



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO - DPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL
PARA ANÁLISE EM POÇOS DIRECIONAIS EQUIPADOS COM
BCS**

Aluno: Rodrigo Araújo Mendonça

Orientadora: Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Co-Orientador: Gabriel Bessa de Freitas Fuezi Oliva

Natal/RN, Novembro de 2014

Rodrigo Araújo Mendonça

**Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Análise em
Poços Direcionais equipados com BCS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

Prof. Dra. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Orientadora – UFRN

Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa

Membro Examinador - UFRN

Eng.º Gabriel Bessa de Freitas Fuezi Oliva

Co-orientador – UFRN

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por ter me dado forças para superar os momentos difíceis.

Aos meus pais, Maria Deuza Machado Araújo e Joan Mendonça, aos meus irmãos, Simone Araújo Mendonça e Ricardo Araújo Mendonça, meus sobrinhos, João Rafael e Álvaro Heitor, e a minha namorada, Vivianne Camila, pelo total apoio e carinho. Aos familiares que sempre estiveram presentes e poderão compartilhar desse momento mágico na minha vida, e aos entes queridos que infelizmente não poderão ver esta vitória, mas que tiveram uma parcela enorme de contribuição e que mesmo estando longe torceram por esta vitória, em especial ao meu avô Josafá Mendonça.

Aos amigos João, Elias, Eduardo, Vinicius, Yago, Lucas, Leonardo e Diego por todo companheirismo nessa caminhada árdua, mas bastante gratificante.

Ao Laboratório de Cimentos (LABCIM), por ter me dado a oportunidade de estagiar nesse excelente ambiente de trabalho, poder ajudar e adquirir novos conhecimentos. Em especial ao Professor Júlio César, o Supervisor Paulo Henrique e o Técnico de Laboratório Adriano.

À minha orientadora Carla Maitelli, por acreditar, confiar na minha pessoa e especialmente na realização deste trabalho, assim como sua disponibilidade e reuniões que foram de grande importância para que o trabalho fosse concluído com sucesso.

Ao meu co-orientador, Gabriel Bessa, que desde o início deste trabalho sempre esteve presente com as soluções na Plataforma Excel, de modo que o programa fosse concluído e estando em total utilização.

À coordenadora, Vanessa Cristina, por toda a disponibilidade e atenção para com seus alunos, além de excelente professora.

RESUMO

A perfuração direcional é uma técnica largamente utilizada na indústria do petróleo atualmente. O uso desta técnica ocorre quando o reservatório não se encontra alinhado com a cabeça do poço. O adequado planejamento direcional é extremamente importante para que o poço tenha condições de atingir o reservatório almejado. O planejamento é feito através de dados como: Profundidade Medida, Inclinação do Poço e Azimute. Este trabalho apresenta uma ferramenta computacional que tem o objetivo de identificar se um determinado poço direcional está apto ou não a receber o BCS através da análise do *dogleg*. Caso esteja apto, também se podem identificar regiões onde a bomba do BCS poderá ser instalada. O programa desenvolvido também faz a construção do perfil direcional do poço através da escolha dos métodos usuais de cálculo direcional: Tangente, Tangente Balanceada, Ângulo Médio, Raio de Curvatura e Mínimo Raio de Curvatura. Baseado em dados tais como profundidade medida, inclinação do poço e azimute, o programa é capaz de fazer o planejamento da trajetória do poço para qualquer um dos cinco (5) métodos escolhidos pelo usuário. Este estudo também apresenta uma análise com o dimensionador desenvolvido no Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT), onde esta análise é feita mediante o parâmetro do coeficiente de variação. O BCS é um método de elevação artificial utilizado pelas altas vazões desenvolvidas e por ser aplicado tanto em ambientes terrestres como ambientes marítimos. O BCS utiliza uma bomba de subsuperfície de múltiplos estágios, onde o número de estágios é quem comanda a altura de elevação que se deseja aos fluidos para que estes cheguem a superfície. Os resultados obtidos foram extremamente satisfatórios, uma vez que foram testados aproximadamente 30 poços, estando todos os poços dentro do padrão de *dogleg* estabelecido pela indústria do petróleo para utilização do BCS, que para revestimentos de diâmetro 7 in é de 4°/30m e para revestimentos de diâmetro 9 5/8 in é de 6°/30m.

Palavras-Chave: Planejamento Direcional, Elevação Artificial, Bombeio Centrífugo Submerso.

ABSTRACT

The directional drilling is a drilling technique widely used in the oil industry nowadays. The use of this technique occurs when the reservoir is not in the same line path as the wellhead is. Therefore, the proper directional planning is extremely important, so the well can have the appropriate conditions to reach the desired reservoir. The planning is made through the use of data such as: Measured Depth, Inclination and Azimuth of the well. This work presents a computational tool that has the goal to identify whether it will be possible or not to install the BCS system in a deviated well by analyzing the dogleg severity. If the appropriate conditions to install the BCS are met, it is also possible to determine where the BCS pump can be placed. The developed software here shown also builds the well's directional profile by choosing different methods usual to calculate the directional well path, which are: Tangent, Balanced Tangent, Middle Angle, Curvature Radius e Minimum Curvature Radius. Based on data such as measured depth, inclination and azimuth of the well, the software is able to do the planning trajectory directional well for any one of the five (5) methods chosen by user. This study also presents a comparative analysis with a sizer developed by the Laboratório de Automação de Petróleo (LAUT), using the artificial lift method Electrical Submersible Pumping (BCS). The BCS is an artificial lift method used due to the high flow rates developed and also because it can be applied to both onshore and offshore environments. The BCS uses a subsurface pump of multiple stages, where the number of stages controls the lift height that the fluid needs to reach the surface. The results obtained are acceptable, since approximately 30 wells were tested within the dogleg severity standard established by the oil and gas industry for use the BCS, that for coatings of 7'' is 4°/30m and for coatings of 9 5/8'' is 6°/30m.

Keywords: Directional Planning, Artificial Lift, Electrical Submersible Pumping

Sumário

1- Introdução.....	13
1.1- Objetivos Gerais.....	14
1.2- Objetivos Específicos.....	14
2- Aspectos Teóricos.....	16
2.1- Planejamento Direcional.....	16
2.2- Definições Básicas da Perfuração Direcional.....	16
2.3- Planejamento do Poço.....	18
2.3.1- Elementos Básicos para Perfuração Direcional.....	19
2.4- Métodos para Cálculo da Trajetória Direcional do Poço.....	22
2.4.1- Método da Tangente.....	22
2.4.2- Método da Tangente Balanceada.....	23
2.4.3- Método do Ângulo Médio.....	24
2.4.4- Método do Raio de Curvatura.....	25
2.4.5- Método do Mínimo Raio de Curvatura.....	26
2.5- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).....	27
2.5.1- Equipamentos de Subsuperfície do BCS.....	28
2.5.1.1- Bomba.....	29

2.5.1.2- Admissão da Bomba.....	32
2.5.1.3- Motor Elétrico.....	32
2.5.1.4- Protetor.....	33
2.5.1.5- Cabo Elétrico.....	34
2.5.1.6- Válvula de Retenção.....	34
2.5.1.7- Sensores de Pressão e Temperatura de Fundo.....	35
2.5.2- Equipamentos de Superfície do BCS.....	35
2.5.2.1- Quadro de Comando.....	35
2.5.2.2- Caixa de Ventilação.....	36
2.6- Aplicabilidade do Bombeio Centrífugo Submerso.....	37
2.6.1- Vantagens do BCS.....	38
2.6.2- Desvantagens do BCS.....	38
3- Metodologia.....	40
3.1- Programa Direcional.....	40
3.1.1- Tela Inicial (Dados de Entrada).....	41
3.1.2- Escolha do Método Direcional.....	44
3.1.3 – Escolha do diâmetro do revestimento.....	44
3.1.4- Tela de Saída.....	45
4- Resultados e Discussões.....	49
4.1- Análise Realizada em um Poço Horizontal.....	50
4.2- Análise Realizada em um Poço do tipo I.....	51
4.3- Análise Realizada em um Poço do tipo II.....	51

5- Conclusão.....	54
6- Referências Bibliográficas.....	57

Lista de Figuras

Figura 1 – Afastamento e TVD (Profundidade Vertical)

Figura 2 – Inclinação do Poço

Figura 3 – Azimute

Figura 4 – Seções Direcionais

Figura 5 – Método da Tangente

Figura 6 – Método da Tangente Balanceada

Figura 7 – Método do Ângulo Médio

Figura 8 – Método de Raio de Curvatura

Figura 9 – Método do Mínimo Raio de Curvatura

Figura 10 – Poço Equipado por BCS

Figura 11 – Estágios de uma Bomba Centrífuga

Figura 12 – Impelidor e Difusor

Figura 13 – Curva Característica da Bomba Centrífuga

Figura 14 – Protetor do Motor

Figura 15 – Tipos de Cabos

Figura 16 – Quadro de Comandos

Figura 17 – Caixa de Ventilação

Figura 18 – Distribuição dos Métodos de Elevação Artificial

Figura 19 – Visão geral da planilha direcional

Figura 20 – Botão IMPORTAR DADOS

Figura 21 – Janela para importar dados do poço

Figura 22 – Botão “Instruções – Importar Direcional”

Figura 23 – Instruções para importar dados do poço direcional

Figura 24 – Dados de Entrada

Figura 25 – Escolha do Método Direcional

Figura 26 – Botão do Revestimento

Figura 27 – Perfil Direcional e *Dogleg* em poço direcional tipo I

Figura 28 – Perfil Direcional e *Dogleg* em poço direcional tipo II

Figura 29 - Poço Horizontal

Lista de Tabelas

Tabela 1– Análise realizada em um poço horizontal

Tabela 2- Análise realizada em um poço do tipo I

Tabela 3- Análise realizada em um poço do tipo II

Lista de Símbolo e Abreviaturas

MWD – *Measure While Drilling*

TVD – *True Vertical Depth*

MD – *Measure Depth*

KOP - *Kick-Off Point*

EOB - *End of Build*

EOD - *End of Drop*

BUR – *Build-up Rate*

α_1 - Inclinação do Poço na Estação 1

α_2 - Inclinação do Poço na Estação 2

M_1 - Profundidade Medida na Estação 1

M_2 – Profundidade Medida na Estação 2

β - *Dogleg*

ε_1 – Azimute na Estação 1

ε_2 – Azimute na Estação 2

ΔM – Profundidade Medida entre dois trechos consecutivos

ΔV – Profundidade Vertical de cada trecho perfurado

ΔA – Afastamento de cada trecho perfurado

F – Fator de Suavização

C_v - Coeficiente de Variação

S – Desvio Padrão

X - Média

$\Delta\epsilon$ – Variação de Azimute entre duas estações consecutivas

Capítulo 1

Introdução

1 - INTRODUÇÃO

A perfuração de poços direcionais teve seu início por volta do ano de 1900, nos Estados Unidos. Nessa época era frequente a perda de poços, devido ao aprisionamento dos equipamentos ou quebra dos equipamentos, impedindo que os poços pudessem atingir o reservatório almejado. Em 1929 foi perfurado o primeiro poço direcional no campo de Seminole, Oklahoma (EUA), o qual atingiu 38° de inclinação.

