempo entre Falhas (MTTF – *Mean Time to Failure*); Tempo de Intervenção; Tempo Aguardando Embarcação para intervenção (TAE), Custo da Intervenção (depende principalmente da

taxa diária da embarcação/sonda de intervenção) e preço do Brent. Os valores máximos, mínimos e valor mais provável também foram baseados na consulta aos especialistas informada no parágrafo anterior, exceto para a variável MTTF, que foi ajustada considerando uma série histórica.

Tabela 6.10: Distribuição de probabilidades variáveis para cálculo do VPL.

| VARIÁVEL                                                                             | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR   | OBSERVAÇÃO                                                                                                                                                                                                                                |
|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------------|---------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MTTF (Intervalo médio entre falhas da bomba) - dias                                  | TRIANGULAR   | Valor máximo        | 2241,60 | Esta variável foi ajustada considerando um histórico de vida de operação de BCSSs                                                                                                                                                         |
|                                                                                      |              | Valor mais provável | 3       |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | Valor mínimo        | 3       |                                                                                                                                                                                                                                           |
| TAS (Tempo Aguardando Embarcação - Sonda) BCSS- dias                                 | PERT         | valor máximo        | 360     |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | valor mais provável | 160     |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | Valor mínimo        | 90      | Considerando no mínimo 1 mês de contratação + 1 mês para ter a licença IBAMA e + 1 mês de navegação de uma sonda disponível sem contrato.                                                                                                 |
| TAE (Tempo Aguardando Embarcação – Barco Especial) SKID-BCS - dias                   | PERT         | valor máximo        | 60      | Existe mais oferta de barcos, porém é necessário pelo menos 1 mês para contratação e 15 dias para obter a licença IBAMA                                                                                                                   |
|                                                                                      |              | valor mais provável | 45      |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | Valor mínimo        | 30      |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | caso extra          | 0       | Neste caso o barco já fará parte da logística e, portanto, do OPEX. Porém um AHTS com guindaste compensado, requerido para trocas dos skid-BCS, é mais caro que um AHTS comum. Então, para este caso, o OPEX será acrescido de 20% a mais |
| Custo Intervenção BCSS (depende principalmente do custo da Sonda) - USD/dia          | PERT         | valor máximo        | 1000000 |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | valor mais provável | 500000  |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | Valor mínimo        | 300000  |                                                                                                                                                                                                                                           |
| Custo Intervenção SKID-BCS (depende principalmente do custo da embarcação) - USD/dia | PERT         | valor máximo        | 500000  |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | valor mais provável | 350000  |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | Valor mínimo        | 200000  |                                                                                                                                                                                                                                           |
|                                                                                      |              | caso extra          | 0       | Neste caso o barco já fará parte da logística e, portanto, do OPEX. Porém um AHTS com guindaste compensado, requerido para trocas dos skid-BCS, é mais caro que um AHTS comum. Então, para este caso, o OPEX será acrescido de 20% a mais |

|                                      |      |                     |        |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|--------------------------------------|------|---------------------|--------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Valor Brent - USD/bbl                | PERT | valor máximo        | 120    | A distribuição de valor do Brent poderia ter sido ajustada considerando os valores históricos do mesmo, porém, não houve uma distribuição que se ajustasse bem a este histórico. O @risk não possui distribuição bimodal, que seria a mais adequada. |
|                                      |      | valor mais provável | 60     |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|                                      |      | Valor mínimo        | 30     |                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Tempo de Intervenção BCSS - dias     | PERT | valor máximo        | 100,00 |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|                                      |      |                     | 45,00  |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|                                      |      |                     | 30,00  |                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Tempo de Intervenção SKID-BCS - dias | PERT | valor máximo        | 20     |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|                                      |      | valor mais provável | 5      |                                                                                                                                                                                                                                                      |
|                                      |      | Valor mínimo        | 3      |                                                                                                                                                                                                                                                      |

Com o resultado desta simulação é possível realizar uma análise de sensibilidade, identificando as variáveis que mais impactam no retorno financeiro do projeto.

Além disso, é possível analisar a distribuição probabilística do VPL para os dois tipos de projeto, com BCSS instalada dentro do poço ou no leito marinho em um *skid*-BCS, e utilizar esta informação qualitativa e quantitativa para suportar a tomada de decisão sobre o posicionamento ótimo do sistema de bombeio de projetos de produção de óleos pesados em águas profundas.

## 6.3 RESULTADOS OBTIDOS

### 6.3.1 Estudo de Caso 1

Utilizando as vazões iniciais de 11.505,18 bbl/dia, para BCSS e 9.052,73 bbl/dia, para *skid*-BCS, fornecidas pelo *Pipesim*, foram geradas as curvas de produção, apresentadas nas Tabela 6.11 e Tabela 6.12 e na Figura 6.5 com a produção média anual em barris por dia de óleo para o período de 20 anos. A Figura 6.6 mostra o perfil de Razão Gás Líquido (RGL) durante os 20 anos de produção no Caso 1.



Tabela 6.11: Curva de produção – BCSS – Caso 1.

| Ano | Vazão diária de Óleo - BCSS | Vazão diária de Água - BCSS | Vazão diária de Gás - BCSS | Pressão de Fundo de Poço |
|-----|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|
|     | bbl/d                       | bbl/d                       | ft3/d                      | psi                      |
| 1   | 11.505,18                   | -                           | 2.226,10                   | 2.646,80                 |
| 2   | 11.505,18                   | -                           | 2.226,10                   | 2.329,18                 |
| 3   | 11.505,18                   | 115,05                      | 2.226,10                   | 2.142,85                 |
| 4   | 10.354,66                   | 207,09                      | 2.003,49                   | 2.035,70                 |
| 5   | 9.319,20                    | 279,58                      | 1.821,18                   | 1.974,63                 |
| 6   | 8.387,28                    | 335,49                      | 1.655,45                   | 1.935,14                 |
| 7   | 7.548,55                    | 377,43                      | 1.504,80                   | 1.896,44                 |
| 8   | 6.793,69                    | 407,62                      | 1.367,87                   | 1.877,47                 |
| 9   | 6.114,32                    | 428,00                      | 1.243,39                   | 1.858,70                 |
| 10  | 5.502,89                    | 440,23                      | 1.130,24                   | 1.840,11                 |
| 11  | 4.952,60                    | 990,52                      | 1.027,39                   | 1.821,71                 |
| 12  | 4.605,92                    | 1.151,48                    | 965,03                     | 1.803,49                 |
| 13  | 4.283,51                    | 1.285,05                    | 906,45                     | 1.785,46                 |
| 14  | 3.983,66                    | 1.633,30                    | 851,43                     | 1.767,60                 |
| 15  | 3.704,80                    | 1.593,07                    | 799,75                     | 1.749,93                 |
| 16  | 3.445,47                    | 1.550,46                    | 751,20                     | 1.732,43                 |
| 17  | 3.204,29                    | 1.473,97                    | 705,60                     | 1.715,10                 |
| 18  | 2.979,99                    | 1.400,59                    | 662,77                     | 1.697,95                 |
| 19  | 2.771,39                    | 1.357,98                    | 622,54                     | 1.680,97                 |
| 20  | 2.577,39                    | 1.288,69                    | 584,76                     | 1.664,16                 |

Tabela 6.12: Curva de Produção – skid-BCS – Caso 1.

| Ano | Vazão diária de Óleo - skid-BCS | Vazão diária de Água - skid-BCS | Vazão diária de Gás - skid-BCS | Pressão de Fundo de Poço |
|-----|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
|     | bbl/d                           | bbl/d                           | ft3/d                          | psi                      |
| 1   | 9.052,73                        | -                               | 1.751,59                       | 2.646,80                 |
| 2   | 9.052,73                        | -                               | 1.751,59                       | 2.329,18                 |
| 3   | 9.052,73                        | 90,53                           | 1.751,59                       | 2.142,85                 |
| 4   | 9.052,73                        | 181,05                          | 1.751,59                       | 2.035,70                 |
| 5   | 8.871,68                        | 266,15                          | 1.733,72                       | 1.974,63                 |
| 6   | 8.250,66                        | 330,03                          | 1.628,48                       | 1.935,14                 |
| 7   | 7.673,11                        | 383,66                          | 1.529,63                       | 1.896,44                 |
| 8   | 7.135,99                        | 428,16                          | 1.436,79                       | 1.877,47                 |
| 9   | 6.636,47                        | 464,55                          | 1.349,57                       | 1.858,70                 |
| 10  | 6.171,92                        | 493,75                          | 1.267,65                       | 1.840,11                 |
| 11  | 5.739,89                        | 1.147,98                        | 1.190,71                       | 1.821,71                 |
| 12  | 5.338,09                        | 1.334,52                        | 1.118,43                       | 1.803,49                 |
| 13  | 4.964,43                        | 1.489,33                        | 1.050,54                       | 1.785,46                 |
| 14  | 4.616,92                        | 1.892,94                        | 986,77                         | 1.767,60                 |
| 15  | 4.386,07                        | 1.886,01                        | 946,81                         | 1.749,93                 |
| 16  | 4.166,77                        | 1.875,05                        | 908,46                         | 1.732,43                 |
| 17  | 3.958,43                        | 1.820,88                        | 871,67                         | 1.715,10                 |
| 18  | 3.760,51                        | 1.767,44                        | 836,37                         | 1.697,95                 |
| 19  | 3.572,48                        | 1.750,52                        | 802,50                         | 1.680,97                 |
| 20  | 3.393,86                        | 1.696,93                        | 769,99                         | 1.664,16                 |

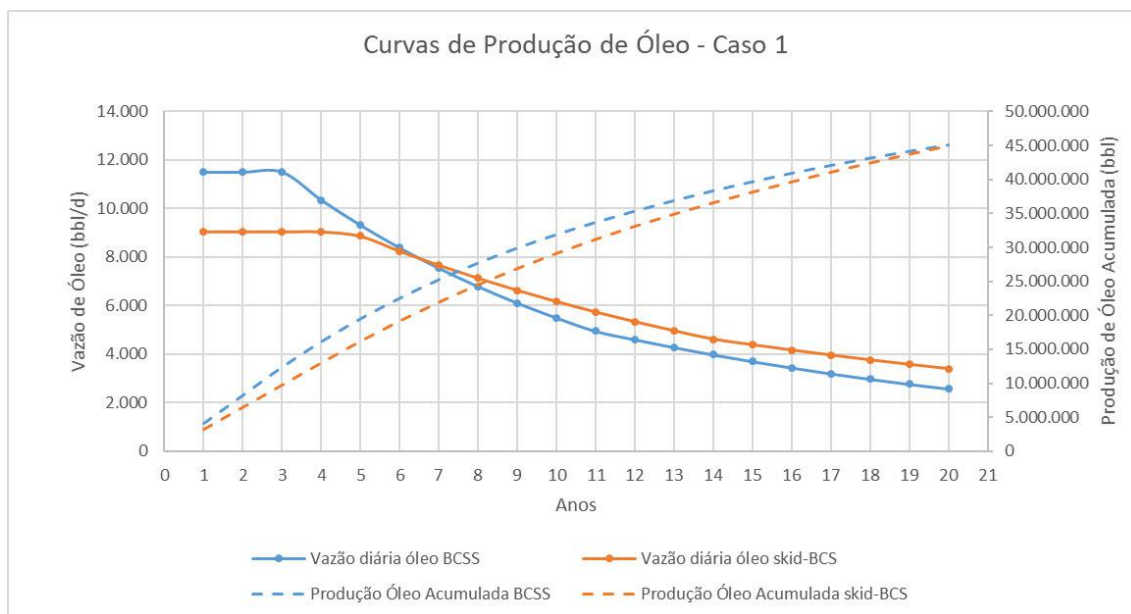


Figura 6.5: Curvas de Produção de Óleo -Caso 1

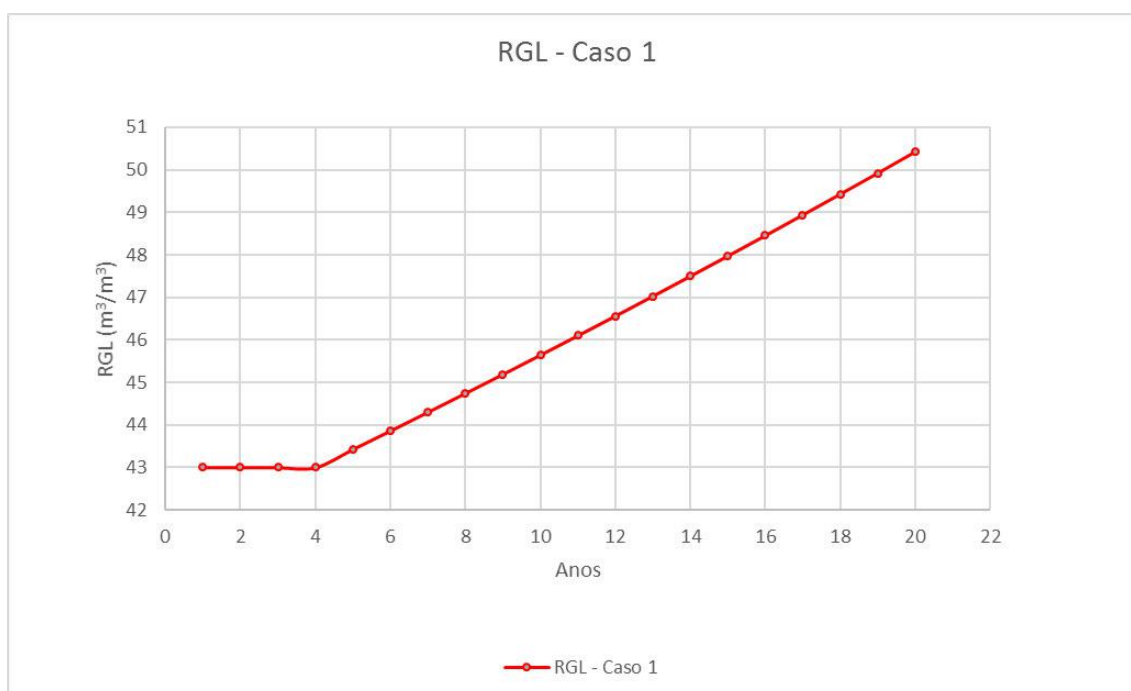


Figura 6.6: Razão Gás Líquido (RGL) - Caso 1

#### 6.3.1.1 Limitação Técnica: Máxima FGL manuseável pelo sistema de bombeio

A primeira etapa de análise proposta na metodologia diz respeito à limitação técnica para aplicação dos métodos de elevação artificial estudados.

Esta é uma etapa eliminatória que visa verificar se ambos os métodos, BCSS e *skid*-BCS são aplicados ao Campo em estudo.

Conforme descrito no Capítulo 3.5.1, quando há presença de um volume muito grande de gás durante a produção, a bomba pode não operar de forma eficiente. Esta Fração de Gás Livre (FGL) pode ser um impeditivo para adoção da tecnologia.

Por isso, é determinante, que ao realizar-se uma análise para escolha entre o método de bombeio com sistema instalado dentro do poço (BCSS) e fora do poço (*skid*-BCS) além da análise comercial seja feita inicialmente a análise de aplicabilidade técnica do método.

A curva de produção, fornecida por um engenheiro de reservatório, informa os dados de vazão de óleo, água e gás previsto para o desenvolvimento do Campo, além de fornecer os valores esperados de pressão de fundo de poço. Com estas informações disponíveis, é possível calcular a FGL prevista durante todo o desenvolvimento do campo em estudo, a partir da equação a seguir, apresentada também no Capítulo 3.5.1.

$$FGL = \frac{q_g}{q_o + q_w + q_g} \quad (28)$$

Devido à alta compressibilidade do gás natural, a pressão de admissão na bomba é a variável de maior influência no manuseio do gás.

Algumas correlações foram construídas empiricamente para relacionar o limite de operação das bombas, a fração de gás livre e a pressão de admissão. Uma das correlações mais utilizadas é a de Turpin (1986). Softwares utilizados pelos fabricantes das BCS se fundamentam na curva de Turpin como limite para o gás livre manuseado por bombas centrífugas convencionais

Em resumo, a curva de Turpin mostra que quanto maior a pressão, a diferença de peso entre o gás e o líquido diminui notavelmente e, devido a isto, sob maiores pressões de admissão é possível o bombeio de maiores percentuais de gás livre.

Uma prática comum para estabelecer um fator de segurança é utilizar a correlação de Turpin decrescida de 10%, uma vez que, apesar do gráfico apresentar uma linha divisória entre operação estável e instável, o que se observa empiricamente é uma faixa de transição entre esses dois regimes.

A seguir são apresentadas, na Figura 6.7 e na Figura 6.8, a relação entre as FGL previstas durante o desenvolvimento do Campo caso 1 e a correlação de Turpin.

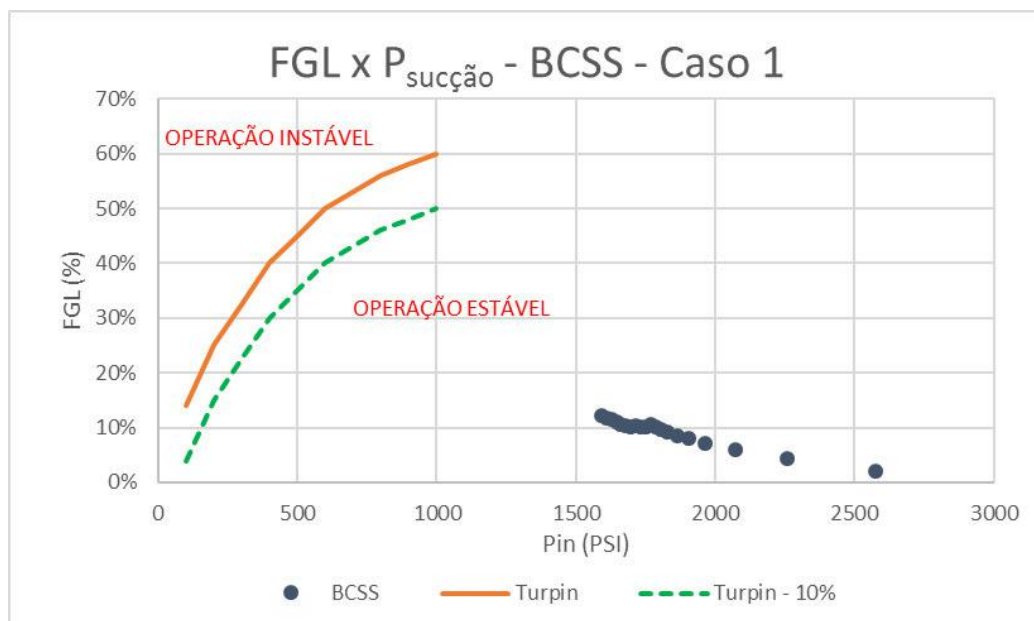


Figura 6.7: Limitação técnica por máxima FGL – BCSS – Caso 1.

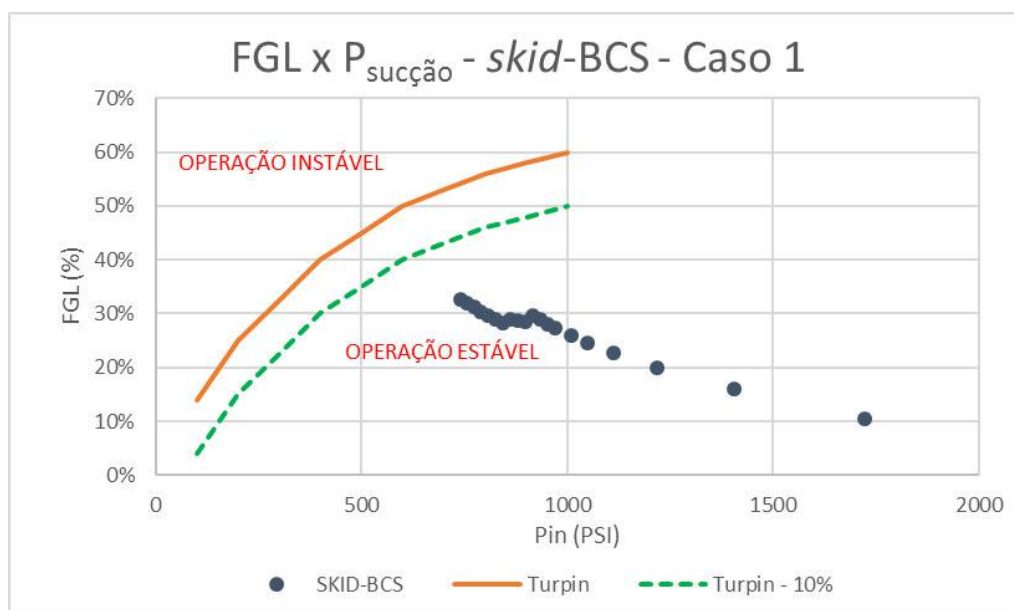


Figura 6.8: Limitação técnica por máxima FGL – *skid*-BCS – Caso 1.

Como é possível observar que, apesar de em determinados momentos da produção a FGL atingir valores relativamente altos, próximos a 40%, como a pressão na sucção dos sistemas de bombeio, tanto da BCSS quanto do *skid*-BCS, são altas, não é previsto que estes sistemas operem na faixa de operação instável.

Portanto, não são previstos problemas de fluxo relacionados a Fração de Gás Livre e ambos os sistemas podem ser considerados aplicáveis para o campo em estudo.

Visto que os dois projetos são mutualmente excludentes, ou seja, os projetos possuem o mesmo objetivo e competem entre si e a aceitação de um dos projetos elimina

o investimento no outro, são apresentadas a seguir as demais etapas da metodologia proposta: análise econômica determinística e análise de risco probabilística, com o objetivo de estimar qual dos dois projetos é o melhor candidato para receber o investimento.

### 6.3.1.2 Cálculo VPL - Cenário Base – Caso 1

Foi gerado um cenário base utilizando os casos intermediários para todas as variáveis incertas, conforme apresentado na Tabela 6.13 e na Tabela 6.14.

Tabela 6.13: Inputs fixos para cálculo do VPL – cenário base – Caso 1.

| Inputs conhecidos                        | BCSS            | Skid-BCS        |
|------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Taxa de desconto - %                     | 10%             |                 |
| Custo de Investimento (CAPEX) - USD      | USD 115.000.000 | USD 105.000.000 |
| Custo de Operação (OPEX) - USD/dia       | USD 100.000     |                 |
| Custo fixo de <i>Workover</i> - USD      | USD 2.500.000   | USD 13.500.000  |
| Desconto qualidade sobre Brent - USD/bbl | USD 15          |                 |
| Tempo de projeto - anos                  | 20              |                 |

Tabela 6.14: Inputs variáveis para cálculo do VPL – cenário base – Caso 1.

| Inputs com incertezas - Caso Base                                                              | BCSS         | Skid-BCS    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------|
| MTTF (intervalo entre falha da BCS) - dias                                                     | 730 (2 anos) |             |
| TAE (Tempo aguardando Embarcação para Intervenção) - meses                                     | 160,00       | 45,00       |
| Tempo de Intervenção - dias                                                                    | 42,33        | 6,00        |
| Custo de Intervenção (depende principalmente do custo do barco/sonda de intervenção) - USD/dia | USD 500.000  | USD 350.000 |
| Brent - USD/bbl                                                                                | 60           |             |

Para estes dados de entrada o VPL do projeto de produção que utiliza BCSS como sistema de elevação artificial foi de USD 517.852.744,00 e para o projeto que utiliza *skid*-BCS o VPL foi de USD 559.105.067,00.

Para o cenário base, é mais vantajoso economicamente, posicionar a BCS em um *skid* no leito marinho. O VPL para esta opção é 8% maior do que para a opção com a BCSS instalada dentro do poço, mesmo que esta tenha uma produção inicial de óleo 21% maior.

Porém, conforme apontado anteriormente, as variáveis que impactam de forma significativa no VPL do projeto possuem incertezas associadas muito grandes. Portanto, foram geradas análises de risco para uma melhor avaliação dos projetos propostos.

### 6.3.1.3 Análise determinística

A análise de risco determinística foi realizada de maneira a avaliar 32 cenários diferentes onde as variáveis apresentadas na Tabela 6.9 são combinadas e quando uma delas é variada, as demais permanecem constantes. Os VPLs gerados para cada um destes cenários são comparados para identificar qual posicionamento gera o maior retorno financeiro, com BCSS instalada dentro do poço ou com o sistema de bombeio instalado fora do poço em um *skid*-BCS.

A seguir são apresentados os resultados da análise de risco determinística.

#### 6.3.1.3.1 Tempo Médio entre Falhas do Sistema de Bombeio (MTTF)

Os fabricantes dos sistemas de bombeio informam que a vida útil de ambos os sistemas é muito parecida. A maior causa de falha de ambos está relacionada a problemas elétricos. A Bomba instalada dentro do poço está sujeita a piores condições para o sistema, como altas pressões e temperaturas, por outro lado, estes mesmos fatores que são danosos para o sistema podem melhorar a condição de operação. Nesta posição a bomba manuseia óleo menos viscoso, por causa das temperaturas mais elevadas, e com menor presença de gás livre, por causa da maior pressão.

Portanto, os cenários de MTTF considerados para o cálculo do VPL dos dois tipos de sistema são iguais. Os resultados são apresentados na Tabela 6.15 e Figura 6.9.

Tabela 6.15: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 1.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: MTTF (anos) | BCSS              | SKID-BCS          | Ganho VPL SKID-BCS sobre BCSS |
|------|----------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL     | 4,00              | 4,00              | -3%                           |
|      |                      | VPL (USD)             | \$ 597.742.647,15 | \$ 580.008.611,03 |                               |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL     | 3,00              | 3,00              | 0,7%                          |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 569.036.062,13 | \$ 572.885.719,42 |                               |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL     | 2,00              | 2,00              | 8%                            |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 517.852.744,47 | \$ 559.105.067,40 |                               |
| 4    | caso intermediário 3 | VALOR DA VARIÁVEL     | 1,00              | 1,00              | 30%                           |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 400.810.751,34 | \$ 521.142.021,22 |                               |
| 5    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL     | 0,5               | 0,5               | 76,7%                         |
|      |                      | VPL (USD)             | \$ 259.032.295,38 | \$ 457.653.500,72 |                               |

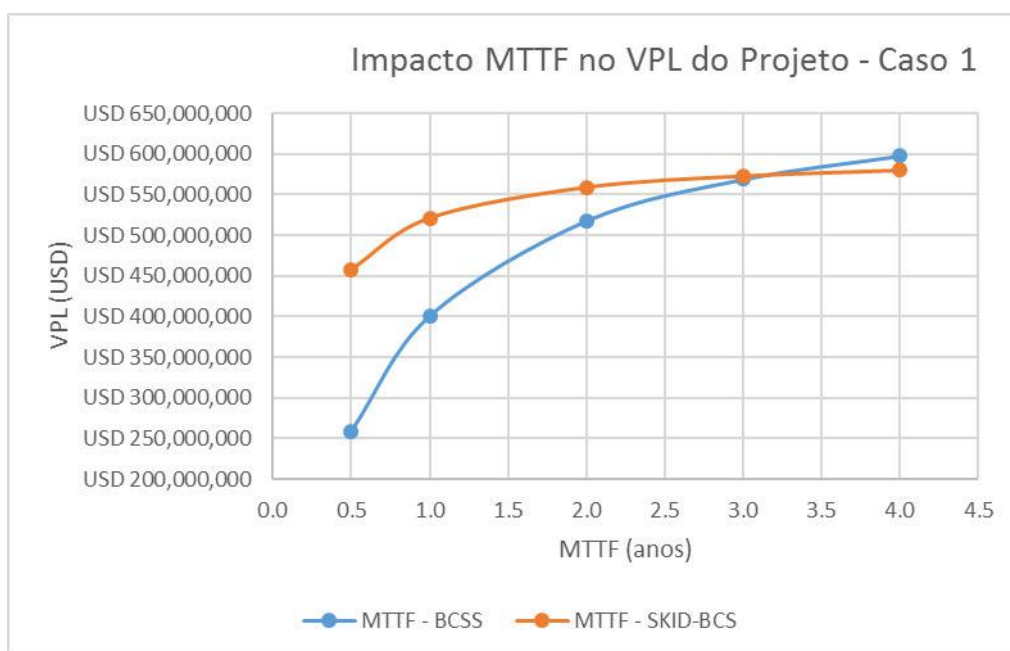


Figura 6.9: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 1.

Como podemos observar na Tabela 6.15 e na Figura 6.9, conforme o MTTF aumenta, para cenários melhores, é mais vantajoso que o sistema de bombeio seja posicionado dentro do poço (BCSS), visto que este sistema tem um maior potencial de retorno financeiro devido à produção antecipada. Porém, a Figura 6.9 demonstra que o VPL do sistema com BCSS é muito mais sensível ao MTTF do que o sistema instalado fora do poço, devido ao seu maior custo de intervenção. Enquanto no caso mais otimista, com MTTF de 4 anos, a BCSS traz um VPL 3% superior ao *skid-BCS*, em um cenário intermediário, com MTTF de 2 anos, que é a média de taxa de falha mundial, o *skid-BCS* é superior em 8%. Caso consideremos um caso com a bomba falhando a cada 6 meses, o *skid-BCS* supera a BCSS em 76,7%.

#### 6.3.1.3.2 Preço de Venda do Óleo Produzido - Brent

O VPL de um projeto de produção de petróleo depende principalmente do preço de venda do hidrocarboneto produzido. Este preço depende de fatores mercadológicos, como oferta e demanda, e geopolíticos e, apesar de haver previsões de preço estimadas, há muita incerteza envolvida.

Foram escolhidos 5 cenários de preços de Brent para cálculo do VPL, mantendo-se as demais variáveis constantes. Os resultados são apresentados na Tabela 6.16 e na Figura 6.10.

Tabela 6.16: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 1.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: PREÇO BRENT (USD/barril) | BCSS             | SKID-BCS           | GANHO VPL |
|------|----------------------|------------------------------------|------------------|--------------------|-----------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                  | 100,00           | 100,00             | 9,2%      |
|      |                      | VPL                                | \$951.959.536,68 | \$1.039.446.223,90 |           |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 80,00            | 80,00              | 8,8%      |
|      |                      | VPL                                | \$734.906.140,57 | \$799.275.645,65   |           |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 60,00            | 60,00              | 8%        |
|      |                      | VPL                                | \$517.852.744,47 | \$559.105.067,40   |           |
| 4    | caso intermediário 3 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 40,00            | 40,00              | 6%        |
|      |                      | VPL                                | \$300.799.348,37 | \$318.934.489,15   |           |
| 5    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL                  | 30,00            | 30,00              | 3,4%      |
|      |                      | VPL                                | \$192.272.650,32 | \$198.849.200,03   |           |

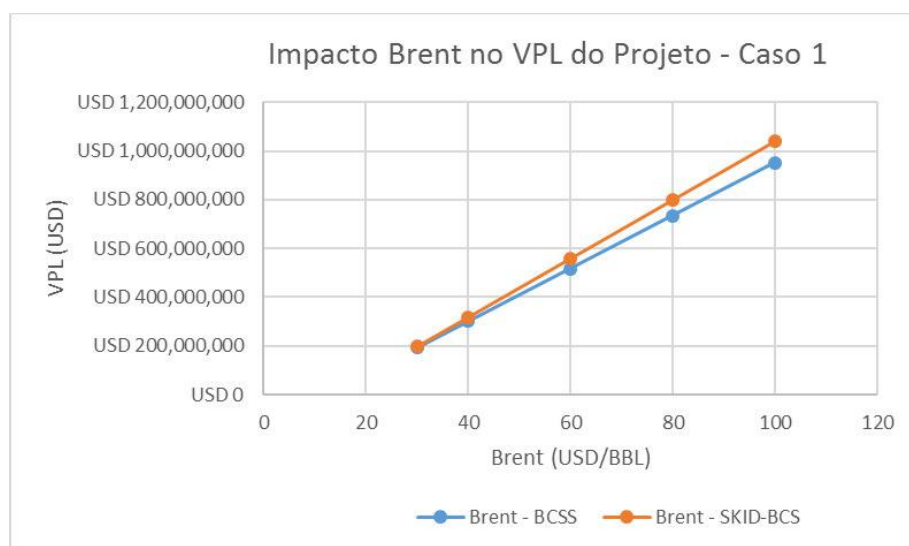


Figura 6.10: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 1.

Como podemos observar pela inclinação das curvas de VPL na Figura 6.10, o VPL do projeto tem uma forte dependência do valor do Brent, como já era esperado. O uso de *Skid*-BCSS foi mais vantajoso que o uso da BCSS para todos os cenários de Brent avaliados. Para o estudo de caso 1, com o Brent a USD 30/bbl, temos o VPL de ambos os casos, BCSS e *Skid*-BCS na ordem de USD 200 milhões, e a diferença entre os dois é de 3,4%. Para um caso intermediário de Brent a USD 60/bbl, os valores de VPL estão na ordem de USD 500 milhões e conforme o valor do Brent avança é possível notar um maior retorno da solução *Skid*-BCS em comparação à solução BCSS. Para o melhor cenário estudado, com Brent a USD 100/bbl, o projeto que utiliza *skid*-BCS como método de elevação artificial é 9,2% superior, em termos de VPL, ao projeto que utiliza BCSS.



As curvas da Figura 6.10 trazem também uma informação importante sobre a sensibilidade a este parâmetro. O preço do Brent é a variável mais sensível estudada e causa uma variação de mais de 5 vezes no retorno do projeto, variando o VPL da ordem de USD 200 milhões no caso que considera o preço do Brent USD 30/bbl, para até mais de USD 1 bilhão, em cenários de Brent a USD 100/bbl.

#### 6.3.1.3.3 Tempo Aguardando Embarcação/Sonda para Intervenção (TAE)

Quando o sistema de bombeio falha, seja ele instalado dentro do poço (BCSS) ou no leito marinho (*skid*-BCS) há a necessidade de fazer uma operação de intervenção para troca deste sistema. Durante o tempo aguardando embarcação para troca do sistema, a produção daquele poço poderá estar parada.

Para o caso onde há uso de BCSS é necessário acessar o poço produtor, remover a coluna de produção e substituí-la por uma nova, com novo sistema de BCSS. Para esta intervenção, chamada de *Heavy Workover*, é necessário utilizar uma Sonda semi-submersível. Geralmente estas sondas não se encontram disponíveis para afretamento imediato, sendo necessário um tempo para contratação da mesma, obtenção de licença de operação e também aguardar uma janela de disponibilidade da mesma, quando ela não esteja operando para outra empresa. Além disso, deve ser contabilizado também o tempo de navegação, visto que é mais comum que as sondas estejam em outros continentes, como Europa ou América do Norte. Este período de tempo aguardando sonda pode se estender de 1 ano, em cenários de mercado aquecido, quando não há sonda disponível, a poucos meses, quando não há necessidade de aguardar disponibilidade, somente a navegação e os processos burocráticos de contratação e obtenção de licença.

Para o caso de um projeto com sistema de elevação artificial por *skid*-BCS a troca do *skid* é feita por uma embarcação em operação a cabo. O *skid*-BCS foi concebido tendo por conceito a utilização de um AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) simples para a intervenção. Teoricamente, esta embarcação já faria parte da logística da operação, porém todas as operações de instalação de *skid*-BCS até os dias atuais foram realizadas com utilização de Embarcação mais robusta, do tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), que normalmente não faz parte da operação. Neste caso também há necessidade de aguardar um período até que esta embarcação esteja disponível. Este período também pode variar com o mercado, mas é muito menor que o tempo aguardando sonda, visto que há maior disponibilidade deste tipo de embarcação no mercado do que de uma sonda. Outra opção é ter esta embarcação mais robusta integrante da logística de operação. Apesar do OPEX

(custo de operação) ser maior, não haverá perda de produção devido ao tempo aguardando embarcação para *workover*.

Com base no exposto acima, foram gerados 4 cenários de cálculo de VPL conforme apresentado na Tabela 6.17, Figura 6.11 e Figura 6.12. Ambas as figuras trazem a mesma informação. Porém, como os tempos considerados em cada cenário diferem do caso BCSS para o caso *skid*-BCS, para facilitar a visualização é apresentado um gráfico na Figura 6.12 onde o eixo horizontal apresenta o caso considerado, e não o valor da variável conforme a Figura 6.11.

Tabela 6.17: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 1.

| CASO | CENÁRIO                    | VARIÁVEL: TAE (dias) | BCSS             | SKID-BCS         | GANHO VPL |                                                |
|------|----------------------------|----------------------|------------------|------------------|-----------|------------------------------------------------|
| 1    | melhor caso                | VALOR DA VARIÁVEL    | 90,00            | 30,00            | 4%        |                                                |
|      |                            | VPL                  | \$531.152.584,86 | \$549.998.662,67 |           |                                                |
| 2    | Caso intermediário         | VALOR DA VARIÁVEL    | 160,00           | 45,00            | 9%        |                                                |
|      |                            | VPL                  | \$496.982.858,31 | \$539.900.786,25 |           |                                                |
| 3    | pior caso                  | VALOR DA VARIÁVEL    | 360,00           | 60,00            | 25%       |                                                |
|      |                            | VPL                  | \$422.633.993,71 | \$530.183.483,07 |           |                                                |
| 4    | Caso extra - PLSV dedicado | VALOR DA VARIÁVEL    |                  | -                | 12%       | Em relação ao VPL <i>Skid</i> -BCS melhor caso |
|      |                            | VPL                  |                  | \$618.299.362,82 | 16%       | Em relação ao VPL BCSS melhor caso             |

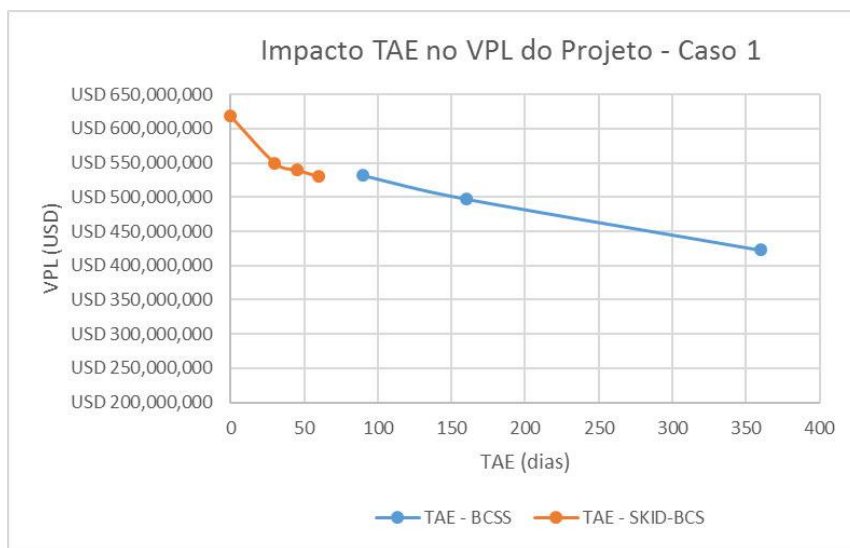


Figura 6.11: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 1 – Caso 1.

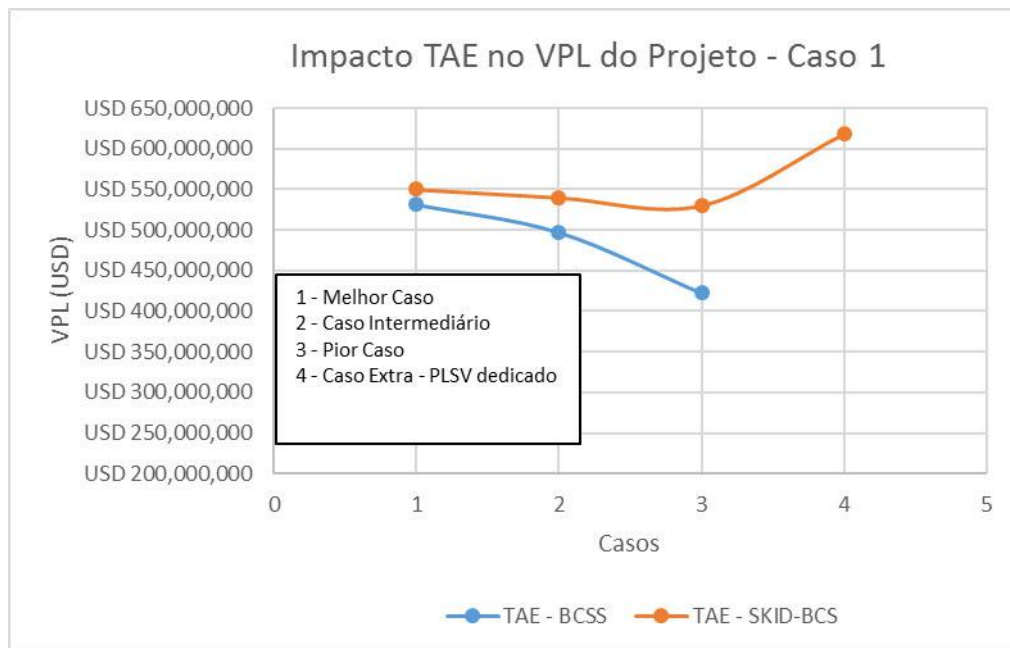


Figura 6.12: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 2 – Caso 1.