A partir desta data, o desenvolvimento dos campos petrolíferos marítimos e lacustres nos EUA passou a ser realizado por meio de poços direcionais. Ocorreu um intenso desenvolvimento de ferramentas auxiliares na perfuração direcional, com o auxílio de empresas especificamente dirigidas para este tipo de trabalho. A evolução do desenvolvimento das ferramentas direcionais resultou nos modernos MWD's (*Measure While Drilling*), que consistem em ferramentas de controle contínuo da posição espacial do poço direcional durante a perfuração. A partir dos dados coletados pelo MWD são feitos cálculos da trajetória direcional do poço, para identificar se a broca está direcionada corretamente ou se a mesma necessita de um redirecionamento da trajetória (Prado, 2009).

Na fase de produção dos poços direcionais, após o período de surgência ou logo no início da vida dos poços ("poços mortos"), ocorre a necessidade de se implementar algum método de elevação artificial, com o objetivo de retomar a produção com eficiência. O Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um dos métodos de elevação artificial mais utilizado atualmente, tendo em vista que este opera tanto em altas vazões quanto em baixas vazões, além de poder ser operado em ambientes terrestres (*onshore*) ou em ambientes marítimos (*offshore*). Para que o BCS seja operado em poços direcionais, o *dogleg* do poço não pode ultrapassar 4°/30m para revestimentos de diâmetro 7 in e 6°/30m para revestimentos com diâmetros de 9 5/8 in, segundo dados de uma companhia de petróleo, evitando-se assim prisões nas colunas de produção e danos ao conjunto do BCS, como ocorriam no início do desenvolvimento de poços direcionais.

1.1 – Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional para identificar se um determinado poço possui aptidão para receber o BCS através da análise de *dogleg* e também informar a posição de instalação da bomba de BCS, utilizando os métodos de cálculo direcional. Foi realizada uma análise com um dimensionador desenvolvido pelo Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT), com o intuito de mostrar a dispersão entre os dados calculados pelo método do dimensionador e cada método de cálculo direcional, e assim identificar se o dimensionador produz trajetórias satisfatórias, assim como os métodos de cálculo da trajetória direcional produzem.

1.2 – Objetivos específicos

Os objetivos específicos do presente trabalho são:

- Levantamento bibliográfico para o desenvolvimento de um programa de planejamento da trajetória direcional, com ênfase nos métodos de cálculo da trajetória direcional do poço;
- Estudo bibliográfico para avaliar o funcionamento do BCS, bem como os equipamentos de superfície e subsuperfície;
- Análise entre os métodos de cálculo direcional e o dimensionador desenvolvido no LAUT, identificando a dispersão acerca dos parâmetros de profundidade vertical e afastamento, utilizando o coeficiente de variação;
- Desenvolvimento de uma ferramenta computacional para cálculo da trajetória de poços direcionais, com análise de *dogleg* do poço direcional.

Capítulo 2

Aspectos Teóricos

2 – Aspectos Teóricos

2.1–Perfuração Direcional

A perfuração direcional é uma técnica usada na exploração de petróleo, quando o reservatório não se situa na mesma vertical que se encontra a cabeça do poço, podendo o reservatório ser alcançado através da perfuração direcional (ROCHA, 2008). O desenvolvimento desta técnica permite que vários poços possam ser perfurados a partir de uma única plataforma de petróleo, através de ramificações dos poços e assim diminuindo gastos com linhas de produção. Em alguns casos, as perfurações de poços verticais podem ser dificultadas por causa da acentuada inclinação da disposição dos sedimentos das camadas formadas, fazendo com que a perfuração do poço vertical se torne muito difícil.

2.2- Definições Básicas da Perfuração Direcional

Um poço é caracterizado como direcional quando a linha vertical acima do objetivo não corresponde à mesma linha da cabeça do poço. Esta distância horizontal é chamada de afastamento (Figura 1). O caminho percorrido pela broca, partindo da cabeça do poço até atingir o objetivo, é chamado de trajetória direcional. A distância vertical, passando através da cabeça e qualquer ponto do poço é chamada de profundidade vertical (TVD), como mostrado na Figura 1, enquanto a distância percorrida pela broca até atingir o objetivo final é denominada de profundidade medida (MD)

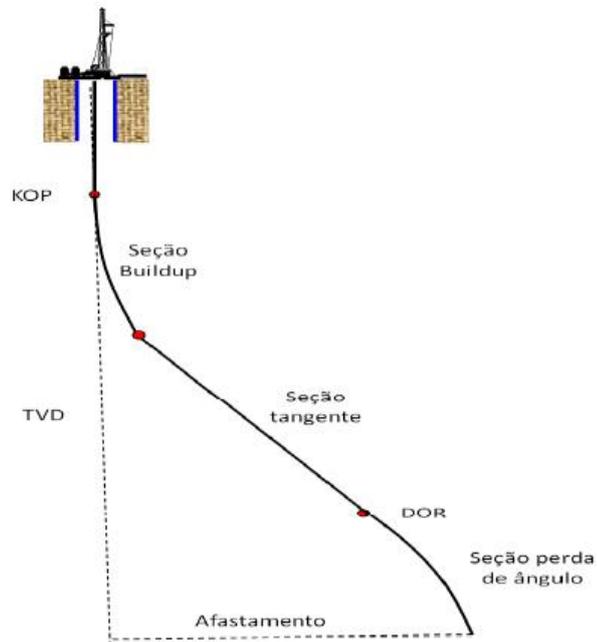


Figura 1 – Afastamento e TVD (Tavares, 2008)

A inclinação é definida pelo ângulo, medido em graus, entre a tangente ao eixo do poço e o vetor gravitacional local (Figura 2). Por convenção, um poço é dito vertical quando sua inclinação for de 0° e horizontal quando sua inclinação for de 90° .

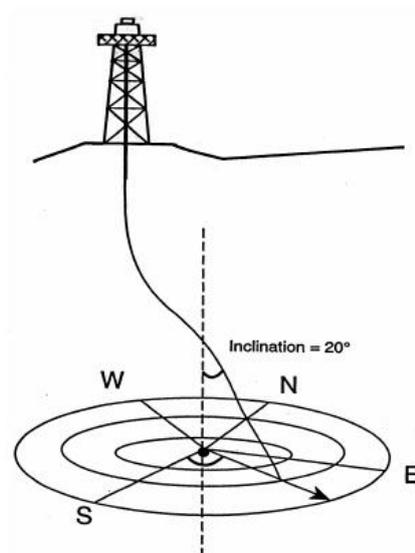


Figura 2 – Inclinação do Poço (Machado, 2012)

O azimute é definido pelo ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o norte de referência (Norte Verdadeiro). Pode ser representado de duas maneiras: em graus ou em quadrantes, sendo a notação em graus a mais utilizada (Figura 3). Em graus o azimute varia de 0° a 360°, medindo-se no sentido horário a partir do norte verdadeiro.

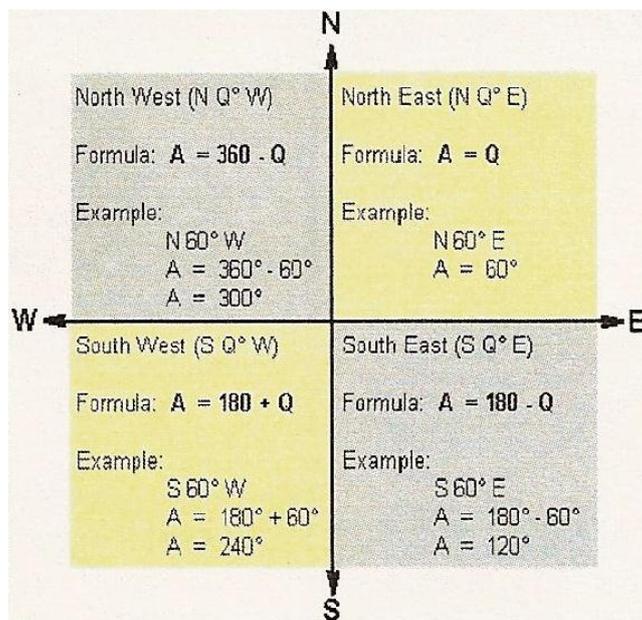


Figura 3 – Azimute (Lira, 2013)

2.3 - Planejamento do Poço

O planejamento de poços direcionais é feito após os geólogos estarem cientes do tipo de formação que irão perfurar, e se tal formação apresenta falhas geológicas ou não. Para poder alcançar com sucesso o reservatório, deve ser feito um projeto para o planejamento direcional do poço, considerando os dados cedidos pelos geólogos (ROCHA, 2008). A Figura 4 mostra os principais elementos básicos para a construção de um poço direcional.