Como podemos observar, para todos os casos analisados, a solução com utilização da bomba instalada fora do poço é mais vantajosa economicamente do que com a bomba instalada dentro do poço e a melhor opção de todas é a utilização de *skid*-BCS com embarcação especial dedicada ao projeto, pois, apesar de aumentar o OPEX, diminui o custo de intervenção de forma que esta opção seja mais vantajosa.

Podemos observar também que para o caso *skid*-BCS, não há uma sensibilidade tão grande quando é variado o TAE. Caso seja feita uma comparação entre o melhor caso (30 dias – VPL: USD 550mi) e o pior caso (60 dias – VPL:USD 530mi), a diferença é de somente 4%.

Porém, como esperado, o caso que utiliza BCSS, há uma variação muito significativa entre os casos. Caso seja feita uma comparação entre o melhor caso (90 dias – VPL: USD 531mi) e o pior caso (360 dias – VPL:USD 422mil), a diferença é de 25%. Isto é explicado pelo tempo aguardando sonda ser muito superior ao tempo aguardando uma embarcação do tipo PLSV.

#### 6.3.1.3.4 Custo diário da Intervenção

Conforme explicado no item 6.3.1.3.3, para a realização de um *heavy workover*, para troca da BCSS falhada, é necessário a utilização de uma sonda de perfuração, que possui um custo muito alto. A taxa diária de uma plataforma pode chegar em torno de muitas centenas de milhares de dólares e depende, principalmente, do mercado, da oferta

e demanda de sondas. Por isso, há também uma correlação entre o preço da diária da sonda e do tempo aguardando a mesma. Quanto mais aquecido o mercado, maior a demanda, menos sondas estão disponíveis para afretamento e maior é sua taxa diária.

O mesmo movimento ocorre com o aluguel de uma embarcação. Quanto maior a demanda, maior o preço e também o tempo aguardando sua disponibilidade, porém o valor é mais baixo se comparado à sonda. O que se justifica inclusive pela sua complexidade e número de pessoas envolvidas na operação.

Assim como justificado no item 6.3.1.3.3, para a presente análise, também haverá um caso para avaliação do VPL caso a operação conte com um PLSV dedicado. Neste caso não há custo de intervenção, somente da compra dos equipamentos, pois o custo já está incluído no OPEX, que neste caso será maior.

Para a análise do custo de intervenção foi considerado o custo total diário, que envolve, além do afretamento da embarcação/sonda, toda a logística e serviços envolvidos.

Com base no exposto acima, foram gerados 4 cenários de cálculo de VPL conforme apresentado na Tabela 6.18, Figura 6.13 e Figura 6.14. Ambas as figuras trazem a mesma informação. Porém, como os valores considerados em cada cenário diferem do caso BCSS para o caso *skid*-BCS, para facilitar a visualização é apresentado um gráfico na Figura 6.14 onde o eixo horizontal apresenta o caso considerado, e não o valor da variável conforme a Figura 6.13.

Tabela 6.18: Impacto da variação do custo de intervenção no VPL do projeto – Caso 1.

| CASO | CENÁRIO                  | VARIÁVEL: Custo Intervenção (USD/dia) | BCSS             | SKID-BCS         | GANHO VPL |                                                |
|------|--------------------------|---------------------------------------|------------------|------------------|-----------|------------------------------------------------|
| 1    | melhor caso              | VALOR DA VARIÁVEL                     | 300.000,00       | 200.000,00       |           |                                                |
|      |                          | VPL                                   | \$536.477.451,12 | \$561.468.480,65 | 5%        |                                                |
| 2    | caso intermediário 1     | VALOR DA VARIÁVEL                     | 500.000,00       | 350.000,00       |           |                                                |
|      |                          | VPL                                   | \$517.852.744,47 | \$559.105.067,40 | 8%        |                                                |
| 3    | caso intermediário 2     | VALOR DA VARIÁVEL                     | 1.000.000,00     | 500.000,00       |           |                                                |
|      |                          | VPL                                   | \$471.290.977,85 | \$556.741.654,15 | 18%       |                                                |
| 4    | Caso extra-PLSV dedicado | VALOR DA VARIÁVEL                     |                  | 0,00             | 14%       | Em relação ao VPL <i>Skid</i> -BCS melhor caso |
|      |                          | VPL                                   |                  | \$638.677.818,77 | 19%       | Em relação ao VPL BCSS melhor caso             |

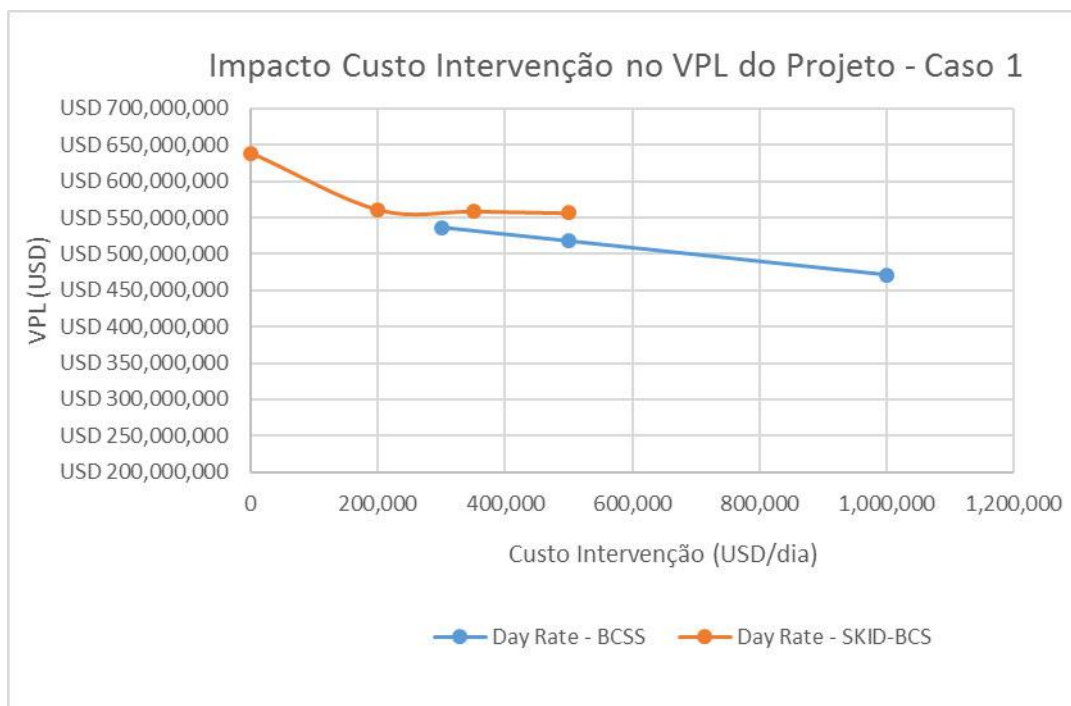


Figura 6.13: Impacto da Variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 1.

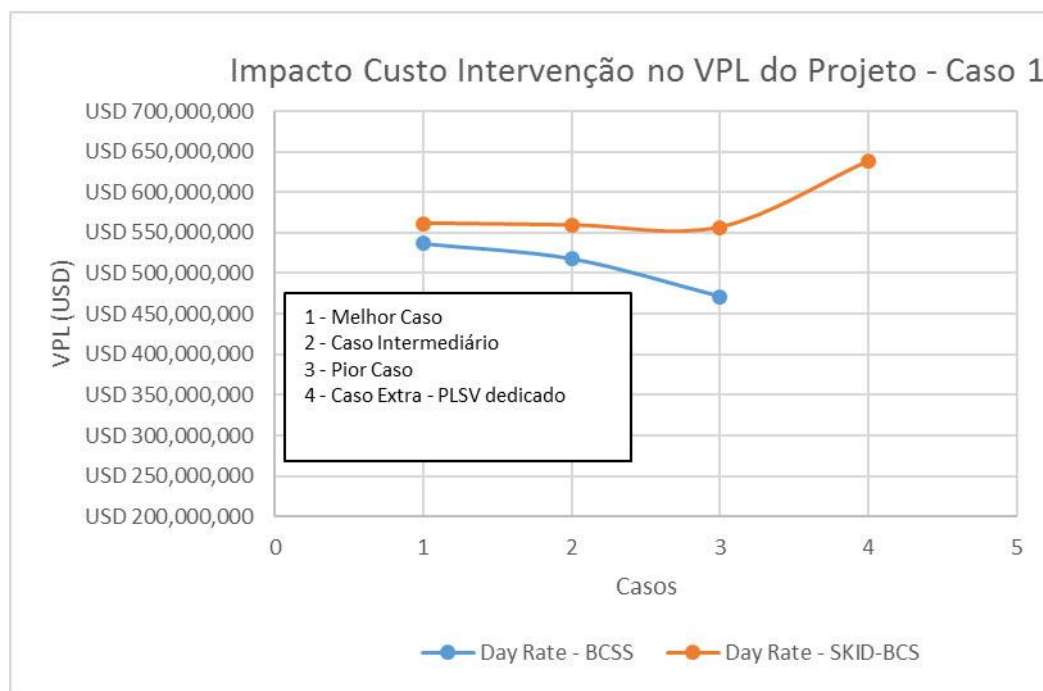


Figura 6.14: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 1.

Assim como ocorrido na análise anterior, do Tempo Aguardando Embarcação (TAE) para intervenção, para todos os casos analisados sobre o impacto da variação do Custo de Intervenção sobre o VPL do projeto, a solução com utilização da bomba

instalada fora do poço é mais vantajosa economicamente do que com a bomba instalada dentro do poço. A melhor opção de todas é a utilização de *skid*-BCS com embarcação especial dedicada ao projeto, pois, apesar de aumentar o OPEX, diminui o custo de intervenção de forma que esta opção seja mais vantajosa.

A diferença de resultado entre *skid*-BCS e BCSS é maior para casos mais pessimistas, com custos de intervenção mais altos. Novamente isto acontece, pois, o projeto com BCSS é mais sensível ao custo de intervenção, uma vez que o *Heavy Workover* é mais caro, devido aos custos serem maiores e ao tempo de intervenção ser maior.

#### 6.3.1.3.5 Tempo de Intervenção

Exceto o valor do Brent e o MTTF, que são comuns para os dois tipos de projeto, BCSS e *skid*-BCS, todas as demais variáveis diferem entre os dois sistemas. Não é diferente quando a variável analisada é o tempo de intervenção.

Uma operação de intervenção de um poço offshore é muito delicada. Se realizada sem intercorrências pode variar entre 30 e 50 dias, considerando o acesso ao poço, troca da coluna de produção, incluindo a troca da BCSS falhada. Caso haja alguma intercorrência, como por exemplo, a queda de um *clamp*, utilizado para fixação do cabo de potência, dentro do poço, há a necessidade de uma operação de pescaria, que pode causar grandes atrasos na operação de *workover*. Esta operação pode então, com menor probabilidade, chegar a mais de 100 dias.

Quando se trata de operação para troca do *skid*-BCS, o risco envolvido é menor. A operação é mais simples e rápida. Como forma de diminuir ainda mais esse tempo, há a possibilidade de instalação de uma base de abandono no leito marinho, ao lado do *skid*-BCS que está em operação e quando este falhar é feita a retirada do mesmo, transferência para esta base de abandono, e instalação do novo *skid*-BCS por uma segunda embarcação, reduzindo-se assim, o tempo de intervenção. Neste caso, há a possibilidade de realizar a operação em até 3 dias. A média de tempo para esta operação é de 5 a 10 dias. Para o presente exercício foi considerado para o pior caso o cenário de 20 dias de intervenção. Os resultados são apresentados na Tabela 6.19, Figura 6.15 e Figura 6.16.

Tabela 6.19: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – Caso 1.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: Tempo de Intervenção (dias) | BCSS              | SKID-BCS          | GANHO VPL |
|------|----------------------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                     | 30,00             | 3,00              |           |
|      |                      | VPL                                   | \$ 537.522.629,84 | \$ 563.935.492,70 | 5%        |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 45,00             | 5,00              |           |
|      |                      | VPL                                   | \$ 513.668.025,40 | \$ 560.711.080,60 | 9%        |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 52,00             | 10,00             |           |
|      |                      | VPL                                   | \$ 502.795.863,15 | \$ 552.721.932,14 | 10%       |
| 4    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL                     | 100,00            | 20,00             |           |
|      |                      | VPL                                   | \$ 432.385.669,54 | \$ 537.045.112,52 | 24%       |

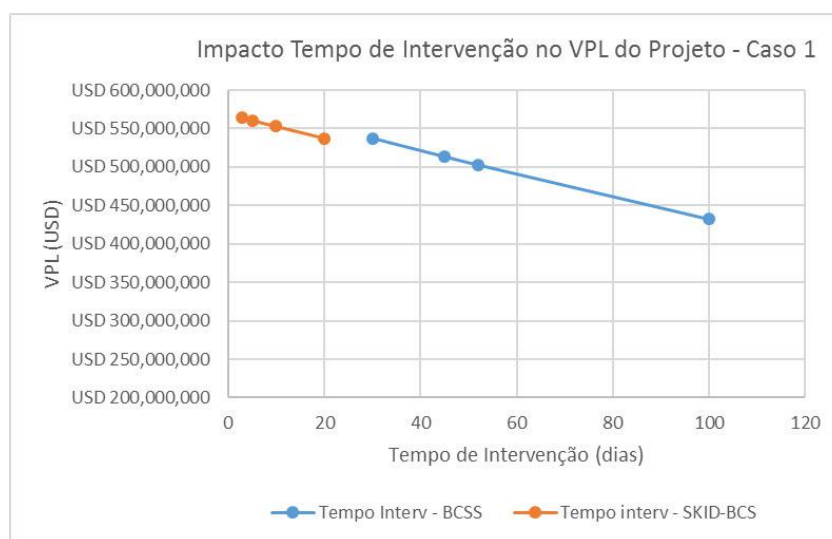


Figura 6.15: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 1.

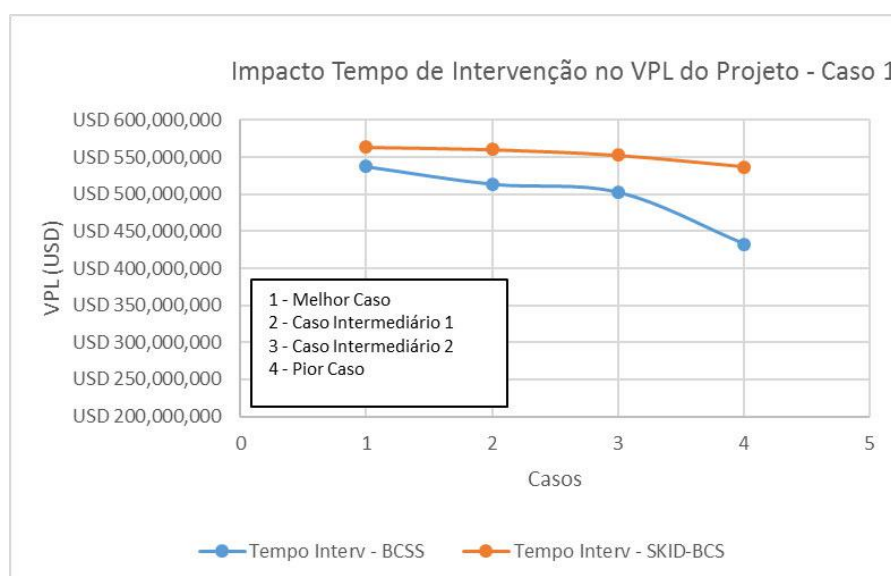


Figura 6.16: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 1.

Conforme explicado anteriormente, o risco envolvido na operação com *skid*-BCS é menor, por isto esta solução é menos sensível à variação nas variáveis analisadas. Este comportamento se repete na análise da variação do tempo de intervenção. Enquanto o projeto com BCSS é bastante sensível à variação no tempo de intervenção, podendo variar o VPL em 24% ao comparar o melhor caso (Tempo intervenção: 30 dias; VPL: USD 537mi) com o pior caso (Tempo intervenção: 100 dias; VPL: USD 432mi), a variação causada pelo tempo de intervenção no projeto que utiliza *skid*-BCS é menor, variando de 1% a 5%, de acordo com o valor atribuído à variável.

Em todos os casos analisados o projeto com *skid*-BCS é o mais vantajoso financeiramente.

#### 6.3.1.3.6 Conclusão – Análise determinística VPL – Caso 1

A análise realizada mostra que a variável mais sensível a alterações é o Brent, visto que o preço de venda do petróleo produzido impacta diretamente no valor do VPL, pois este é o responsável pela receita do projeto. As demais variáveis impactam no VPL pois causam perda de produção, diminuindo a receita, e um acréscimo de custos durante as intervenções. O projeto que utiliza o sistema de bombeio instalado no leito marinho, *skid*-BCS, é menos sensível às alterações nas variáveis, pois o tempo de intervenção para troca do sistema falhado é menor, a taxa e o tempo aguardando embarcação para *workover* é menor, se comparado ao projeto que utiliza BCSS, portanto, apesar de contar com uma produção inicial menor, em comparação com a BCSS, o *skid*-BCS, na maioria das vezes, teve um desempenho financeiro melhor, pois o risco envolvido em sua operação é menor.

Nenhum dos casos analisados previu VPL negativo para nenhum dos dois sistemas de elevação artificial.

Porém, a análise determinística tem como premissa a avaliação de cada variável separadamente, mantendo constante todas as demais. Visto que a variável que mais afeta o VPL é comum aos dois tipos de projeto, é importante realizar uma análise probabilística destas variáveis, que visa analisar como o VPL dos projetos se comportam quando todas as variáveis são variadas simultaneamente.

#### 6.3.1.4 Análise Probabilística

Conforme já introduzido, foi utilizado o *ad-in* para MS Excel @risk para realização da análise probabilística. O @risk é um *software* amplamente utilizado para análise de



risco e é desenvolvido pela empresa Palisade. Este *software* utiliza o método Monte Carlo para análise estatística que se baseia em amostragens aleatórias das variáveis. No presente estudo foram realizadas 5.000 simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis são combinadas respeitando uma distribuição probabilística previamente estabelecida para cada uma das variáveis, conforme a seguir.

### 6.3.1.4.1 Tempo Médio entre Falhas do Sistema de Bombeio (MTTF)

Para definição da distribuição de probabilidades da variável MTTF foi utilizando um histórico de tempo de operação de 49 sistemas de bombeio centrífugo submerso, conforme a seguir. O @risk sugere a distribuição que melhor se ajusta a uma dada amostragem, conforme Figura 6.17.

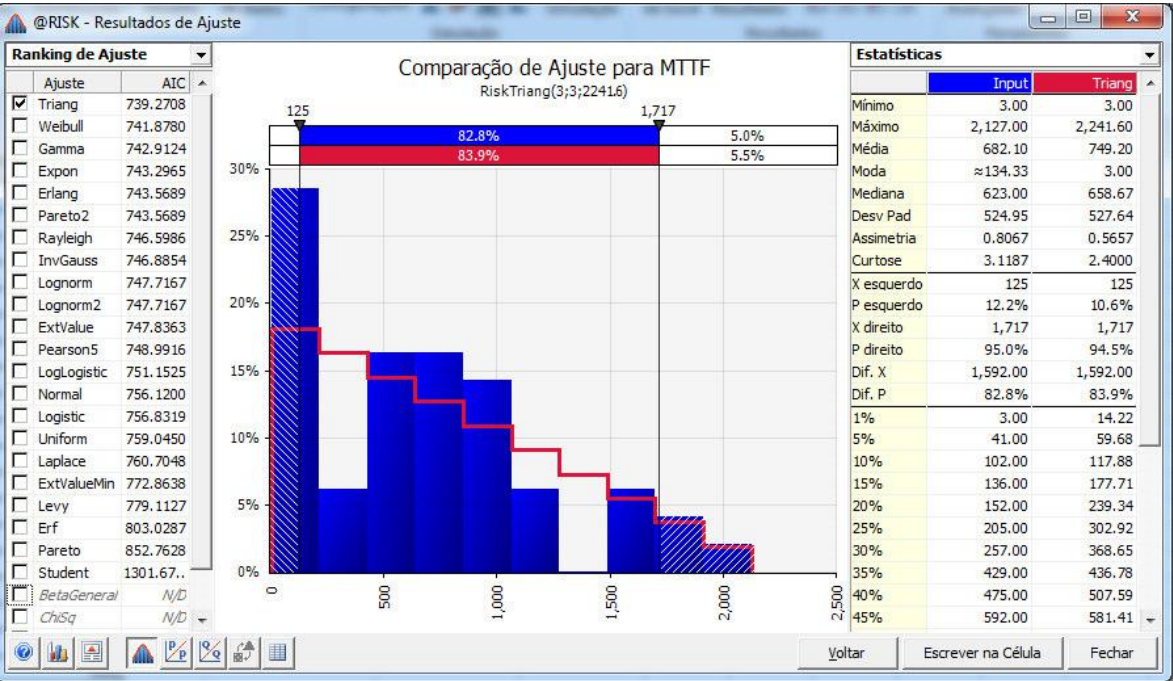


Figura 6.17: Ajuste de distribuição de probabilidade MTTF.

Com base no ajuste sugerido pelo @risk, demonstrado na Figura 6.17, a distribuição informada na Tabela 6.20 e na Figura 6.18, foi considerada para a variável MTTF.

Tabela 6.20: Distribuição de Probabilidades MTTF.

| VARIÁVEL                                            | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS    | VALOR   |
|-----------------------------------------------------|--------------|---------------|---------|
| MTTF (Intervalo médio entre falhas da bomba) - dias | TRIANGULAR   | Valor máximo  | 2241,60 |
|                                                     |              | Mais provável | 3       |
|                                                     |              | Valor mínimo  | 3       |

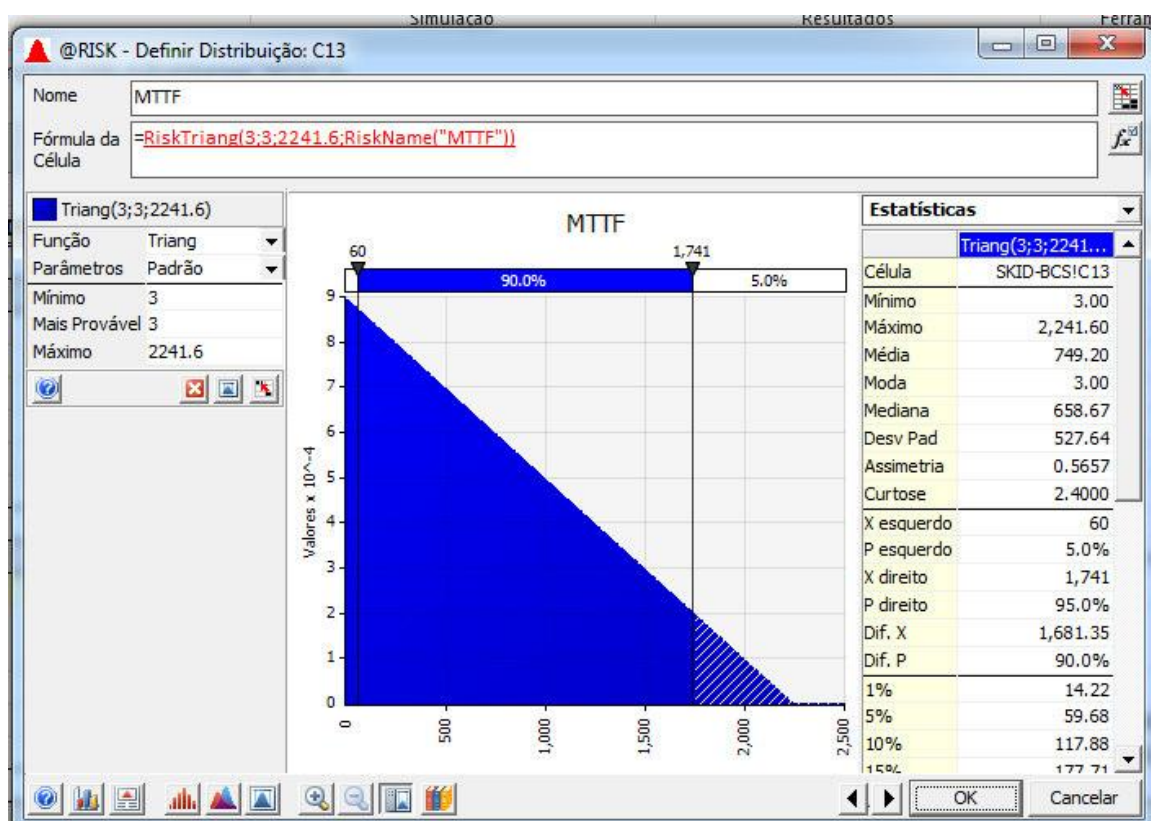


Figura 6.18: Distribuição de probabilidade MTTF.

#### 6.3.1.4.2 Preço de Venda do Óleo Produzido – Brent

Para definição do preço de venda de um determinado tipo de petróleo produzido é utilizado um preço de referência de petróleo cru para valoração através da comparação de suas características composicionais.

Nos Estados Unidos, o padrão é o West Texas intermediário, e na Inglaterra, o *North Sea Brent*. Para o estudo foi utilizado como referência o *North Sea Brent*.

De acordo com o *U.S. Energy Information Administration* 2018, o preço do petróleo é dependente, entre outros, de dois grandes fatores: oferta versus demanda e geopolítica.

A relação oferta e demanda depende tanto de fatores sazonais, como estação climática, durante o inverno a demanda é maior para utilização em calefação, quanto de influência dos países produtores de petróleo. A OPEC (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) pode influenciar significativamente os preços através de metas de produção acordada entre seus membros.

O outro fator atuante nos preços de petróleo são os eventos geopolíticos, que podem causar uma grande perturbação no fornecimento de petróleo, causando um grande impacto no preço. A maior parte das reservas de petróleo do mundo estão localizadas em regiões propensas a convulsões políticas, como o oriente médio, o que torna a predição do preço do petróleo um grande desafio.

Para o presente estudo foi utilizado o histórico de preços do Brent a partir de 2009 para uma tentativa de ajuste da distribuição de probabilidades levando-se em consideração o histórico.

Porém, conforme pode ser observado na Figura 6.19, nenhuma das distribuições sugeridas se ajustou à distribuição histórica. Seria ideal para este caso a utilização de uma distribuição bimodal, porém, o @risk não possui esta opção.

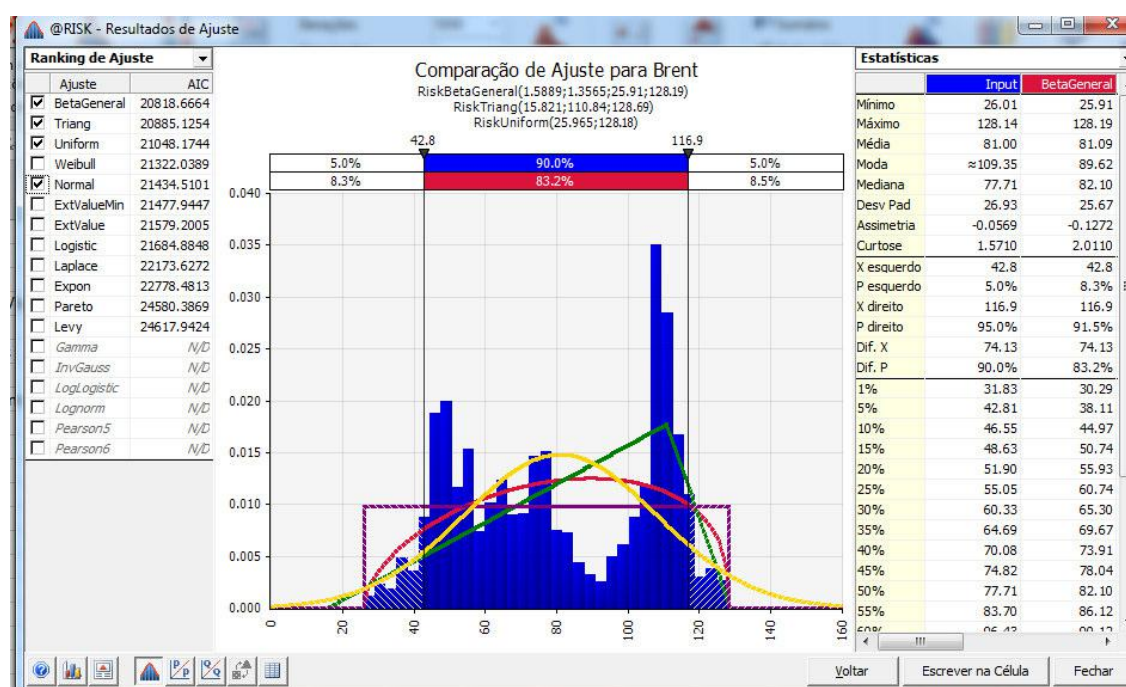


Figura 6.19: Ajuste de Distribuição de probabilidade Brent.

Visto que nenhuma distribuição padrão sugerida se ajustou à série histórica de preço do Brent, a distribuição de probabilidade para esta variável foi definida manualmente escolhendo-se os valores mínimo, máximo e mais provável a partir da distribuição do tipo PERT, conforme Tabela 6.21 e Figura 6.20.

Tabela 6.21: Distribuição de Probabilidades Brent.

| VARIÁVEL                                            | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS    | VALOR |
|-----------------------------------------------------|--------------|---------------|-------|
| MTTF (Intervalo médio entre falhas da bomba) - dias | PERT         | Valor máximo  | 120   |
|                                                     |              | Mais provável | 60    |
|                                                     |              | Valor mínimo  | 30    |

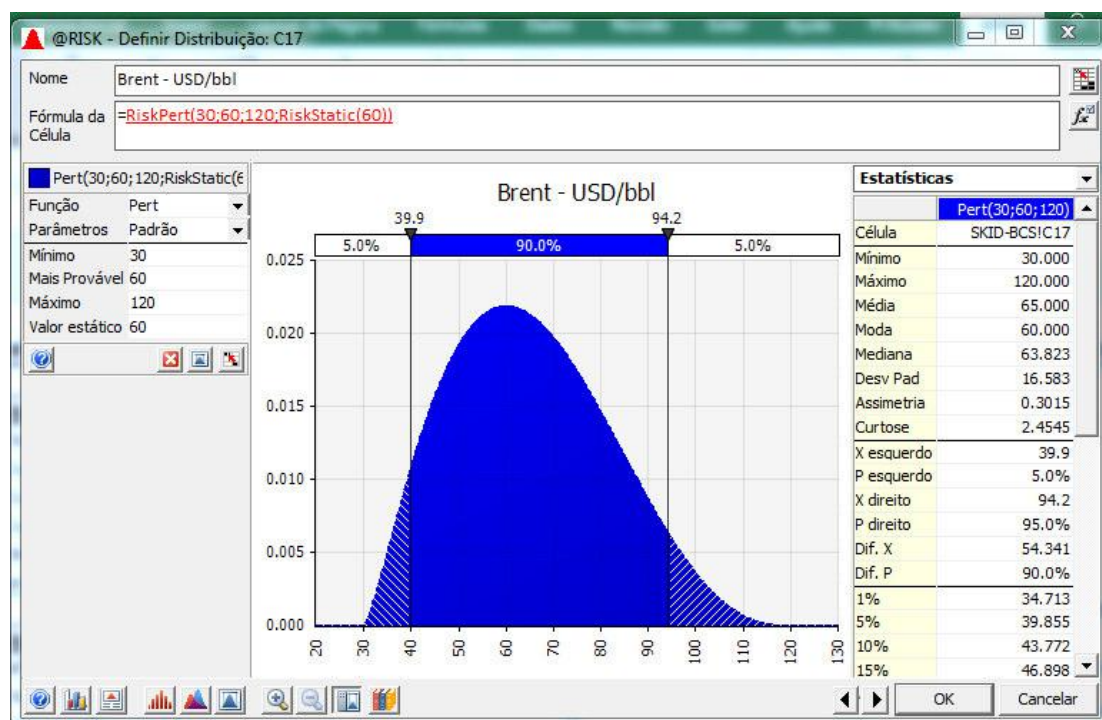


Figura 6.20: Distribuição de probabilidade Brent.

#### 6.3.1.4.3 Tempo Aguardando Embarcação/Sonda para Intervenção (TAE)

A variável Tempo Aguardando Embarcação depende de uma série de fatores abordados anteriormente.

A distribuição de Probabilidades definida para a variável TAE é apresentada na Tabela 6.22 e Tabela 6.23 e Figura 6.21 e Figura 6.22.

Tabela 6.22: Distribuição de Probabilidades TAE – SONDA - BCSS.

| VARIÁVEL                                            | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR |
|-----------------------------------------------------|--------------|---------------------|-------|
| TAE (Tempo Aguardando Embarcação) BCSS-dias / SONDA | PERT         | valor máximo        | 360   |
|                                                     |              | valor mais provável | 160   |
|                                                     |              | Valor mínimo        | 90    |



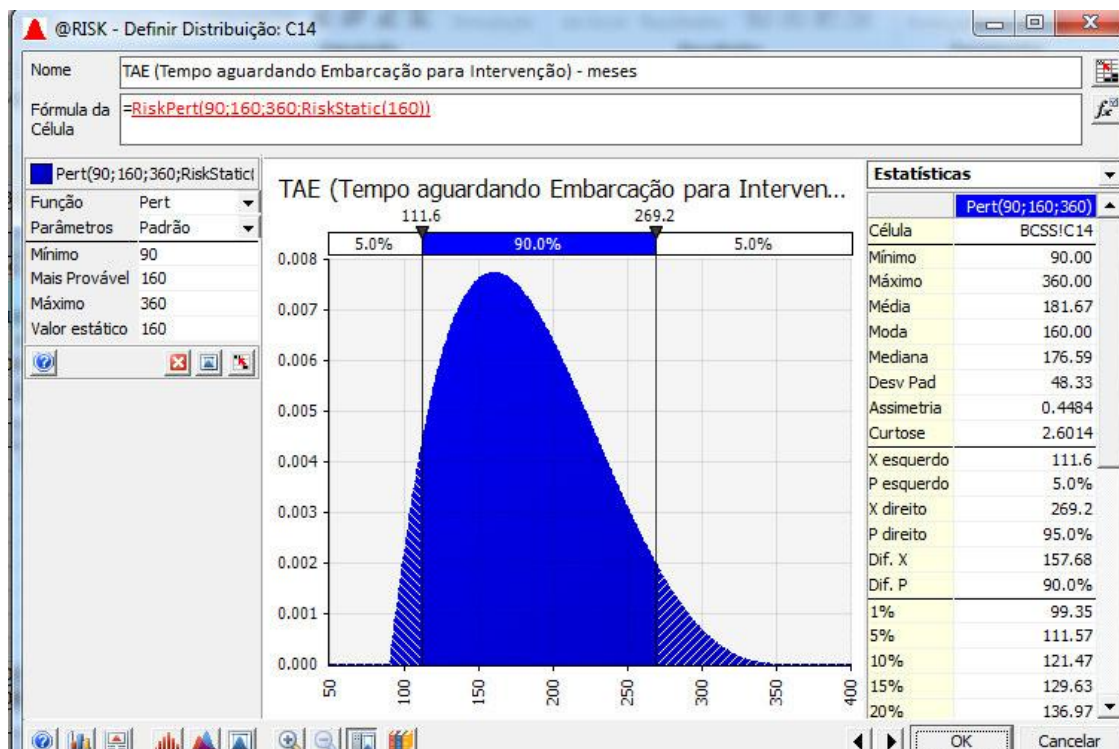


Figura 6.21: Distribuição de probabilidade TAE – Sonda - BCSS.

Tabela 6.23: Distribuição de Probabilidades TAE – PLSV – *skid*-BCS.

| VARIÁVEL                                                  | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR |
|-----------------------------------------------------------|--------------|---------------------|-------|
| TAE (Tempo Aguardando Embarcação) <i>SKID</i> -BCS - dias | PERT         | valor máximo        | 60    |
|                                                           |              | valor mais provável | 45    |
|                                                           |              | Valor mínimo        | 30    |
|                                                           |              | caso extra*         | 0     |

\*Para o caso extra é gerada uma nova rodada de simulações, onde as variáveis TAE e Custo de Intervenção tem valor atribuído zero e há um incremento de USD 20 mil (20%) ao custo diário de operação (OPEX). Este caso representa o cenário de utilização de um PLSV, barco capaz de realizar as intervenções a cabo para troca do *skid*-BCS, na logística fixa do projeto de produção.

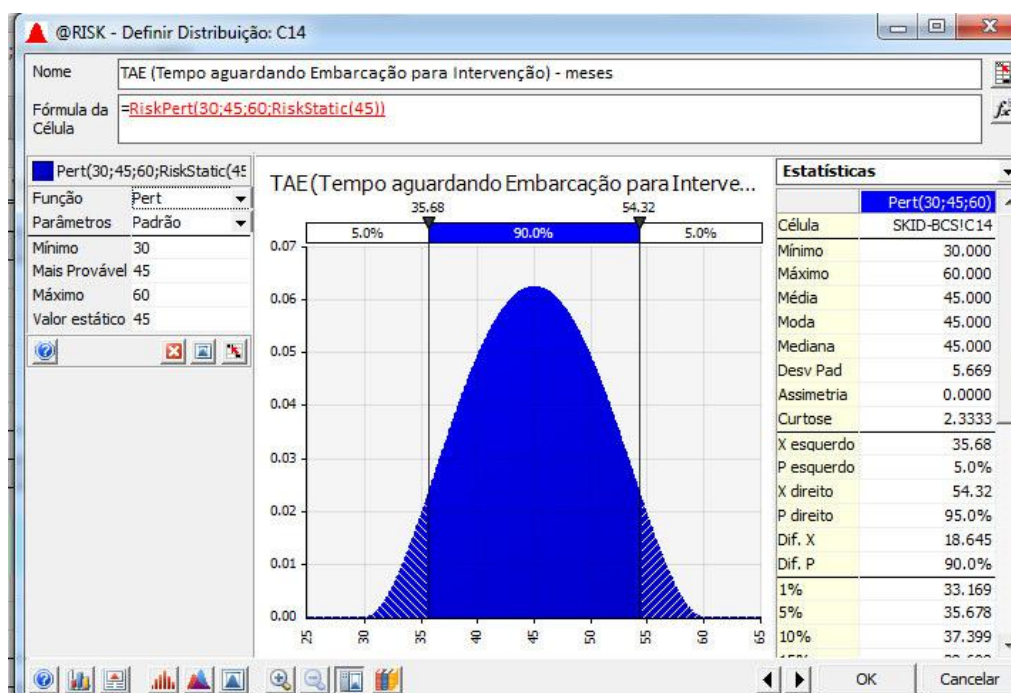


Figura 6.22: Distribuição de probabilidade TAE – PLSV – skid-BCS.

#### 6.3.1.4.4 Custo Diário da Intervenção

A variável Custo Diário da Intervenção depende de alguns fatores, principalmente da taxa diária da Embarcação/Sonda de Intervenção, como abordado anteriormente no item 6.3.1.3.4.

A distribuição de Probabilidades definida para esta variável é apresentada na Tabela 6.24 e na Tabela 6.25 e Figura 6.23 e Figura 6.24.

Tabela 6.24: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção - BCSS.

| VARIÁVEL                                                                    | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR     |
|-----------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------------|-----------|
| Custo Intervenção BCSS (depende principalmente do custo da Sonda) - USD/dia | PERT         | valor máximo        | 1.000.000 |
|                                                                             |              | valor mais provável | 500.000   |
|                                                                             |              | Valor mínimo        | 300.000   |

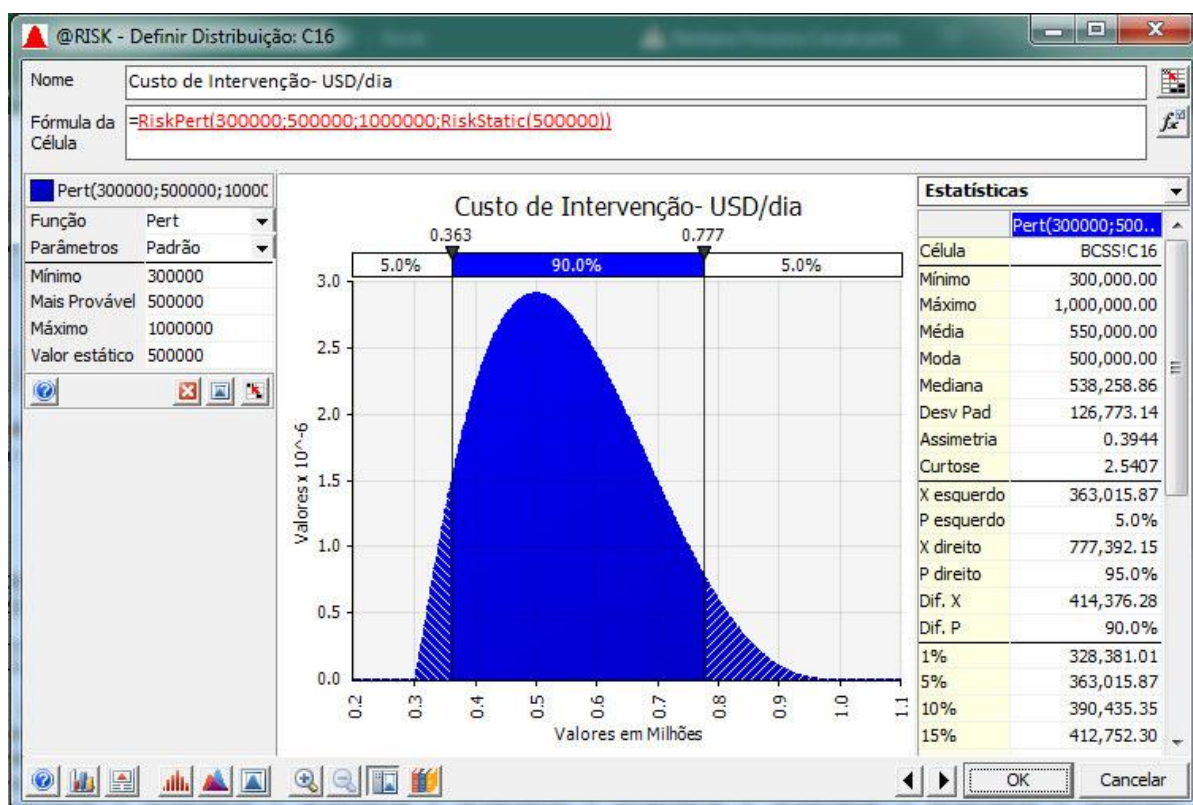


Figura 6.23: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção - BCSS.

Tabela 6.25: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção – *skid*-BCS.

| VARIÁVEL                                                                                     | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------------------|---------|
| Custo Intervenção <i>SKID</i> -BCS (depende principalmente do custo da embarcação) - USD/dia | PERT         | valor máximo        | 500.000 |
|                                                                                              |              | valor mais provável | 350.000 |
|                                                                                              |              | Valor mínimo        | 200.000 |
|                                                                                              |              | caso extra          | 0,00    |

\*Para o caso extra é gerada uma nova rodada de simulações, onde as variáveis TAE e Custo de Intervenção tem valor atribuído zero e há um incremento de USD 20 mil ao custo diário de operação. Este caso representa o cenário de utilização de um PLSV, barco capaz de realizar as intervenções a cabo para troca do *skid*-BCS, na logística fica do projeto de produção.

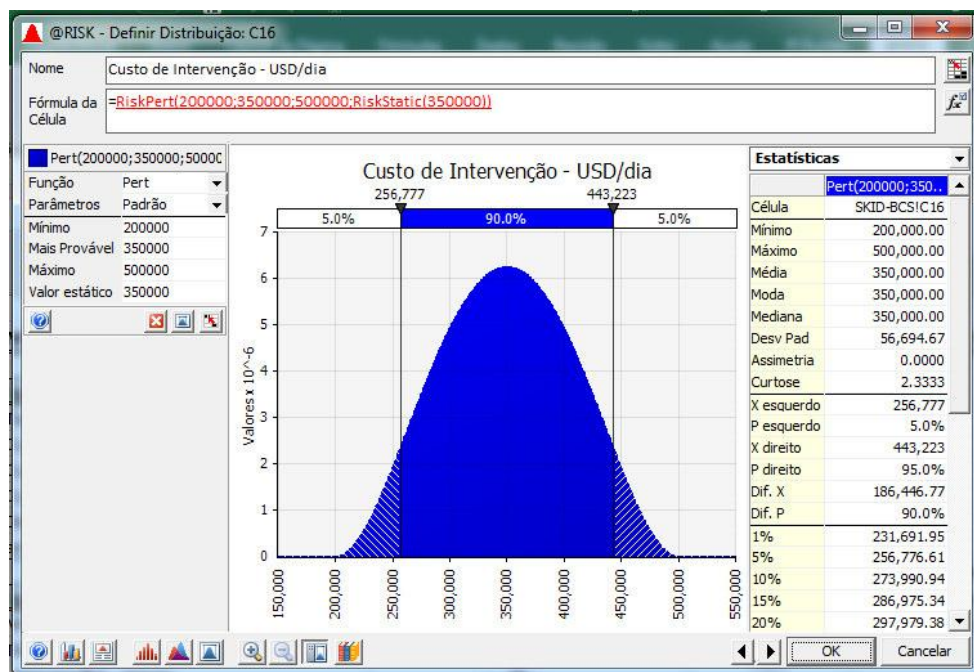


Figura 6.24: Distribuição de Probabilidades Custo Diário de Intervenção – *skid*-BCS

#### 6.3.1.4.5 Tempo de Intervenção

O tempo de intervenção dos dois tipos de projeto, BCSS ou *skid*-BCS, varia, sendo a troca do sistema *skid*-BCS muito mais ágil e esta é sua principal vantagem sobre o BCSS. Esta foi uma das motivações para o desenvolvimento desta tecnologia.

A distribuição de Probabilidades definida para esta variável é apresentada na Tabela 6.26 e Tabela 6.27, Figura 6.25 e Figura 6.26.

Tabela 6.26: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção - BCSS.

| VARIÁVEL                         | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR  |
|----------------------------------|--------------|---------------------|--------|
| Tempo de Intervenção BCSS - dias | PERT         | valor máximo        | 100,00 |
|                                  |              | valor mais provável | 45,00  |
|                                  |              | Valor mínimo        | 30,00  |



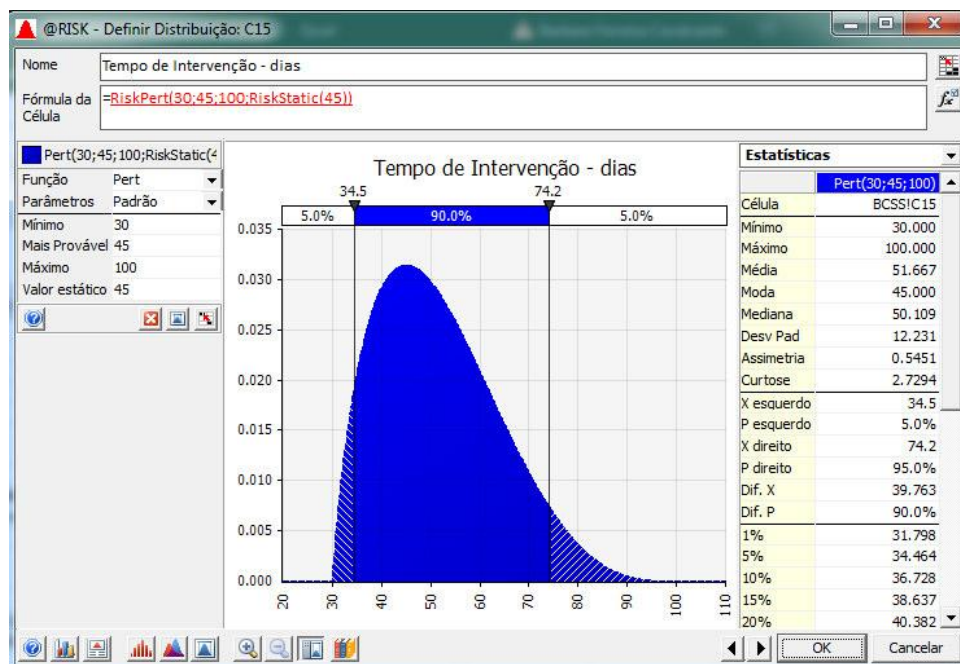


Figura 6.25: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção - BCSS.

Tabela 6.27: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção – skid-BCS.

| VARIÁVEL                                | DISTRIBUIÇÃO | PARÂMETROS          | VALOR |
|-----------------------------------------|--------------|---------------------|-------|
| Tempo de Intervenção<br>SKID-BCS - dias | PERT         | valor máximo        | 20    |
|                                         |              | valor mais provável | 5     |
|                                         |              | Valor mínimo        | 3     |

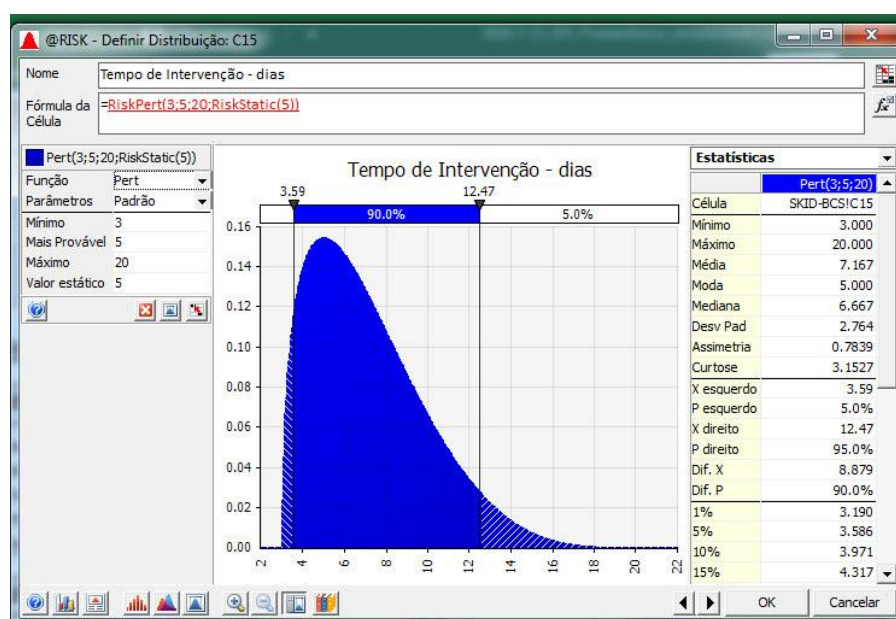


Figura 6.26: Distribuição de Probabilidades Tempo de Intervenção – skid-BCS

#### 6.3.1.4.6 Resultados da Análise de Risco probabilística - Caso 1

Conforme decorrido neste trabalho, o @risk é aplicado em uma planilha de MS Excel onde foi executado modelo financeiro para cálculo de VPL.

Para o cálculo são utilizados inputs fixos, como OPEX, CAPEX, taxa de desconto e desconto de qualidade sobre o Brent, conforme Tabela 6.28.

Tabela 6.28: Inputs fixos para Cálculo do VPL – Caso 1.

| Inputs conhecidos                        | BCSS            | Skid-BCS        |
|------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Taxa de desconto - %                     | 10%             |                 |
| Custo de Investimento (CAPEX) - USD      | USD 115.000.000 | USD 105.000.000 |
| Custo de Operação (OPEX) - USD/dia       | USD 100.000     |                 |
| Custo fixo de Workover - USD             | USD 2.500.000   | USD 13.500.000  |
| Desconto qualidade sobre Brent - USD/bbl | USD 15          |                 |
| Tempo de projeto - anos                  | 20              |                 |

Os inputs variáveis são apresentados na Tabela 6.29 e tiveram suas distribuições definidas conforme explicado anteriormente.

Tabela 6.29: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 1.

| Inputs com incertezas                                                                          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MTTF (intervalo entre falha da BCS) - dias                                                     |
| TAE (Tempo aguardando Embarcação para Intervenção) - meses                                     |
| Tempo de Intervenção - dias                                                                    |
| Custo de Intervenção (depende principalmente do custo do barco/sonda de intervenção) - USD/dia |
| Brent - USD/bbl                                                                                |

Foram realizadas 5000 simulações, onde as variáveis de entrada foram combinadas aleatoriamente respeitando as suas distribuições de probabilidade.

##### 6.3.1.4.6.1 Resultados projeto com método de elevação artificial por BCSS

Os resultados para o caso que utiliza BCSS são apresentados a seguir.

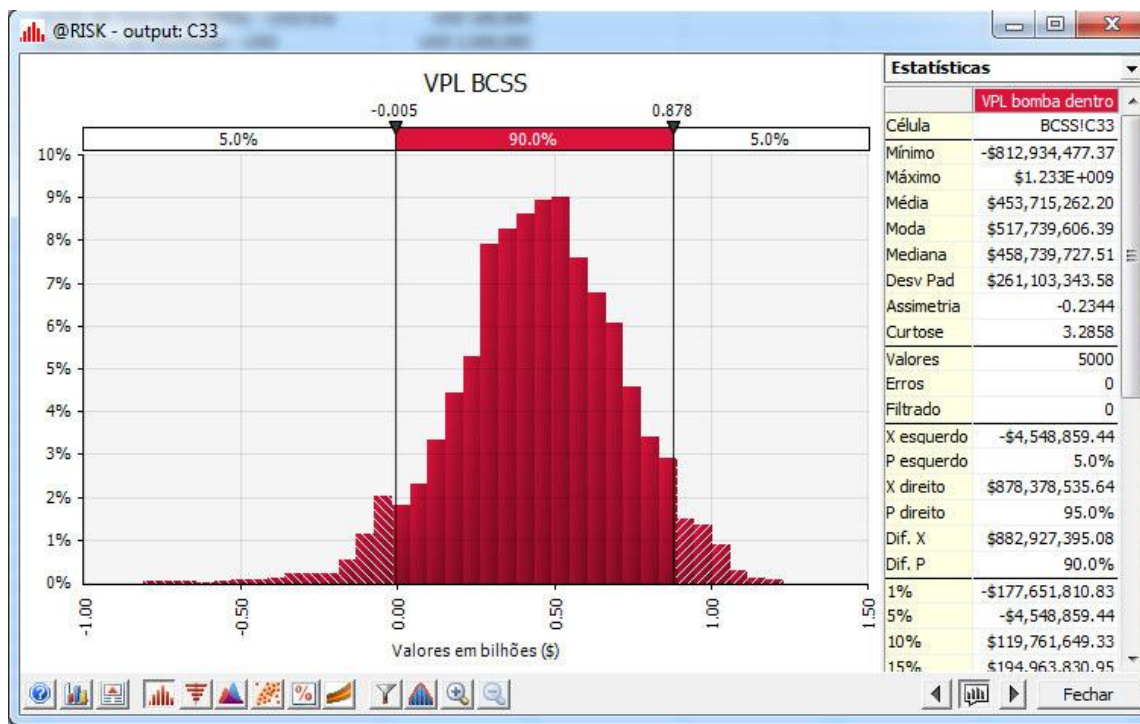


Figura 6.27: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 1

A Figura 6.27 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por BCSS do caso 1. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD 5 milhões negativo e USD878 milhões positivo.

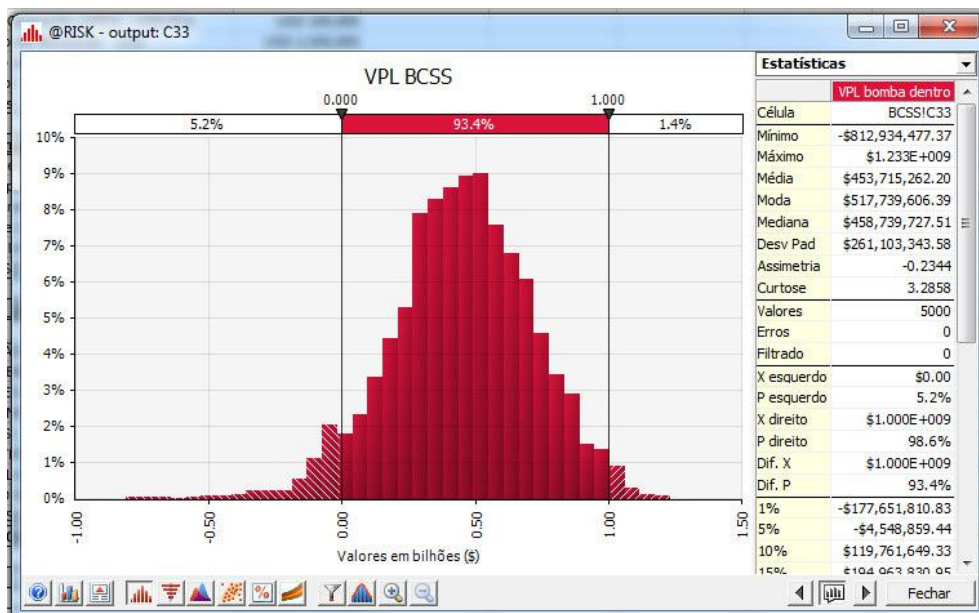


Figura 6.28: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 1 – Probabilidade de VPL negativo.

A probabilidade de um VPL negativo é de 5,2% e ter um VPL superior a 1 bilhão de dólares é de 1,4%.

O @risk permite também a realização de uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado.

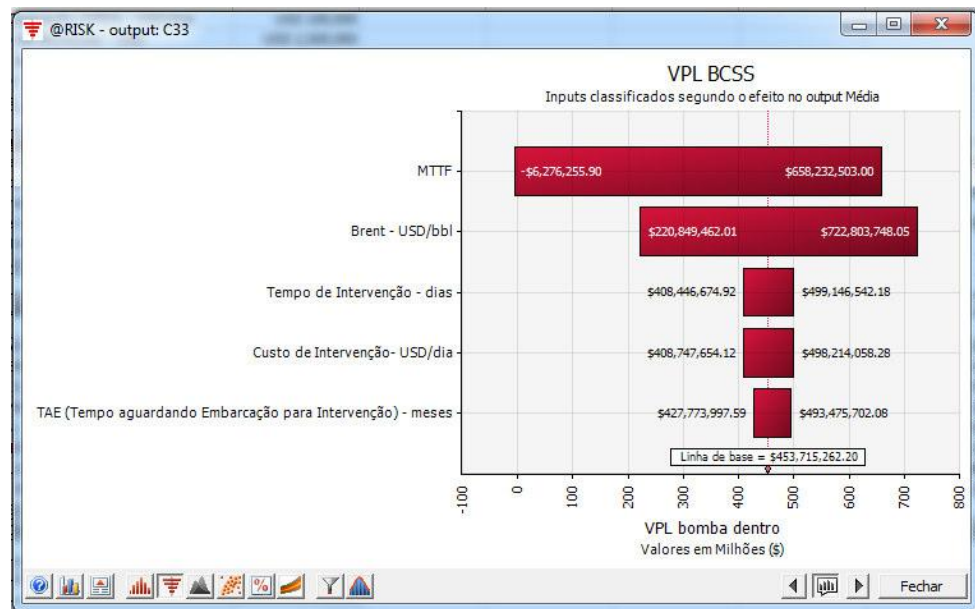


Figura 6.29: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 1.

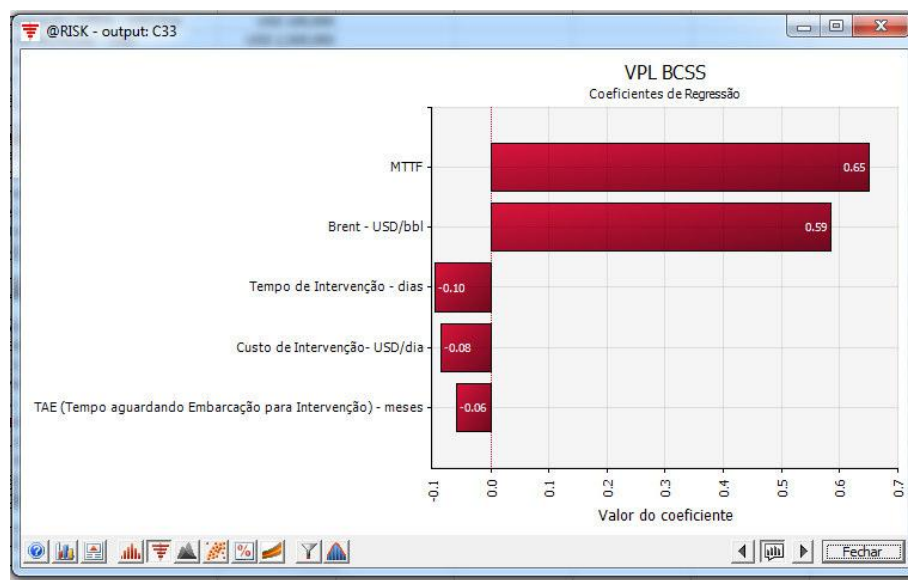


Figura 6.30: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 1.

A Figura 6.29 e a Figura 6.30 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.

O MTTF foi o a variável que mais impactou no resultado e a mesma possui uma correlação positiva com o VPL, ou seja, quanto maior o MTTF, maior o VPL do projeto. Quanto menor o MTTF, maior o custo com intervenções e maior o tempo de produção parada aguardando a intervenção, o que pode inviabilizar o projeto.

A segunda variável que mais impacta no VPL é o valor do Brent, visto que este dita a receita proveniente da venda do petróleo produzido.

As demais variáveis possuem contribuições menores, porém significativas e todas as demais possuem uma correlação negativa com o VPL, ou seja, quanto maiores, menor o VPL. Ou seja, quanto menor o tempo de intervenção, o custo de intervenção ou o TAE, maior o VPL.

Enquanto o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.31), o MTTF tem uma sensibilidade muito forte em valores mais baixos (Figura 6.32). Com MTTF a acima de 500 dias o VPL do projeto não sofre variações muito significativas, enquanto abaixo deste valor o VPL cai de maneira acentuada, devido aos enormes custos envolvidos a cada troca do sistema de elevação falhado.

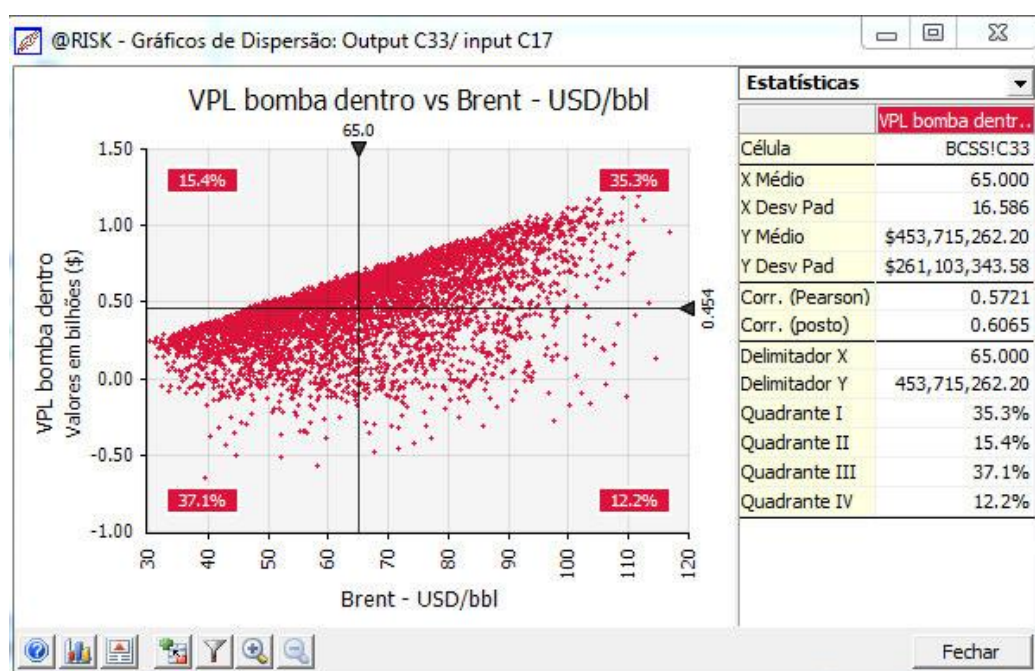


Figura 6.31: Correlação VPL x Brent – BCSS – Caso 1.



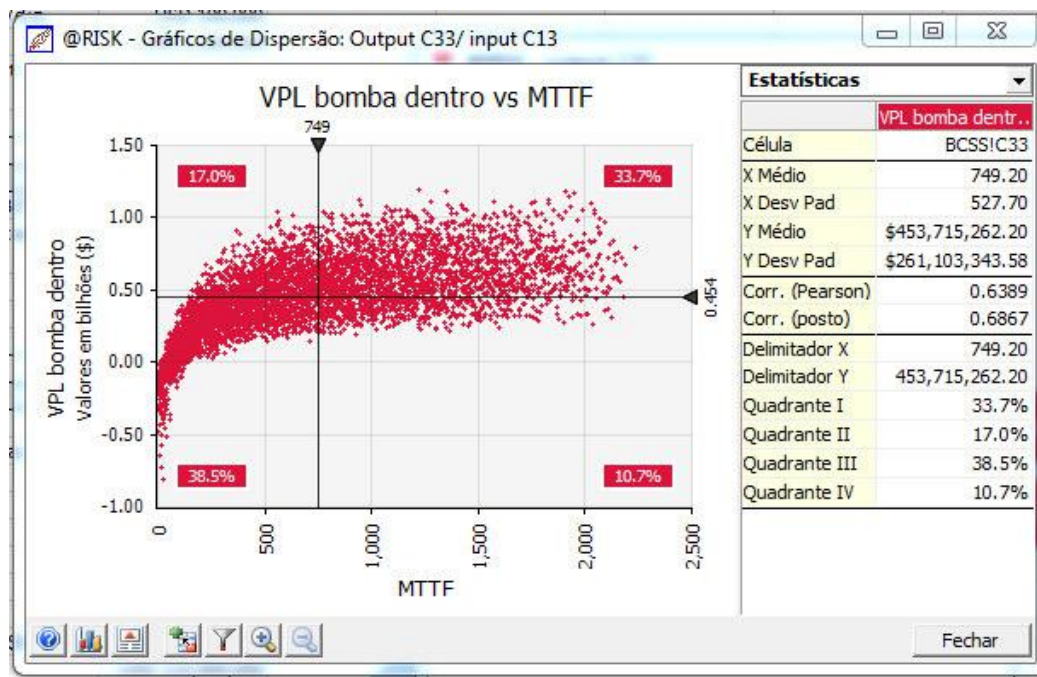


Figura 6.32: Correlação VPL x MTTF – BCSS – Caso 1.

#### 6.3.1.4.6.2 Resultados projeto com método de elevação artificial por skid-BCS

Os resultados financeiros do projeto que utiliza *skid*-BCS são mostrados a seguir.

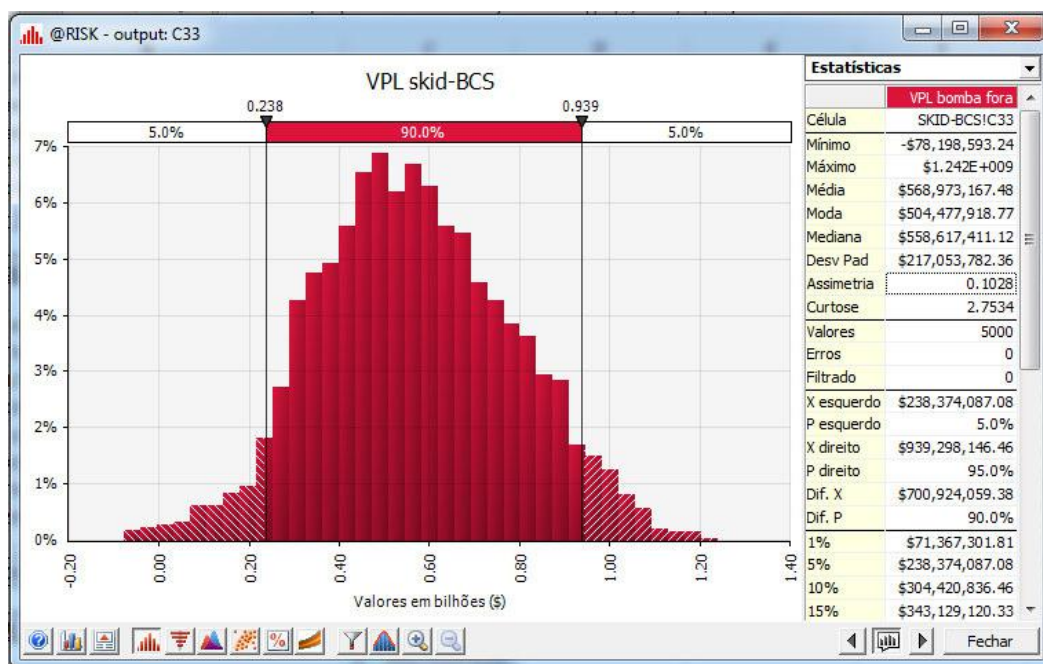


Figura 6.33: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid*-BCS – Caso 1

A Figura 6.33 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por *skid*-BCS do caso

1. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD200 milhões e USD939 milhões.

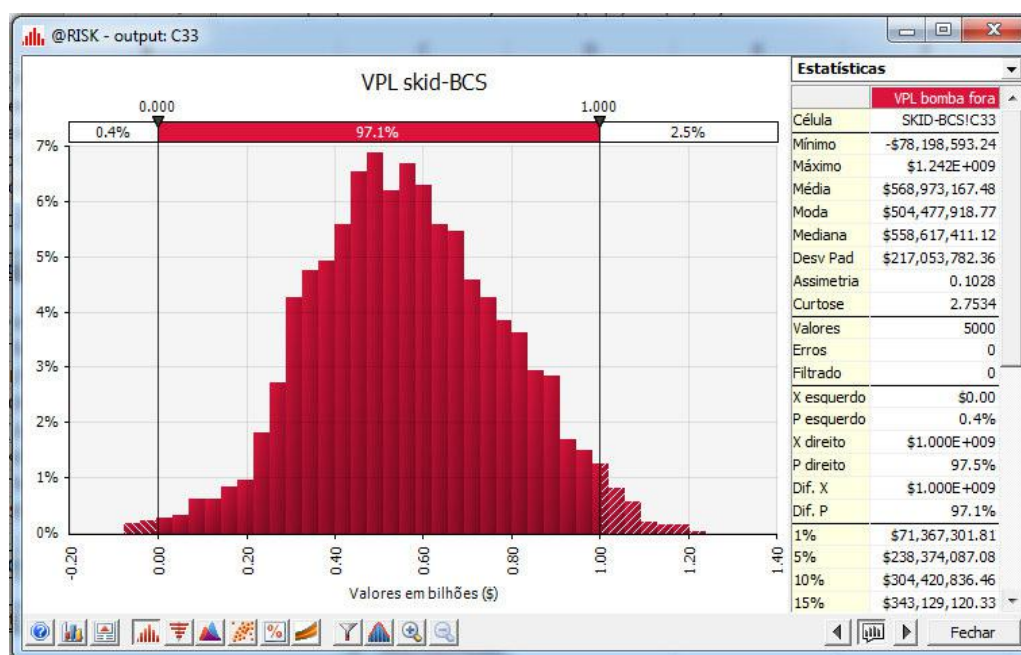


Figura 6.34: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid-BCS* – Caso 1 – Probabilidade de VPL negativo.

A probabilidade de um VPL negativo é de 0,4% e ter um VPL superior a 1 bilhão de dólares é de 2,5%.

Foi realizada uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado, conforme a seguir.

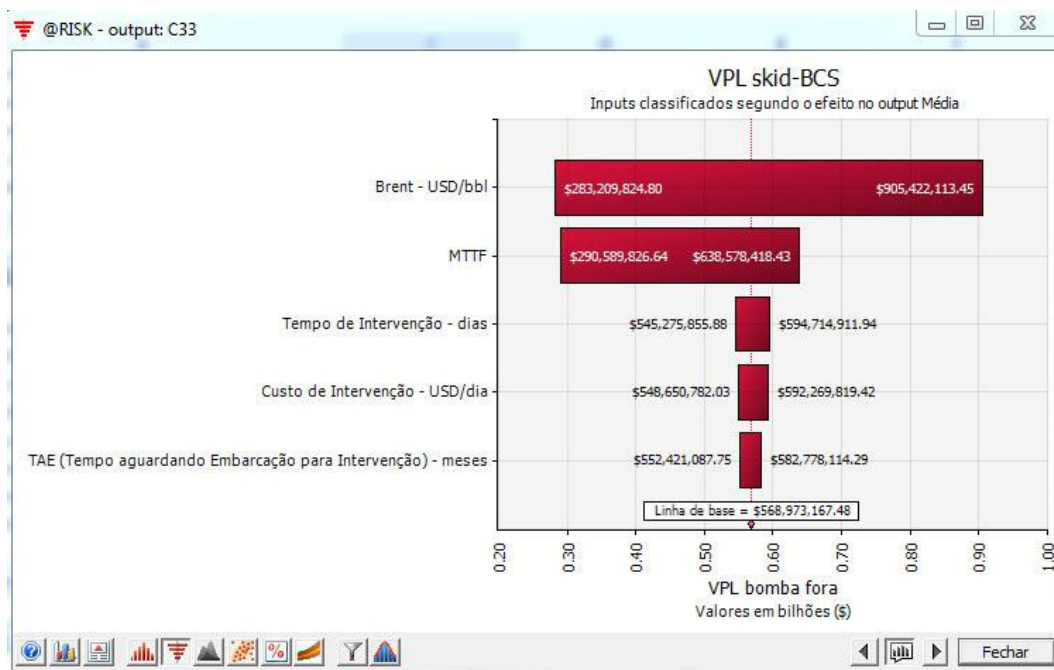


Figura 6.35: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS – Caso 1.

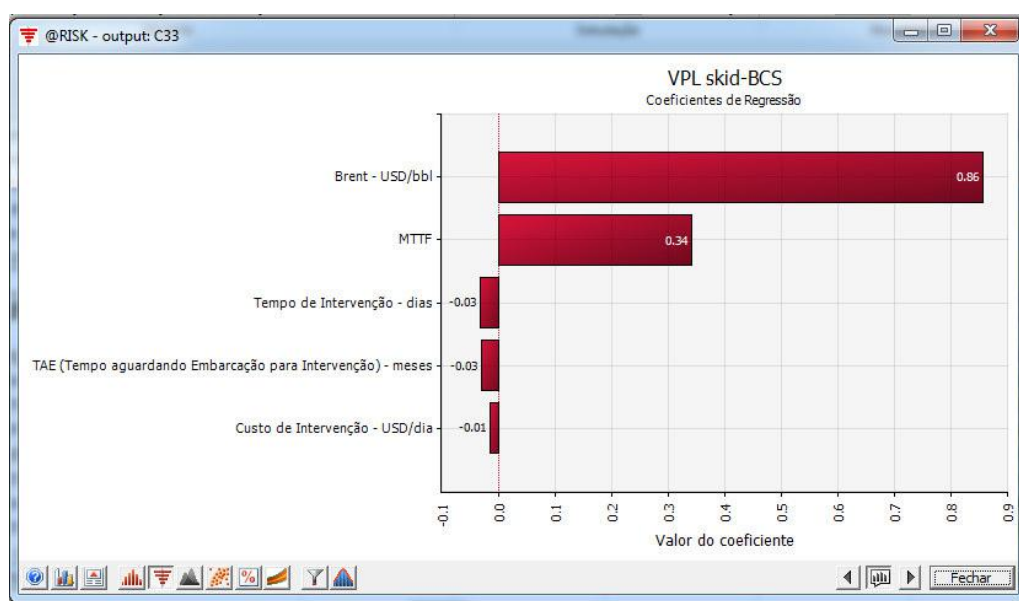


Figura 6.36: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS – Caso 1.

A Figura 6.35 e a Figura 6.36 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.

Diferente do caso com BCSS, onde o MTTF foi o a variável que mais impactou no resultado, para o projeto com *skid*-BCS, o preço do Brent foi a variável que mais impactou no VPL do projeto, de forma muito mais significativa do que o MTTF, isto é devido ao



fato de que um projeto que utiliza *skid*-BCS como método de elevação artificial mitiga o risco associado ao MTTF pois os custos envolvidos na intervenção deste tipo de projeto são muito superiores ao projeto com BCSS instalada dentro do poço. O tempo de intervenção é menor e a embarcação utilizada para a intervenção é menos custosa do que uma sonda.

Estas duas variáveis possuem uma correlação positiva com o VPL, ou seja, quanto maior o MTTF e o valor do Brent, maior o VPL do projeto. Quanto menor o MTTF, maior o custo com intervenções e maior o tempo de produção parada aguardando a intervenção, o que pode inviabilizar o projeto e da mesma forma, quanto menor o valor do Brent, consequentemente menor é o resultado do projeto.

As demais variáveis possuem contribuições menores, porém significativas e todas as demais tem uma correlação negativa com o VPL, ou seja, quanto maiores, menor o VPL. Então, quanto menor o tempo de intervenção, o custo de intervenção ou o TAE, maior o VPL.

Assim como acontece no projeto que utiliza BCSS, o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.37), mas neste caso, como esta é a variável que mais contribui para o resultado, a dispersão dos pontos calculados é menor, deixando ainda mais clara a relação entre VPL e Brent. O MTTF tem uma sensibilidade muito forte em valores mais baixos (Figura 6.38). Com MTTF a acima de 125 dias o VPL do projeto não sofre variações muito significativas, enquanto abaixo deste valor o VPL cai de maneira acentuada, devido aos custos significativos de troca do sistema de elevação falhado, ou seja, a variável MTTF é menos sensível no projeto *skid*-BCSS do que no projeto BCSS.

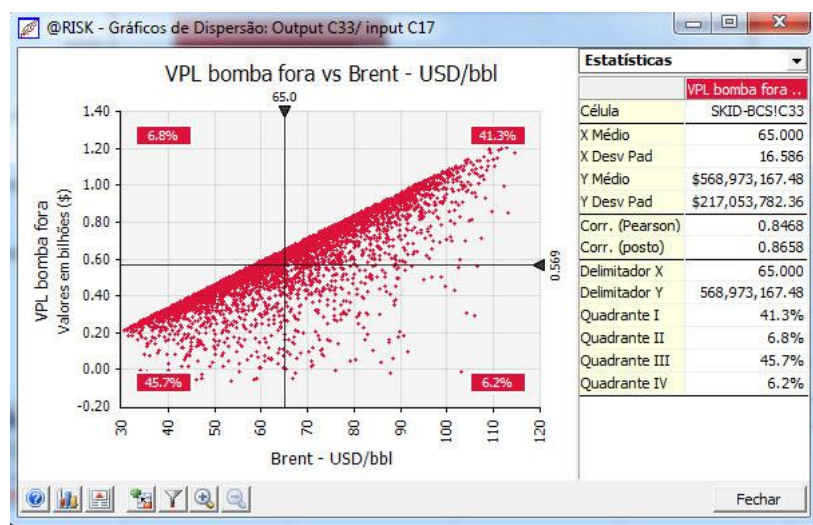


Figura 6.37: Correlação VPL x Brent – *skid*-BCS – Caso 1.

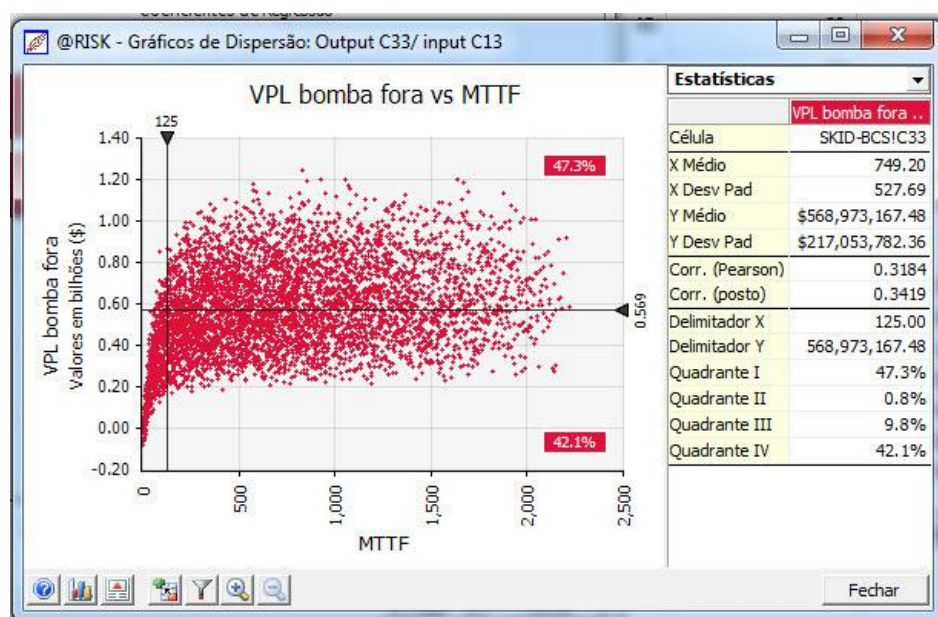


Figura 6.38: Correlação VPL x MTTF – *skid*-BCS – Caso 1.