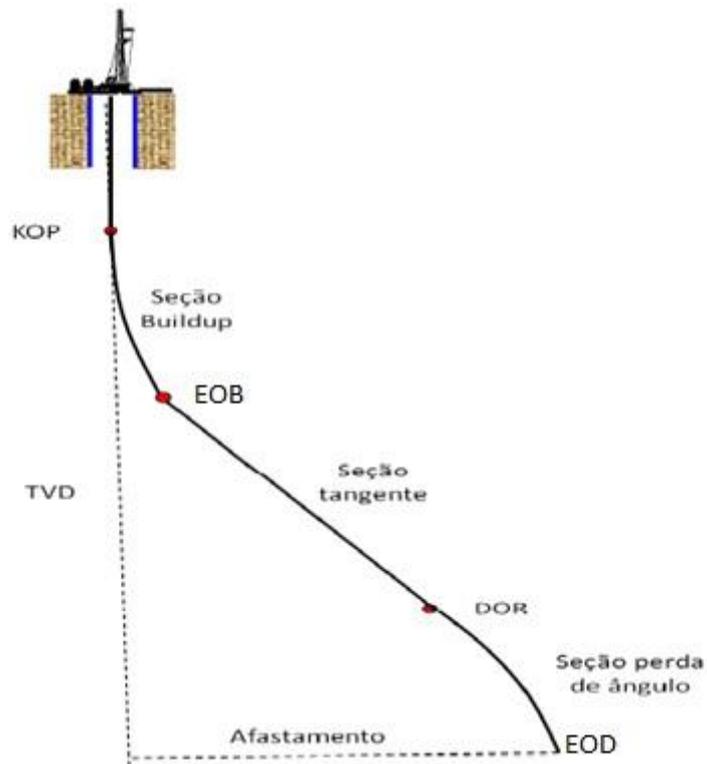


Figura 4 – Seções Direcionais (Tavares, 2008)

2.3.1 – Elementos Básicos para Perfuração Direcional

Para a execução da perfuração direcional, os poços devem ter os seguintes elementos básicos:

- **KOP (*Kick-Off Point*):** O KOP é a profundidade onde inicia-se o ganho de inclinação na trajetória do poço;
- **Build-up e EOB (*End of Build*):** O *Build-up*, também chamada de seção de ganho de ângulo, é a seção da trajetória do poço iniciada após o KOP, onde ocorre o ganho de ângulo, podendo haver ou não mudança na direção. O início desta seção é referenciada como *Build* e o seu final denominado de *End of Build* (EOB);

- **Seção Tangente:** A Seção Tangente é a seção que ocorre após o ganho de ângulo, e segue-se um trecho reto com inclinação constante até atingir a seção de perda de ângulo, caso o poço apresente seção de perda de ângulo;
- **Seção de *Drop-off* e *End of Drop* (EOD):** A seção de *Drop-off* , também denominada de seção de perda de ângulo, ocorre após a seção tangente, onde o poço começa a perder ângulo. O início da perda de ângulo é chamado de *Drop-off* e seu término denominado de *End of Drop*;
- **Taxa de Ganho de Ângulo (BUR):** A taxa de ganho de ângulo , também chamado de *build-up rate* (BUR), se dá usualmente a uma taxa constante, geralmente expressa em graus/30m ou graus/100ft, sendo calculada entre duas estações pela Equação 1.

$$BUR = \frac{K * (\alpha_2 - \alpha_1)}{(M_2 - M_1)} \quad (1)$$

Onde:

K – Coeficiente direcional (30 para BUR em °/30m e 100 para BUR em °/100ft);

α_1 - Inclinação do poço na estação 1;

α_2 - Inclinação do poço na estação 2;

M_2 – Profundidade medida na estação 2;

M_1 – Profundidade medida na estação 1.

A taxa de ganho de ângulo (BUR) é um parâmetro de grande importância em projetos de poços direcionais, uma vez que este parâmetro leva em consideração as variações das inclinações do poço em suas respectivas estações.

- **Dogleg (β):** Dogleg é o ângulo formado entre dois vetores tangentes à trajetória direcional do poço, em dois pontos de consideração ou em duas estações distintas, conforme Equações (2) e (3). O *dogleg severity* (DLS) é semelhante ao *dogleg* (β), apenas diferenciado no fato de que este é normalizado por comprimentos de profundidades medidas entre estações subsequentes e sua unidade, assim como o *dogleg* é °/30m. A Equação 4 referencia a forma de cálculo do DLS.

$$\beta = \arccos(\cos(\alpha_2 - \alpha_1) - \text{sen}\alpha_1 * \text{sen}\alpha_2 * (1 - \cos \Delta\varepsilon)) \quad (2)$$

$$\Delta\varepsilon = \varepsilon_2 - \varepsilon_1 \quad (3)$$

$$DLS = \frac{\beta * 30}{\Delta M} \quad (4)$$

Onde:

α_1 - Inclinação do poço na estação 1;

α_2 - Inclinação do poço na estação 2;

ε_1 - Azimute na Estação 1;

ε_2 - Azimute na Estação 2

O controle do *DLS* é extremamente relevante para perfuração de poços direcionais, uma vez que este parâmetro deve ser controlado constantemente, para não ocorrer problemas operacionais como a dificuldade da descida do revestimento no poço, ocasionado por um *dogleg* acima do padrão permitido. O *DLS* padrão utilizado em projetos direcionais é de 3°/30m.

2.4 – Métodos para Cálculo da Trajetória Direcional do Poço

Para que seja possível atingir o reservatório com sucesso, é necessário que tenhamos algumas informações a respeito do poço. O MWD (*Measure While Drilling*) é um equipamento que registra fotos de inclinações, direções e as profundidades medidas em que esses registros foram efetuados. A partir dos dados obtidos pelo MWD, têm-se condições de fazer o planejamento direcional do poço, para cada método de cálculo direcional (Rocha, 2008).

Para isso, foram desenvolvidos métodos para o cálculo de tal trajetória direcional, que se dividem da seguinte forma: Tangente, Tangente Balanceada, Ângulo Médio, Raio de Curvatura e Mínimo Raio de Curvatura.

Para o cálculo dos métodos direcionais serão utilizados os seguintes parâmetros: ΔM (Profundidade Medida entre dois trechos consecutivos), ΔV (Profundidade Vertical de cada trecho perfurado), ΔA (Afastamento de cada trecho perfurado), α_1 (Inclinação do poço na estação 1) e α_2 (Inclinação do poço na estação 2).

2.4.1 – Método da Tangente

Este método utiliza apenas a inclinação e a direção tomadas na última medição (estação ou foto). O poço é assumido como sendo tangente a esse ponto (Figura 5).

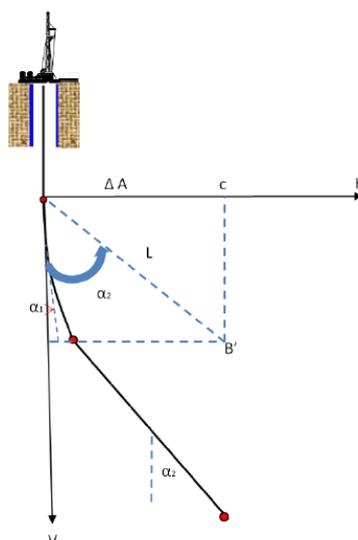


Figura 5 – Método da Tangente (Tavares, 2008)

A partir dos dados de Profundidade Medida e Inclinação de cada trecho, podemos calcular a Profundidade Vertical (TVD) e o Afastamento do poço, para cada trecho perfurado, conforme as Equações (5) e (6).

$$\Delta V = \Delta M * \cos(\alpha_2) \quad (5)$$

$$\Delta A = \Delta M * \text{sen}(\alpha_2) \quad (6)$$

O método da tangente é pouco utilizado na indústria do petróleo por produzir erros no planejamento direcional, uma vez que não considera a variação angular entre os trechos.

2.4.2 – Método da Tangente Balanceada

Este método de cálculo direcional utiliza a inclinação e a direção dos dois segmentos subsequentes. Divide-se o comprimento entre as duas estações em dois segmentos retos e iguais. O ponto em que os segmentos de retas se interceptam, é o ponto utilizado para o cálculo da trajetória, sendo considerado a metade do comprimento entre as estações ($\Delta M/2$), como mostra a seguir a Figura 6.

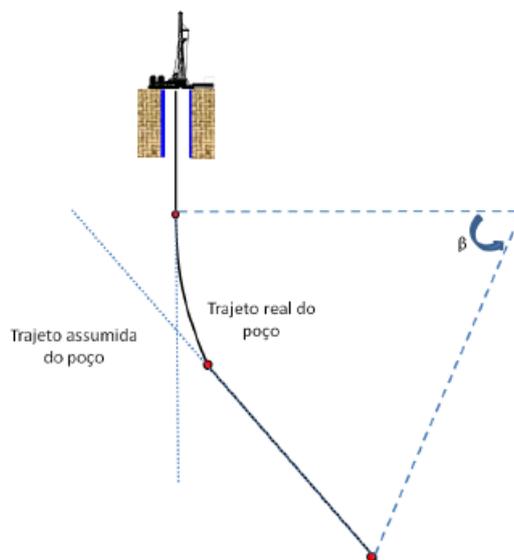


Figura 6 – Método da Tangente Balanceada (Tavares, 2008)

Com base nos dados fornecidos de profundidade medida e inclinação de cada trecho, pode-se calcular a profundidade vertical e afastamento de cada trecho perfurado, de acordo com as Equações (6) e (7).

$$\Delta V = (\Delta M / 2) * (\cos(\alpha_2) + \cos(\alpha_1)) \quad (7)$$

$$\Delta A = (\Delta M / 2) * (\text{sen}(\alpha_2) + \text{sen}(\alpha_1)) \quad (8)$$

Este método se torna mais preciso do que o método da tangente, pois considera a variação angular entre duas estações subsequentes, tornando-o mais usual.

2.4.3 – Método do Ângulo Médio

Este método é de fácil implementação, sendo semelhante ao método da tangente, diferindo apenas no fato de que este considera a variação angular entre duas estações subsequentes, como mostra a Figura 7. Este método considera a média entre as inclinações de duas estações consecutivas.

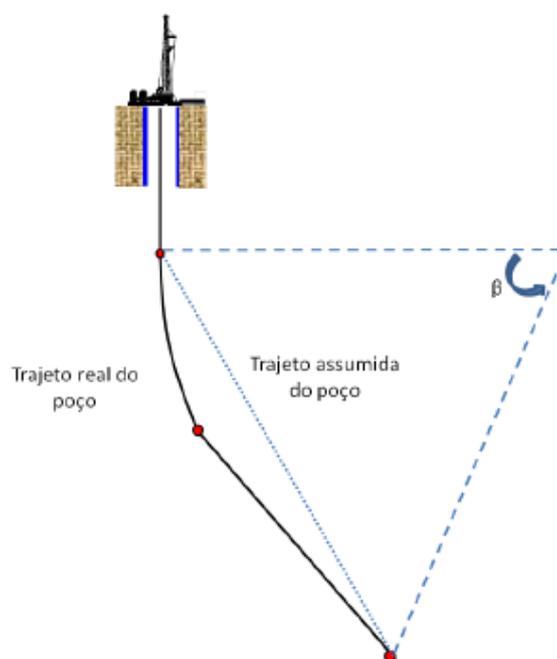


Figura 7 – Método do Ângulo Médio (Tavares, 2008)

Com base nos dados de profundidade medida e inclinação de cada trecho, são calculados a profundidade vertical de cada trecho perfurado e afastamento, conforme as Equações (9) e (10).

$$\Delta V = \Delta M * (\cos((\alpha_1 + \alpha_2) / 2)) \quad (9)$$

$$\Delta A = \Delta M * (\text{sen}((\alpha_1 + \alpha_2) / 2)) \quad (10)$$

No passado, o método do ângulo médio era bastante utilizado pela indústria do petróleo, sendo substituído por outro método mais preciso em relação às medidas de profundidade vertical e afastamento.