Conforme informado anteriormente, para o projeto que utiliza *skid*-BCS há a opção de utilizar-se uma embarcação dedicada ao projeto de produção, desta forma com seu custo já considerado no OPEX, que seja capaz realizar a operação de troca do *skid*-BCS quando este vier a falhar. Portanto, um caso extra para este cenário foi analisado, conforme a seguir.

Tabela 6.30: Inputs fixos para Cálculo do VPL – *skid*-BCS com Barco de Intervenção Dedicado - Caso 1.

| Inputs conhecidos                        | Skid-BCS com Barco Dedicado |
|------------------------------------------|-----------------------------|
| Taxa de desconto - %                     | 10%                         |
| Custo de Investimento (CAPEX) - USD      | USD 105.000.000             |
| Custo de Operação (OPEX) - USD/dia       | USD 120.000                 |
| Custo fixo de Workover - USD             | USD 13.500.000              |
| Desconto qualidade sobre Brent - USD/bbl | USD 15                      |
| Tempo de projeto - anos                  | 20                          |

Todos os inputs variáveis mantiveram as distribuições de probabilidade informadas anteriormente, exceto o TAE (Tempo Aguardando Embarcação), que não é aplicável, uma vez que o Barco já estará disponível na Operação, e o Custo de Intervenção, que já está considerado no OPEX.

Tabela 6.31: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 1.

| Inputs com incertezas                                                                          | Valor                            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| MTTF (intervalo entre falha da BCS) - dias                                                     | Conforme informado anteriormente |
| TAE (Tempo aguardando Embarcação para Intervenção) - meses                                     | 0                                |
| Tempo de Intervenção - dias                                                                    | Conforme informado anteriormente |
| Custo de Intervenção (depende principalmente do custo do barco/sonda de intervenção) - USD/dia | 0                                |
| Brent - USD/bbl                                                                                | Conforme informado anteriormente |

Os resultados do caso extra são mostrados a seguir.

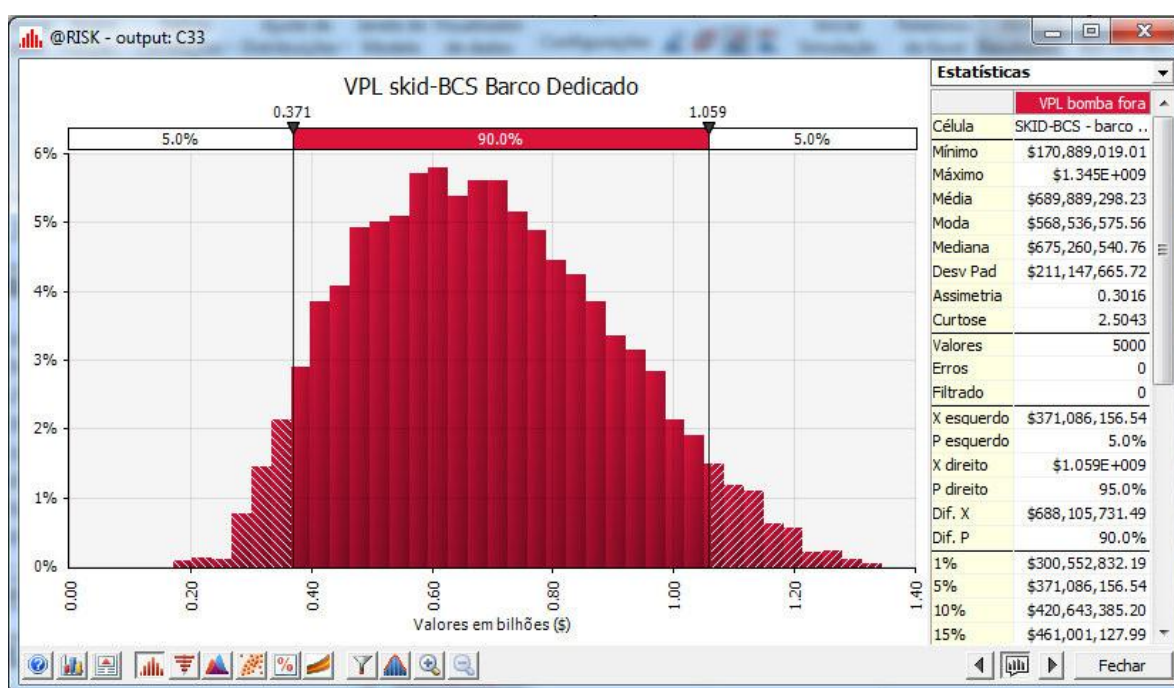


Figura 6.39: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 1

A Figura 6.39 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por *skid*-BCS com Barco Dedicado do caso 1. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD 371mi e USD 1,059bilhões.

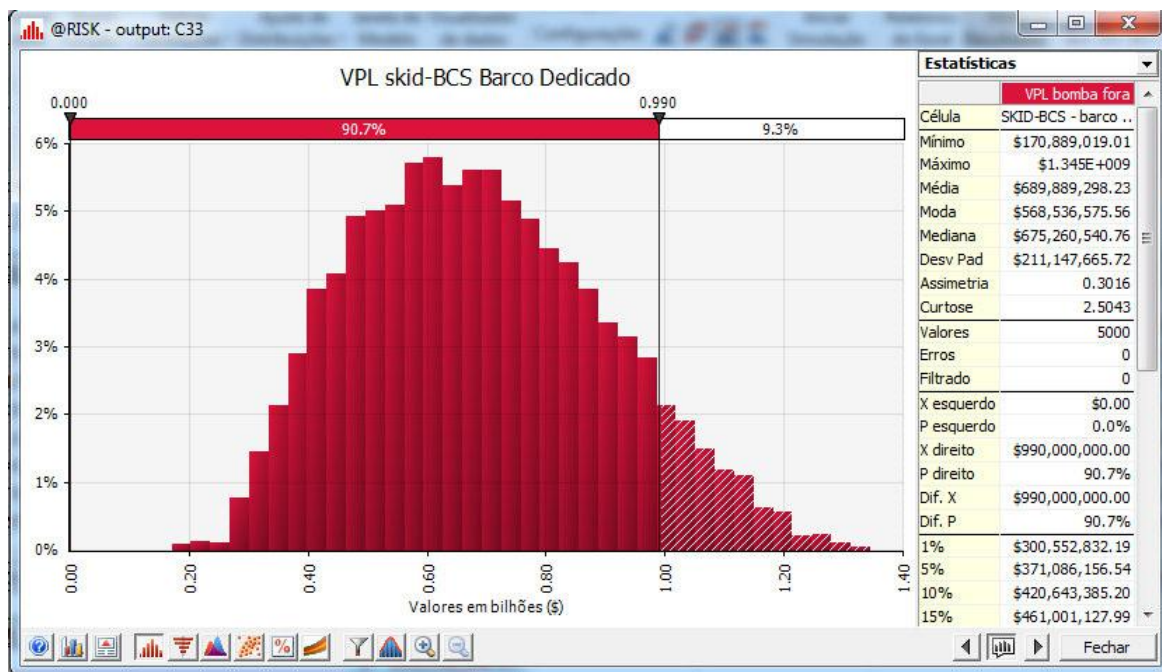


Figura 6.40: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 1 – Probabilidade de VPL negativo.

A probabilidade de um VPL negativo é nula a probabilidade de VPL superior a 1 bilhão de dólares é de 9,3%.

Foi realizada uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado, conforme a seguir.

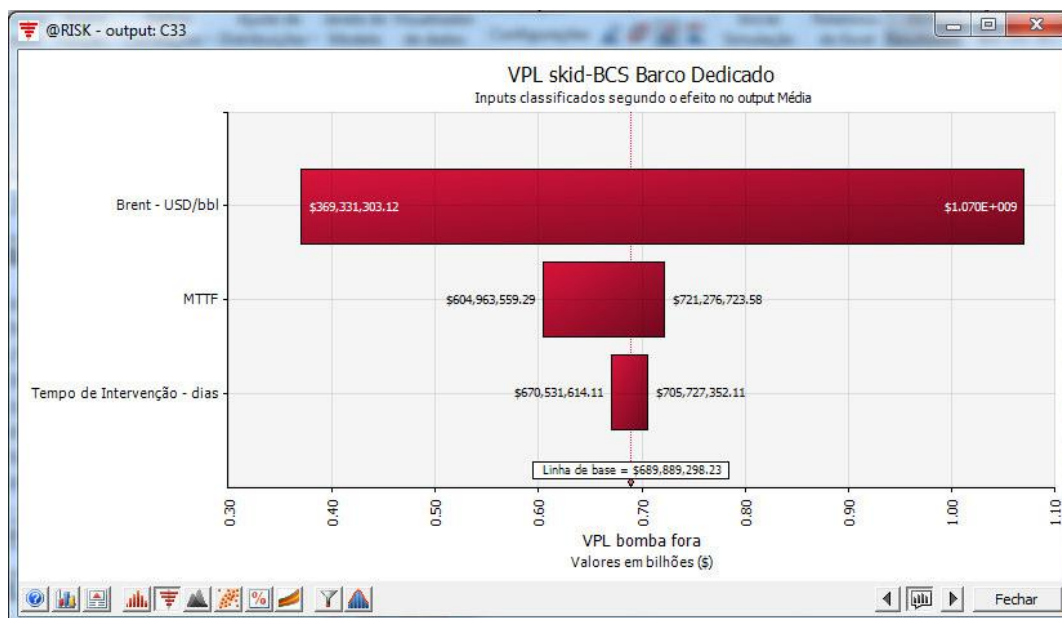


Figura 6.41: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 1.

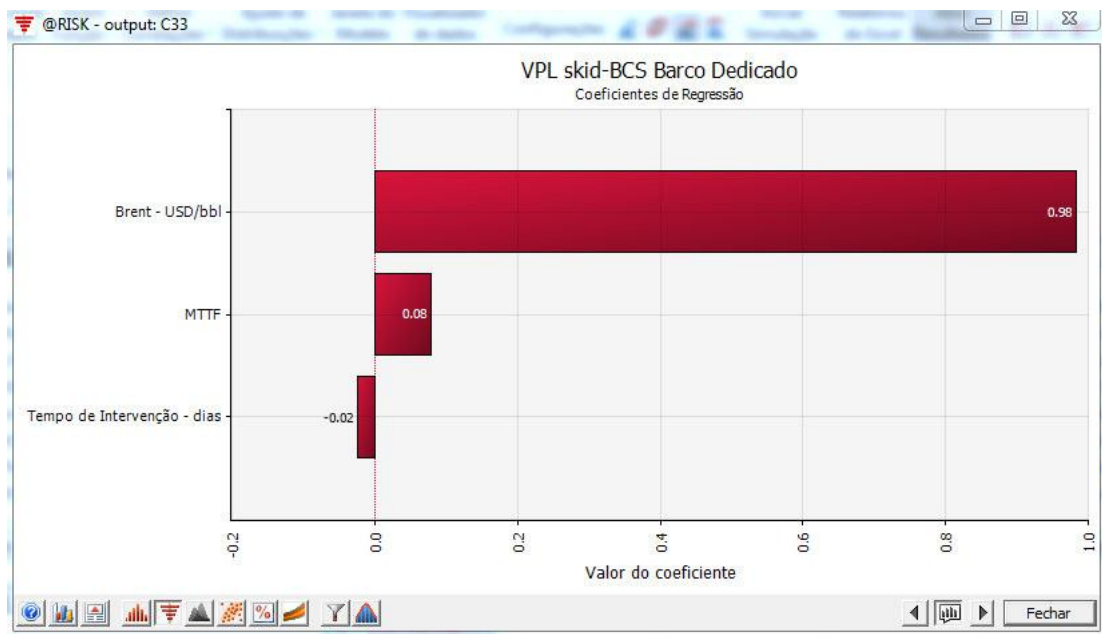


Figura 6.42: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 1.

A Figura 6.41 e Figura 6.42 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.

Assim como no caso padrão de *skid*-BCS, neste caso extra com embarcação dedicada, o preço do Brent foi a variável que mais impactou no VPL do projeto, de forma muito mais significativa do que o MTTF. Neste caso o MTTF teve uma contribuição mínima se comparada com o Brent, isto pode ser explicado pelo fato de os custos com diária da embarcação já estarem embutidos no OPEX do projeto, uma vez que esta embarcação faz parte da logística de operações do projeto e é um custo fixo.

Assim como acontece nos projetos que utilizam BCSS e *skid*-BCS sem o barco dedicado, o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.43), mas neste caso, como esta é a variável que contribui de forma muito significativa para o resultado, a dispersão dos pontos calculados é mínima, deixando muito clara a linearidade da correlação entre VPL e Brent.



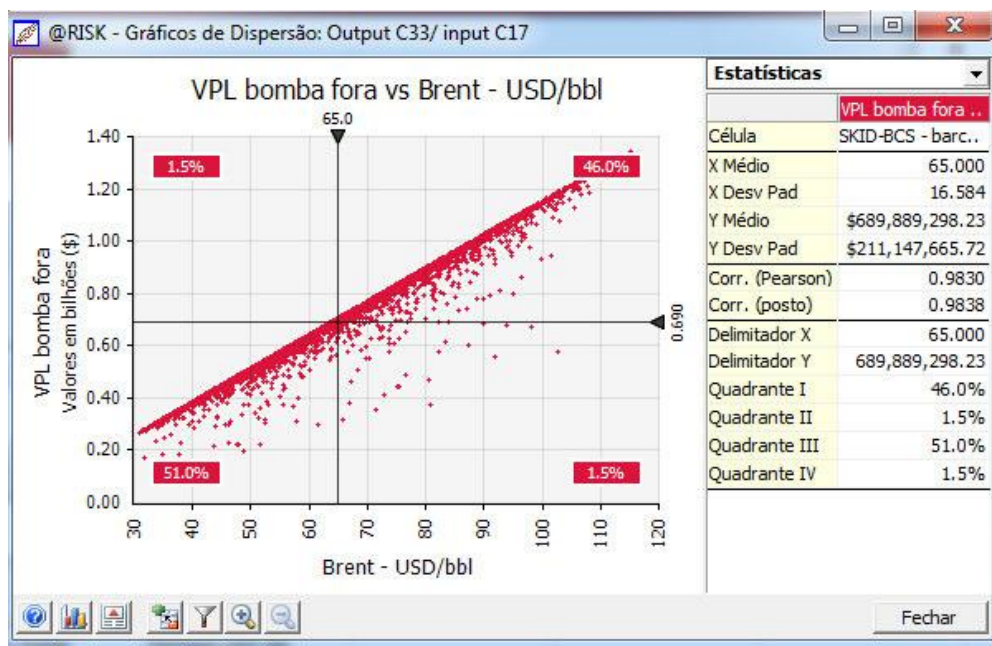


Figura 6.43: Correlação VPL x Brent – skid-BCS com barco dedicado – Caso 1.

Para este caso, com embarcação dedicada, o VPL é menos sensível à variação no MTTF. A Figura 6.44 mostra para que não há correlação clara entre VPL e MTTF, com amostras dispersas no gráfico. O motivo, como apontado anteriormente, é o fato de que os custos que anteriormente eram associados ao MTTF, como Custo da Intervenção (dependente principalmente do custo da embarcação) e TAE estão inseridos no OPEX do projeto.

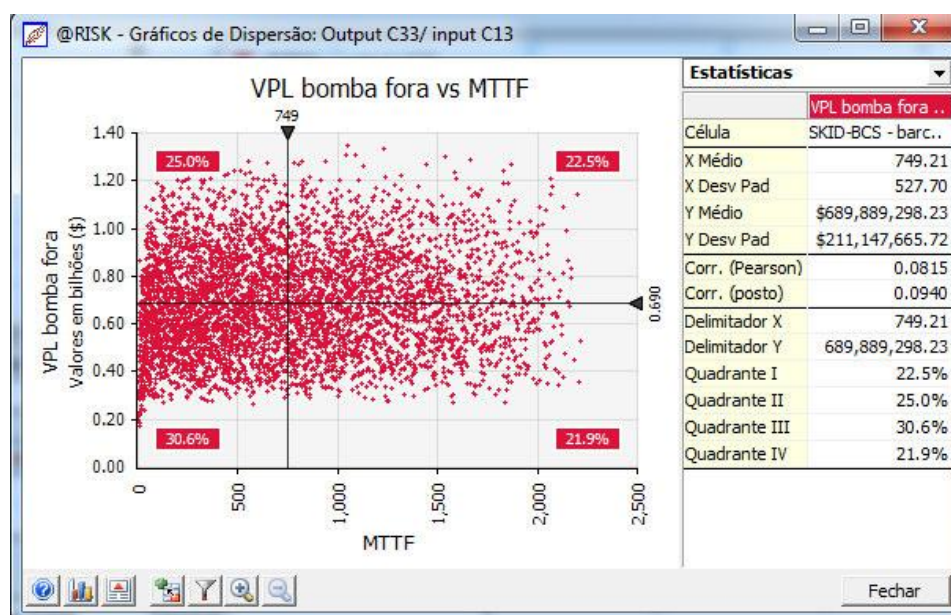


Figura 6.44: Correlação VPL x MTTF – skid-BCS com barco dedicado – Caso 1.

#### 6.3.1.5 Conclusões do Estudo de Caso 1

Neste estudo de caso foram executadas as três etapas descritas na metodologia:

Análise das curvas de produção dos projetos com sistema de elevação artificial instalado no leito marinho (*skid*-BCS) ou dentro do poço produtor (BCSS) no que diz respeito aos limites de Fração de Gás Livre (FGL) na sucção da bomba: a análise de ambos os projetos não previu problemas de fluxo relacionados a Fração de Gás Livre e ambos os sistemas podem ser considerados aplicáveis tecnicamente para o campo em estudo.

Foi executada então, para ambos os projetos, uma análise econômica determinística que analisou 32 cenários diferentes, onde as variáveis que compõem o VPL dos projetos são combinadas e quando uma delas é variada as demais permanecem constantes.

Esta análise determinística concluiu que, para a maioria dos cenários em estudo, o projeto que considera a instalação do sistema de bombeio no leito marinho (*skid*-BCS) é mais vantajoso financeiramente e que este sistema traz o menor risco, pois é menos sensível à mudança nas variáveis. Também foi possível concluir que a variável que mais impacta no VPL é o preço do Brent, visto que este é o que determina o preço de venda do petróleo produzido.

A análise determinística também mostrou a superioridade do retorno no VPL alcançada pelo projeto com *skid*-BCS que possui uma embarcação PLSV dedicada à logística de produção. Isto mostra que o custo diário superior, visto que a embarcação mais robusta, que é capaz de trocar o sistema *skid*-BCS falhado, faz parte do OPEX, é justificado pela redução dos custos de intervenção, uma vez que não há necessidade de aguardar a disponibilidade de uma embarcação para intervenção, o que pode levar a perdas significativas de produção e, conseqüentemente, de receita.

A terceira etapa de análises, prevista na metodologia, é a análise probabilística, que utiliza o software @risk para realizar uma análise de risco do projeto através de 5.000 simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis foram combinadas respeitando uma distribuição probabilística previamente estabelecida para cada uma das variáveis.

Corroborando o resultado da análise determinística, a análise probabilística também verificou um menor risco associado ao projeto que utiliza *skid*-BCS e ainda menor no projeto *skid*-BCS com barco dedicado frente ao projeto que utiliza BCSS. Para

o projeto com sistema de bombeio por BCSS há uma maior probabilidade de VPL negativo e isso é devido ao grande impacto que o MTTF causa neste projeto, uma vez que o custo de um *heavy workover* é muito significativo, tanto devido à perda de produção, devido ao tempo de intervenção e tempo aguardando sonda (TAE), quanto à taxa diária de operação de uma sonda.

Os estudos de caso tem a função de aplicar a metodologia proposta. Eles simulam a utilização que a metodologia terá em uma aplicação real. Para o estudo de caso 1, as etapas de análise realizadas sugerem que o projeto que tem o menor risco econômico associado e a maior probabilidade de maior retorno financeiro é o projeto que utiliza o método de elevação artificial por *skid*-BCS e que possui em sua logística de operações uma embarcação PLSV dedicada que servirá tanto para apoio à operação de produção quanto para a troca do sistema de bombeio quando este vier a falhar.

### **6.3.2 Estudo de Caso 2**

Utilizando as vazões iniciais de 11505,18 bbl/dia, para BCSS e 9052,73 bbl/dia, para *skid*-BCS, fornecidas pelo *Pipesim* e considerando a premissa de que a produção acumulada do projeto com *skid*-BCS é 10% menor do que a produção acumulada do projeto com BCSS, foram geradas as curvas de produção, apresentadas na Tabela 6.32 e Tabela 6.33 e na Figura 6.45 com a produção média anual em barris por dia de óleo para o período de 20 anos.

Para o Caso 2 foi adotado o mesmo perfil de RGL que para o Caso 1.



Tabela 6.32: Curva de Produção – BCSS – Caso 2.

| Ano | Vazão diária de Óleo - BCSS | Vazão diária de Água - BCSS | Vazão diária de Gás - BCSS | Pressão de Fundo de Poço |
|-----|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|
|     | bbl/d                       | bbl/d                       | ft3/d                      | psi                      |
| 1   | 11.505,18                   | -                           | 2.226,10                   | 2.646,80                 |
| 2   | 11.160,02                   | -                           | 2.159,32                   | 2.329,18                 |
| 3   | 10.825,22                   | 108,25                      | 2.094,54                   | 2.142,85                 |
| 4   | 10.500,47                   | 210,01                      | 2.031,70                   | 2.035,70                 |
| 5   | 9.975,44                    | 299,26                      | 1.949,42                   | 1.974,63                 |
| 6   | 9.476,67                    | 379,07                      | 1.870,47                   | 1.935,14                 |
| 7   | 8.718,54                    | 435,93                      | 1.738,04                   | 1.896,44                 |
| 8   | 8.021,05                    | 481,26                      | 1.614,99                   | 1.877,47                 |
| 9   | 7.218,95                    | 505,33                      | 1.468,02                   | 1.858,70                 |
| 10  | 6.280,49                    | 502,44                      | 1.289,95                   | 1.840,11                 |
| 11  | 5.464,02                    | 1.092,80                    | 1.133,48                   | 1.821,71                 |
| 12  | 4.753,70                    | 1.188,42                    | 995,99                     | 1.803,49                 |
| 13  | 3.993,11                    | 1.197,93                    | 845,00                     | 1.785,46                 |
| 14  | 3.354,21                    | 1.375,23                    | 716,90                     | 1.767,60                 |
| 15  | 2.817,54                    | 1.211,54                    | 608,21                     | 1.749,93                 |
| 16  | 2.451,26                    | 1.103,07                    | 534,44                     | 1.732,43                 |
| 17  | 2.132,59                    | 980,99                      | 469,61                     | 1.715,10                 |
| 18  | 1.855,36                    | 872,02                      | 412,65                     | 1.697,95                 |
| 19  | 1.614,16                    | 790,94                      | 362,59                     | 1.680,97                 |
| 20  | 1.404,32                    | 702,16                      | 318,61                     | 1.664,16                 |

Tabela 6.33: Curva de Produção – skid-BCS – Caso 2.

| Ano | Vazão diária de Óleo - skid-BCS | Vazão diária de Água - skid-BCS | Vazão diária de Gás - skid-BCS | Pressão de Fundo de Poço |
|-----|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
|     | bbl/d                           | bbl/d                           | ft3/d                          | psi                      |
| 1   | 9.052,73                        | -                               | 1.751,59                       | 2.646,80                 |
| 2   | 8.962,20                        | -                               | 1.734,07                       | 2.329,18                 |
| 3   | 8.872,58                        | 88,73                           | 1.716,73                       | 2.142,85                 |
| 4   | 8.606,40                        | 172,13                          | 1.665,23                       | 2.035,70                 |
| 5   | 8.348,21                        | 250,45                          | 1.631,42                       | 1.974,63                 |
| 6   | 7.763,84                        | 310,55                          | 1.532,40                       | 1.935,14                 |
| 7   | 7.220,37                        | 361,02                          | 1.439,38                       | 1.896,44                 |
| 8   | 6.714,94                        | 402,90                          | 1.352,01                       | 1.877,47                 |
| 9   | 6.244,90                        | 437,14                          | 1.269,94                       | 1.858,70                 |
| 10  | 5.620,41                        | 449,63                          | 1.154,38                       | 1.840,11                 |
| 11  | 5.058,37                        | 1.011,67                        | 1.049,33                       | 1.821,71                 |
| 12  | 4.552,53                        | 1.138,13                        | 953,84                         | 1.803,49                 |
| 13  | 4.097,28                        | 1.229,18                        | 867,04                         | 1.785,46                 |
| 14  | 3.687,55                        | 1.511,89                        | 788,14                         | 1.767,60                 |
| 15  | 3.318,79                        | 1.427,08                        | 716,42                         | 1.749,93                 |
| 16  | 3.086,48                        | 1.388,92                        | 672,93                         | 1.732,43                 |
| 17  | 2.870,42                        | 1.320,40                        | 632,09                         | 1.715,10                 |
| 18  | 2.726,90                        | 1.281,64                        | 606,49                         | 1.697,95                 |
| 19  | 2.590,56                        | 1.269,37                        | 581,92                         | 1.680,97                 |
| 20  | 2.461,03                        | 1.230,52                        | 558,36                         | 1.664,16                 |

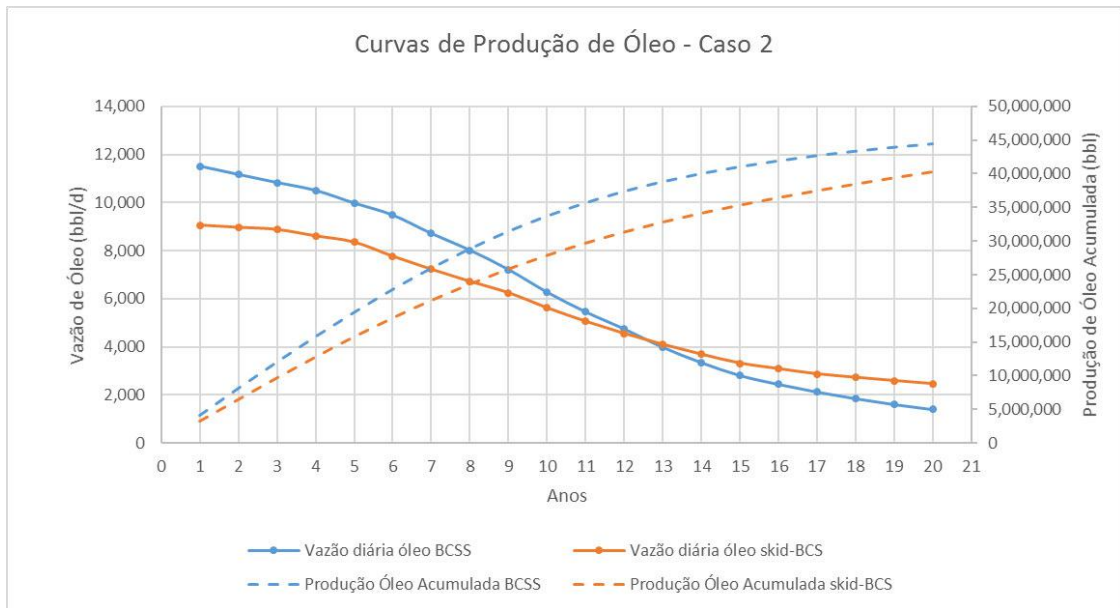


Figura 6.45: Curvas de Produção de Óleo - Caso 2

A Figura 6.46 mostra um comparativo das curvas de produção acumulada do Caso 2 com as curvas de produção do Caso 1. A premissa para a elaboração da curva de produção do Caso 1 era que a produção acumulada de ambos os sistemas fosse igual. As produções acumuladas dos sistemas BCSS e *skid*-BCS do Caso 2 são diferentes, com o *skid*-BCS apresentando uma produção acumulada 10% inferior ao BCSS.

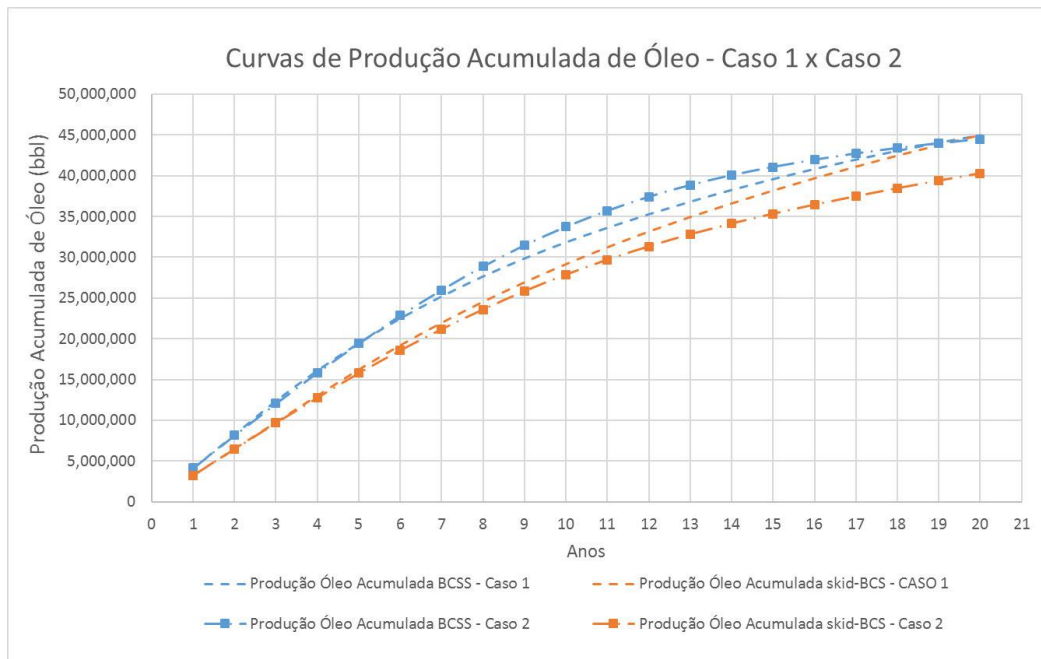


Figura 6.46: Comparação das Curvas de Produção Acumulada dos Casos 1 e 2.

### 6.3.2.1 Limitação Técnica: Máxima FGL manuseável pelo sistema de bombeio

Conforme abordado no item 3.5.1 e no Estudo de Caso 1, a primeira etapa de análise proposta na metodologia diz respeito à limitação técnica devido à FGL.

Para o Caso 2, a operação de ambos os projetos não prevêem operação instável do sistema de bombeio devido à FGL, conforme Figura 6.47 e na Figura 6.48.

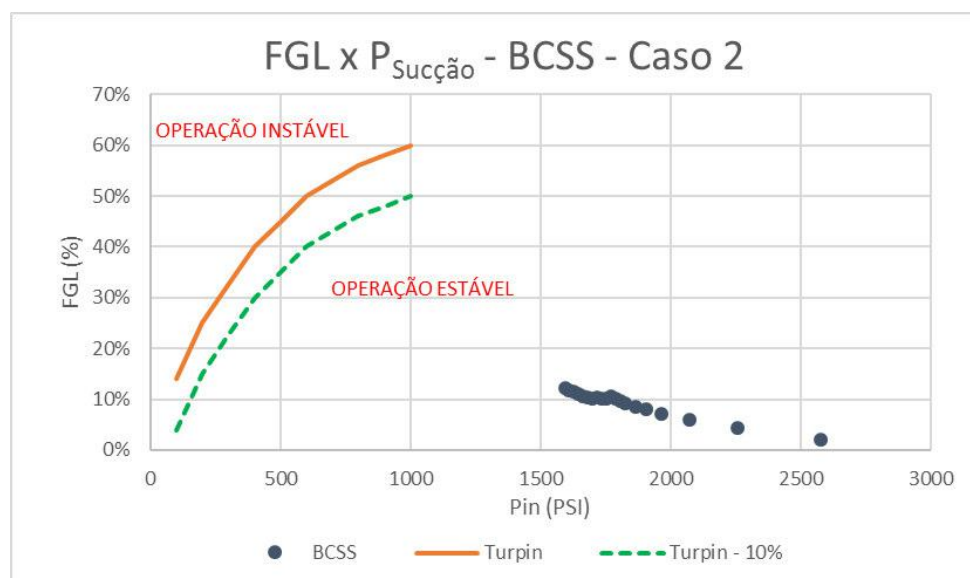


Figura 6.47: Limitação Técnica por Máxima FGL – BCSS – Caso 2.

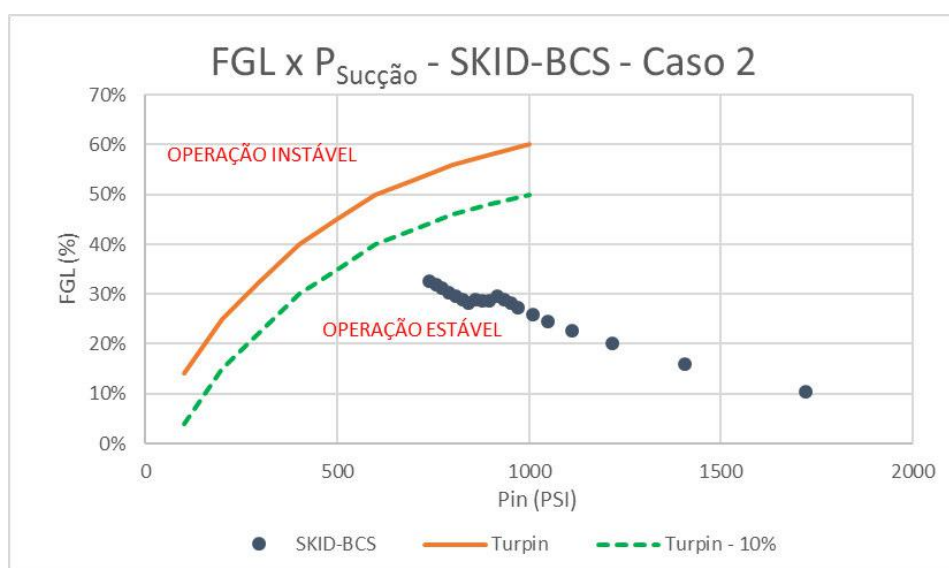


Figura 6.48: Limitação Técnica por Máxima FGL – skid-BCS – Caso 2.

Visto que os dois projetos são mutualmente excludentes, serão realizadas a seguir as demais etapas da metodologia proposta.

#### 6.3.2.2 Cálculo VPL - Cenário Base – Caso 2

Utilizando os mesmos valores da Tabela 6.13 e

Tabela 6.14 do Caso 1 e somente alterando as curvas de produção de óleo, foi gerado um cenário base para o Caso 2, apresentado na Figura 6.49.

A comparação entre os valores obtidos no cenário Base do Caso 1 e do Caso 2 são apresentados na Figura 6.49. Como é possível observar, no Caso 1, como a produção acumulada é igual, mas os custos gerais de operação do *skid-BCS* são menores, este sistema prove um VPL 8% maior do que o projeto com *skid-BCS*, mesmo que a produção inicial do projeto seja menor.

No caso 2, para o cenário base, o VPL dos dois projetos é muito parecido, sendo o *skid-BCS* com retorno financeiro 0,4% menor que o projeto com BCSS. Esta diferença, frente ao Caso 1, se dá devido à diferença de 10% na produção acumulada dos projetos BCSS e *skid-BCS*, conforme abordado no item anterior.

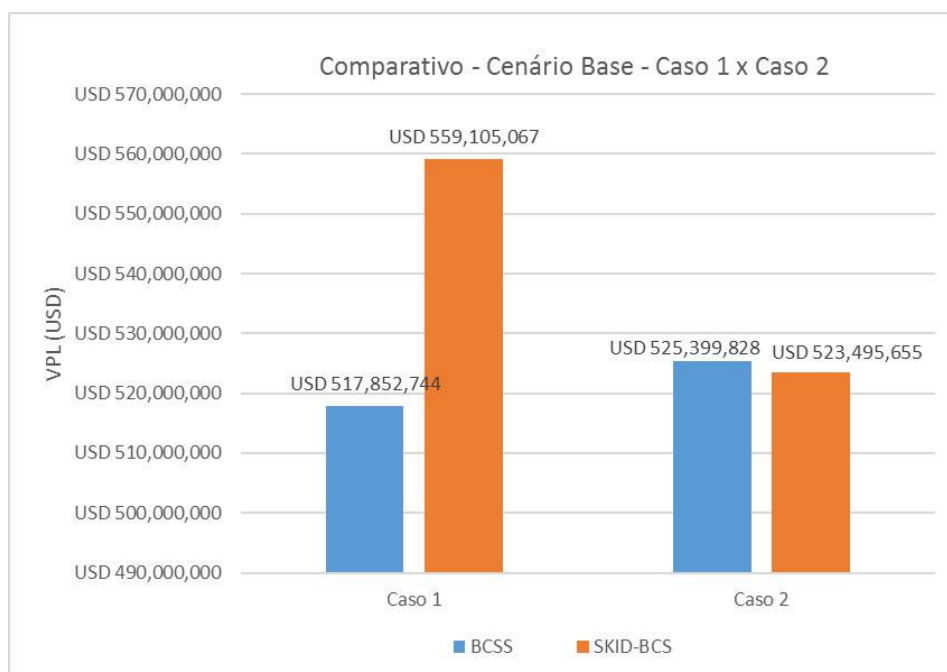


Figura 6.49: Comparativo VPL – Cenário Base – Caso 1 x Caso 2.

Conforme apontado anteriormente, as variáveis que impactam de forma significativa no VPL do projeto possuem incertezas muito grandes associadas. Portanto, foram geradas análises de risco para uma melhor avaliação dos projetos propostos.

### 6.3.2.3 Análise determinística

Assim como no Caso 1, a análise de risco determinística foi realizada de maneira a avaliar 32 cenários diferentes onde as variáveis apresentadas na Tabela 6.9 são combinadas e quando uma delas é variada as demais permanecem constantes. Os VPLs gerados para cada um destes cenários são comparados para identificar qual posicionamento gera o maior retorno financeiro, com BCSS instalada dentro do poço ou com o sistema de bombeio instalado fora do poço em um *skid*-BCS. Além disso, de forma a auxiliar a análise, ao lado de alguns gráficos de resultado do Caso 2, é apresentado o gráfico de resultado do Caso 1, para uma análise comparativa.

A seguir são apresentados os resultados da análise de risco determinística.

#### 6.3.2.3.1 Tempo Médio entre Falhas do Sistema de Bombeio (MTTF)

Os cenários de MTTF considerados para o cálculo do VPL dos dois tipos de sistema são iguais. Os resultados são apresentados na Tabela 6.34 e Figura 6.50.

Tabela 6.34: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 2.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: MTTF (anos) | BCSS              | SKID-BCS          | VPL SKID-BCS sobre BCSS |
|------|----------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL     | 4,00              | 4,00              | -10,4%                  |
|      |                      | VPL (USD)             | \$ 606.208.334,86 | \$ 543.197.293,04 |                         |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL     | 3,00              | 3,00              | -7%                     |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 577.171.670,68 | \$ 536.483.951,43 |                         |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL     | 2,00              | 2,00              | -0,4%                   |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 525.399.827,89 | \$ 523.495.655,44 |                         |
| 4    | caso intermediário 3 | VALOR DA VARIÁVEL     | 1,00              | 1,00              | 19,8%                   |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 407.012.041,68 | \$ 487.715.397,73 |                         |
| 5    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL     | 0,5               | 0,5               | 62,3%                   |
|      |                      | VPL                   | \$ 263.603.363,44 | \$ 427.877.322,19 |                         |



Figura 6.50: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 2.

Como podemos observar na Tabela 6.34 e Figura 6.50, conforme o MTTF aumenta, para cenários melhores, é mais vantajoso que o sistema de bombeio seja posicionado dentro do poço (BCSS), visto que este sistema tem um maior potencial de retorno financeiro devido à produção antecipada. Porém, a Figura 6.50 demonstra que o sistema com BCSS é muito mais sensível ao MTTF do que o sistema instalado fora do poço, devido ao seu maior custo de intervenção. Enquanto no caso mais otimista, com MTTF de 4 anos, a BCSS traz um VPL 10,4% superior ao *skid*-BCS, em um cenário intermediário, com MTTF de 2 anos, que é a média de taxa de falha mundial, ambos os sistemas possuem um VPL muito próximo. Caso consideremos um caso com a bomba falhando a cada 6 meses, o *skid*-BCS supera a BCSS em 62.3%.

A Figura 6.50 mostra também, que, comparativamente ao Caso 1, onde o *skid*-BCS era a melhor opção para a maioria dos casos, no Caso 2 a comparação entre os dois projetos não é tão clara. Esta análise determinística não fornece ao analista um resultado quantitativo adequado para tomada da decisão sobre qual projeto é mais vantajoso financeiramente.

#### 6.3.2.3.2 Preço de Venda do Óleo Produzido - Brent

Foram escolhidos 5 cenários de preços de Brent para cálculo do VPL, mantendo-se as demais variáveis constantes. Os resultados são apresentados Tabela 6.35 e na Figura 6.51.