2.4.4 – Método do Raio de Curvatura

Neste método, o trecho perfurado entre duas estações subsequentes, é tratado como uma curva inserida sobre uma superfície cilíndrica como eixo vertical. A Figura 8 mostra o método do raio de curvatura, traçando-se um eixo vertical e outro horizontal, onde é feito uma curva a partir da origem desses eixos.

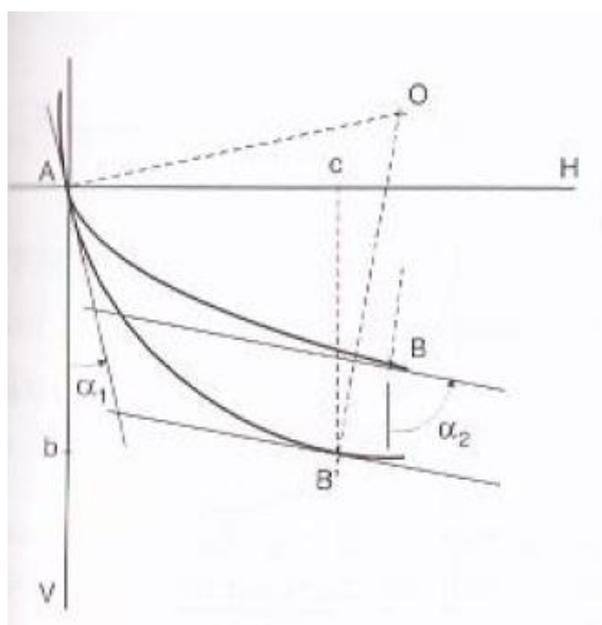


Figura 8 – Método do Raio de Curvatura (ROCHA, 2008)

Com base nos dados de profundidade medida e inclinação de cada trecho, pode-se calcular a profundidade vertical e afastamento de cada trecho perfurado, de acordo com as Equações (11) e (12).

$$\Delta V = (180 / \pi) * \Delta M * \left(\frac{\text{sen}(\alpha_2) - \text{sen}(\alpha_1)}{\alpha_2 - \alpha_1} \right) \quad (11)$$

$$\Delta A = (180 / \pi) * \Delta M * \left(\frac{\text{cos}(\alpha_1) - \text{cos}(\alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1} \right) \quad (12)$$

O método do raio de curvatura, assim como o método do ângulo médio, era bastante utilizado há alguns anos, mas ambos foram substituídos por outro método mais preciso em relação às medidas de profundidade vertical e afastamento.

2.4.5 – Método do Mínimo Raio de Curvatura

Este método assume que a trajetória é uma curva suave sobre a superfície de uma esfera. As fotos iniciais e finais de um comprimento da trajetória definem os vetores espaciais que são tangentes à trajetória nesses dois pontos representados pelas fotos. Estes dois vetores são suavizados por um fator F, definidos pela curvatura da seção do poço (Figura 9).

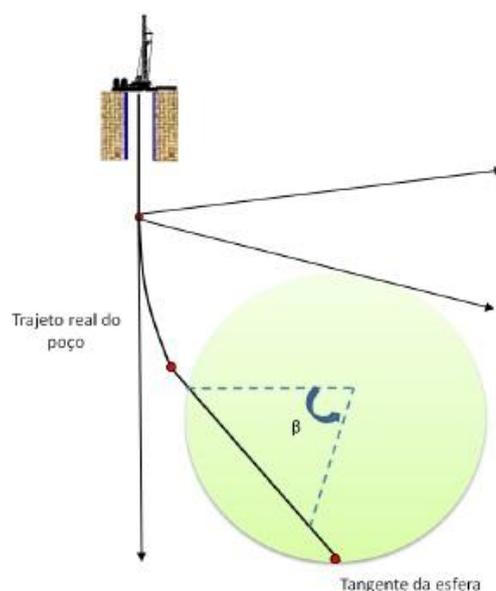


Figura 9 – Método do Mínimo Raio de Curvatura (Tavares, 2008) 26

O fator F, também denominado de fator de suavização, é calculado em cada trecho perfurado pela Equação 13, como veremos a seguir:

$$F = (2 / \beta(rad)) * \tan\left(\frac{\beta(graus)}{2}\right) \quad (13)$$

Com base nos dados de profundidade medida e inclinação de cada trecho, pode-se calcular a profundidade vertical e afastamento de cada trecho perfurado, de acordo com as Equações (14) e (15).

$$\Delta V = (\Delta M / 2) * (\cos(\alpha_2) + \cos(\alpha_1)) * F \quad (14)$$

$$\Delta A = (\Delta M / 2) * (\sen(\alpha_2) + \sen(\alpha_1)) * F \quad (15)$$

O método do mínimo raio de curvatura é o método mais utilizado pela indústria do petróleo atualmente, por ser o método mais preciso em relação aos demais métodos apresentados anteriormente.

2.5 – Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)

O Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) é um tipo de elevação artificial que, como os outros métodos de elevação, tem a finalidade de suplementar energia aos fluidos contidos no reservatório, de modo que estes consigam atingir a superfície. Neste tipo de elevação, a energia elétrica é transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície, o qual está diretamente conectado a uma bomba centrífuga. Esta transmite a energia para o fluido sobre a forma de pressão, elevando-o para a superfície (Thomas, 2001). A Figura 10 ilustra um poço equipado com BCS e apresenta a disposição dos equipamentos ao longo do poço.

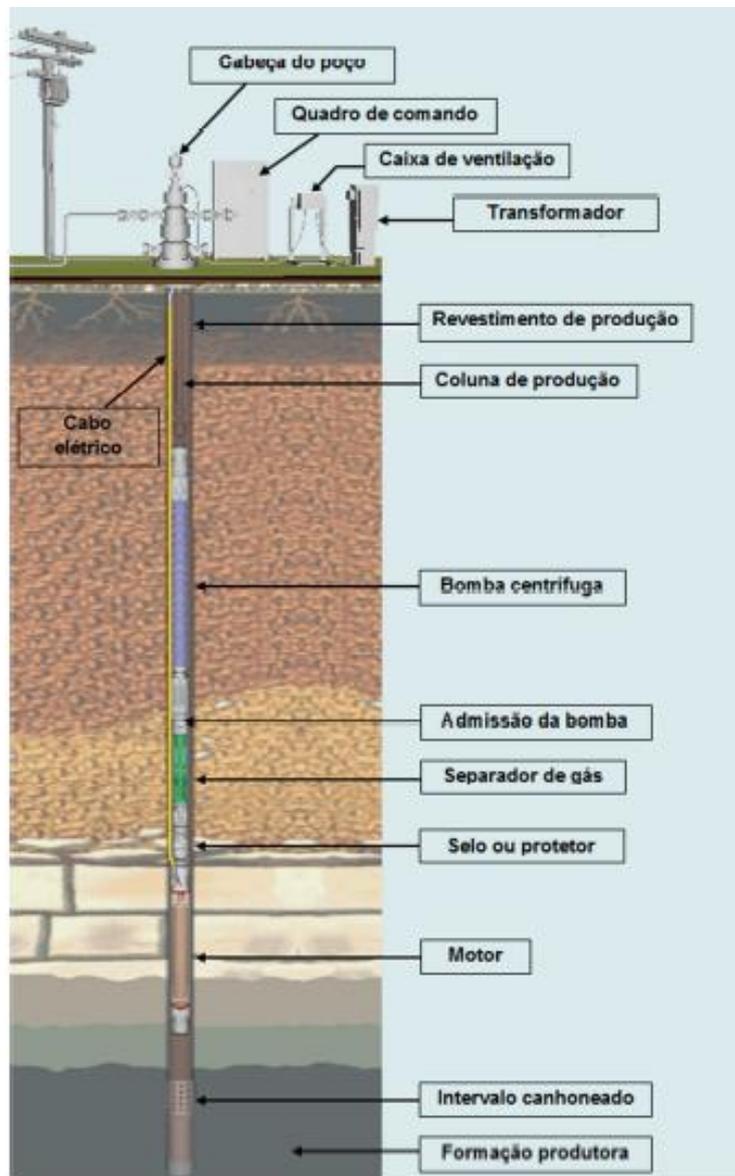


Figura 10 – Poço Equipado por BCS (Maitelli, 2010)

2.5.1 – Equipamentos de Subsuperfície do BCS

Os principais equipamentos de subsuperfície de um poço equipado por BCS são: bomba, admissão da bomba, protetor, motor elétrico e cabo elétrico.

2.5.1.1 - Bomba

A bomba é do tipo centrífuga de múltiplos estágios, consistindo cada estágio de um impelidor e um difusor. O impelidor é preso a um eixo e gira a uma velocidade em torno de 3500 rotações por minuto. Ao girar, transfere energia ao fluido sob a forma de energia cinética, aumentando sua velocidade. O difusor, que permanece estacionário, redireciona o fluido do impelidor localizado imediatamente abaixo para imediatamente acima, reduzindo sua velocidade e transformando a energia cinética em energia de pressão.

Quando o fluido entra no primeiro estágio de uma bomba, este estágio adiciona pressão ao líquido. O estágio seguinte recebe o fluido que já se encontra sob a forma de pressão e fornece mais energia ao fluido. O número de estágios determina a pressão ou “head” a qual se movimentará o fluido. A forma e o tamanho do impelidor e do difusor determinam o volume de fluido a ser bombeado. A Figura 11 apresenta os estágios dispostos na bomba e a Figura 12 ilustra os impelidores e difusores dispostos na bomba.



Figura 11 – Estágios de uma Bomba Centrífuga (Sales, 2012)

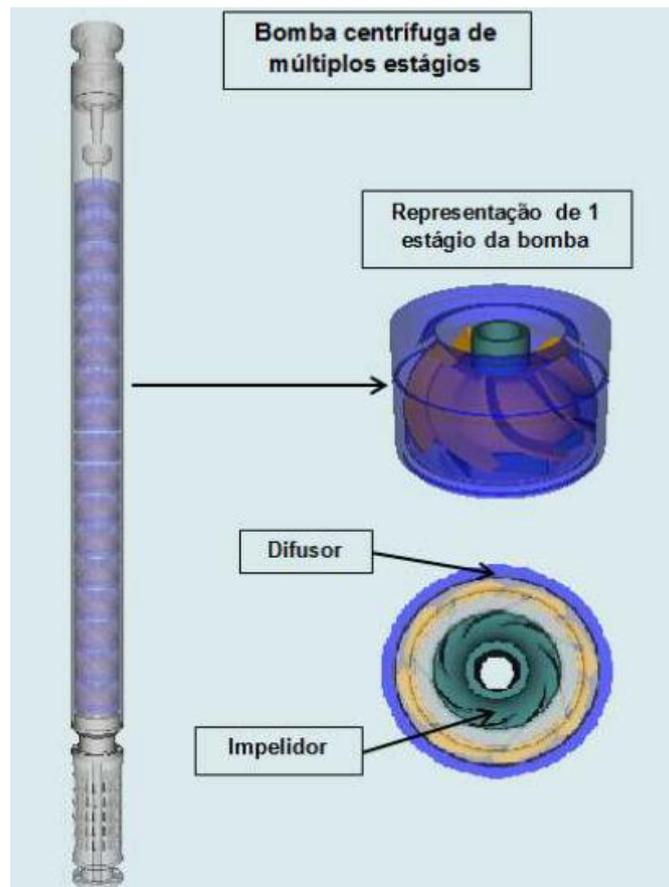


Figura 12 – Impelidor e Difusor

A forma e o tamanho do impelidor e do difusor determinam a vazão a ser bombeada, enquanto que o número de estágios determina a capacidade de elevação ou *head*. Existem bombas com vazões entre 20 e 10000 m³/dia, com capacidade de elevação de até 5000 metros. Cada bomba possui uma curva característica, de acordo com o fabricante. As curvas são fornecidas considerando o bombeio de água, devendo sofrer correções quando aplicadas a fluidos com outros valores de densidade e viscosidade. A partir da curva característica (Figura 13), pode-se obter a eficiência da bomba, a capacidade de elevação e a potência necessária do motor em função da vazão. Para manter um equilíbrio de forças nos impelidores e evitar o desgaste prematuro, a bomba deve ser operada no intervalo de vazão recomendado pelo fabricante.

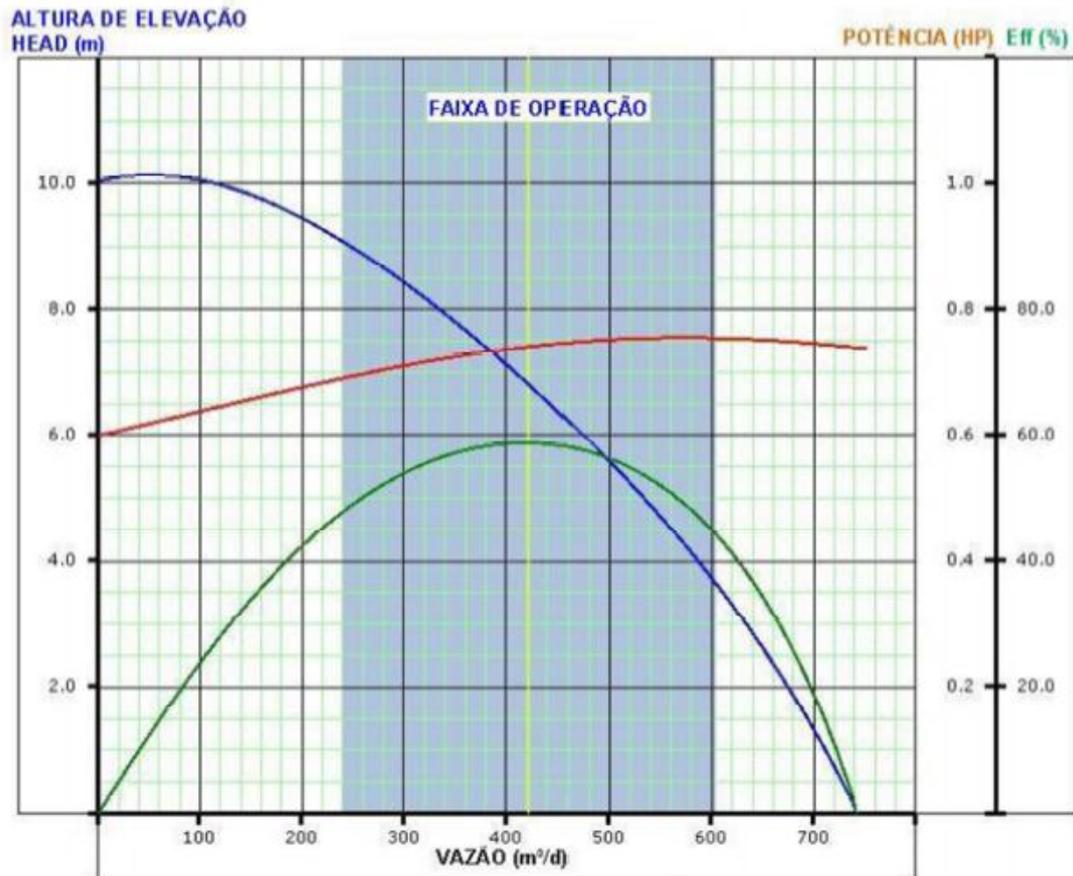


Figura 13 – Curva Característica da Bomba Centrífuga (Maitelli, 2010)

A escolha da bomba é feita a partir da seleção dos seguintes parâmetros:

- **Diâmetro:** Em função do diâmetro do revestimento, seleciona-se a bomba de maior diâmetro externo que caiba no revestimento, deixando uma folga para a passagem do cabo elétrico que alimenta o motor;
- **Tipo de Bomba:** A partir da vazão desejada, seleciona-se uma bomba onde esta vazão esteja no meio do faixa de operação recomendado pelo fabricante;
- **Número de Estágios:** A partir da curva de *performance* da bomba escolhida, calcula-se o número de estágios para fornecer ao fluido o *head* necessário.

2.5.1.2 - Admissão da Bomba

A admissão da bomba, também chamada de *intake*, está localizada na parte inferior da bomba e é a passagem do fluido para abastecimento do primeiro estágio. Esta pode ser do tipo simples ou na forma de separador de gás. A admissão na forma simples é utilizada sempre que o volume de gás livre na entrada da bomba seja pequeno, de modo que não afete a eficiência do bombeio. A admissão na forma de separadores de gás depende do volume de gás livre a ser separado. Para baixas vazões, utiliza-se o separador estacionário, que se baseia na mudança de sentido de fluxo do fluido. Para altas vazões, utiliza-se o separador centrífugo, que submete o fluido produzido à ação de uma força centrífuga para a separação das fases líquida e gasosa.

2.5.1.3 – Motor Elétrico

Os motores elétricos utilizados no Bombeio Centrífugo Submerso são do tipo trifásico, que funcionam com uma velocidade constante de 3500 rpm para uma frequência de rede de 60 Hz. O eixo do motor conecta-se ao eixo do protetor, admissão da bomba e ao impelidor da bomba, constituindo-se um único eixo que deve estar perfeitamente alinhado para não partir-se ao entrar em funcionamento.

Estes motores são projetados para trabalhar em condições bastante severas, visto que trabalham imersos nos fluidos que serão produzidos com altas pressões e altas temperaturas. Para suportar tais condições, os motores são preenchidos com um óleo mineral para garantir o isolamento elétrico, a lubrificação dos mancais e o resfriamento do motor. Os motores dos fabricantes são fornecidos em quatro diferentes diâmetros externos (Séries).

A escolha do motor elétrico é feita a partir dos seguintes parâmetros:

- Diâmetro do Revestimento;
- Potência Necessária;
- Transformadores disponíveis;
- Profundidade do Poço

2.5.1.4 - Protetor

O protetor é instalado entre o motor e a admissão da bomba, conectando o eixo do motor ao eixo da bomba através de duas luvas de acoplamento e do próprio eixo do protetor (Figura 14).

Funções do protetor do motor de BCS:

- Conectar a carcaça do motor com a carcaça da bomba, bem como os eixos das mesmas;
- Prevenir a entrada de fluido produzido no motor;
- Alojjar o mancal que absorve os esforços axiais transmitidos pelo eixo da bomba.



Figura 14 – Proteção do Motor (Sales, 2012)

2.5.1.5 – Cabo Elétrico

A transmissão de energia da superfície para o motor ocorre através do cabo elétrico trifásico com condutores de cobre ou alumínio (Figura 15). O dimensionamento do cabo é feito a partir da corrente elétrica que irá alimentar o motor, da temperatura de operação, da voltagem da rede, do tipo de fluido a ser produzido e do espaço disponível entre a coluna de produção e o revestimento.

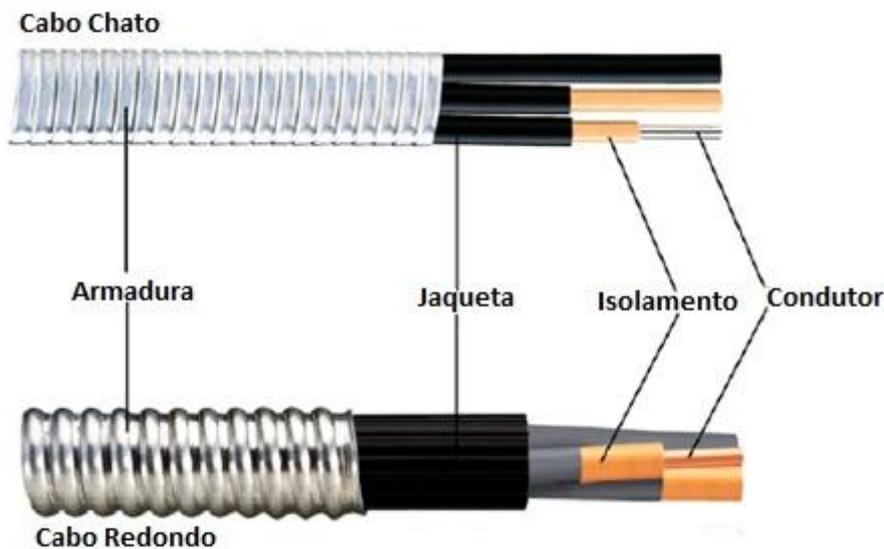


Figura 15 – Tipos de Cabos (Handbook Baker Hughes, 2008)

2.5.1.6 – Válvula de Retenção

Equipamento utilizado para manter a coluna de produção cheia de fluido quando, por qualquer motivo, o conjunto de fundo é desligado. Se esta válvula não estiver sendo usada haverá retorno do fluido da coluna para o espaço anular, ocasionando uma rotação contrária no eixo da bomba. Quando houver qualquer tentativa para ligar o conjunto de fundo neste período provocará um torque excessivo no eixo, podendo provocar a ruptura.