Tabela 6.35: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 2.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: PREÇO BRENT (USD/barril) | BCSS              | SKID-BCS          | VPL SKID-BCS sobre BCSS |
|------|----------------------|------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                  | 100,00            | 100,00            | 0,9%                    |
|      |                      | VPL                                | \$ 966.215.138,69 | \$972.184.001,30  |                         |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 80,00             | 80,00             | 0,3%                    |
|      |                      | VPL                                | \$ 745.807.483,29 | \$ 747.839.828,37 |                         |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 60,00             | 60,00             | -0,4%                   |
|      |                      | VPL                                | \$ 525.399.827,89 | \$ 523.495.655,44 |                         |
| 4    | caso intermediário 3 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 40,00             | 40,00             | -1.9%                   |
|      |                      | VPL                                | \$ 304.992.172,49 | \$ 299.151.482,51 |                         |
| 5    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL                  | 30                | 30                | -4%                     |
|      |                      | VPL                                | \$ 194.788.344,79 | \$ 186.979.396,04 |                         |



Figura 6.51: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 2.



Como podemos observar pela inclinação das curvas de VPL na Figura 6.51, o VPL do projeto tem uma forte dependência do valor do Brent, como já era esperado. O uso de *Skid-BCSS* foi ligeiramente mais vantajoso que o uso da BCSS nos cenários de Brent a USD 100/bbl e USD 80/bbl. Para os demais três casos, é mais vantajoso posicionar o sistema de bombeio no poço.

As curvas da Figura 6.51, trazem também uma informação importante sobre a sensibilidade a este parâmetro. O preço do Brent é a variável mais sensível estudada e causa uma variação de mais de 5 vezes no retorno do projeto, variando o VPL da ordem de USD 200 milhões no caso que considera o preço do Brent USD30/bbl, para até aproximadamente de USD 1 bilhão, em cenários de Brent a USD 100/bbl.

Para a análise determinística baseada no valor do Brent, conseguimos ver também a diferença entre os casos 1 e 2. No caso 2 não há uma indicação clara de qual o melhor projeto em termos financeiros: BCSS ou *skid-BCS*.

#### 6.3.2.3.3 Tempo Aguardando Embarcação/Sonda para Intervenção (TAE)

Foram gerados 4 cenários de cálculo de VPL conforme apresentado na Tabela 6.36, Figura 6.52 e Figura 6.53. Ambas as figuras trazem a mesma informação. Porém, como os tempos considerados em cada cenário diferem do caso BCSS para o caso *skid-BCS*, conforme justificativa apresentada no item 6.3.1.4.3, para facilitar a visualização será apresentado um gráfico na Figura 6.53 onde o eixo horizontal apresenta o caso considerado, e não o valor da variável conforme a Figura 6.52.

Tabela 6.36: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 2.

| CASO | CENÁRIO                    | VARIÁVEL: TAE (dias) | BCSS             | SKID-BCS         | VPL SKID-BCS sobre BCSS |                                               |
|------|----------------------------|----------------------|------------------|------------------|-------------------------|-----------------------------------------------|
| 1    | melhor caso                | VALOR DA VARIÁVEL    | 90,00            | 30,00            | -5%                     |                                               |
|      |                            | VPL                  | \$561.876.304,96 | \$533.272.282,56 |                         |                                               |
| 2    | caso intermediário         | VALOR DA VARIÁVEL    | 160,00           | 45,00            | -0,4%                   |                                               |
|      |                            | VPL                  | \$525.399.827,89 | \$523.495.655,44 |                         |                                               |
| 3    | pior caso                  | VALOR DA VARIÁVEL    | 360,00           | 60,00            | 15.3%                   |                                               |
|      |                            | VPL                  | \$446.031.775,25 | \$514.087.494,17 |                         |                                               |
| 4    | Caso extra - PLSV dedicado | VALOR DA VARIÁVEL    |                  | -                | 12.7%                   | Em relação ao VPL <i>Skid-BCS</i> melhor caso |
|      |                            | VPL                  |                  | \$600.891.200,91 | 6.9%                    | Em relação ao VPL BCSS melhor caso            |



Figura 6.52: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 1 – Caso 2.

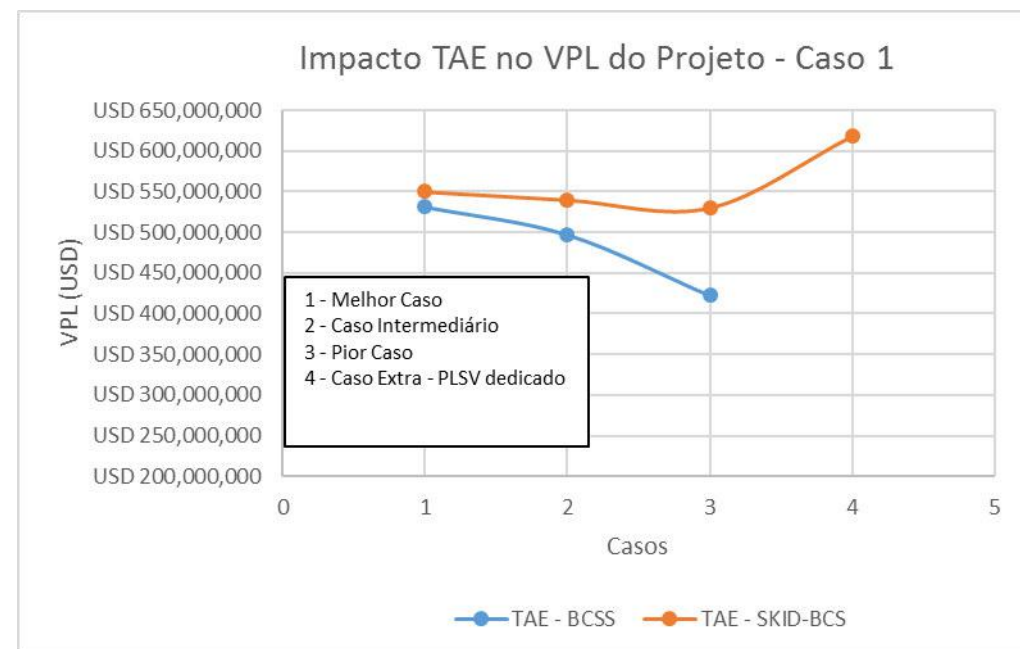
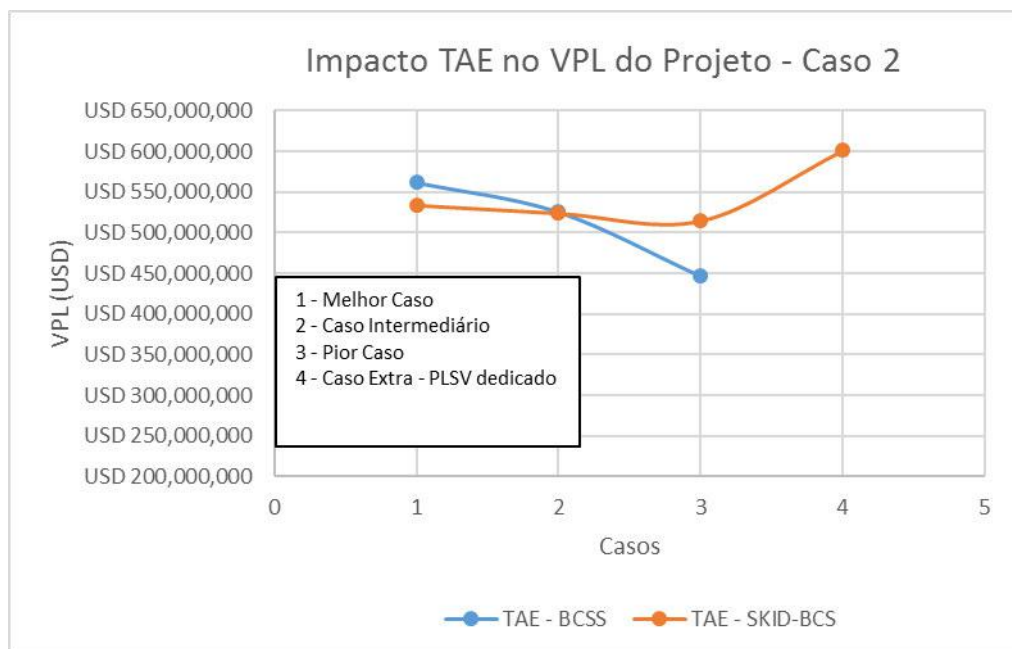


Figura 6.53: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – versão 2 – Caso 2.

Podemos observar que para o caso *skid*-BCS, não há uma sensibilidade tão grande quando é variado o TAE. Caso seja feita uma comparação entre o melhor caso (30 dias – VPL: USD 514mi) e o pior caso (60 dias – VPL:USD 533mi), a diferença é de somente 4%.

Porém, como esperado, o caso que utiliza BCSS, há uma variação muito significativa entre os casos. Caso seja feita uma comparação entre o melhor caso (90 dias – VPL: USD 561mi) e o pior caso (360 dias – VPL:USD 446mil), a diferença é de 26%. Isto é explicado pelo tempo aguardando sonda ser muito superior ao tempo aguardando uma embarcação do tipo PLSV.

A análise mostra que o projeto com *skid*-BCS é mais vantajoso para os piores casos. E que o melhor caso de todos é a utilização *skid*-BCS com uma embarcação dedicada ao projeto de produção que seja capaz de também realizar a troca do *skid*-BCS, pois, apesar de aumentar o OPEX, diminui o custo de intervenção de forma que esta opção seja mais vantajosa.

#### 6.3.2.3.4 Custo diário da Intervenção

Foram gerados 4 cenários de cálculo de VPL conforme apresentado na Tabela 6.37, Figura 6.54 e Figura 6.55. Ambas as figuras trazem a mesma informação. Porém, como os tempos considerados em cada cenário diferem do caso BCSS para o caso *skid*-BCS, conforme justificativa apresentada no item 6.3.1.4.4, para facilitar a visualização será apresentado um gráfico na Figura 6.55 onde o eixo horizontal apresenta o caso considerado, e não o valor da variável conforme a Figura 6.54.

Tabela 6.37: Impacto da variação do custo de intervenção no VPL do projeto – Caso 2.

| CASO | CENÁRIO                  | VARIÁVEL: Custo Intervenção (USD/dia) | BCSS              | SKID-BCS         | VPL SKID-BCS sobre BCSS |                                        |
|------|--------------------------|---------------------------------------|-------------------|------------------|-------------------------|----------------------------------------|
| 1    | melhor caso              | VALOR DA VARIÁVEL                     | 300.000,00        | 200.000,00       |                         |                                        |
|      |                          | VPL                                   | \$ 544.024.534,54 | \$525.859.068,69 | -3,3%                   |                                        |
| 2    | caso intermediário 1     | VALOR DA VARIÁVEL                     | 500.000,00        | 350.000,00       |                         |                                        |
|      |                          | VPL                                   | \$525.399.827,89  | \$523.495.655,44 | -0,4%                   |                                        |
| 3    | caso intermediário 2     | VALOR DA VARIÁVEL                     | 1.000.000,00      | 500.000,00       |                         |                                        |
|      |                          | VPL                                   | \$ 478.838.061,26 | \$521.132.242,19 | 8,8%                    |                                        |
| 4    | Caso extra-PLSV dedicado | VALOR DA VARIÁVEL                     |                   | 0,00             | 14,3%                   | Em relação ao VPL Skid-BCS melhor caso |
|      |                          | VPL                                   |                   | \$600.891.200,91 | 10,5%                   | Em relação ao VPL BCSS melhor caso     |

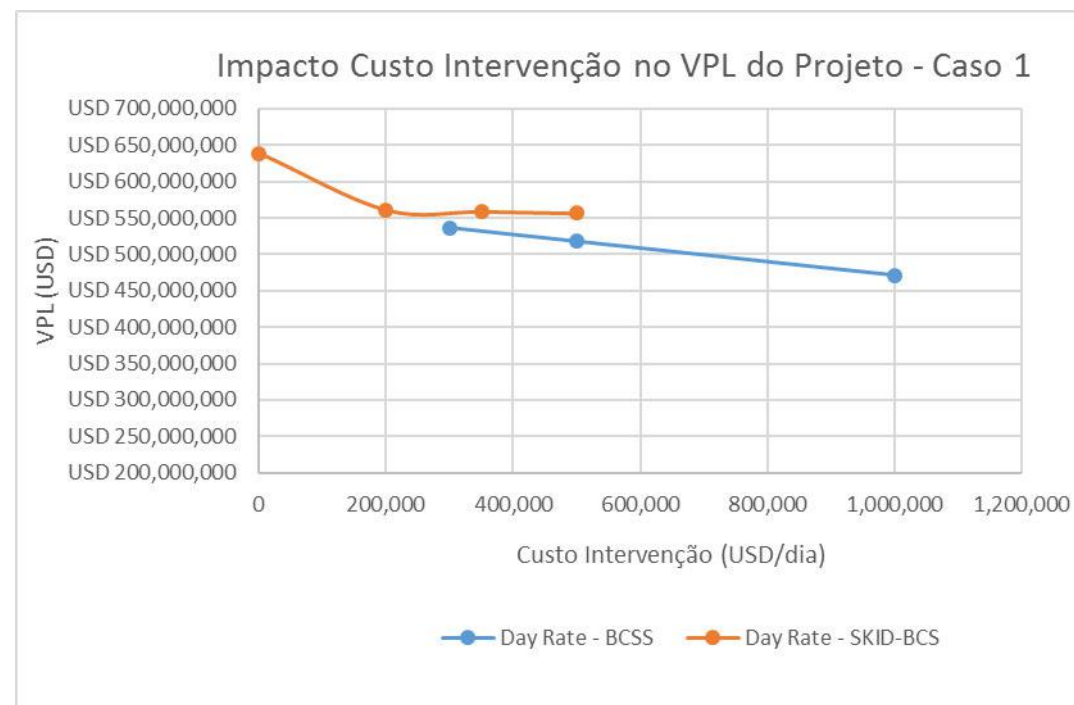
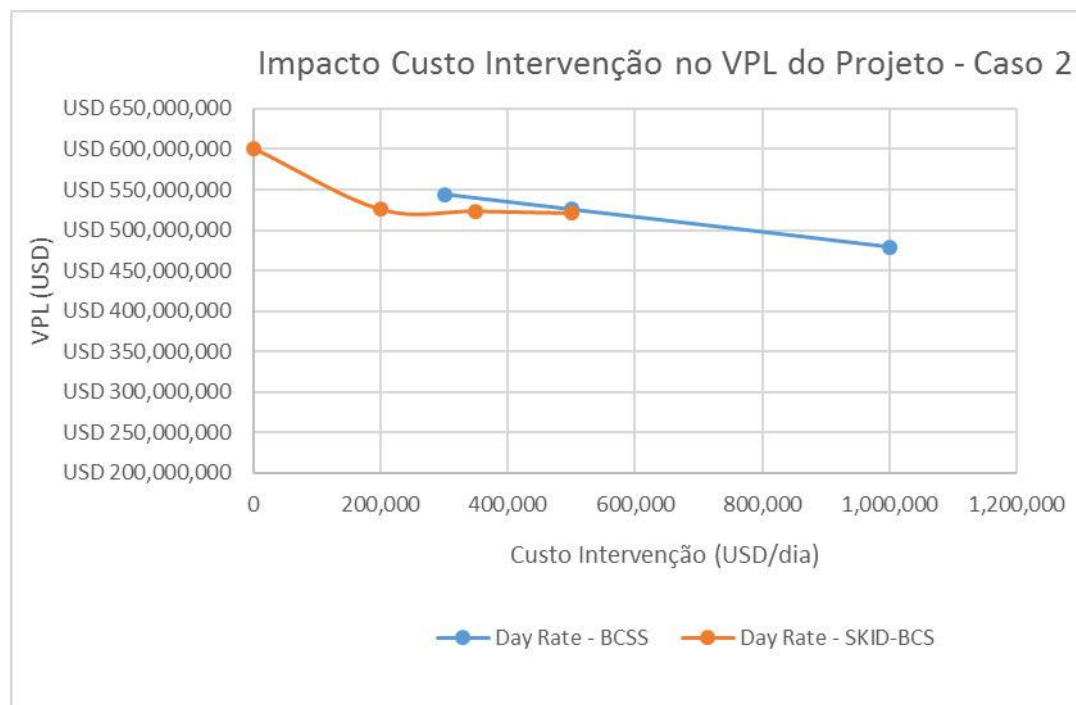


Figura 6.54: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 2.

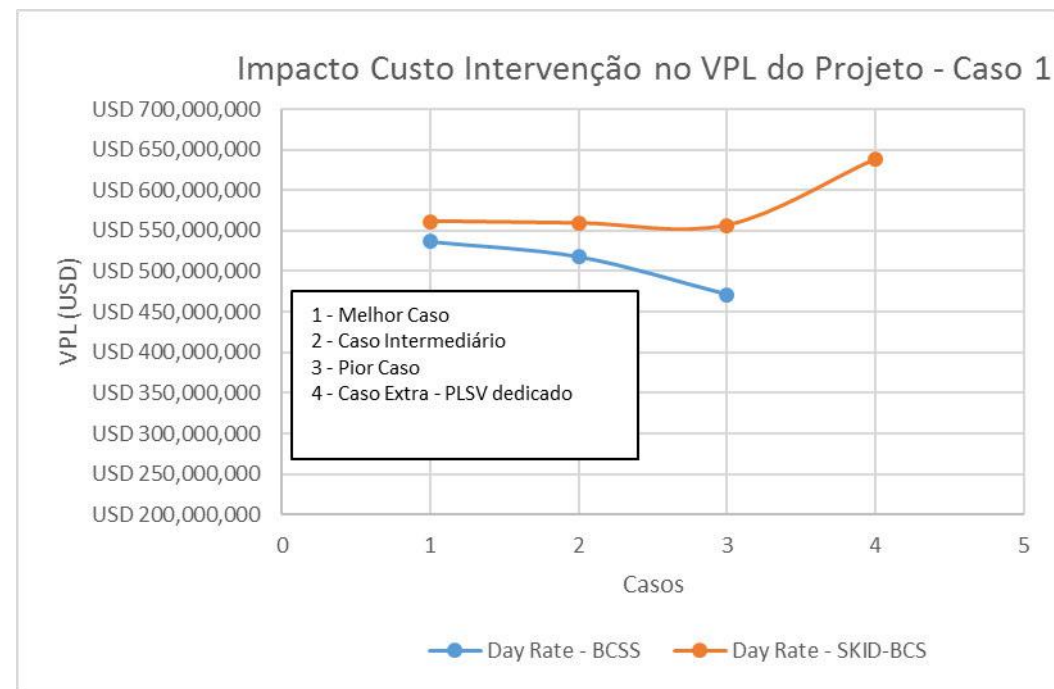
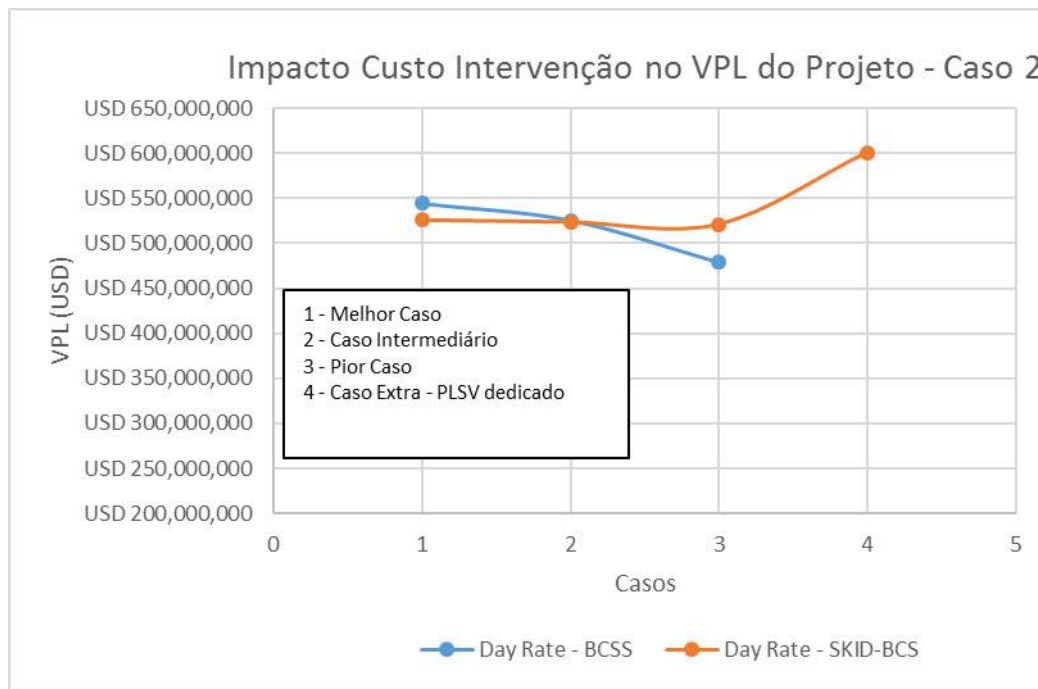


Figura 6.55: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 2.

Assim como ocorrido na análise anterior, do Tempo Aguardando Embarcação (TAE) para intervenção, o projeto com *skid*-BCS é mais vantajoso para os piores casos. O melhor caso de todos, porém, é a utilização *skid*-BCS com uma embarcação dedicada ao projeto de produção que seja capaz de também realizar a troca do *skid*-BCS, pois, apesar de aumentar o OPEX, diminui o custo de intervenção de forma que esta opção seja mais vantajosa.

A diferença de resultado entre *skid*-BCS e BCSS é maior para casos mais pessimistas, com custos de intervenção mais altos. Novamente isto acontece, pois, o projeto com BCSS é mais sensível ao custo de intervenção, uma vez que o *Heavy Workover* é mais caro, devido aos custos serem maiores e ao tempo de intervenção ser maior.

#### 6.3.2.3.5 Tempo de Intervenção

Foram gerados 4 cenários de cálculo de VPL conforme apresentado na Tabela 6.38, Figura 6.56 e Figura 6.57. Ambas as figuras trazem a mesma informação. Porém, como os tempos considerados em cada cenário diferem do caso BCSS para o caso *skid*-BCS, conforme justificativa apresentada no item 6.3.1.4.5, para facilitar a visualização será apresentado um gráfico na Figura 6.57 onde o eixo horizontal apresenta o caso considerado, e não o valor da variável conforme a Figura 6.56.

Tabela 6.38: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: Tempo de Intervenção (dias) | BCSS              | SKID-BCS          | VPL SKID-BCS sobre BCSS |
|------|----------------------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                     | 30.00             | 3.00              |                         |
|      |                      | VPL                                   | \$ 545,170,887.93 | \$ 528,188,769.38 | -3.1%                   |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 45.00             | 5.00              |                         |
|      |                      | VPL                                   | \$ 521,193,584.16 | \$ 525,056,015.54 | 0.7%                    |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 52.00             | 10.00             |                         |
|      |                      | VPL                                   | \$ 510,265,499.50 | \$ 517,293,969.41 | 1.4%                    |
| 4    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL                     | 100.00            | 20.00             |                         |
|      |                      | VPL                                   | \$ 439,493,141.70 | \$ 502,062,784.54 | 14.2%                   |

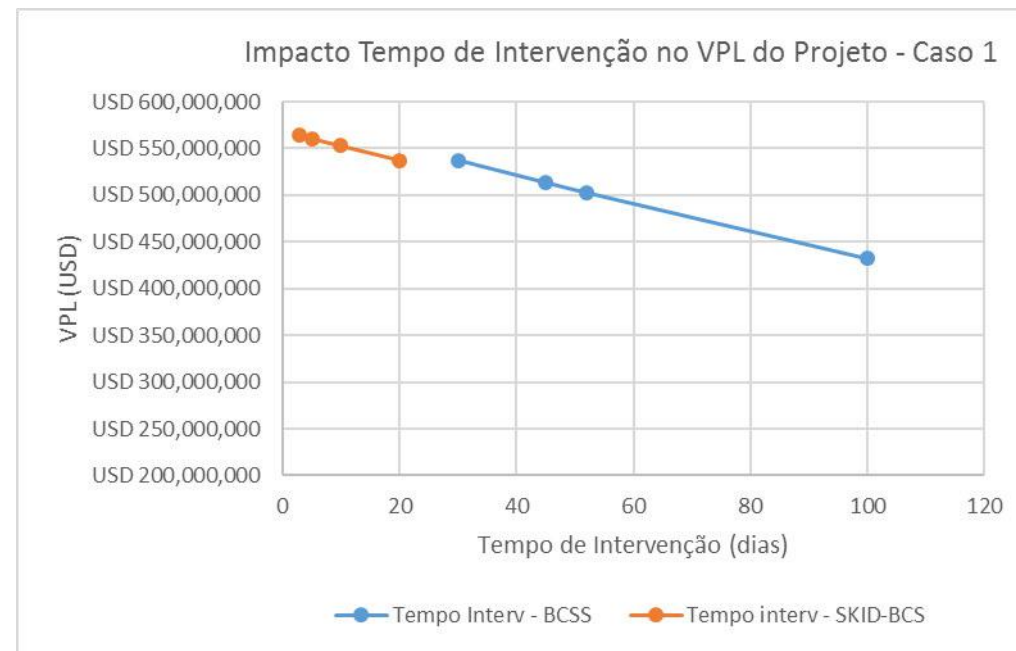
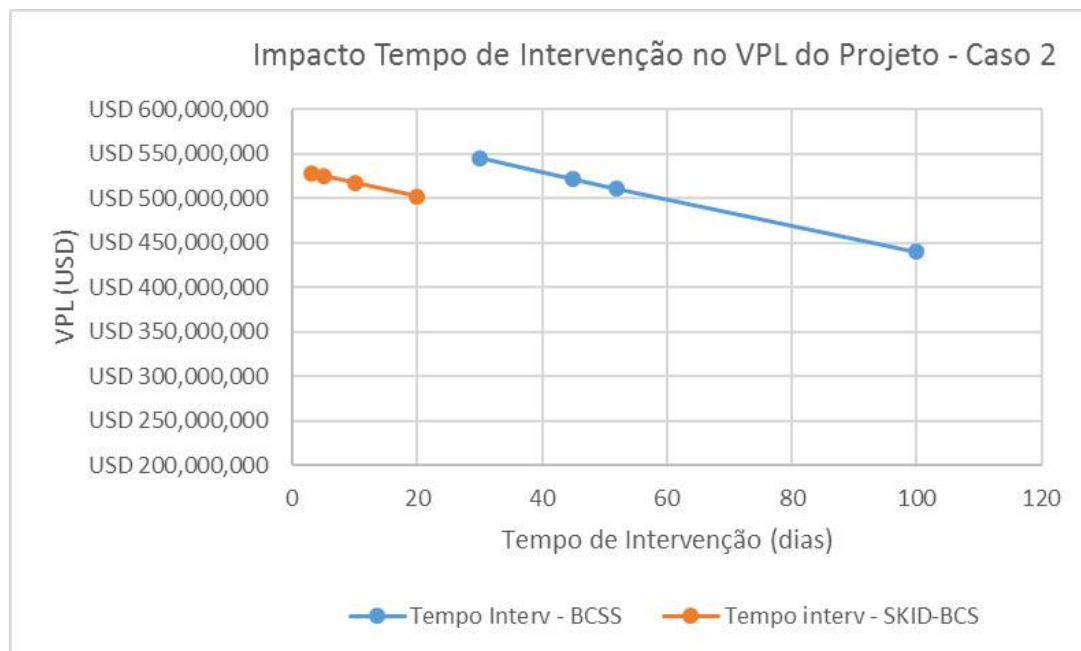


Figura 6.56: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 1 – Caso 2.



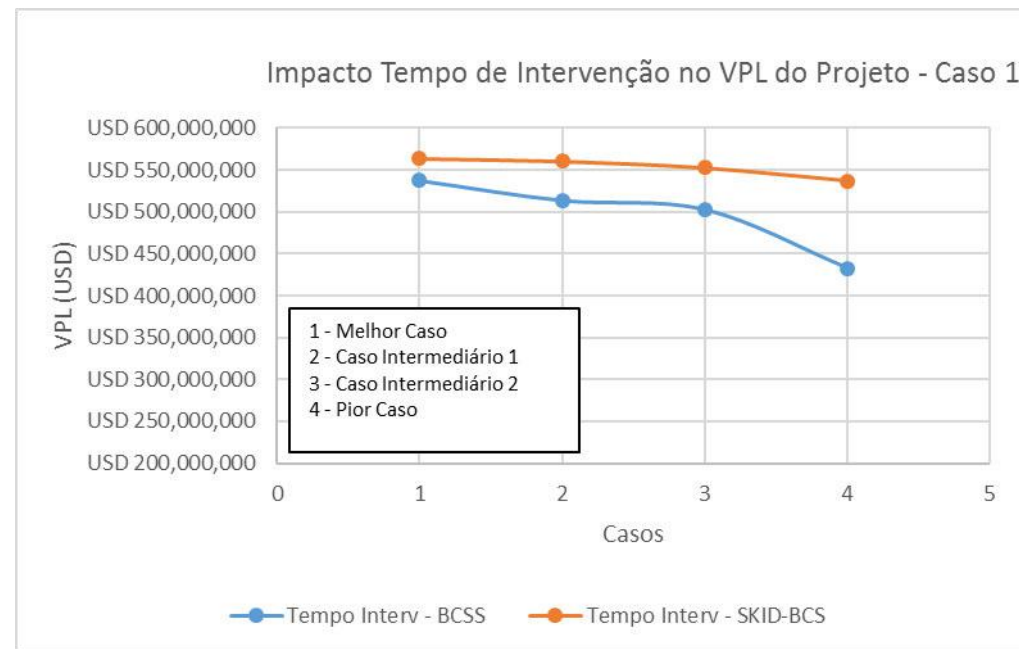
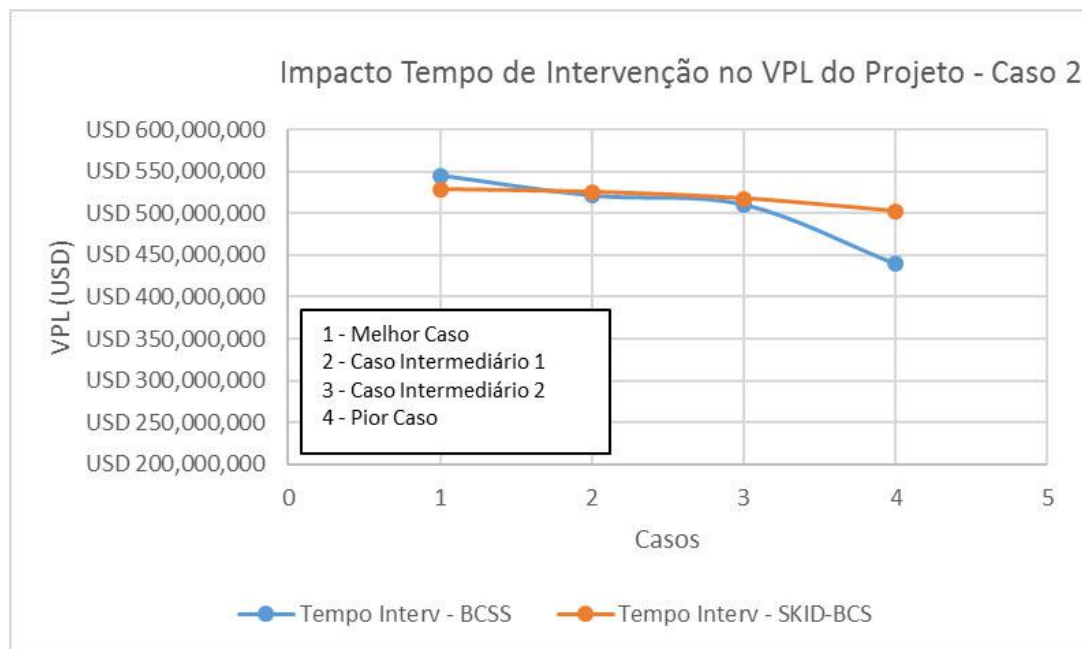


Figura 6.57: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – versão 2 – Caso 2.

Conforme explicado anteriormente, o risco envolvido na operação com *skid*-BCS é menor, por isto esta solução é menos sensível à variação nas variáveis analisadas. Este comportamento se repete novamente na análise da variação do tempo de intervenção. Enquanto o projeto com BCSS é bastante sensível à variação no tempo de intervenção, podendo variar o VPL em 24% ao comparar o melhor caso (Tempo intervenção: 30 dias; VPL: USD 545mi) com o pior caso (Tempo intervenção: 100 dias; VPL: USD 439mi), a variação causada pelo tempo de intervenção no projeto que utiliza *skid*-BCS é menor, variando de 1% a 5%, de acordo com o valor atribuído à variável.

Para o melhor cenário, onde o tempo de intervenção é o menor possível, o posicionamento da BCSS dentro do poço traz maior retorno financeiro. Para os demais cenários o projeto com *skid*-BCS é o mais vantajoso financeiramente. Exceto para o “pior caso”, nos demais cenários, a diferença entre o VPL dos projetos é pequena, o que prejudica a escolha do projeto a ser executado.

#### 6.3.2.3.6 Conclusão – Análise determinística VPL – Caso 2

A análise realizada mostra que a variável mais sensível a alterações é o Brent, visto que o preço de venda do petróleo produzido impacta diretamente no valor do VPL, pois este é o responsável pela receita do projeto. As demais variáveis impactam no VPL pois causam perda de produção, diminuindo a receita, e um acréscimo de custos durante as intervenções. O projeto que utiliza o sistema de bombeio instalado no leito marinho, *skid*-BCS, é menos sensível às alterações nas variáveis, pois o tempo de intervenção para troca do sistema falhado é menor, a taxa e o tempo aguardando embarcação para *workover* é menor, se comparado ao projeto que utiliza BCSS, ou seja o risco envolvido em sua operação é menor.

Nenhum dos casos analisados previu VPL negativo para nenhum dos dois sistemas de elevação artificial.

Apesar de ter sido identificado um menor risco financeiro envolvido no projeto com *skid*-BCS, a análise determinística do Caso 2 não consegue indicar com clareza qual dos dois projetos tem probabilidade de maior retorno financeiro. Não é possível definir de forma efetiva qual dos projetos deve receber o investimento, visto que eles são mutuamente exclusivos.

Portanto, para o Caso 2, é mandatório que seja realizada uma análise de risco probabilística, para definição de qual projeto possui os menores riscos associados e maior potencial de ganho.

#### 6.3.2.4 Análise Probabilística

A análise de risco probabilística do Caso 2 também foi realizada com o @risk. Foram realizadas 5.000 simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis são combinadas respeitando as distribuições probabilísticas previamente estabelecidas para cada uma das variáveis, conforme descrito nos itens 6.3.1.4.1, 6.3.1.4.2, 6.3.1.4.3, 6.3.1.4.4, 6.3.1.4.5.

##### 6.3.2.4.1 Resultados da Análise de Risco probabilística - Caso 2

Conforme discorrido neste trabalho, o @risk é aplicado em uma planilha de MS Excel onde foi executado modelo financeiro para cálculo de VPL.

Para o cálculo são utilizados inputs fixos, como OPEX, CAPEX, taxa de desconto e desconto de qualidade sobre o Brent, conforme Tabela 6.39.

Tabela 6.39: Inputs fixos para Cálculo do VPL – Caso 2.

| Inputs conhecidos                        | BCSS            | Skid-BCS        |
|------------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Taxa de desconto - %                     | 10%             |                 |
| Custo de Investimento (CAPEX) - USD      | USD 115.000.000 | USD 105.000.000 |
| Custo de Operação (OPEX) - USD/dia       | USD 100.000     |                 |
| Custo fixo de Workover - USD             | USD 2.500.000   | USD 13.500.000  |
| Desconto qualidade sobre Brent - USD/bbl | USD 15          |                 |
| Tempo de projeto - anos                  | 20              |                 |

Os inputs variáveis são apresentados na Tabela 6.40 e tiveram suas distribuições definidas conforme explicado anteriormente.

Tabela 6.40: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 2.

| Inputs com incertezas                                                                          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MTTF (intervalo entre falha da BCS) - dias                                                     |
| TAE (Tempo aguardando Embarcação para Intervenção) - meses                                     |
| Tempo de Intervenção - dias                                                                    |
| Custo de Intervenção (depende principalmente do custo do barco/sonda de intervenção) - USD/dia |
| Brent - USD/bbl                                                                                |

Foram realizadas 5000 simulações, onde as variáveis de entrada foram combinadas aleatoriamente respeitando as suas distribuições de probabilidade.

#### *6.3.2.4.1.1 Resultados projeto com método de elevação artificial por BCSS*

Os resultados para o caso que utiliza BCSS são apresentados a seguir.

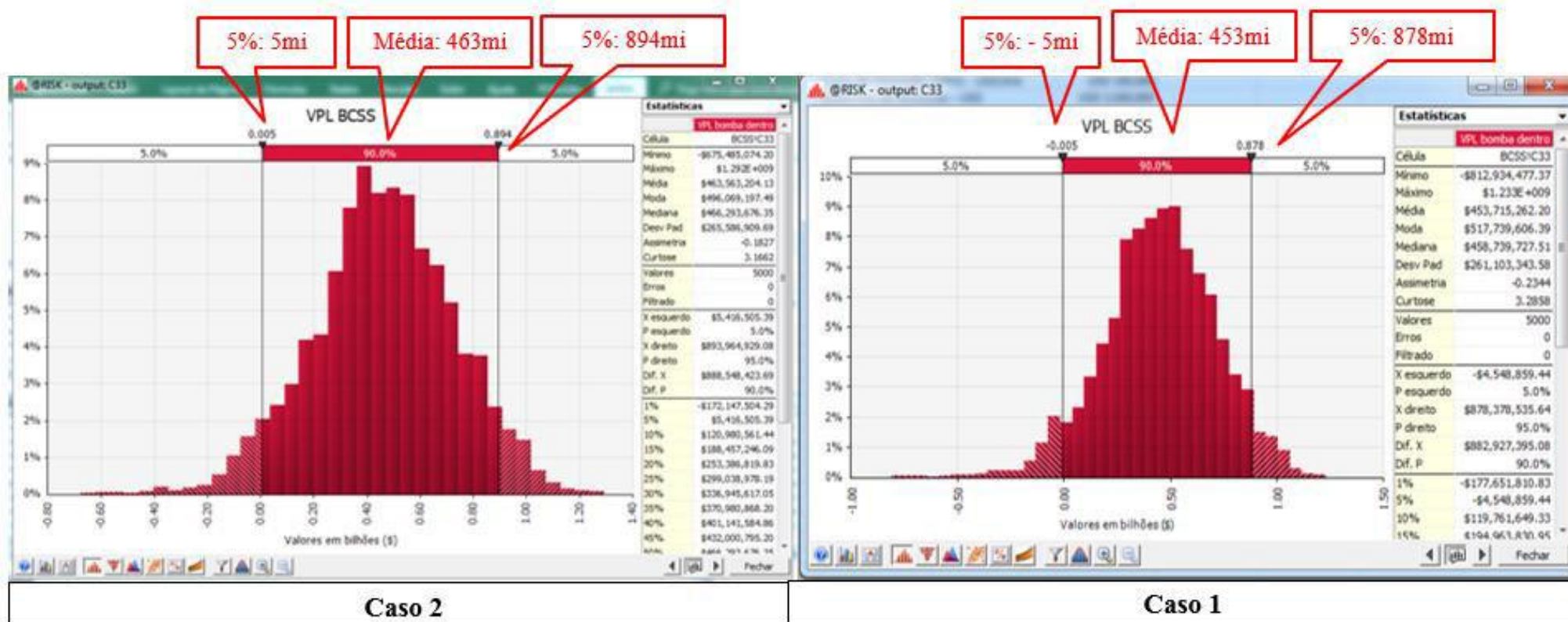


Figura 6.58: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 2

A Figura 6.58 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por BCSS do caso 2. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD5 milhões e USD894 milhões.

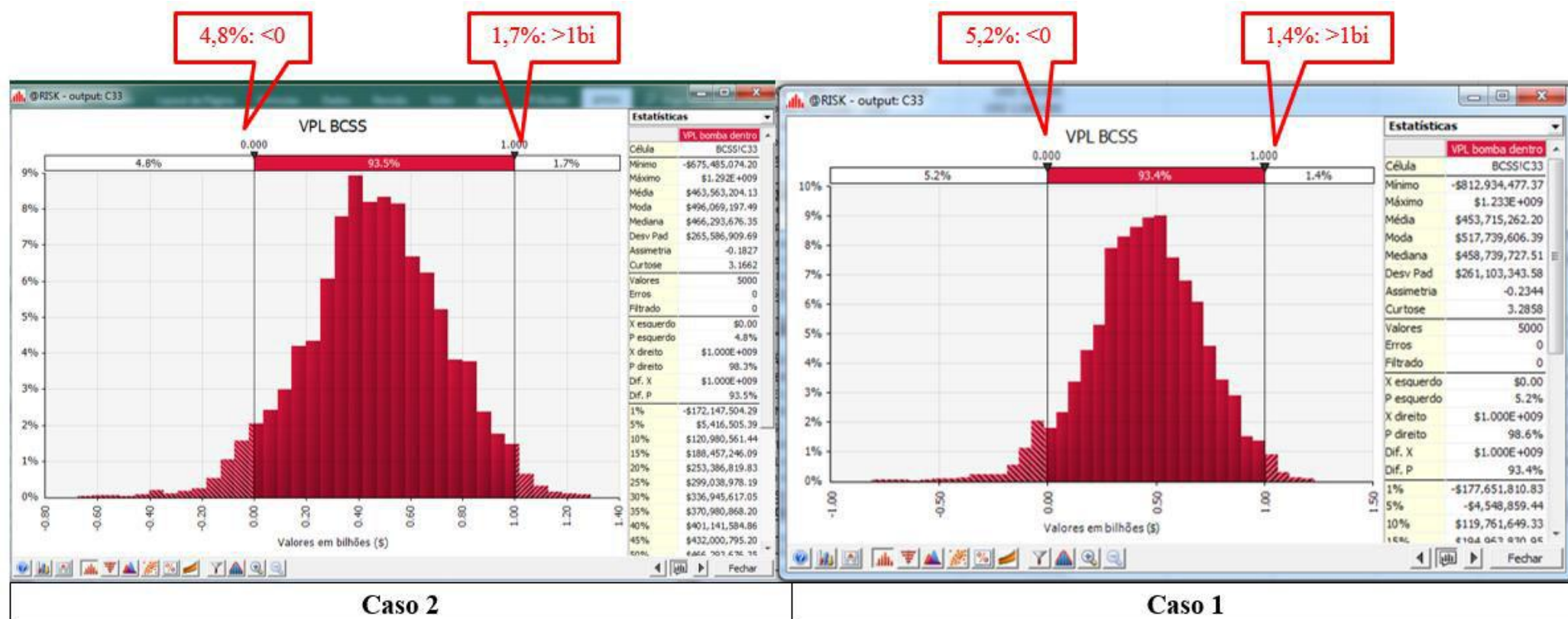


Figura 6.59: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 2 – Probabilidade de VPL negativo.

A probabilidade de um VPL negativo é de 4,8% e ter um VPL superior a 1 bilhão de dólares é de 1,7%.

Comparativamente com o Caso 1, podemos observar que o projeto com BCSS do Caso 2, possui menor risco, ou seja, menor probabilidade de VPL negativo e maior probabilidade de ganhos acima de USD 1 bilhão. Este resultado é devido ao diferente formato de sua curva de produção, que apesar de ter a mesma produção acumulada, possui uma produção mais elevada no início da vida produtiva do campo.

O @risk permite também a realização de uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado.

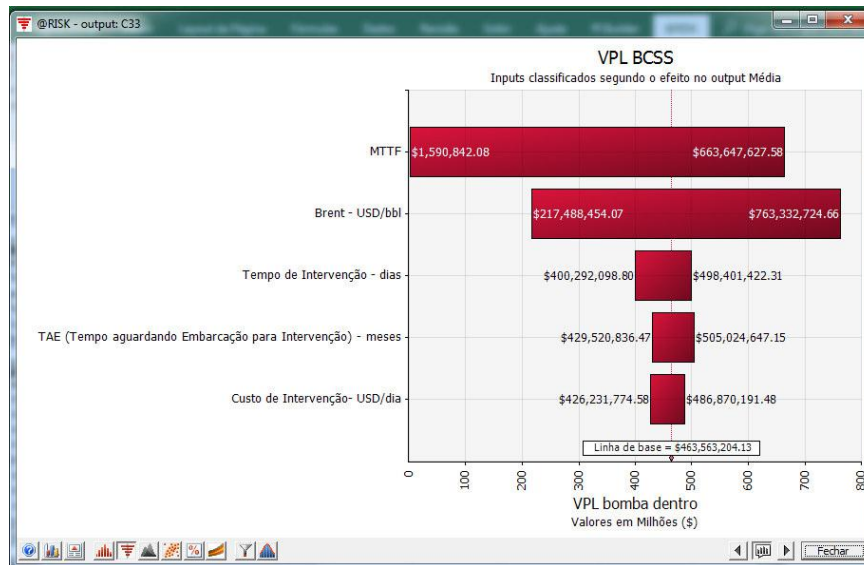


Figura 6.60: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 2.

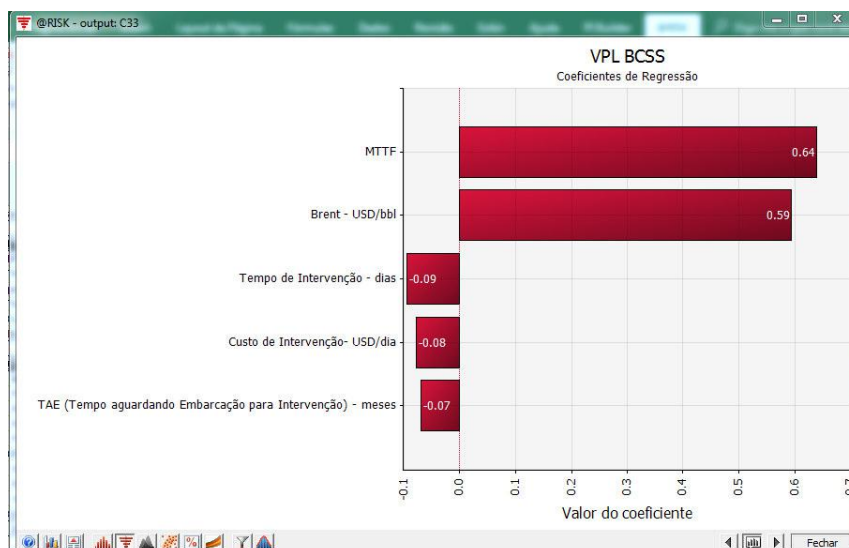


Figura 6.61: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 2.



A Figura 6.60 e a Figura 6.61 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.

O MTTF foi o a variável que mais impactou no resultado e a mesma possui uma correlação positiva com o VPL, ou seja, quanto maior o MTTF, maior o VPL do projeto. Quanto menor o MTTF, maior o custo com intervenções e maior o tempo de produção parada aguardando a intervenção, o que pode inviabilizar o projeto.

A segunda variável que mais impacta no VPL é o valor do Brent, visto que este dita a receita proveniente da venda do petróleo produzido.

As demais variáveis possuem contribuições menores, porém significativas e todas as demais possuem uma correlação negativa com o VPL, ou seja, quanto maiores, menor o VPL. Ou seja, quanto menor o tempo de intervenção, o custo de intervenção ou o TAE, maior o VPL.

Enquanto o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.62), o MTTF tem uma sensibilidade muito forte em valores mais baixos (Figura 6.63). Com MTTF a acima de 500 dias o VPL do projeto não sofre variações muito significativas, enquanto abaixo deste valor o VPL cai de maneira acentuada, devido aos enormes custos envolvidos a cada troca do sistema de elevação falhado.

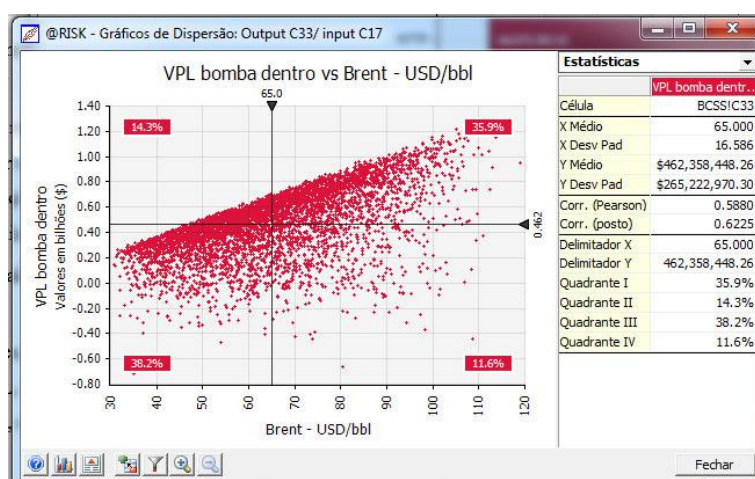


Figura 6.62: Correlação VPL x Brent – BCSS – Caso 2.



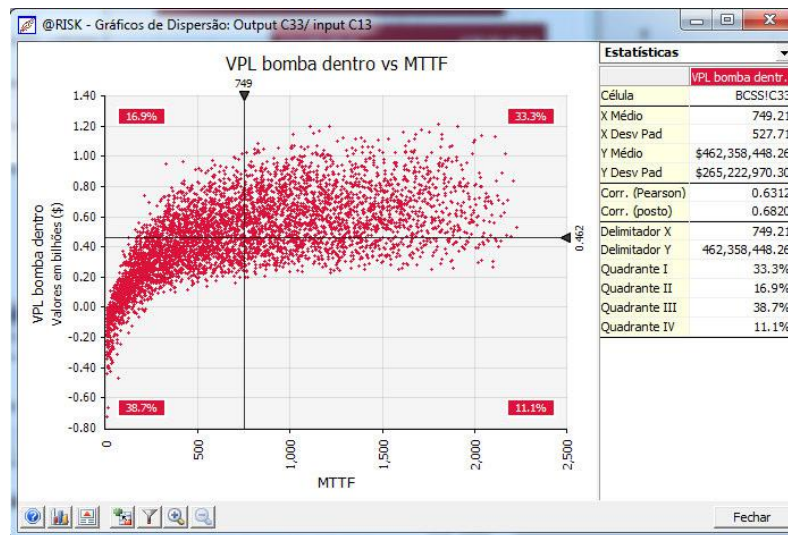


Figura 6.63: Correlação VPL x MTTF – BCSS – Caso 2.

#### 6.3.2.4.1.2 Resultados projeto com método de elevação artificial por skid-BCS

Os resultados financeiros do projeto que utiliza *skid*-BCS são mostrados a seguir.

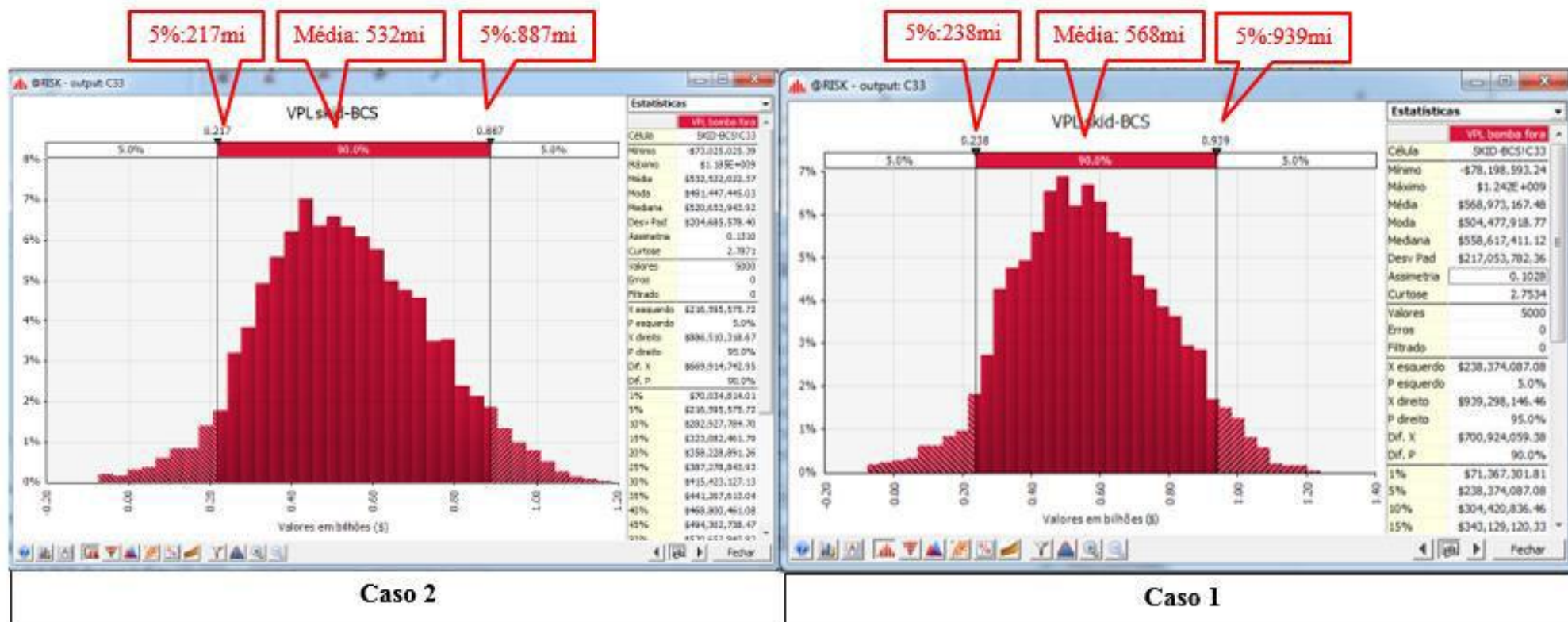


Figura 6.64: Distribuição de Probabilidades VPL – skid-BCS – Caso 2

A Figura 6.64 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por *skid*-BCS do caso 2. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD 217 milhões e USD 887 milhões.

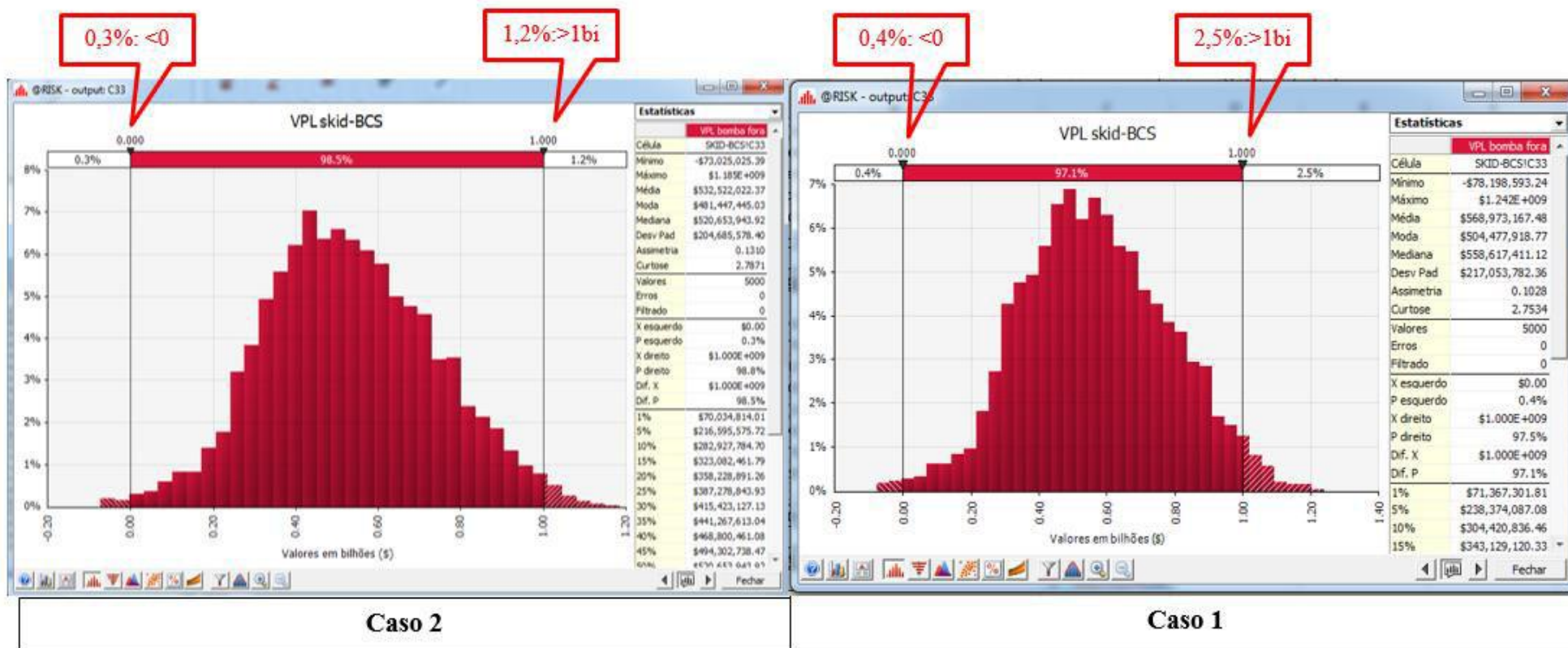


Figura 6.65: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid*-BCS – Caso 2 – Probabilidade de VPL negativo.

A probabilidade de um VPL negativo é de 0,3% e ter um VPL superior a 1 bilhão de dólares é de 1,2%.

Comparativamente com o Caso 1, podemos observar que a probabilidade de ganhos acima de USD1 bilhão é menor no Caso 2, o que é esperado, visto que a produção acumulada neste caso é aproximadamente 10% menor do que a produção acumulada no Caso 1. Porém, a probabilidade de VPL negativo é menor também no Caso 2, quando o esperado é que fosse maior que no Caso 1. Uma explicação possível é a característica aleatória do Método de Monte Carlo. A cada rodada de simulação, os valores das variáveis são modificados aleatoriamente, respeitando a distribuição previamente estabelecida. Portanto, o resultado pode sofrer variações. Caso fossem feitas novas rodadas de simulações, os resultados seriam diferentes a cada nova rodada.

Foi realizada uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado, conforme a seguir.

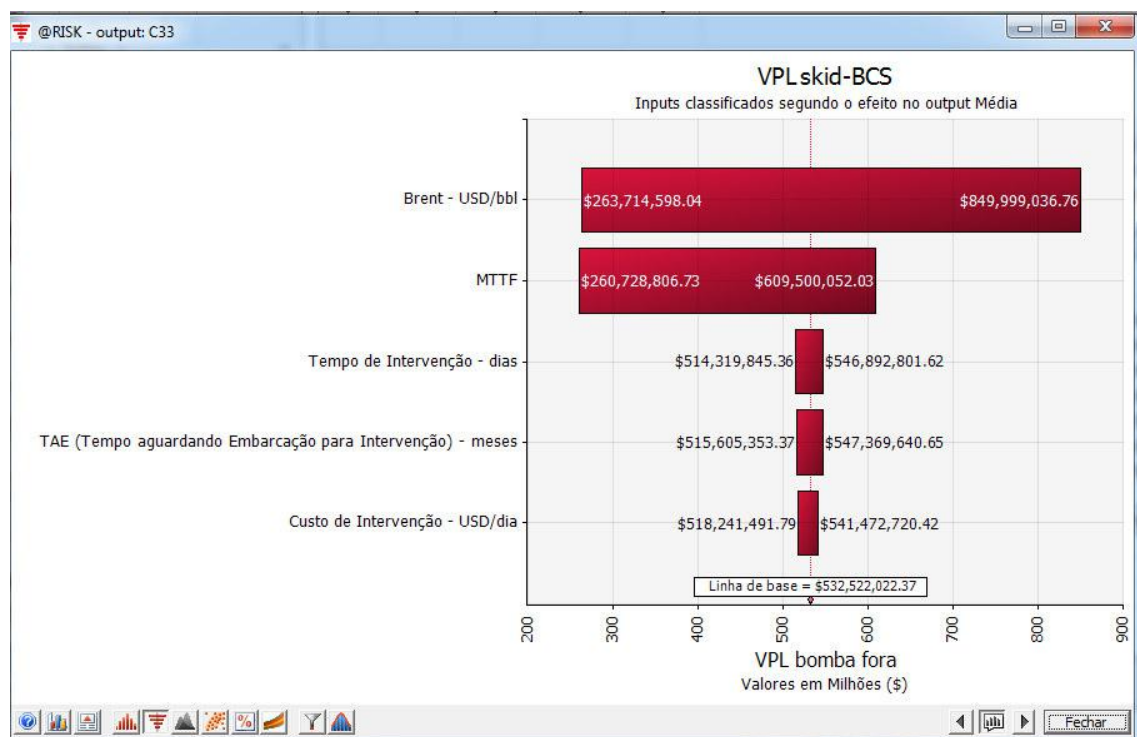


Figura 6.66: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS – Caso 2.

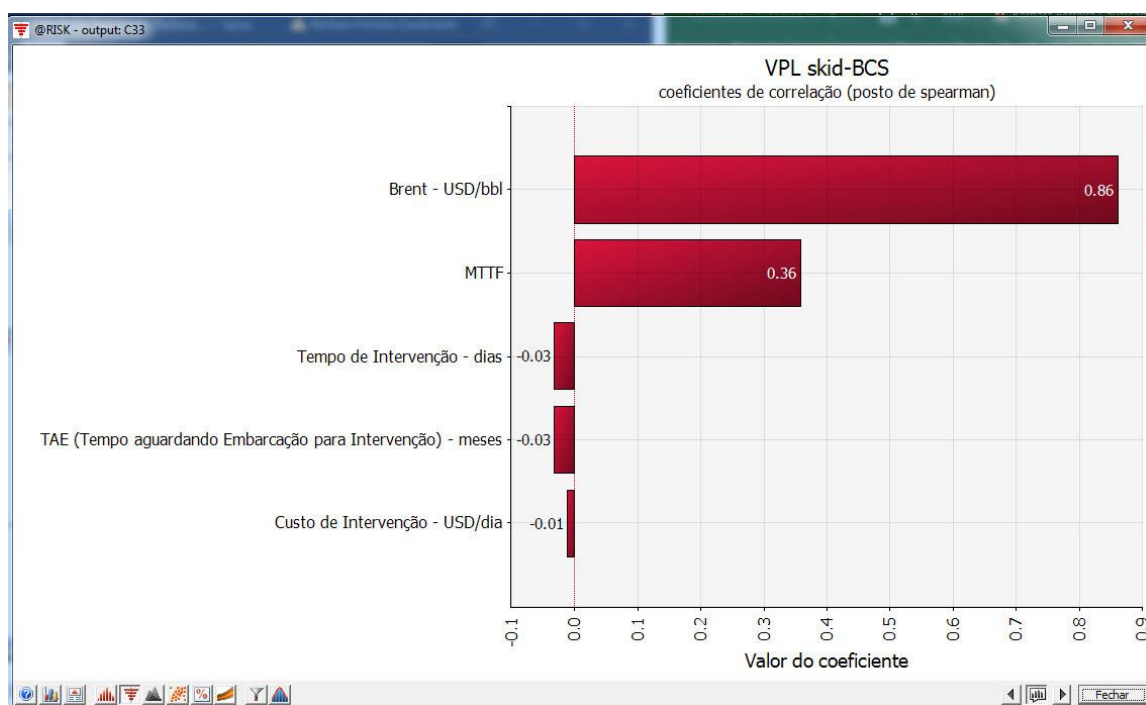


Figura 6.67: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS – Caso 2.

A Figura 6.66 e a Figura 6.67 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.

Diferente do caso com BCSS, onde o MTTF foi o a variável que mais impactou no resultado, para o projeto com *skid*-BCS, o preço do Brent foi a variável que mais impactou no VPL do projeto, de forma muito mais significativa do que o MTTF, isto é devido ao fato de que um projeto que utiliza *skid*-BCS como método de elevação artificial mitiga o risco associado ao MTTF pois os custos envolvidos na intervenção deste tipo de projeto são muito superiores ao projeto com BCSS instalada dentro do poço. O tempo de intervenção é menor e a embarcação utilizada para a intervenção é menos custosa do que uma sonda.

Estas duas variáveis possuem uma correlação positiva com o VPL, ou seja, quanto maior o MTTF e o valor do Brent, maior o VPL do projeto. Quanto menor o MTTF, maior o custo com intervenções e maior o tempo de produção parada aguardando a intervenção, o que pode inviabilizar o projeto e da mesma forma, quanto menor o valor do Brent, consequentemente menor é o resultado do projeto.

As demais variáveis possuem contribuições menores, porém significativas e todas as demais tem uma correlação negativa com o VPL, ou seja, quanto maiores, menor o



VPL. Então, quanto menor o tempo de intervenção, o custo de intervenção ou o TAE, maior o VPL.

Assim como acontece no projeto que utiliza BCSS, o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.68), mas neste caso, como esta é a variável que mais contribui para o resultado, a dispersão dos pontos calculados é menor, deixando ainda mais clara a relação entre VPL e Brent. O MTTF tem uma sensibilidade muito forte em valores mais baixos (Figura 6.69). Com MTTF a acima de 200 dias o VPL do projeto não sofre variações muito significativas, enquanto abaixo deste valor o VPL cai de maneira acentuada, devido aos custos significativos de troca do sistema de elevação falhado, ou seja, a variável MTTF é menos sensível no projeto *skid-BCSS* do que no projeto BCSS.

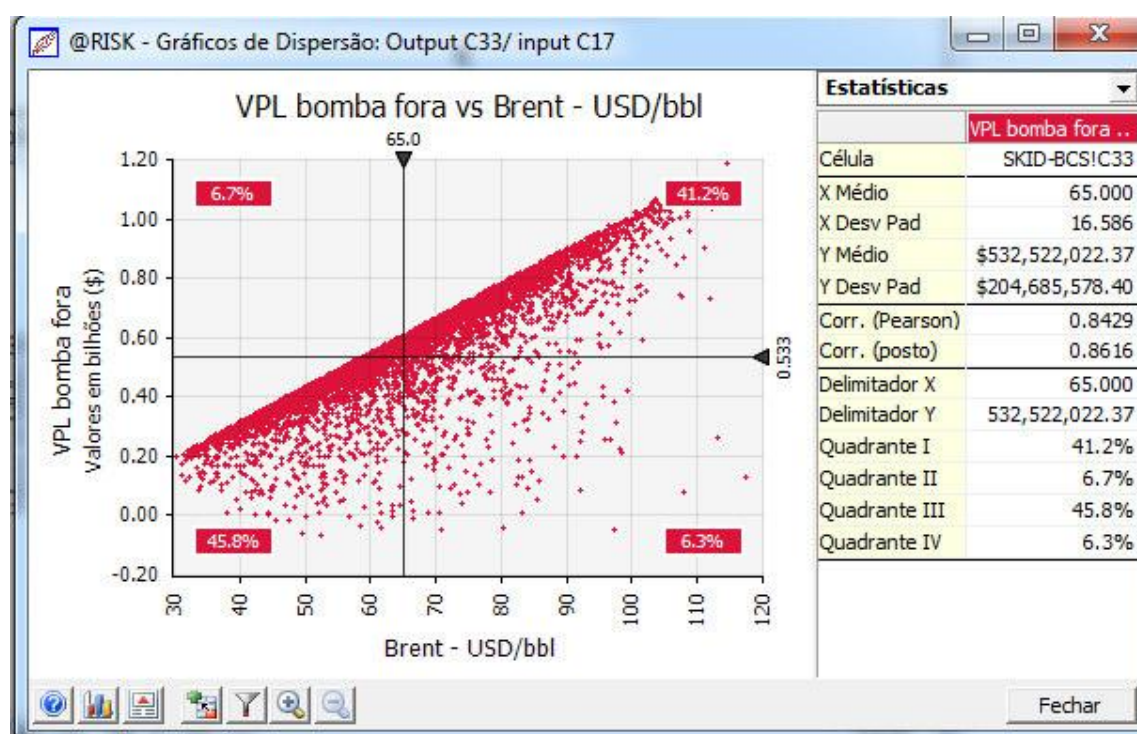


Figura 6.68: Correlação VPL x Brent – *skid-BCS* – Caso 2.

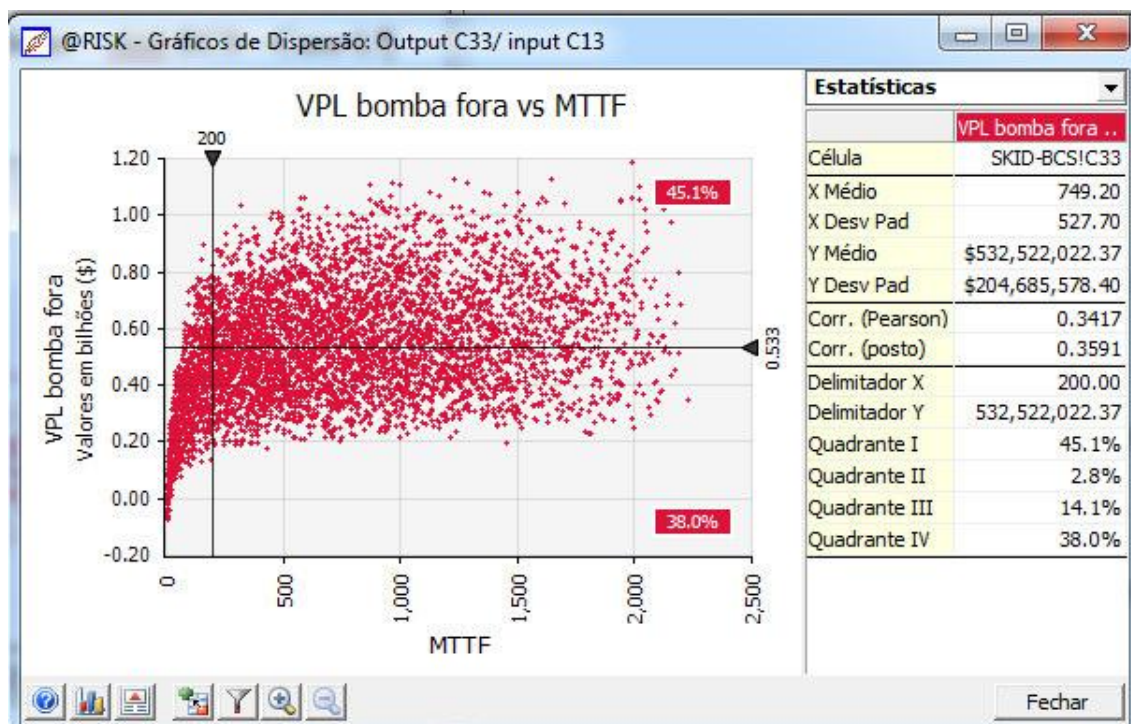


Figura 6.69: Correlação VPL x MTTF – *skid*-BCS – Caso 2.

Conforme informado anteriormente, para o projeto que utiliza *skid*-BCS há a opção de utilizar-se uma embarcação dedicada ao projeto de produção, desta forma com seu custo já considerado no OPEX, que seja capaz realizar a operação de troca do *skid*-BCS quando este vier a falhar. Portanto, um caso extra para este cenário foi analisado, utilizando os inputs fixos e variáveis apresentados nas Tabela 6.30 e Tabela 6.31.

Os resultados do caso extra, com barco dedicado, são mostrados a seguir.

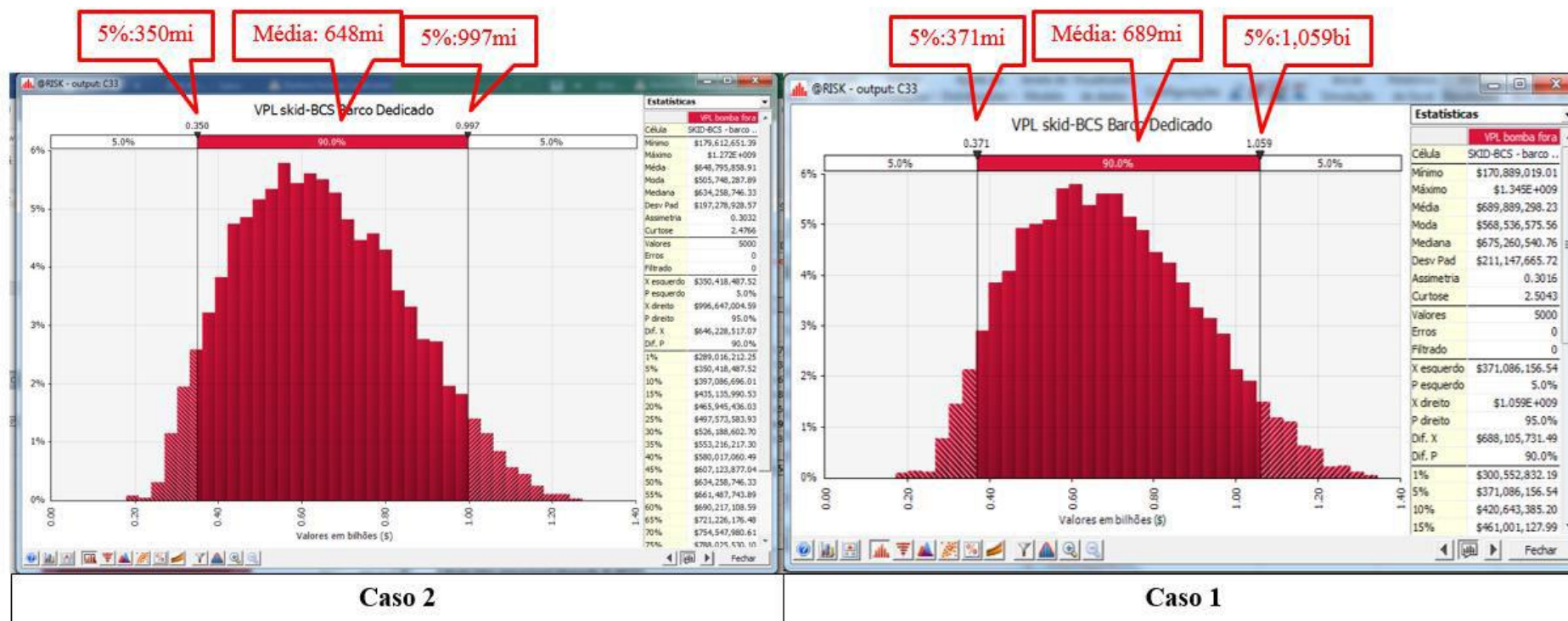


Figura 6.70: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 2

A Figura 6.70 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por *skid*-BCS com Barco Dedicado do caso 2. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD350 e USD997 milhões.



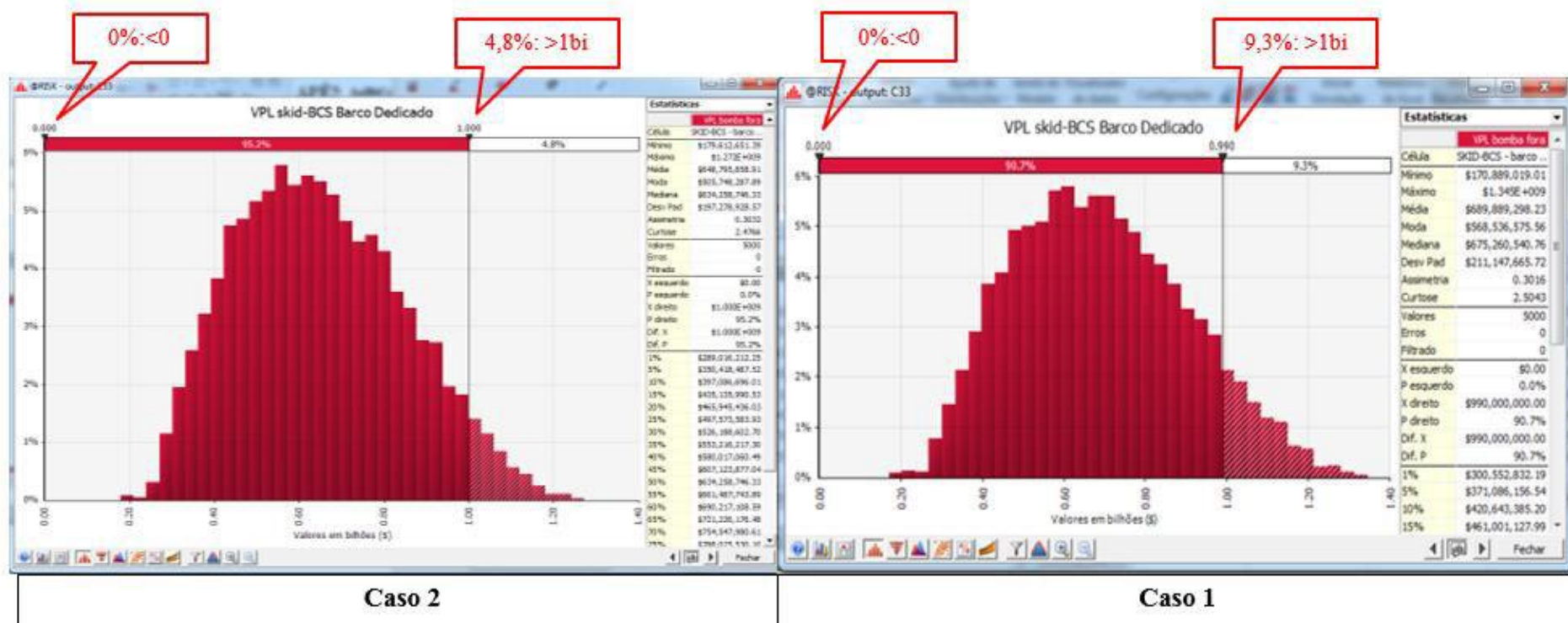


Figura 6.71: Distribuição de Probabilidades VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 2 – Probabilidade de VPL negativo.

Assim como no Caso 1, no Estudo de Caso 2 a probabilidade de um VPL negativo é nula. A probabilidade de VPL superior a 1 bilhão de dólares é de 4,8%, enquanto no Estudo de Caso 1 era de 9,3%, devido à sua maior produção acumulada.

Foi realizada uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado, conforme a seguir.

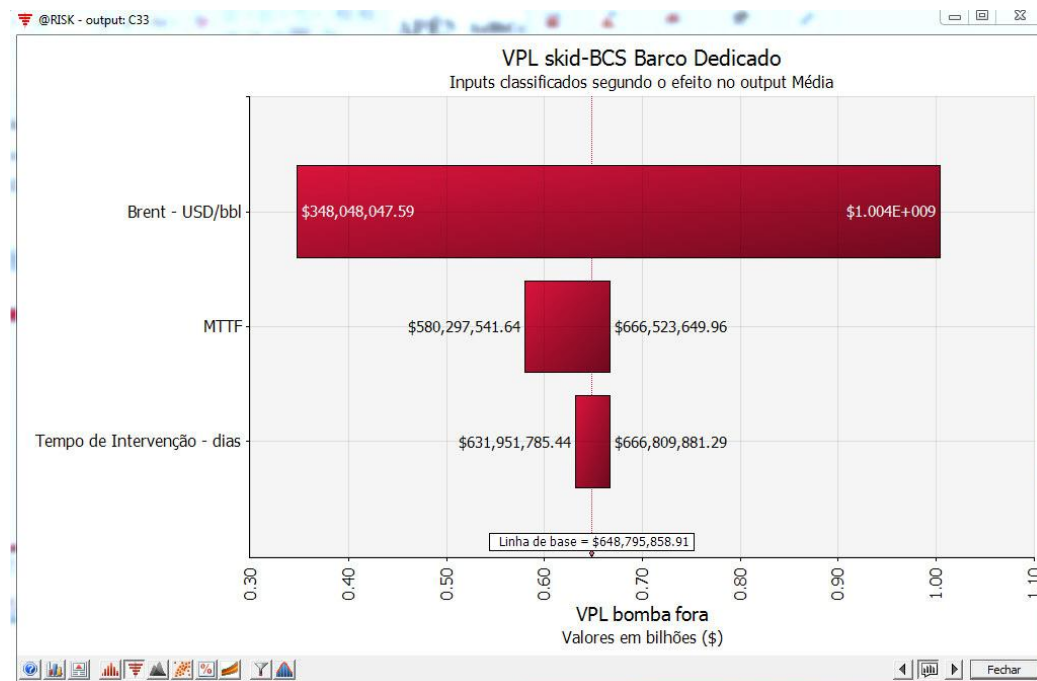


Figura 6.72: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 2.