2.5.1.7 – Sensores de Pressão e Temperatura de Fundo

Equipamentos que podem ser instalados com a finalidade de avaliar o comportamento do poço através de informações de pressão e temperatura transmitidas do fundo do poço para a superfície, onde estes são instalados abaixo do motor e transmitem as informações pelo mesmo cabo que leva energia ao motor.

2.5.2 – Equipamentos de Superfície do BCS

Para o funcionamento do conjunto de Subsuperfície do BCS, é necessário que ocorra a alimentação elétrica pelo cabo elétrico. Esta alimentação consiste de uma fonte de energia (rede elétrica ou gerador), quadro de comandos, transformador e cabeça de produção. Dependendo das condições do poço, outros equipamentos acessórios podem ser instalados, como: caixa de ventilação, válvula de retenção, válvula de drenagem, sensor de fundo (Thomas, 2001).

2.5.2.1 – Quadro de Comando

Equipamento à prova de intempéries para controlar e operar com segurança o equipamento de subsuperfície. Está dividido em dois compartimentos: média e baixa tensão. O compartimento de média tensão abriga os transformadores de corrente, transformadores de controle, fusíveis de proteção e a chave seccionadora. O compartimento de baixa tensão alojam os relés, amperímetro e temporizador (Figura 16). Geralmente são alimentados por uma tensão de 110 V (Thomas, 2001).

Funções dos Equipamentos do Quadro de Comandos:

- **Chave Seccionadora:** chave para ligar e desligar o conjunto de fundo;
- **Amperímetro:** registra continuamente a corrente elétrica e tem o objetivo de monitorar o desempenho da bomba, sendo de grande utilidade em soluções de problemas operacionais;
- **Relé de Sobrecarga:** desliga o motor quando ocorre excesso de corrente, evitando assim a sua queima;
- **Relé de Subcarga:** desliga o motor quando a corrente é muito baixa;

- **Temporizador:** liga o motor automaticamente depois de decorrido certo tempo desde o seu desligamento por subcarga;
- **Transformador:** equipamento que tem por finalidade transformar a tensão da rede elétrica na tensão nominal do motor, acrescidas as perdas do cabo elétrico;
- **Cabeça de Produção:** cabeça especial que possui uma passagem para a coluna de produção e uma para o cabo elétrico. A vedação é conseguida através de placas que comprimem a borracha envolta do cabo e da coluna de produção.



Figura 16 – Quadro de Comando (Handbook Baker Hughes, 2008)

2.5.2.2 – Caixa de Ventilação

Equipamento acessório que pode ser instalado entre o quadro de comandos e o poço com a finalidade de prover saída para atmosfera do gás que porventura migre do poço pelo interior do cabo (Figura 17). Caso o gás atinja o quadro de comandos, pode formar com o ar uma mistura explosiva num local onde podem ocorrer centelhas elétricas.

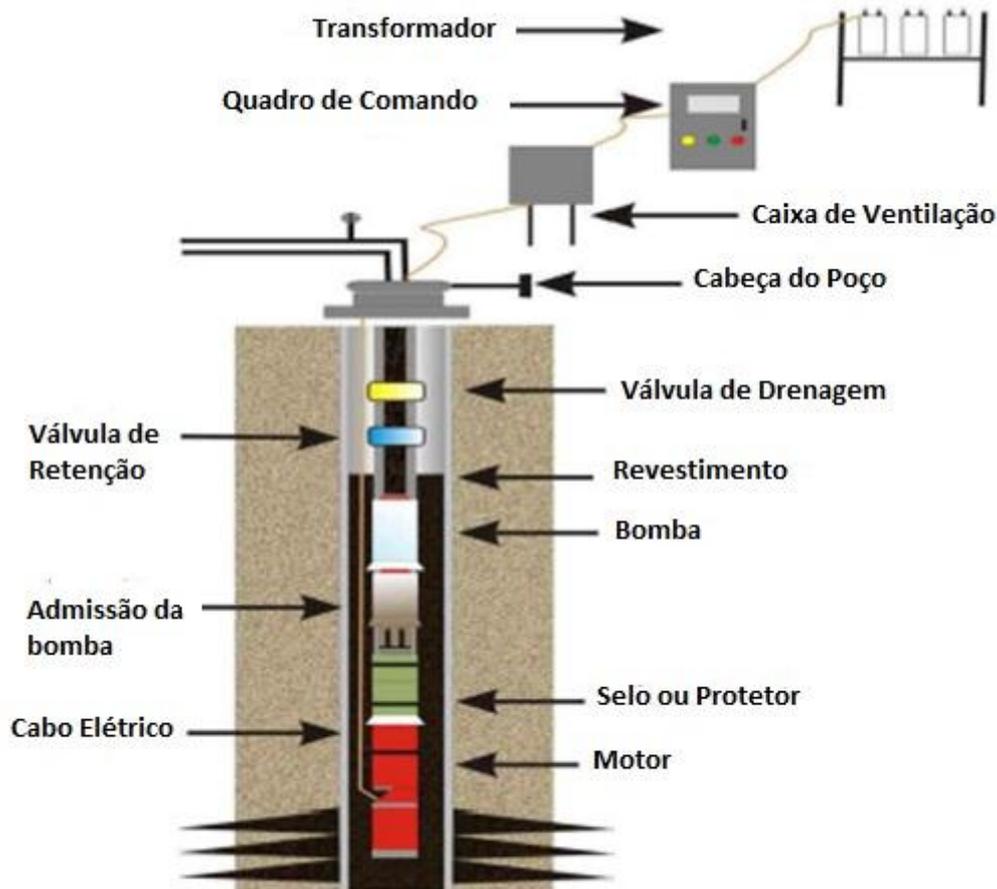


Figura 17 – Caixa de Ventilação (Batista, 2009)

2.6 – Aplicabilidades do Bombeio Centrífugo Submerso

O bombeio centrífugo submerso (BCS) é um dos métodos de elevação artificial mais utilizado no mundo, tendo em vista que pode ser aplicado tanto em ambientes terrestres (*offshore*) como em ambientes marinhos (*onshore*). A figura a seguir mostra uma distribuição dos poços de acordo com cada método de elevação artificial.

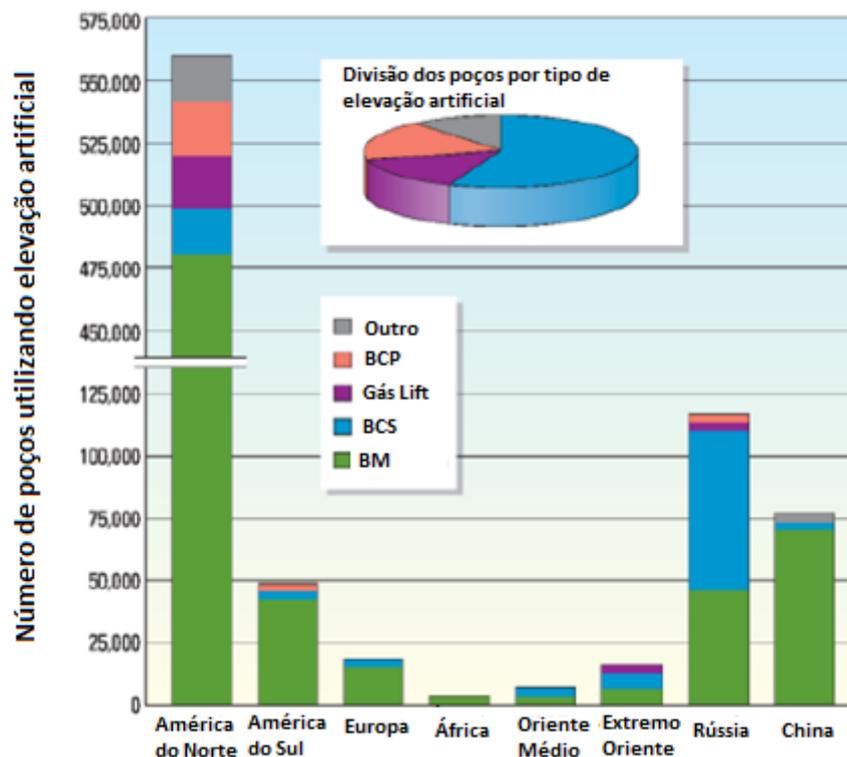


Figura 18 – Distribuição dos métodos de elevação artificial (Prado, 2007)

2.6.1 – Vantagens do BCS

- Pode ser operado tanto em altas vazões quanto em baixas vazões;
- Pode ser aplicado em poços direcionais;
- Custo relativamente baixo, comparado com outros métodos de elevação.

2.6.2 – Desvantagens do BCS

- Opera somente com baixa razão gás-óleo;
- Temperatura (possível degradação do sistema de isolamento);
- Reparo nos equipamentos do conjunto de fundo implica na parada da produção.

Capítulo 3

Metodologia

3- Metodologia

3.1-Programa Direcional

Um adequado planejamento da trajetória direcional é essencial para que o objetivo seja alcançado com sucesso. É de extrema importância o conhecimento dos métodos para cálculo da trajetória direcional, pois a partir desses métodos é que é feito o projeto para o planejamento da trajetória direcional.