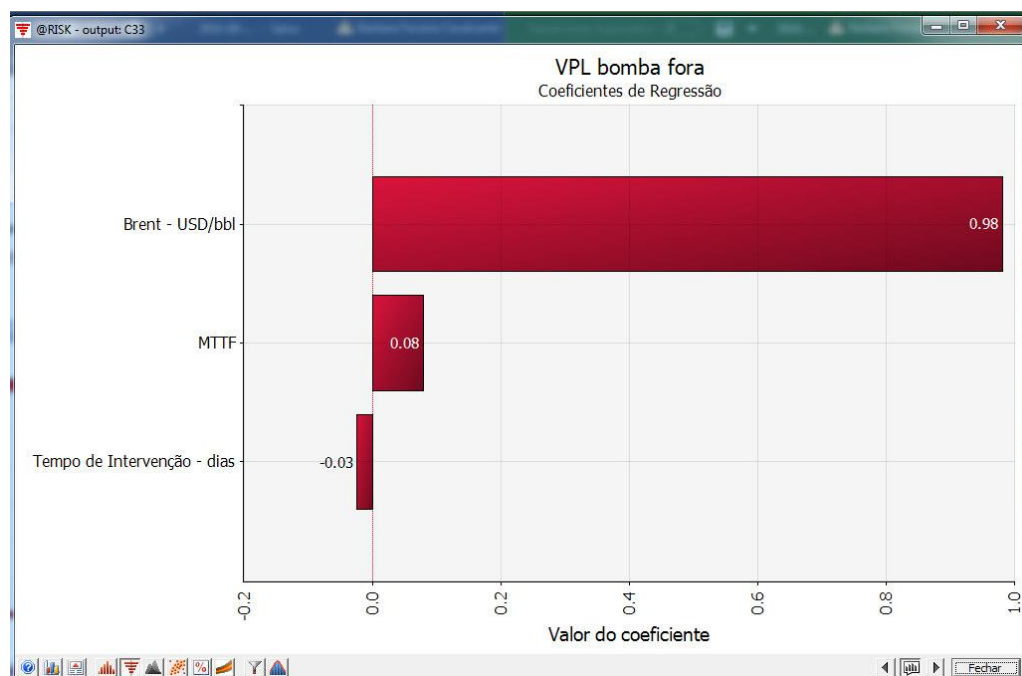


Figura 6.73: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 2.

A Figura 6.72 e Figura 6.73 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.

Assim como no caso padrão de *skid*-BCS, neste caso extra com embarcação dedicada, o preço do Brent foi a variável que mais impactou no VPL do projeto, de forma muito mais significativa do que o MTTF. Neste caso o MTTF teve uma contribuição mínima se comparada com o Brent, isto pode ser explicado pelo fato de os custos com diária da embarcação já estarem embutidos no OPEX do projeto, uma vez que esta embarcação faz parte da logística de operações do projeto e é um custo fixo.

Assim como acontece nos projetos que utilizam BCSS e *skid*-BCS sem o barco dedicado, o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.74), mas neste caso, como esta é a variável que contribui de forma muito significativa para o resultado, a dispersão dos pontos calculados é mínima, deixando muito clara a linearidade da correlação entre VPL e Brent.

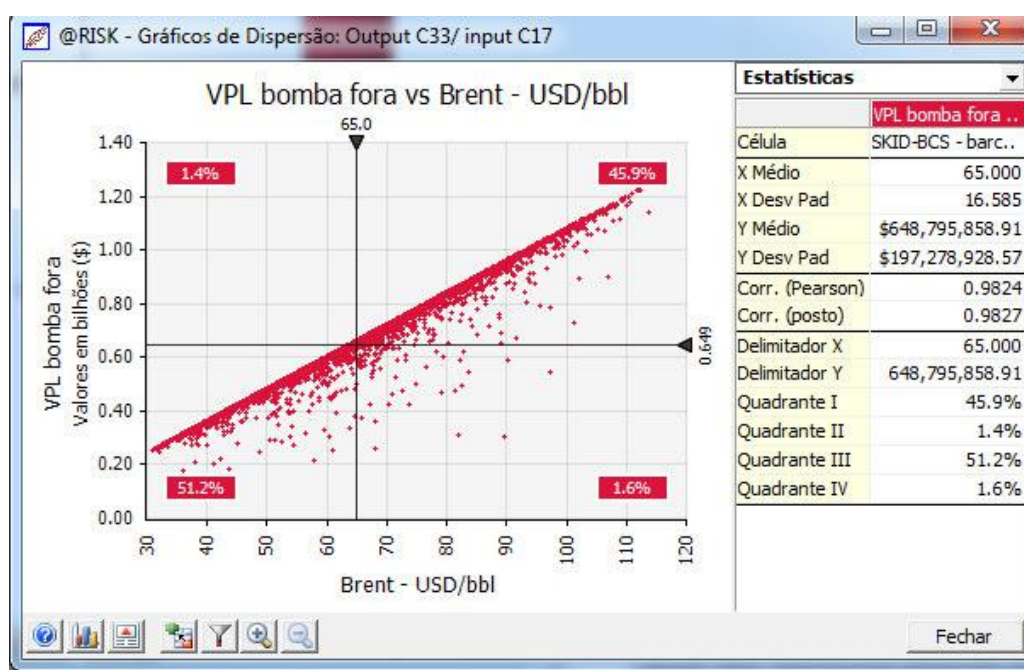


Figura 6.74: Correlação VPL x Brent – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 2.

Para este caso, com embarcação dedicada, o VPL é menos sensível à variação no MTTF. A Figura 6.75 mostra para que não há correlação clara entre VPL e MTTF, com amostras dispersas no gráfico. O motivo, como apontado anteriormente, é o fato de que os custos que anteriormente eram associados ao MTTF, como Custo da Intervenção (dependente principalmente do custo da embarcação) e TAE estão inseridos no OPEX do projeto.

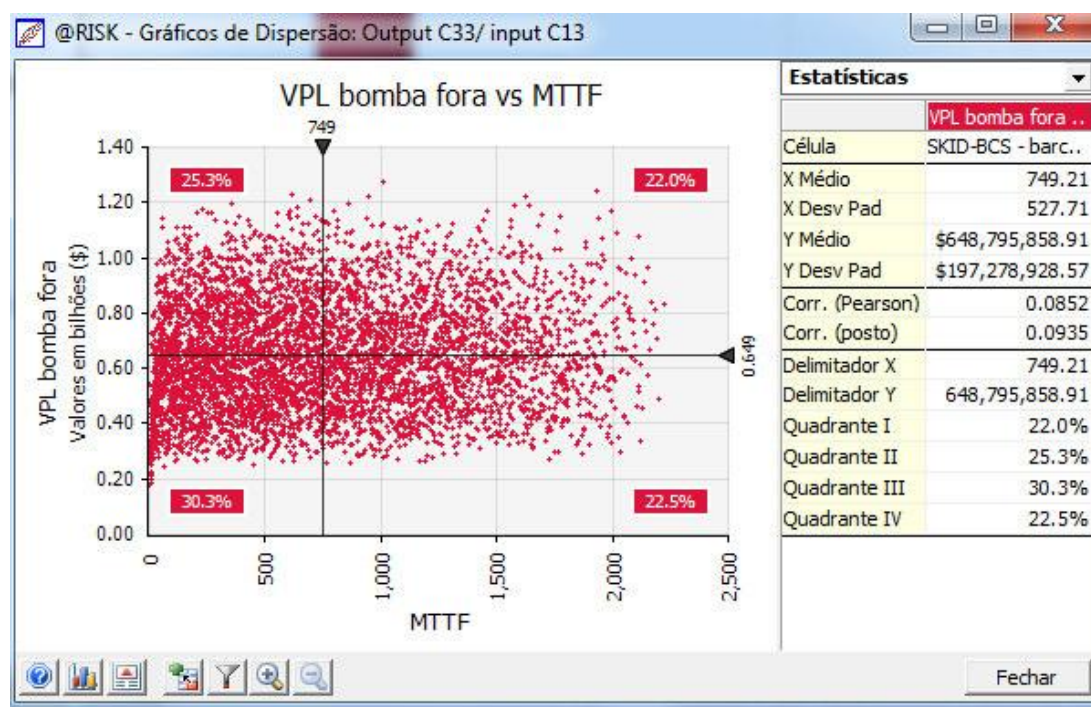


Figura 6.75: Correlação VPL x MTTF – *skid*-BCS com barco dedicado – Caso 2.

#### 6.3.2.5 Conclusões do Estudo de Caso 2

Assim como no Estudo de Caso 1, foram executadas as três etapas descritas na metodologia:

A análise referente aos limites de Fração de Gás Livre (FGL) na sucção da bomba apontou que nenhum dos sistemas, BCSS ou *skid*-BCS tem previsão de atingirem altas frações de gás ou de terem problemas de fluxo relacionados a FGL, portanto ambos os sistemas podem ser considerados aplicáveis tecnicamente para o campo em estudo.

Foi executada então, para ambos os projetos, uma análise econômica determinística que analisou 32 cenários diferentes, onde as variáveis que compõem o VPL dos projetos são combinadas e quando uma delas é variada as demais permanecem constantes.

Foi observado que, para o Caso 2, que possui uma produção acumulada diferente para os dois projetos, houve um resultado um pouco diferente do resultado do Caso 1. Enquanto no Caso 1 a maioria dos cenários em estudo mostra que o projeto com *skid*-BCS é mais vantajoso financeiramente, no Caso 2, observou-se uma tendência de haver um ganho superior para o projeto BCSS em cenários mais otimistas. Isso se dá pelo maior potencial de produção deste projeto.

Quando foram analisados cenários mais pessimistas o projeto com *skid*-BCS mostrou-se superior, pois este tem um menor risco de projeto. Visto que o custo associado a uma intervenção neste tipo de projeto é muito menor.

Também foi possível concluir que a variável que mais impacta no VPL é o preço do Brent, visto que este é o que determina o preço de venda do petróleo produzido.

A análise determinística mostrou a superioridade do retorno no VPL alcançada pelo projeto com *skid*-BCS que possui uma embarcação PLSV dedicada à logística de produção. Isto mostra que o custo diário superior, visto que a embarcação mais robusta, que é capaz de trocar o sistema *skid*-BCS falhado, faz parte do OPEX, é justificado pela redução dos custos de intervenção, uma vez que não há necessidade de aguardar a disponibilidade de uma embarcação para intervenção, o que pode levar a perdas significativas de produção e, consequentemente, de receita.

A terceira etapa de análises, prevista na metodologia, é a análise probabilística, que utiliza o software @risk para realizar uma análise de risco do projeto através de 5.000 simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis foram combinadas respeitando uma distribuição probabilística previamente estabelecida para cada uma das variáveis.

A análise probabilística neste caso foi importante para quantificar melhor a diferença entre o projeto com BCSS e o projeto com *skid*-BCS, pois na análise determinística restavam-se dúvidas sobre qual o melhor projeto, visto que em cenários mais pessimistas o *skid*-BCS era mais vantajoso e em cenários otimistas o BCSS seria o método sugerido. Neste caso, a análise probabilística mostrou com mais clareza a superioridade em termos de mitigação de risco e maximização do ganho do projeto *skid*-BCS sobre o projeto com BCSS.

Corroborando o resultado da análise determinística, a análise probabilística também verificou um menor risco associado ao projeto que utiliza *skid*-BCS e ainda menor no projeto *skid*-BCS com barco dedicado frente ao projeto que utiliza BCSS. Para o projeto com sistema de bombeio por BCSS há uma maior probabilidade de VPL negativo e isso é devido ao grande impacto que o MTTF causa neste projeto, uma vez que o custo de um *heavy workover* é muito significativo, tanto devido à perda de produção, devido ao tempo de intervenção e tempo aguardando sonda (TAE), quanto à taxa diária de operação de uma sonda.

Os estudos de caso tem a função de aplicar a metodologia proposta. Eles simulam a utilização que a metodologia terá em uma aplicação real. Para o estudo de caso 2, as etapas de análise realizadas sugerem que o projeto que tem o menor risco econômico associado e a maior probabilidade de maior retorno financeiro é o projeto que utiliza o método de elevação artificial por *skid*-BCS e que possui em sua logística de operações uma embarcação PLSV dedicada que servirá tanto para apoio à operação de produção quanto para a troca do sistema de bombeio quando este vier a falhar.

### 6.3.3 Estudo de Caso 3

Utilizando as mesmas vazões iniciais dos dois estudos de caso prévios, calculadas com auxílio do *Pipesim*, foram geradas as curvas de produção, apresentadas nas Tabela 6.41 e Tabela 6.42 e na Figura 6.76 e Figura 6.77 com a produção média anual em barris por dia de óleo para o período de 20 anos.

Tabela 6.41: Curva de Produção – BCSS – Caso 3.

| Ano | Vazão diária de Óleo - BCSS | Vazão diária de Água - BCSS | Vazão diária de Gás - BCSS | Pressão de Fundo de Poço |
|-----|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------------------------|
|     | bbl/d                       | bbl/d                       | ft3/d                      | psi                      |
| 1   | 11,505,18                   | -                           | 2,226,10                   | 2,646,80                 |
| 2   | 11,390,13                   | -                           | 2,203,84                   | 2,329,18                 |
| 3   | 11,276,23                   | 112,76                      | 2,225,66                   | 2,142,85                 |
| 4   | 10,937,94                   | 218,76                      | 2,202,07                   | 2,035,70                 |
| 5   | 10,609,80                   | 318,29                      | 2,178,52                   | 1,974,63                 |
| 6   | 10,291,51                   | 411,66                      | 2,155,01                   | 1,935,14                 |
| 7   | 9,776,93                    | 488,85                      | 2,087,62                   | 1,896,44                 |
| 8   | 8,994,78                    | 539,69                      | 1,977,68                   | 1,877,47                 |
| 9   | 8,095,30                    | 566,67                      | 1,832,63                   | 1,858,70                 |
| 10  | 7,285,77                    | 582,86                      | 1,698,08                   | 1,840,11                 |
| 11  | 6,338,62                    | 1,267,72                    | 1,723,55                   | 1,821,71                 |
| 12  | 5,514,60                    | 1,378,65                    | 1,640,07                   | 1,803,49                 |
| 13  | 4,797,70                    | 1,439,31                    | 1,558,13                   | 1,785,46                 |
| 14  | 4,174,00                    | 1,711,34                    | 1,543,79                   | 1,767,60                 |
| 15  | 3,631,38                    | 1,561,49                    | 1,430,26                   | 1,749,93                 |
| 16  | 3,159,30                    | 1,421,69                    | 1,324,81                   | 1,732,43                 |
| 17  | 2,748,59                    | 1,264,35                    | 1,218,56                   | 1,715,10                 |
| 18  | 2,391,27                    | 1,123,90                    | 1,120,78                   | 1,697,95                 |
| 19  | 2,080,41                    | 1,019,40                    | 1,037,76                   | 1,680,97                 |
| 20  | 1,809,96                    | 904,98                      | 954,36                     | 1,664,16                 |



Tabela 6.42: Curva de Produção – *skid*-BCS – Caso 3.

| Ano | Vazão diária de Óleo - <i>skid</i> -BCS | Vazão diária de Água - <i>skid</i> -BCS | Vazão diária de Gás - <i>skid</i> -BCS | Pressão de Fundo de Poço |
|-----|-----------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------|
|     | bbl/d                                   | bbl/d                                   | ft3/d                                  | psi                      |
| 1   | 9.052,73                                | -                                       | 1.751,59                               | 2.646,80                 |
| 2   | 8.962,20                                | -                                       | 1.734,07                               | 2.329,18                 |
| 3   | 8.872,58                                | 88,73                                   | 1.751,24                               | 2.142,85                 |
| 4   | 8.606,40                                | 172,13                                  | 1.732,67                               | 2.035,70                 |
| 5   | 8.348,21                                | 250,45                                  | 1.714,14                               | 1.974,63                 |
| 6   | 8.097,76                                | 323,91                                  | 1.695,65                               | 1.935,14                 |
| 7   | 7.692,88                                | 384,64                                  | 1.642,62                               | 1.896,44                 |
| 8   | 7.308,23                                | 438,49                                  | 1.606,86                               | 1.877,47                 |
| 9   | 6.796,66                                | 475,77                                  | 1.538,64                               | 1.858,70                 |
| 10  | 6.116,99                                | 489,36                                  | 1.425,68                               | 1.840,11                 |
| 11  | 5.505,29                                | 1.101,06                                | 1.496,96                               | 1.821,71                 |
| 12  | 4.954,76                                | 1.238,69                                | 1.473,57                               | 1.803,49                 |
| 13  | 4.459,29                                | 1.337,79                                | 1.448,22                               | 1.785,46                 |
| 14  | 4.013,36                                | 1.645,48                                | 1.484,37                               | 1.767,60                 |
| 15  | 3.612,02                                | 1.553,17                                | 1.422,63                               | 1.749,93                 |
| 16  | 3.359,18                                | 1.511,63                                | 1.408,63                               | 1.732,43                 |
| 17  | 3.124,04                                | 1.437,06                                | 1.385,01                               | 1.715,10                 |
| 18  | 2.905,36                                | 1.365,52                                | 1.361,73                               | 1.697,95                 |
| 19  | 2.701,98                                | 1.323,97                                | 1.347,82                               | 1.680,97                 |
| 20  | 2.512,84                                | 1.256,42                                | 1.324,98                               | 1.664,16                 |

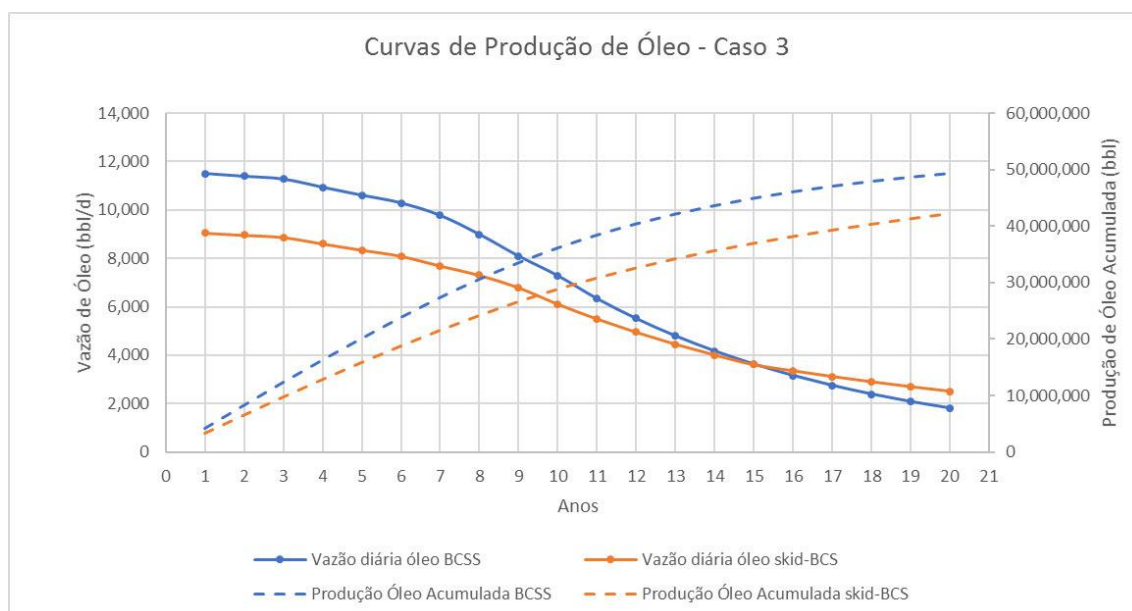


Figura 6.76: Curvas de Produção de Óleo - Caso 3

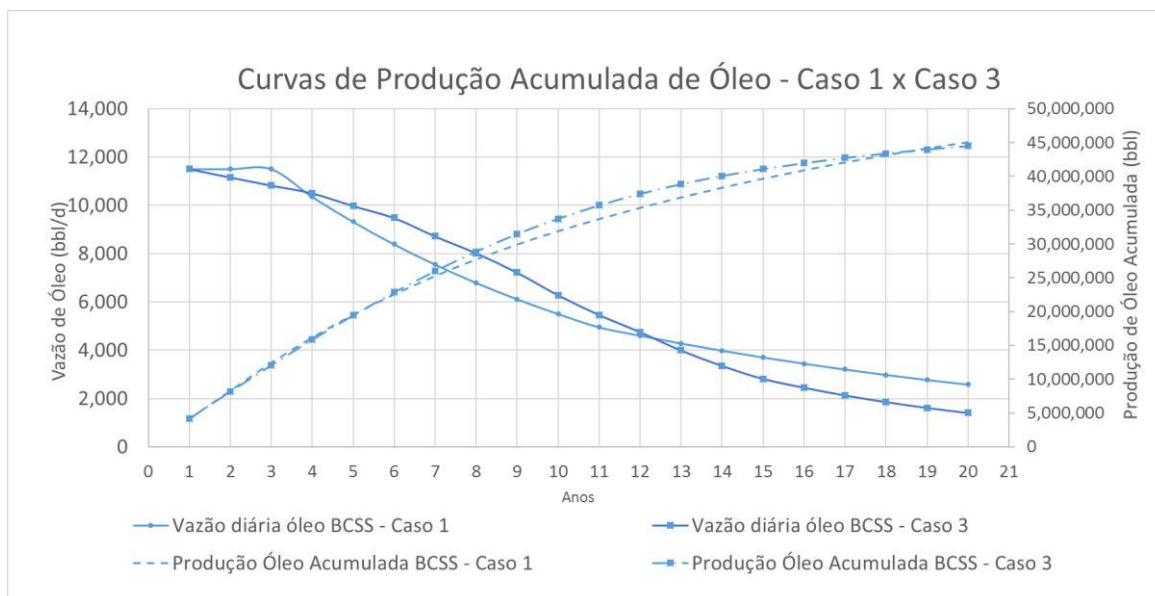


Figura 6.77: Comparativo Curvas de Produção Caso 1 x Caso 3.

O perfil de RGL do Estudo de Caso 3 difere dos outros dois estudos de caso. Para este exemplo será adotada uma maior RGL, conforme observado na Figura 6.78.

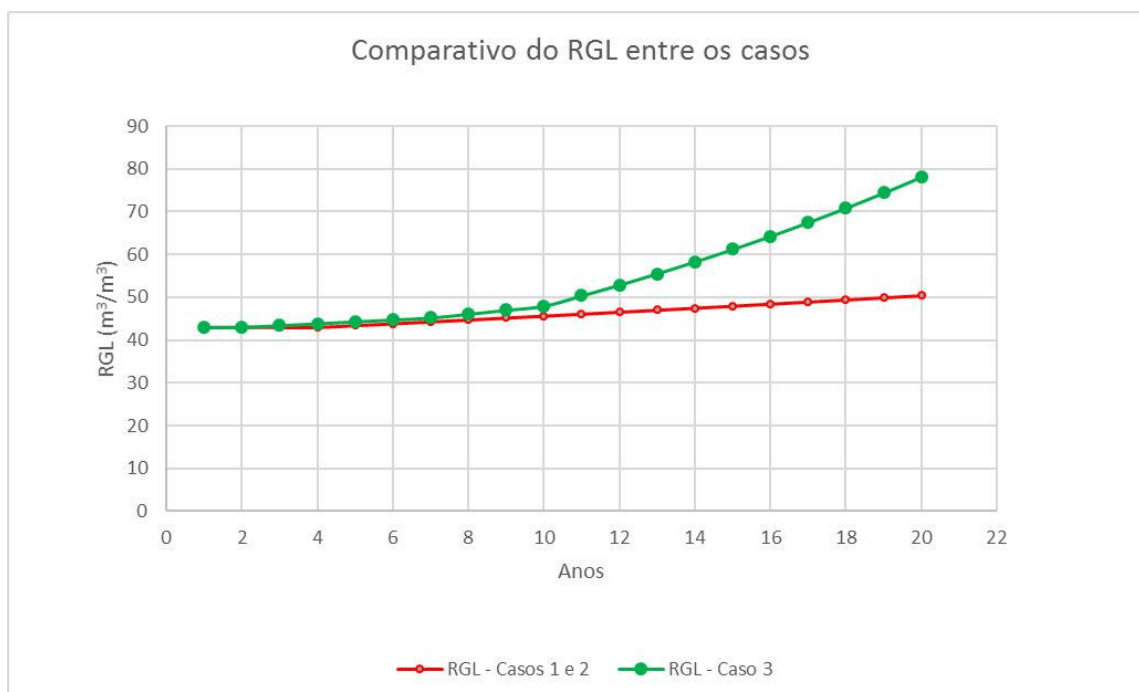


Figura 6.78: Perfil de RGL para os três casos.



### 6.3.3.1 Limitação Técnica: Máxima FGL manuseável pelo sistema de bombeio

Conforme abordado no item 3.5.1 e no Estudo de Caso 1, a primeira etapa de análise proposta na metodologia diz respeito à limitação técnica devido à FGL.

A seguir são apresentados, na Figura 6.79 e na Figura 6.80, a relação entre as FGL previstas durante o desenvolvimento do Campo para o caso 3 e a correlação de Turpin.

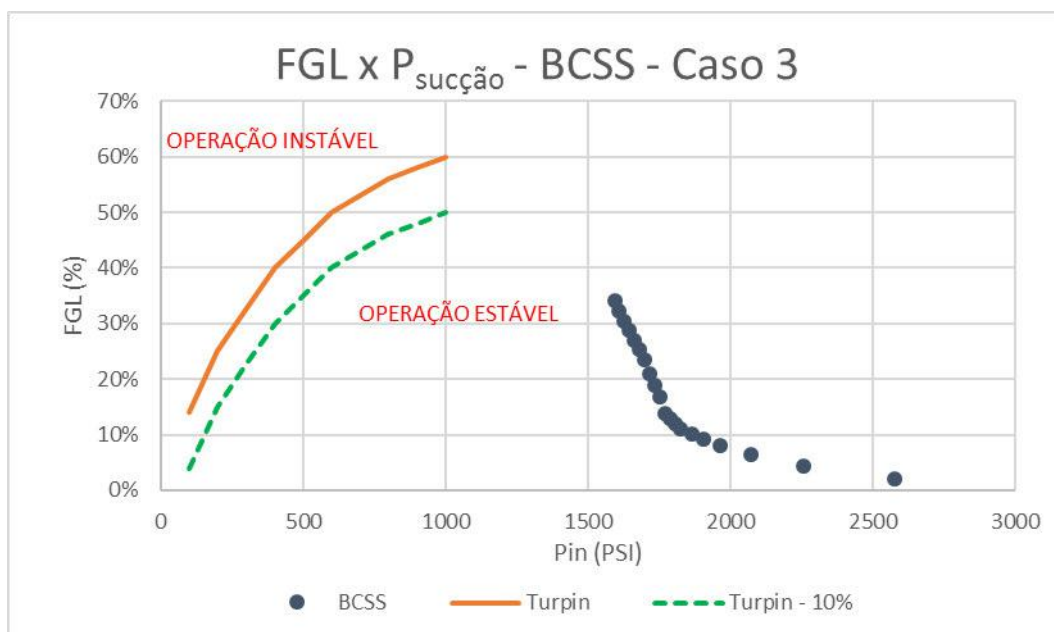


Figura 6.79: Limitação Técnica por Máxima FGL – BCSS – Caso 3.

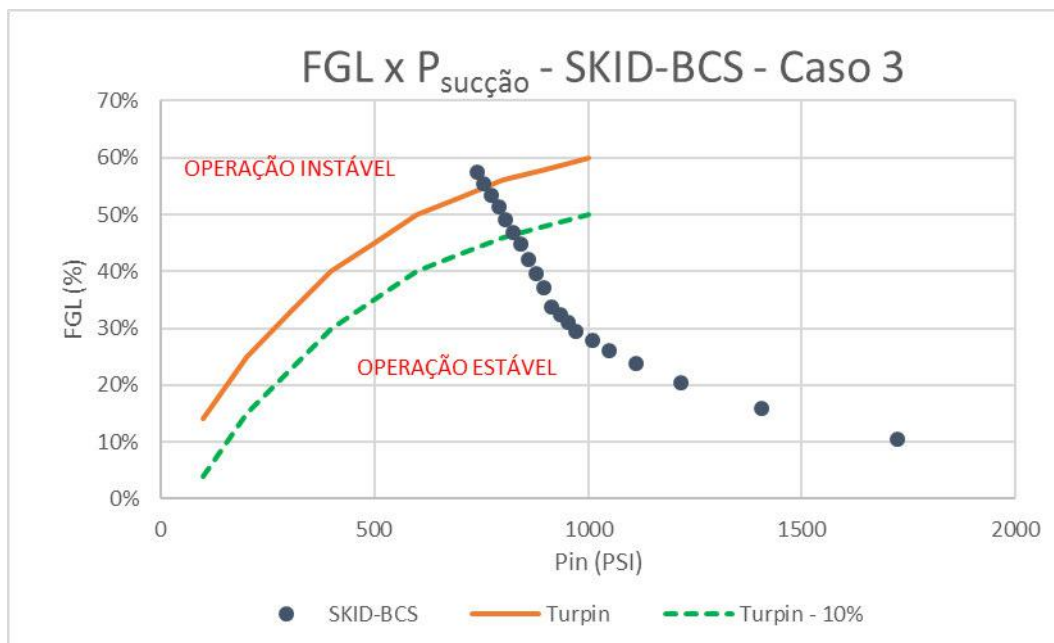


Figura 6.80: Limitação Técnica por Máxima FGL – skid-BCS – Caso 2.

Para o Caso 3, o projeto que conta com método de elevação artificial por *skid*-BCS tem previsão de operar com uma Fração de Gás Livre acima do recomendado, podendo acarretar em problemas de fluxo.

Portanto, o projeto com *skid*-BCS foi eliminado na primeira etapa da metodologia e, neste caso, o método de elevação artificial recomendado para o projeto é o BCSS.

A seguir são realizadas as análises econômicas determinísticas e probabilísticas, para avaliar se o método de elevação por BCSS traz um retorno financeiro suficiente e com riscos aceitáveis.

#### 6.3.3.2 Cálculo VPL - Cenário Base – Caso 3

Utilizando os mesmos valores da Tabela 6.13 e Figura 6.14 do Caso 1 e somente alterando as curvas de produção de óleo, foi gerado um cenário base para o Caso 3, apresentado na Figura 6.81. A comparação entre os valores obtidos no cenário Base do Caso 1 e do Caso 3 também é apresentada na Figura 6.81. Apesar da produção acumulada de ambos os casos serem muito parecidas, no Caso 3, há uma produção antecipada maior, conforme mostrado na Figura 6.77. Devido a isso, o VPL do cenário base do projeto BCSS do caso 3 é 9% maior do que o do Caso 1.

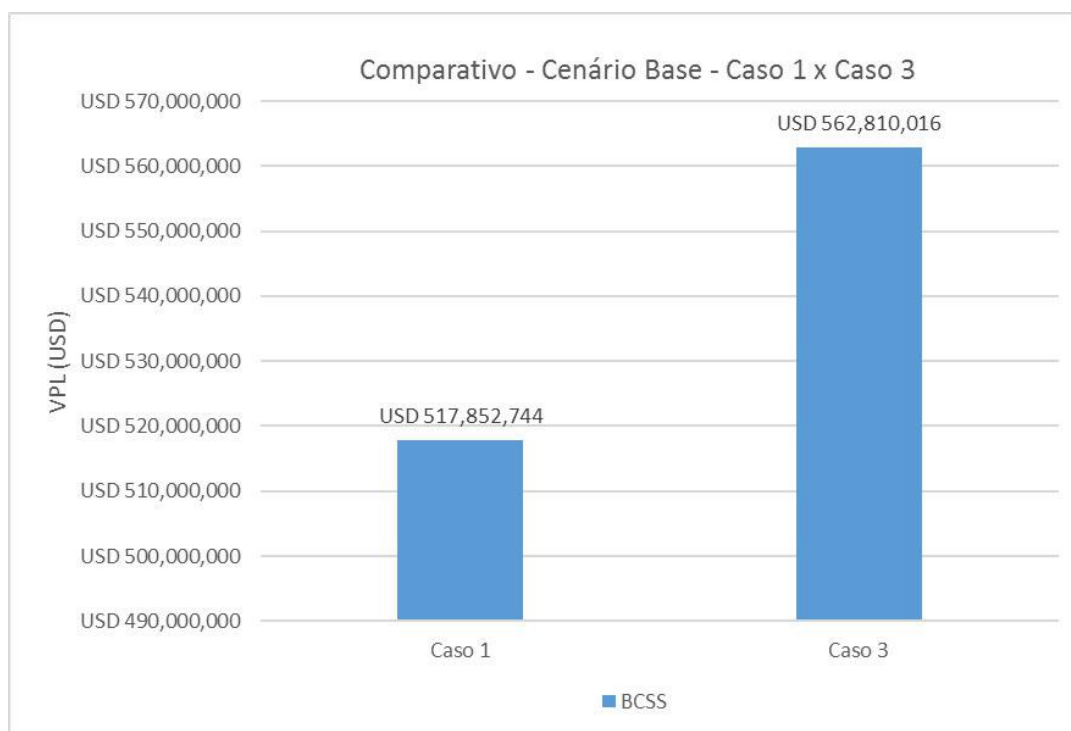


Figura 6.81: Comparativo VPL – Cenário Base – Caso 1 x Caso 3.

Conforme apontado anteriormente, as variáveis que impactam de forma significativa no VPL do projeto possuem incertezas muito grandes associadas. Portanto, foram geradas análises de risco para uma melhor avaliação do projeto proposto.

### 6.3.3.3 Análise determinística

A seguir são apresentados os resultados da análise de risco determinística.

#### 6.3.3.3.1 Tempo Médio entre Falhas do Sistema de Bombeio (MTTF)

Os resultados são apresentados na Tabela 6.43 e Figura 6.82.

Tabela 6.43: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 3.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: MTTF (anos) | BCSS              |
|------|----------------------|-----------------------|-------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL     | 4.00              |
|      |                      | VPL (USD)             | \$ 648,171,958.25 |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL     | 3.00              |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 617,499,122.47 |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL     | 2.00              |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 562,810,015.56 |
| 4    | caso intermediário 3 | VALOR DA VARIÁVEL     | 1.00              |
|      |                      | VPL(USD)              | \$ 407.012.041,68 |
| 5    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL     | 0,5               |
|      |                      | VPL                   | \$ 263.603.363,44 |

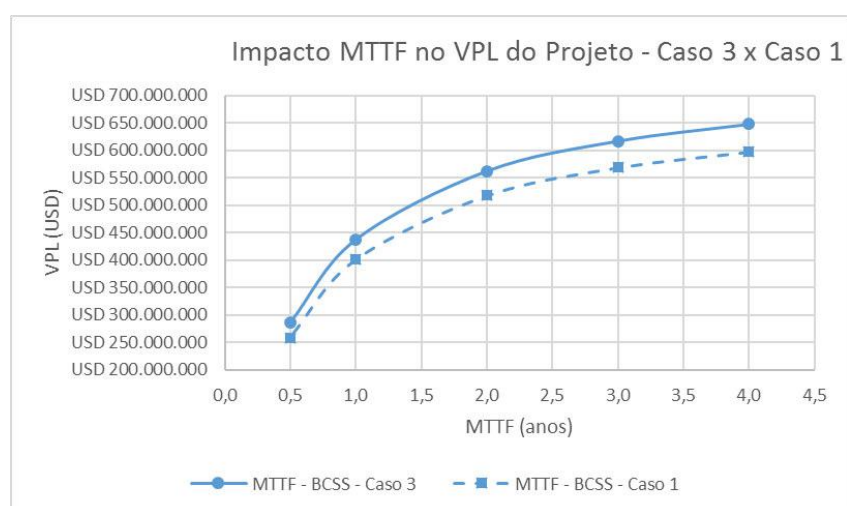


Figura 6.82: Impacto da variação do MTTF no VPL do projeto – Caso 3.

Como podemos observar na Tabela 6.43 e Figura 6.82 para os cenários estudados não é previsto VPL negativo com o posicionamento do sistema de bombeio no fundo do

poço (BCSS). Além disso, mesmo nos cenários mais pessimistas é previsto um ganho consideravelmente alto, de USD263 milhões.

Devido à diferença na curva de produção, onde o Caso 3, apesar de ter produção antecipada igual, possui uma maior antecipação de produção que o Caso 1 (Figura 6.77), no Estudo de Caso 3, para os valores de MTTF avaliados, o Caso 3 tem uma melhor performance.

### 6.3.3.3.2 Preço de Venda do Óleo Produzido - Brent

Foram escolhidos 5 cenários de preços de Brent para cálculo do VPL, mantendo-se as demais variáveis constantes. Os resultados são apresentados na Tabela 6.44 e na Figura 6.83.

Tabela 6.44: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 3.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: PREÇO BRENT (USD/barril) | BCSS                |
|------|----------------------|------------------------------------|---------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                  | 100.00              |
|      |                      | VPL                                | \$ 1,036,878,826.51 |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 80.00               |
|      |                      | VPL                                | \$ 799,844,421.03   |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 60.00               |
|      |                      | VPL                                | \$ 562,810,015.56   |
| 4    | caso intermediário 3 | VALOR DA VARIÁVEL                  | 40.00               |
|      |                      | VPL                                | \$ 325,775,610.09   |
| 5    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL                  | 30                  |
|      |                      | VPL                                | \$ 207,258,407.35   |

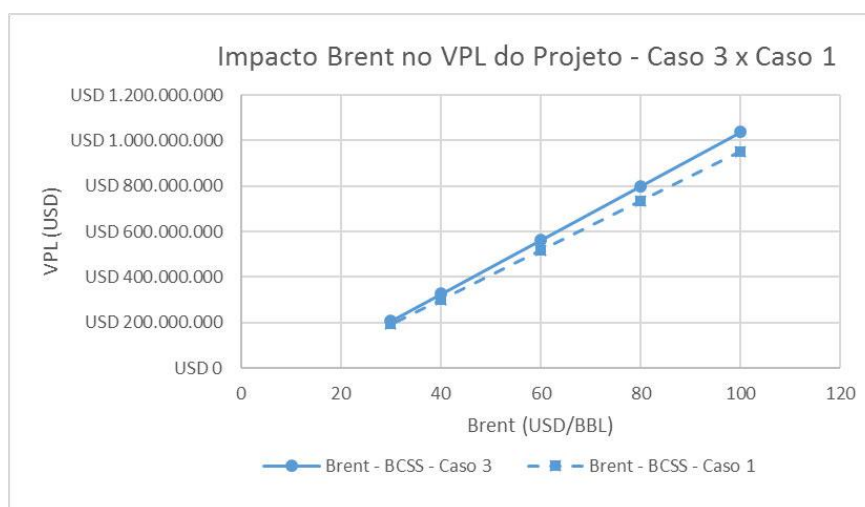


Figura 6.83: Impacto da variação do preço do Brent no VPL do projeto – Caso 3.

Como podemos observar pela inclinação da curva de VPL na Figura 6.83, o VPL do projeto tem uma forte dependência do valor do Brent, como já era esperado.

O preço do Brent é a variável mais sensível estudada e causa uma variação de mais de 5 vezes no retorno do projeto, variando o VPL da ordem de USD 200 milhões no caso que considera o preço do Brent USD 30/bbl, para até aproximadamente de USD 1 bilhão, em cenários de Brent a USD 100/bbl.

Para os cenários estudados não é previsto VPL negativo com o posicionamento do sistema de bombeio no fundo do poço (BCSS). Além disso, mesmo nos cenários mais pessimistas é previsto um ganho consideravelmente alto, acima de USD 200 milhões.

Comparativamente ao Caso 1, o Caso 3 traz um maior retorno.

#### 6.3.3.3.3 Tempo Aguardando Embarcação/Sonda para Intervenção (TAE)

Os resultados são apresentados na Tabela 6.45 e Figura 6.84.

Tabela 6.45: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – Caso 3.

| CASO | CENÁRIO            | VARIÁVEL: TAE (dias) | BCSS              |
|------|--------------------|----------------------|-------------------|
| 1    | melhor caso        | VALOR DA VARIÁVEL    | 90.00             |
|      |                    | VPL                  | \$ 602,323,268.59 |
| 2    | caso intermediário | VALOR DA VARIÁVEL    | 160.00            |
|      |                    | VPL                  | \$ 562,810,015.56 |
| 3    | pior caso          | VALOR DA VARIÁVEL    | 360.00            |
|      |                    | VPL                  | \$ 476,834,334.84 |

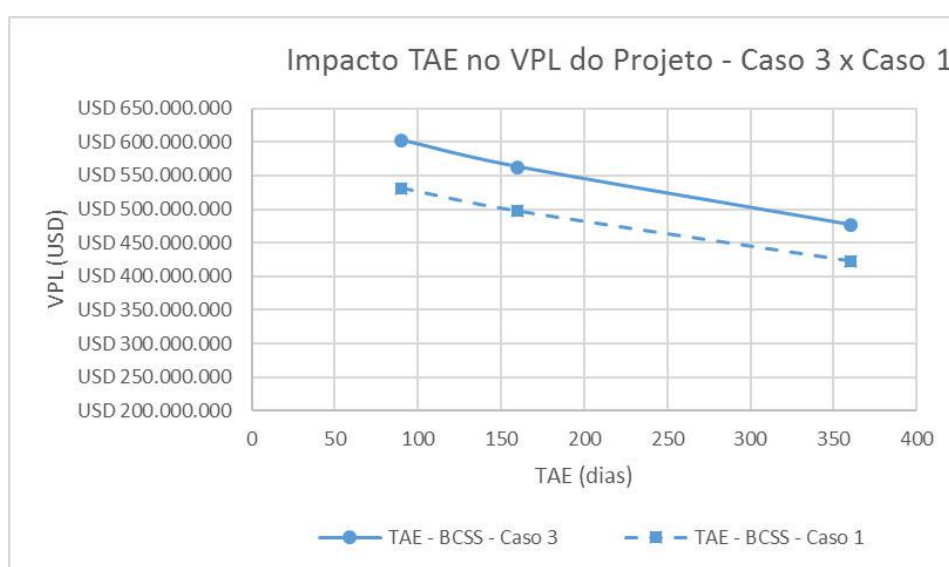


Figura 6.84: Impacto da variação do TAE no VPL do projeto – Caso 3.

Para os cenários estudados não é previsto VPL negativo com o posicionamento do sistema de bombeio no fundo do poço (BCSS). Além disso, mesmo nos cenários mais pessimistas é previsto um ganho consideravelmente alto, com valores próximos a USD 500 milhões.

Comparativo ao Caso 1, o Caso 3 prevê maior retorno financeiro, devido ao seu perfil de produção.

#### 6.3.3.3.4 Custo diário da Intervenção

Os resultados são apresentados na Tabela 6.46 e Figura 6.85.

Tabela 6.46: Impacto da variação do custo de intervenção no VPL do projeto – Caso 3.

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: Custo Intervenção (USD/dia) | BCSS              |
|------|----------------------|---------------------------------------|-------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                     | 300,000.00        |
|      |                      | VPL                                   | \$ 581,434,722.21 |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 500,000.00        |
|      |                      | VPL                                   | \$ 562,810,015.56 |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 1,000,000.00      |
|      |                      | VPL                                   | \$ 516,248,248.93 |

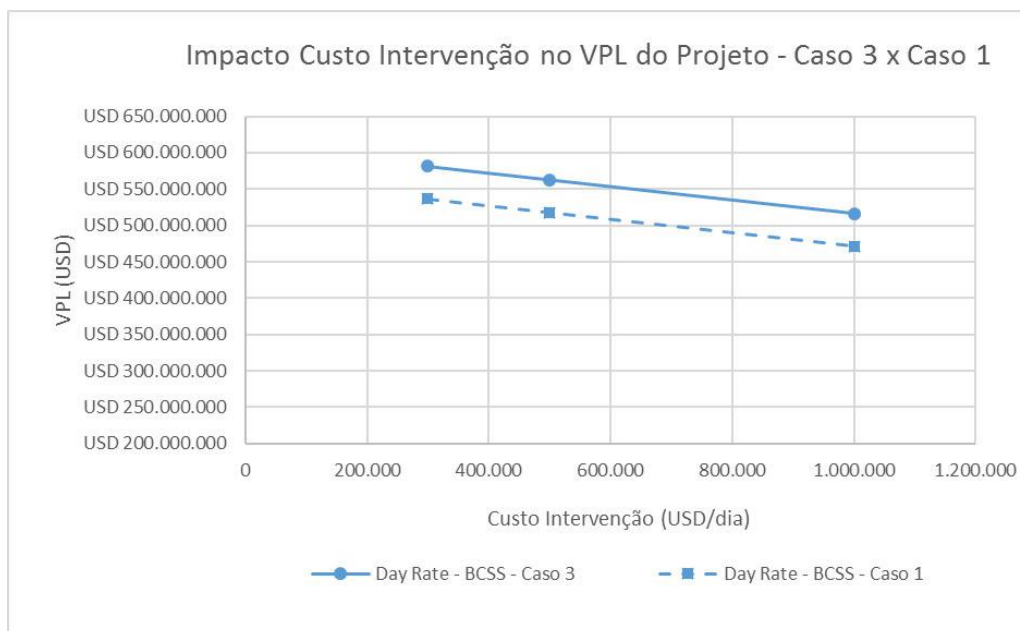


Figura 6.85: Impacto da variação do Custo de Intervenção no VPL do projeto – Caso 3.

Para os cenários estudados não é previsto VPL negativo com o posicionamento do sistema de bombeio no fundo do poço (BCSS). Além disso, mesmo nos cenários mais pessimistas é previsto um ganho consideravelmente alto, com valores próximos a USD 500 milhões. O Caso 3 prevê um maior retorno financeiro do que o Caso 1.

#### 6.3.3.3.5 Tempo de Intervenção

Os resultados são apresentados na Tabela 6.47 e Figura 6.86.

Tabela 6.47: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto

| CASO | CENÁRIO              | VARIÁVEL: Tempo de Intervenção (dias) | BCSS              |
|------|----------------------|---------------------------------------|-------------------|
| 1    | melhor caso          | VALOR DA VARIÁVEL                     | 30.00             |
|      |                      | VPL                                   | \$ 583,082,588.98 |
| 2    | caso intermediário 1 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 45.00             |
|      |                      | VPL                                   | \$ 558,497,076.11 |
| 3    | caso intermediário 2 | VALOR DA VARIÁVEL                     | 52.00             |
|      |                      | VPL                                   | \$ 547,291,789.28 |
| 4    | pior caso            | VALOR DA VARIÁVEL                     | 100.00            |
|      |                      | VPL                                   | \$ 474,724,217.42 |

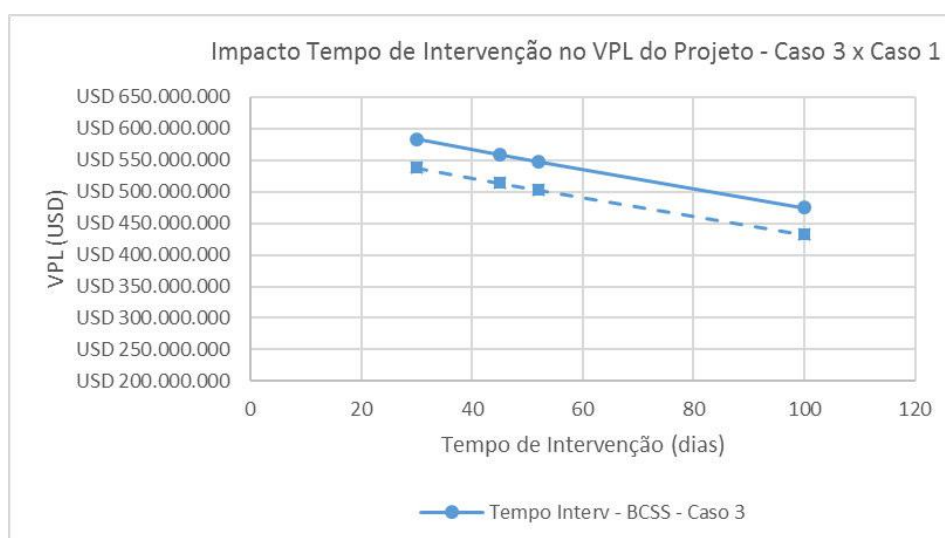


Figura 6.86: Impacto da variação do Tempo de Intervenção no VPL do projeto – Caso 3.

Para os cenários estudados não é previsto VPL negativo com o posicionamento do sistema de bombeio no fundo do poço (BCSS). Além disso, mesmo nos cenários mais pessimistas é previsto um ganho consideravelmente alto.

Novamente é possível observar a superioridade do resultado do Caso 3 comparativamente ao Caso 1, devido ao seu perfil de produção, que apesar de ter uma

produção acumulada praticamente igual, possui uma produção antecipada maior, que culmina em um VPL maior.

#### 6.3.3.3.6 Conclusão – Análise determinística VPL – Caso 3

A análise realizada mostra que a variável mais sensível a alterações é o Brent, visto que o preço de venda do petróleo produzido impacta diretamente no valor do VPL, pois este é o responsável pela receita do projeto. As demais variáveis impactam no VPL pois causam perda de produção, diminuindo a receita, e um acréscimo de custos durante as intervenções.

Nenhum dos cenários analisados previu VPL negativo e todas previram bons retornos financeiros.

Para uma melhor análise, foi utilizado o Estudo de Caso 1 como base de comparação. Para todas as análises realizadas o Caso 3 se mostrou financeiramente superior ao Caso 1 mesmo tendo os dois casos praticamente a mesma produção acumulada de óleo depois de 20 anos de produção. Este resultado é devido ao Caso 3 apresentar uma maior produção que o Caso 1 no início da vida produtiva, ou seja, há uma maior antecipação de produção que impacta positivamente no VPL do projeto.

Porém, a análise determinística tem como premissa a avaliação de cada variável separadamente, mantendo constante todas as demais, portanto é importante realizar uma análise probabilística destas variáveis, que visa analisar como o VPL dos projetos se comportam quando todas as variáveis são variadas simultaneamente.

#### 6.3.3.4 Análise Probabilística

A análise de risco probabilística do Caso 3 foi realizada com o @risk. Foram realizadas também 5.000 simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis são combinadas respeitando as distribuições probabilísticas previamente estabelecidas para cada uma das variáveis, conforme descrito nos itens 6.3.1.4.1, 6.3.1.4.2, 6.3.1.4.3, 6.3.1.4.4, 6.3.1.4.5.

##### 6.3.3.4.1 Resultados da Análise de Risco probabilística - Caso 3

Conforme discorrido neste trabalho, o @risk é aplicado em uma planilha de MS Excel onde foi executado modelo financeiro para cálculo de VPL.



Para o cálculo são utilizados inputs fixos, como OPEX, CAPEX, taxa de desconto e desconto de qualidade sobre o Brent, conforme Tabela 6.48

Tabela 6.48: Inputs fixos para Cálculo do VPL – Caso 3.

| Inputs conhecidos                        | BCSS            |
|------------------------------------------|-----------------|
| Taxa de desconto - %                     | 10%             |
| Custo de Investimento (CAPEX) - USD      | USD 115.000.000 |
| Custo de Operação (OPEX) - USD/dia       | USD 100.000     |
| Custo fixo de Workover - USD             | USD 2.500.000   |
| Desconto qualidade sobre Brent - USD/bbl | USD 15          |
| Tempo de projeto - anos                  | 20              |

Os inputs variáveis são apresentados na Tabela 6.49 e tiveram suas distribuições definidas conforme explicado anteriormente.

Tabela 6.49: Inputs variáveis para Cálculo do VPL – Caso 3.

| Inputs com incertezas                                                                          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MTTF (intervalo entre falha da BCS) - dias                                                     |
| TAE (Tempo aguardando Embarcação para Intervenção) - meses                                     |
| Tempo de Intervenção - dias                                                                    |
| Custo de Intervenção (depende principalmente do custo do barco/sonda de intervenção) - USD/dia |
| Brent - USD/bbl                                                                                |

Assim como efetuado na análise probabilística, o Caso 1 é utilizado como base comparativa para o Caso 3 para permitir uma análise de maior qualidade.

Os resultados para o caso que utiliza BCSS são apresentados a seguir.

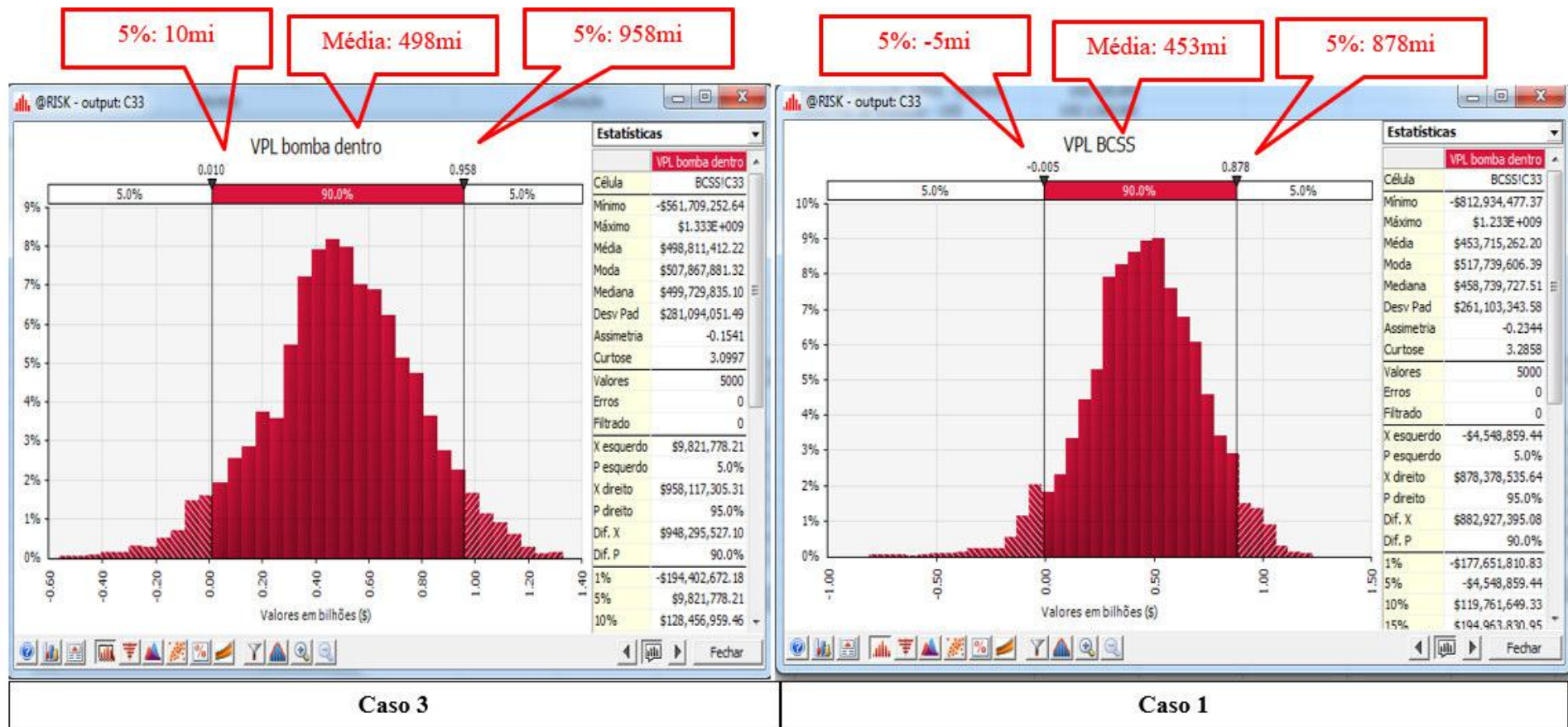


Figura 6.87: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 3

A Figura 6.81 mostra a distribuição de probabilidade do resultado financeiro do projeto de produção de um poço com método de elevação artificial por BCSS do caso 3. Este projeto tem 90% de probabilidade de ter um VPL variando de USD 10 milhões e USD 958 milhões.

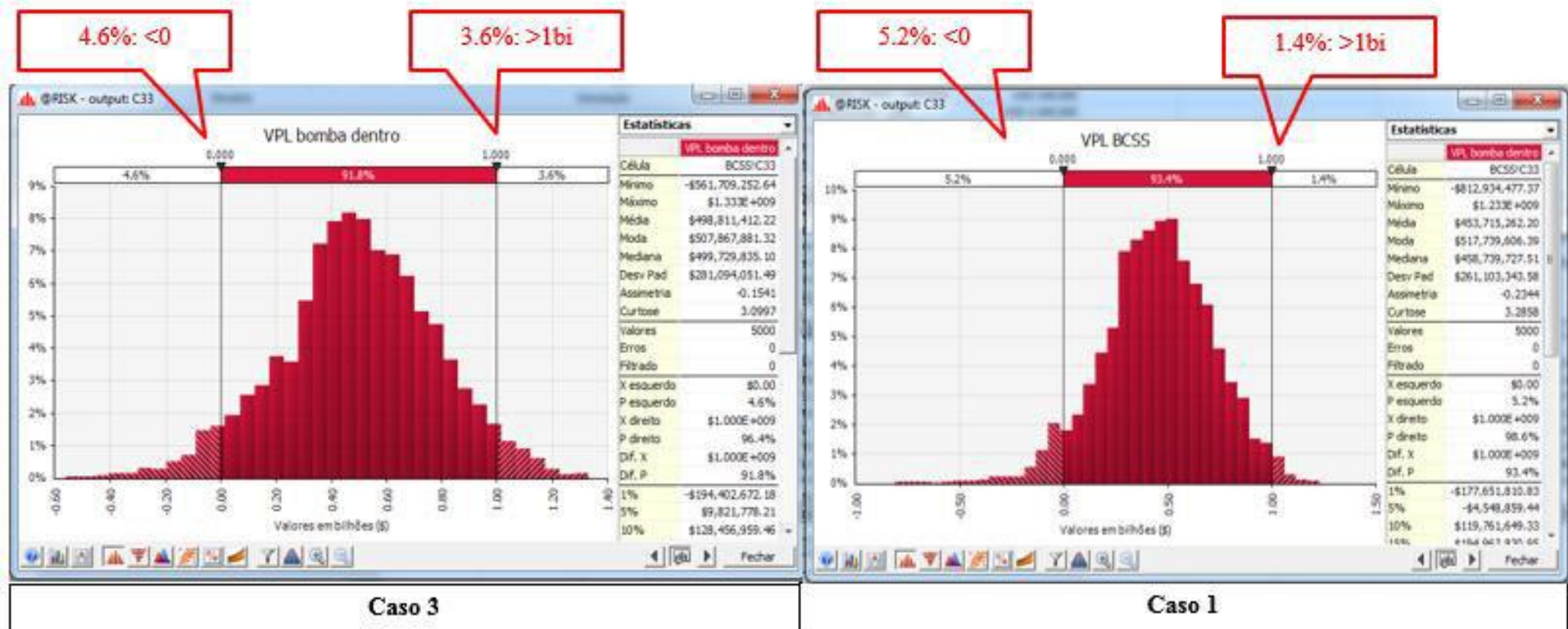


Figura 6.88: Distribuição de Probabilidades VPL – BCSS – Caso 3 – Probabilidade de VPL negativo.

A probabilidade de um VPL negativo é de 4,6% e ter um VPL superior a USD 1 bilhão de dólares é de 3,6%.

Comparativamente ao Caso 1, o Caso 3 tem um menor risco de VPL negativo e maior probabilidade de VPL acima de USD 1 bilhão.

O @risk permite também a realização de uma análise de sensibilidade, onde é possível identificar e quantificar os fatores que mais contribuem para o resultado.

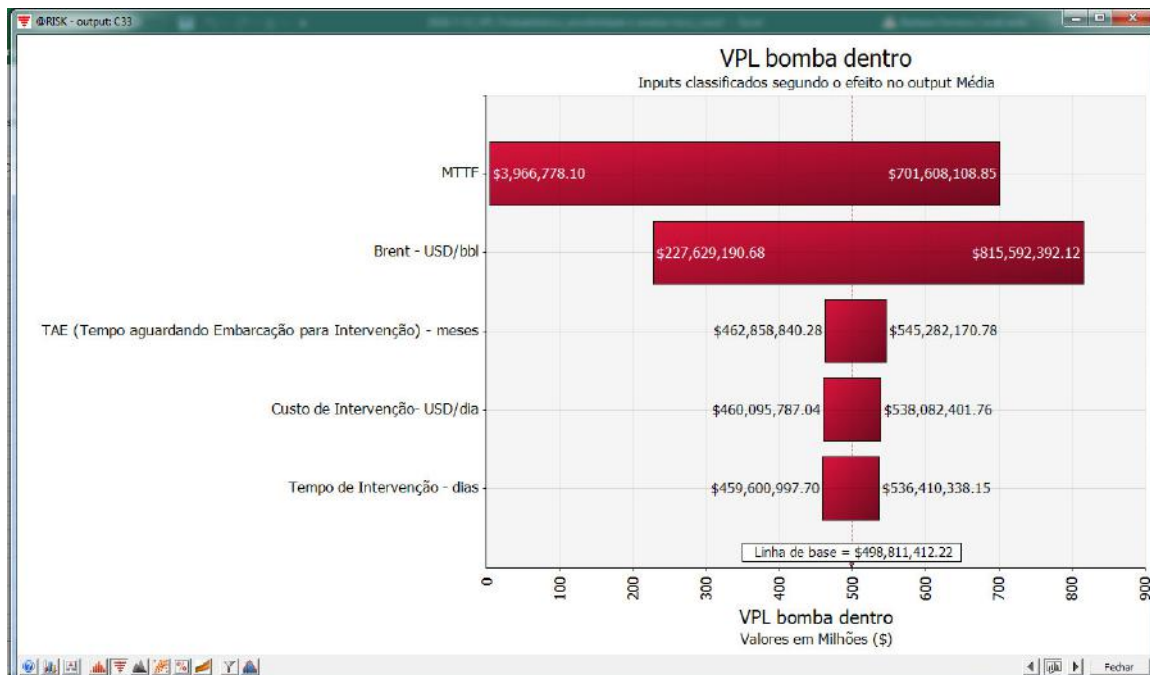


Figura 6.89: Gráfico de Tornado – Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 3.

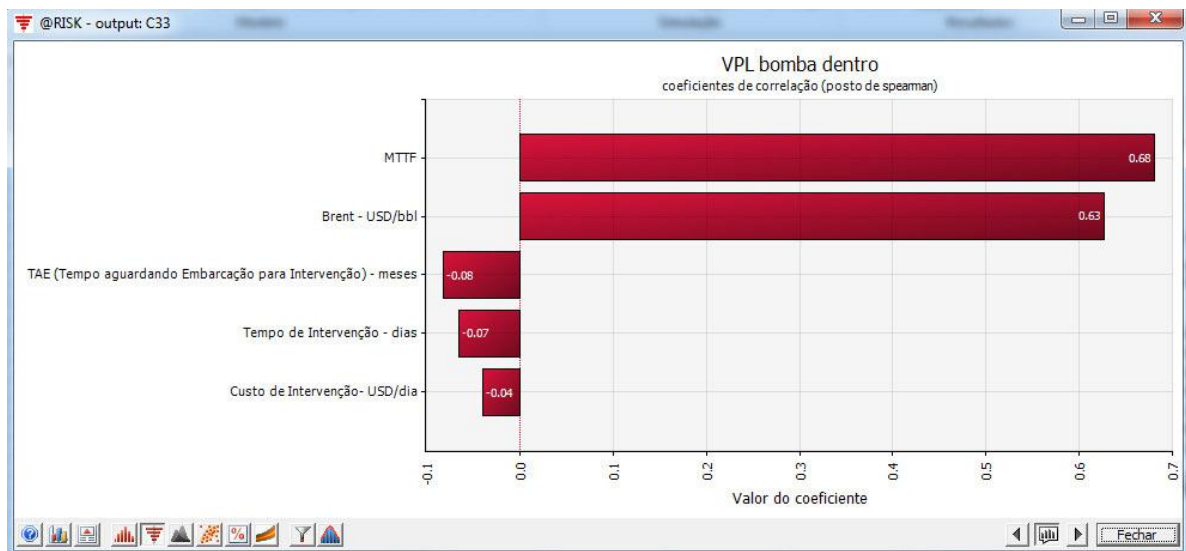


Figura 6.90: Gráfico de Tornado – Coeficientes de Regressão - Contribuição de Cada Variável para o Resultado do VPL – BCSS – Caso 3.

As Figura 6.89 e Figura 6.90 trazem informações importantes sobre a contribuição de cada variável para o resultado financeiro do projeto.



O MTTF foi o a variável que mais impactou no resultado e a mesma possui uma correlação positiva com o VPL, ou seja, quanto maior o MTTF, maior o VPL do projeto. Quanto menor o MTTF, maior o custo com intervenções e maior o tempo de produção parada aguardando a intervenção, o que pode inviabilizar o projeto.

A segunda variável que mais impacta no VPL é o valor do Brent, visto que este dita a receita proveniente da venda do petróleo produzido.

As demais variáveis possuem contribuições menores, porém significativas e todas as demais possuem uma correlação negativa com o VPL, ou seja, quanto maiores, menor o VPL. Ou seja, quanto menor o tempo de intervenção, o custo de intervenção ou o TAE, maior o VPL.

Enquanto o Brent possui uma relação mais linear com o VPL (Figura 6.91), o MTTF tem uma sensibilidade muito forte em valores mais baixos (Figura 6.92). Com MTTF a acima de 500 dias o VPL do projeto não sofre variações muito significativas, enquanto abaixo deste valor o VPL cai de maneira acentuada, devido aos enormes custos envolvidos a cada troca do sistema de elevação falhado.

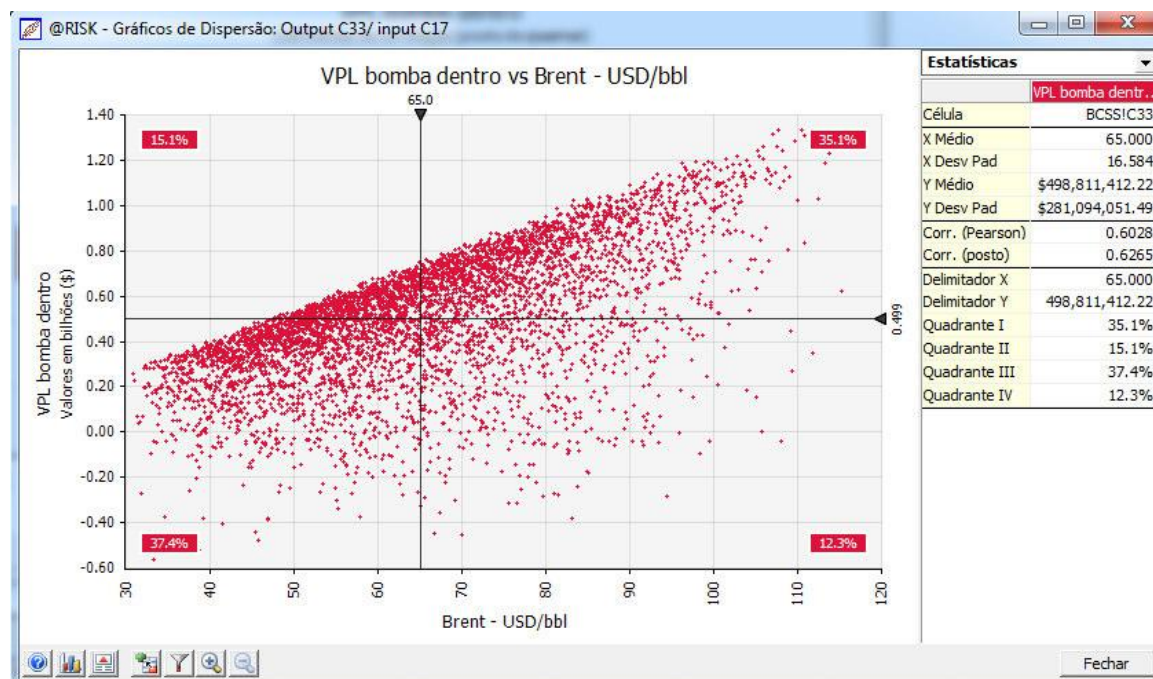


Figura 6.91: Correlação VPL x Brent – BCSS – Caso 3.

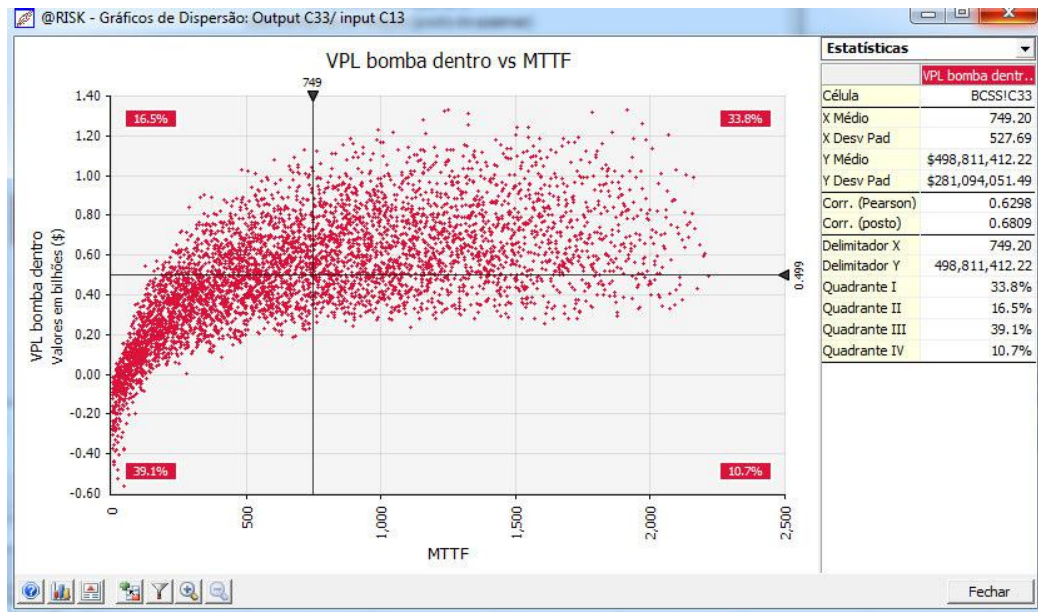


Figura 6.92: Correlação VPL x MTTF – BCSS – Caso 3.

#### 6.3.3.5 Conclusões do Estudo de Caso 3

Assim como nos Estudos de Caso 1 e 2, foram executadas as três etapas descritas na metodologia:

A análise referente aos limites de Fração de Gás Livre (FGL) na sucção da bomba apontou que o sistema *skid*-BCS tem previsão de atingir frações de gás acima do manuseável pela BCS, portanto, é previsto que, para este projeto, a bomba opere de forma instável. Portanto, somente o sistema BCSS foi considerado aplicável tecnicamente para o campo em estudo.

Foi executada então, somente para o projeto que utiliza BCSS, uma análise econômica determinística com o objetivo de saber se este projeto tem um bom potencial econômico.

Foi observado que o projeto tem baixo risco associado, pois nenhum dos cenários previu VPL negativo. Além disso, os cenários simulados apontam previsões de ganho satisfatório. Nos piores cenários é previsto um VPL próximo de USD 200 milhões e nos melhores cenários avaliados são previstos VPLs acima de USD 1 bilhão.

Também foi possível concluir que a variável que mais impacta no VPL é o preço do Brent, visto que este é o que determina o preço de venda do petróleo produzido.

A terceira etapa de análises, prevista na metodologia, é a análise probabilística, que utiliza o software @risk para realizar uma análise de risco do projeto através de 5.000

simulações, combinando as variáveis propostas diversas vezes de forma aleatória para cálculo probabilístico do VPL. As variáveis foram combinadas respeitando uma distribuição probabilística previamente estabelecida para cada uma das variáveis.

Corroborando o resultado da análise determinística, a análise probabilística também verificou um pequeno risco de VPL negativo, neste caso de 4,6%, e probabilidade de VPL acima de USD 1 bilhão de 3,6%.

Para melhor avaliação do Caso 3 o mesmo foi comparado com o Caso 1. As análises mostraram que, apesar de ambos os casos terem uma produção acumulada muito parecida, com diferença de aproximadamente 1%, o resultado do Caso 3 é melhor do que o resultado do Caso 1. Isto se dá devido ao perfil de produção do Caso 3, que prevê uma maior produção do que o Caso 1 no início da vida produtiva do Campo, ou seja, há uma antecipação de produção e de receita naquele Estudo de Caso.

Os estudos de caso tem a função de aplicar a metodologia proposta. Eles simulam a utilização que a metodologia terá em uma aplicação real. Para o estudo de caso 3, as etapas de análise realizadas sugerem que o projeto com *skid*-BCS não é aplicável tecnicamente e que o projeto com BCSS tem um risco econômico aceitável e uma boa probabilidade de retornos financeiros que justifiquem a realização do projeto.

# CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO

## 7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com base no estudo apresentado pode-se afirmar que a metodologia proposta é uma boa ferramenta para utilização em aplicações reais.

Os estudos de caso realizados, apesar de utilizarem dados de produção hipotéticos, conseguem expressar a importância das etapas de análise durante o processo de definição do sistema de elevação artificial a ser aplicado em um projeto de produção de óleos pesados em águas profundas.

Adicionalmente, os resultados obtidos confirmam a necessidade de aplicação de uma análise probabilística para avaliação econômica de projetos mutuamente exclusivos. O Estudo de Caso 2 mostrou um bom exemplo onde a análise determinística não seria suficiente para embasar uma tomada de decisão acerca do projeto a ser escolhido e a análise probabilística trouxe dados melhores para auxílio à análise.

As análises econômicas realizadas nos Casos 1 e 2 apontaram a superioridade do retorno no VPL alcançada pelo projeto com *skid*-BCS que possui uma embarcação PLSV dedicada à logística de produção. Isto mostra que o custo diário superior, visto que a embarcação mais robusta, que é capaz de trocar o sistema *skid*-BCS falhado, faz parte do OPEX, é justificado pela redução dos custos de intervenção, uma vez que não há necessidade de aguardar a disponibilidade de uma embarcação para intervenção, o que pode levar a perdas significativas de produção e, conseqüentemente, de receita.

No Caso 3 o projeto com *skid*-BCS foi desclassificado na primeira etapa de análise, referente à limite de FGL. O projeto que conta com BCSS como método de elevação artificial foi então avaliado nas etapas seguintes. Este se mostrou uma boa opção devido ao baixo risco de VPL negativo e grande probabilidade de retornos financeiros altos.

Durante a execução do trabalho ficou evidenciado que a aplicação da análise econômica probabilística utilizando @risk é mais simples, mais rápida, menos suscetível a erros e fornece dados quantitativos melhores do que a análise determinística.

Desta forma, a metodologia desenvolvida apresentou resultados satisfatórios e coerentes e cumpriu com o objetivo de propor etapas de análises técnicas econômicas e de risco que possam ser utilizadas de forma simples para auxílio na tomada de decisão do



melhor posicionamento do sistema de bombeio, dentro do poço ou no leito marinho, de forma a obter-se o melhor retorno financeiro.

## **7.2 TRABALHOS FUTUROS**

Para a realização deste trabalho foram utilizadas curvas de produção hipotéticas para os três estudos de caso. As curvas de produção foram simplificadas e executadas a partir de valores iniciais de vazão de óleo fornecidos pelo *Pipesim*. É sugerida a aplicação da metodologia proposta em dados de um campo real e em curvas de produção não simplificadas, geradas por um *software* de simulação de escoamento em reservatórios.

É sugerido o aperfeiçoamento do cálculo de VPL considerando o custo de descomissionamento dos poços e dos equipamentos submarinos.

É sugerido realizar outros estudos de caso com aplicação da metodologia em outros campos.

## CAPÍTULO 8 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDREOLLI, I. *Introdução à Elevação e Escoamento Monofásico e Multifásico de Petróleo*. Editora Interciência Ltda., Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2016.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, disponível em <https://ben.epe.gov.br/> Acesso em 13 de Setembro de 2018.
- BERTOLO, L.A. *Análise de Risco na Avaliação de Investimentos*. Acessado em 03 de agosto de 2018 no endereço eletrônico: <http://www.bertolo.pro.br/>
- BEGGS, H.D E BRILL, J.P., "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes". *JPT* (1973).
- BEGGS, H.D, *Gas Production Operations*, 1984
- BRADLEY, H.B.: "Petroleum Engineering Handbook". 3rd ed. Texas: *Society of Petroleum Engineers*, 2007.
- BRILL, J.P E MUKHERJEE, H., "Multiphase flow in wells". Monograph Volume 17 *Society of Petroleum Engineering*, Henry L. Doherty Series, 1999.
- CASSITY, T. G., O'DONNELL, M., WEIGLE, J., MASSON, C., KOCHI, K., & PORCIUNCULA, S. L. (2013, May 6). "Cascade and Chinook Subsea Development: A Challenging and Successful Case History". *Offshore Technology Conference*. doi:10.4043/24162-MS
- CLEGG, J.D., BUCARAM, S.M., AND HEIN, N.W.J.: "Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods," *J Pet Technol* 45(12): 1128–1167. SPE Paper 101 24834-PA, (1993).
- COLODETTE, G., PEREIRA, C. A. G., SIQUEIRA, C. A. M., SPINELLI RIBEIRO, G. A., RODRIGUES, R., DE MATOS, J. S., & RIBEIRO, M. P. (2008, March 1). "Flow Assurance and Artificial Lift Innovations for Jubarte Heavy Oil in Brazil." *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/117174-PA.
- COSTA, B. M. P., OLIVEIRA, P. DA S., & ROBERTO, M. A. R. (2013, May 6). "Mudline ESP: Electrical Submersible Pump Installed in a Subsea Skid." *Offshore Technology Conference*. doi:10.4043/24201-MS
- DUNS, H., JR. AND. ROS, N. C. J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," *Proc., 6th World Pet. Congress* (1963), 451.
- ECKHARDT, ROGER (1987). "Stan Ulam, John von Neumann, and the Monte Carlo method," *Los Alamos Science*, Special Issue (15), 131-137
- HAGEDORN, A.R E BROWN, K.E., "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase flow in Small Diameters Vertical Conduits". *JPT* (April 1965) 475; Trans., AIME, 234.
- MALCOM, D. G., ROSEBOOM, J. H., CLARK, C. E. e FAZAR, W., "Application of a Technique for Research and Development Evaluation", 1959.
- METROPOLIS, N. "The beginnning of the Monte Carlo method". *Los Alamos Science Special Issue*, Los Alamos, n, 15, p. 125-130, 1987.
- NETO, A. A. *Matemática Financeira e suas Aplicações*. 12 ed. Editora Atlas S.A. p. 15-294, 2012.
- NIST/SEMATECH *e-Handbook of Statistical Methods*, disponível em <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/>. Acesso em 02 de Agosto de 2018.
- NUNES, J. DA S., 2008. *Estudos, Modelagem e Simulação de Instalações de Produção de Petróleo no Simulador PIPESIM com Ênfase na Otimização de "Gás-Lift" Contínuo*. UFES, Vitória, ES, Brasil.
- OLIVEIRA, M., F., D., 2003, *Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo*. Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

- ORKIZEWSKI, J.: “Prediction Two-phase Pressure Drops in Vertical Pipes”, *Journal of Petroleum Technology*, 829 – 838, 1967;
- PALISADE CORPORATION. *Análise de Risco*. Acessado em 28 de julho de 2018 no endereço eletrônico: [http://www.palisade-br.com/risk/risk\\_analysis.asp](http://www.palisade-br.com/risk/risk_analysis.asp)
- PALISADE CORPORATION, *@Risk User’s Guide, Risk Analysis and Simulation Add-in for MS Excel®*, Version 7, July 2016.
- PARK, H. Y., FALCONE, G., AND TEDORI, C.: “Decision Matrix for Liquid Loading in Gas Wells for Cost/Benefit Analyses of Lifting Options,” *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 1: (3), 72-83 doi, (2009).
- PESSOA, P. “Limite de Gás Livre na Entrada da BCS”, *Baker Hughes*, 2013.
- PM KNOWLEDGE CENTER, 2018. Disponível em: [http://www.pmknowledgecenter.com/dynamic\\_scheduling/baseline/program-evaluation-and-review-technique-pert-incorporating-activity-time-variability](http://www.pmknowledgecenter.com/dynamic_scheduling/baseline/program-evaluation-and-review-technique-pert-incorporating-activity-time-variability). Acesso em 02 de agosto de 2018.
- QUINTANS, L. P. *Manual de Direito do Petróleo*. Editora Atlas S.A., 2015.
- RIBEIRO, M. P., OLIVEIRA, P.S., MATOS, J.S., SILVA, J.E.M.: “Field Applications of Subsea Electrical Submersible Pumps in Brazil”, Artigo OTC 17415 apresentado no *Offshore Technology Conference* (OTC), Houston, May 2005.
- RAMIREZ, M., ZDENKOVIC, N., & MEDINA, E. (2000, January 1). “Technical/Economical Evaluation of Artificial Lift Systems for Eight Offshore Reservoirs”. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/59026-MS
- RODRIGUES, R., SOARES, R.; MATOS, J.S., PEREIRA, C.A.G., RIBEIRO, G.S.: “A New Approach for Subsea Boosting - Pumping Module on the Seabed”, Artigo OTC 17398 apresentado no *Offshore Technology Conference* (OTC), Houston, May 2005.
- TARCHA, B. A., BORGES, O. C., & FURTADO, R. G. (2015, May 27). “ESP Installed in a Subsea Skid at Jubarte Field”. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/173931-MS
- TARCHA, B. A., FURTADO, R. G., BORGES, O. C., VERGARA, L., WATSON, A. I., & HARRIS, G. T. (2016, May 2). “Subsea ESP Skid Production System for Jubarte Field”. *Offshore Technology Conference*. doi:10.4043/27138-MS
- THOMAS, J. E.: *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- TURPIN, J. L., LEA, J.F., AND BEARDEN, J.L. 1986.” Gas-Liquid Through Centrifugal Pumpus – Correlation of Data”. Proc., *Third International Pump Symposium*, Texas A&M University, College Station, Texas, USA, 13 a 20 de Maio.
- U.S. Energy Information Administration. Acessado em 15 de julho de 2018 no endereço eletrônico: [https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=oil\\_prices](https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=oil_prices)
- VALBUENA, J., PEREYRA, E., & SARICA, C. (2016, October 17). “Defining the Artificial Lift System Selection Guidelines for Horizontal Wells”. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/181229-MS
- WIGGINS, M. L.. Chapter 1 – Inflow and Outflow performance. In: Lake, L. W., Ed. *Petroleum Engineering Handbook: volume IV Production Operations Engineering*. Tx - United States: Society of Petroleum Engineers, 2007. p. IV-1 – IV-40.