Foi desenvolvido um programa sobre a plataforma *Microsoft Office Excel*, onde a partir de dados reais podemos simular a trajetória direcional do poço. No programa apresentado, o usuário poderá escolher qual dos métodos direcionais deseja fazer o planejamento da trajetória do poço. Os métodos utilizados pelo programa são: Tangente, Tangente Balanceada, Ângulo Médio, Raio de Curvatura e Mínimo Raio de Curvatura. O método do Mínimo Raio de Curvatura é o mais utilizado atualmente pela indústria do petróleo. O programa também tem o objetivo de determinar se o poço simulado pode receber o BCS através da análise do DLS, caso tenha condições de receber BCS, pode ainda indicar em que ponto a bomba do BCS pode ser instalada.

O programa inclui os seguintes dados de entrada: profundidade medida, inclinação e azimute. Os dados calculados pelo programa são: comprimento de cada trecho perfurado, profundidade vertical do trecho, profundidade vertical total, afastamento, inclinação do trecho e *DLS*. O programa desenvolvido, denominado planilha direcional aborda três (3) tipos de poços: tipo I, tipo II e horizontal.

Os poços que contemplam o tipo I são aqueles que possuem como elementos básicos uma seção de KOP (*Kick-Off Point*), uma seção de *build-up* e uma seção tangente (*slant*). Os poços que contemplam o tipo II são aqueles que possuem como elementos básicos uma seção de KOP (*Kick-Off Point*), uma seção de *build-up*, uma seção tangente (*slant*) e uma seção de *Drop-off*. Os poços horizontais, como mencionados no Capítulo 2, são aqueles que possuem inclinação igual a 90°.

3.1.1 – Tela Inicial

A Figura 19 ilustra uma visão completa acerca do programa desenvolvido.

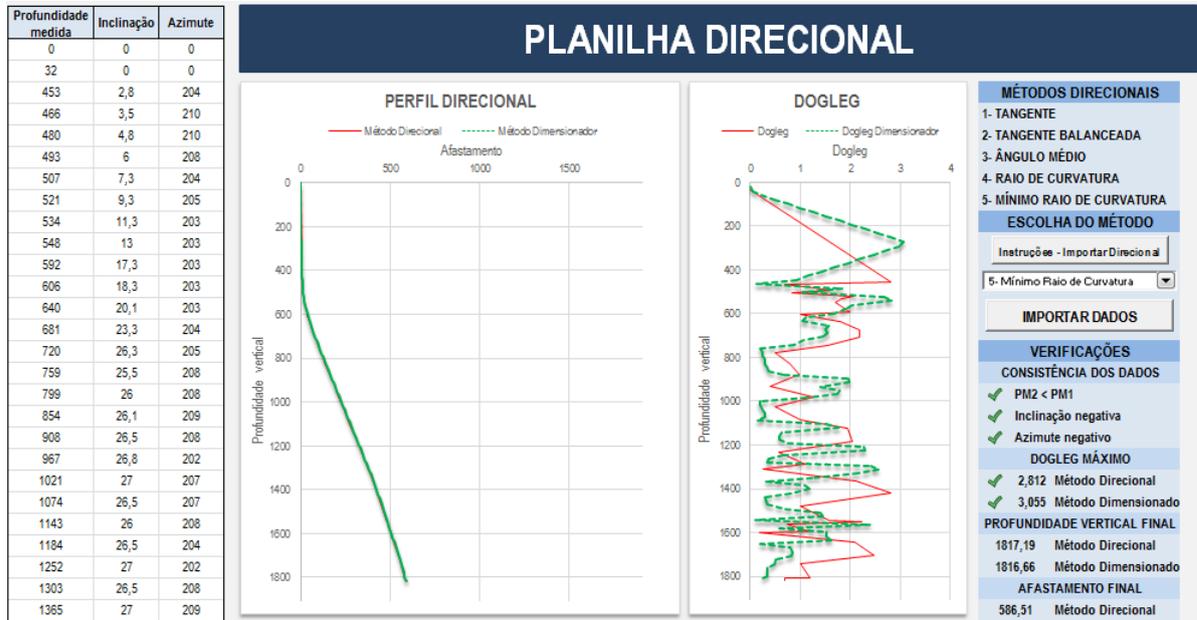


Figura 19 – Visão geral da planilha direcional

Ao abrir o programa, o usuário deverá clicar no botar “IMPORTAR DADOS”, em seguida abrirá uma janela onde o usuário deverá procurar a pasta onde serão encontrados os dados do poço e selecionar o poço que quer simular, como mostram as Figuras 20 e 21.



Figura 20 – Botão IMPORTAR DADOS

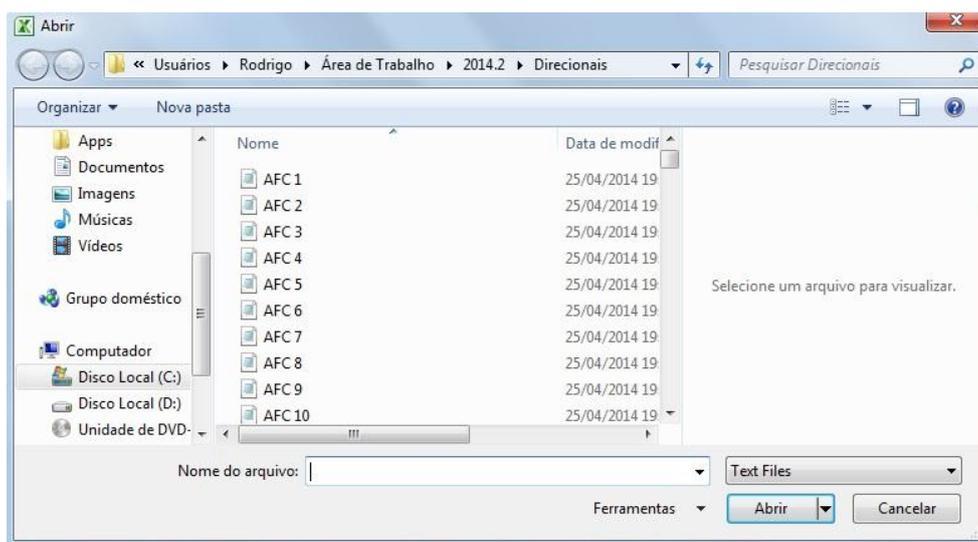


Figura 21 – Janela para importar dados do poço

O usuário também tem a opção de inserir os dados manualmente, caso os dados do poço ainda não tenham sido salvos em um arquivo apropriado (extensão .wbr). Ao clicar na opção “Instruções – Importar Direcional” abrirá uma janela que consiste em um manual do procedimento para o usuário salvar dados de poços ainda não salvos, como mostra as Figuras 22 e 23, respectivamente.

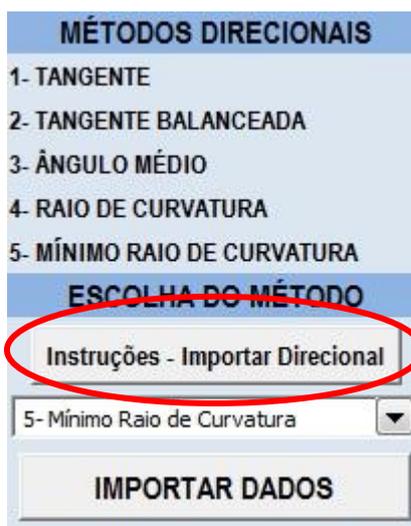


Figura 22 – Botão “Instruções – Importar Direcional”

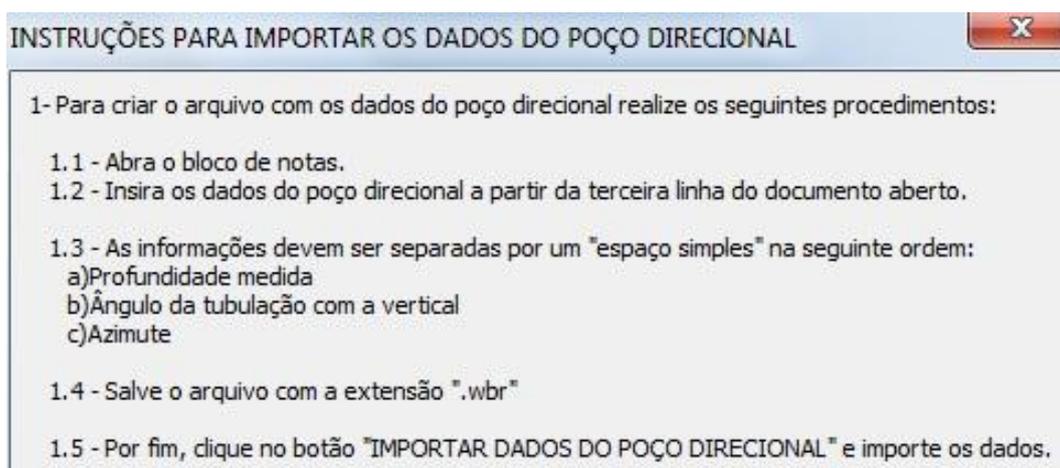


Figura 23 – Instruções para importar dados do poço direcional

Após o usuário importar os dados do poço, os dados vão sendo adicionados ao programa e ao mesmo tempo em que estes dados são inseridos, o poço simulado será construído. A Figura 24 mostra a tela dos dados que foram inseridos no programa.

Profundidade Medida (m)	Inclinação do poço (°)	Azimute do Poço (°)
0	0	0
493	6	208
592	17,3	203
759	25,5	208
1021	27	207
1303	26,5	208
1579	23	213

Figura 24 – Dados de Entrada

3.1.2 – Escolha do Método Direcional

Como foi dito no Capítulo 2, existem cinco (5) métodos para cálculo da trajetória de poços direcionais, que consistem em: Tangente, Tangente Balanceada, Ângulo Médio, Raio de Curvatura e Mínimo Raio de Curvatura. O usuário deve escolher o método que apresente maior precisão em termos de profundidade vertical e afastamento. Como foi mencionado no Capítulo 2, o Método do Mínimo Raio de Curvatura é o mais utilizado atualmente pela indústria do petróleo.

Na planilha direcional, existe a opção “ESCOLHA DO MÉTODO” que está enumerada de 1 a 5, onde cada número representa um método direcional, como veremos na Figura 25.



Figura 25 – Escolha do Método Direcional

Uma vez escolhido o método direcional e a opção de importar dados, deve-se escolher o diâmetro do revestimento, conforme o item a seguir.

3.1.3 – Escolha do diâmetro do Revestimento

Para análise de poços direcionais equipados com BCS, a escolha do diâmetro é essencial para identificarmos se determinado poço estará apto ou não a receber o BCS. De posse dessa informação, implementamos o botão “Revestimento” onde o usuário escolherá o diâmetro do revestimento que irá analisar, conforme a Figura 26.

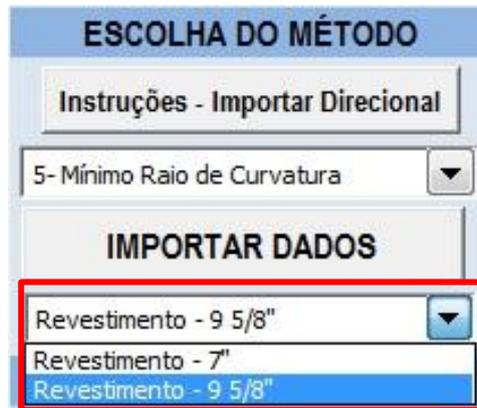


Figura 26 – Botão Revestimento

3.1.4 – Tela de Saída

Ao inserir os dados de entrada, automaticamente a trajetória do poço vai sendo construída, podendo o usuário verificar também as zonas críticas onde ocorre um maior valor de *DLS*, como veremos nas figuras a seguir. Nesta tela o usuário pode ainda verificar o *DLS* máximo do poço, a profundidade vertical e o afastamento. A partir da análise do gráfico do *DLS*, o usuário pode ainda verificar se determinado poço está apto para receber o BCS, e caso o poço esteja apto para receber o BCS, pode-se ainda verificar os locais prováveis de instalação da bomba. As Figuras 27 e 28, respectivamente, ilustram poços do tipo I e poços do tipo II simulados pela planilha direcional, assim como seus respectivos *DLS*, profundidade vertical final e afastamento final.

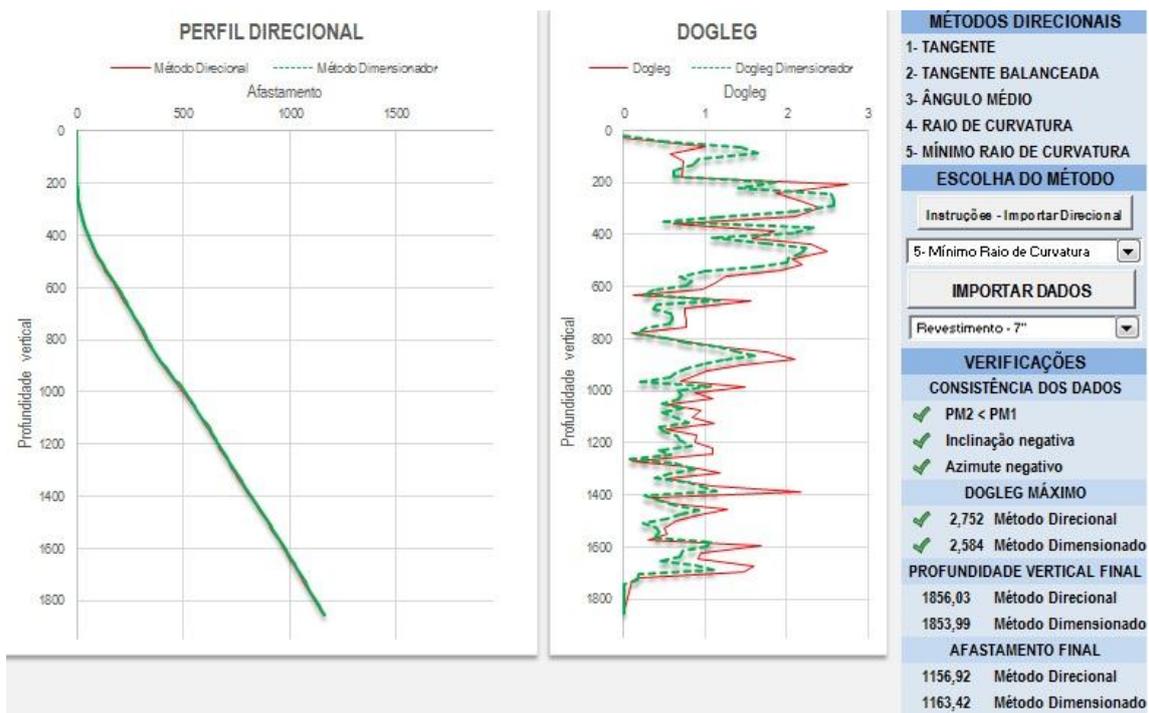


Figura 27 – Perfil Direcional e Dogleg em poço direcional tipo I

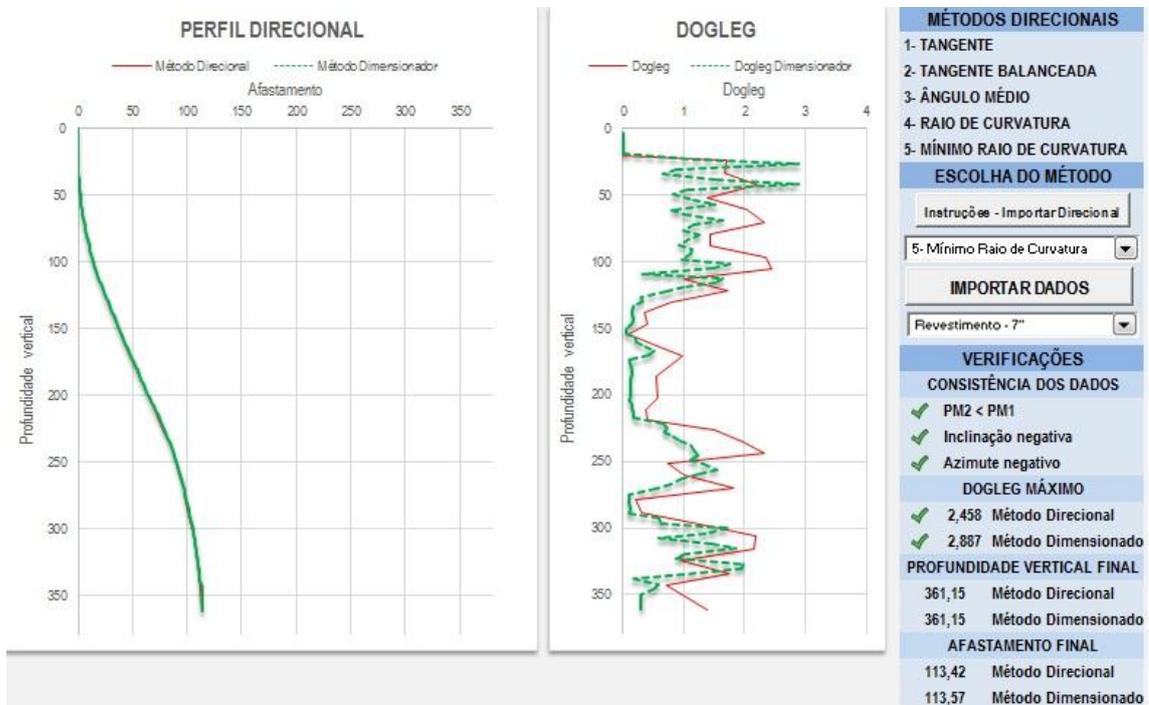


Figura 28 – Perfil Direcional e Dogleg em poço direcional tipo II

Com relação ao *DLS*, poços equipados com BCS têm este parâmetro limitado em 4°/30m para revestimentos de 7", evitando alguns problemas operacionais como a prisão da coluna. A planilha direcional apresenta um alerta quando o *dogleg* ultrapassa este valor, não podendo o poço em questão ser equipado com BCS. Pode-se perceber que os poços das Figuras 27 e 28 apresentam valores de *dogleg* abaixo de 4°/30m, estando aptos a serem equipados com BCS.

Outra maneira da utilização da planilha direcional foi realizar uma análise com um Dimensionador de BCS, desenvolvido no Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT), que está sendo aprimorado para utilização em poços direcionais. O Dimensionador utiliza um método de cálculo direcional próprio, e sua sistemática de cálculo consiste em dividir a profundidade medida total do poço em cem partes iguais, fazendo o mesmo com a inclinação e assim suavizando os trechos direcionais, onde sua descrição matemática se assemelha ao cálculo do método da tangente.

As Equações 16 e 17 ilustram a sistemática de cálculo utilizado pelo Dimensionador, determinando a profundidade vertical e afastamento de cada trecho perfurado, levando em consideração a média da inclinação total do poço em cem partes iguais.

$$\Delta V = \Delta M * \cos(\theta_m) \quad (16)$$

$$\Delta A = \Delta M * \text{sen}(\theta_m) \quad (17)$$

Onde:

θ_m - inclinação média em dada seção do poço, depois de realizada a média em cem partes iguais.

O método do dimensionador produz trajetórias satisfatórias, assim como os métodos de cálculo direcional utilizados pela indústria do petróleo, como veremos no capítulo 4.

A análise foi realizada mediante o parâmetro do coeficiente de variação, onde iremos perceber a dispersão entre os valores de profundidade vertical e afastamento, comparados com cada método direcional e o dimensionador.

Capítulo 4

Resultados e Discussões

4 - Resultados e Discussões

Como resultados deste trabalho, decidiu-se por fazer uma análise com o dimensionador desenvolvido pelo Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT), com o intuito de verificar a dispersão entre os dados calculados de profundidade vertical e afastamento pelos métodos de cálculo direcional e o método do dimensionador, e assim podermos concluir se o método do dimensionador produz resultados satisfatórios, assim como os métodos de cálculo direcional utilizados pela indústria do petróleo produzem. Para isso, foi utilizada a técnica do coeficiente de variação, pois esta permite verificar claramente a dispersão dos resultados em duas (2) seções do poço, que foram em: 50% da profundidade medida do poço e 100% da profundidade medida do poço. Foi utilizado para fazer a análise comparativa, um poço horizontal (Figura 29), um poço do tipo I (Figura 27) e um poço do tipo II (Figura 28). A Equação 18 ilustra o modo como é feito o cálculo do coeficiente de variação dos dados.

$$Cv = \frac{s}{x} \quad (18)$$

Onde:

Cv - Coeficiente de Variação;

S – Desvio Padrão;

X – Média

A seguir será realizada uma análise de coeficiente de variação entre o método do dimensionador e os métodos de cálculo direcional em duas (2) seções diferentes do poço, em 50% da profundidade medida e em 100% da profundidade medida do poço, a partir de um poço horizontal (Figura 29).

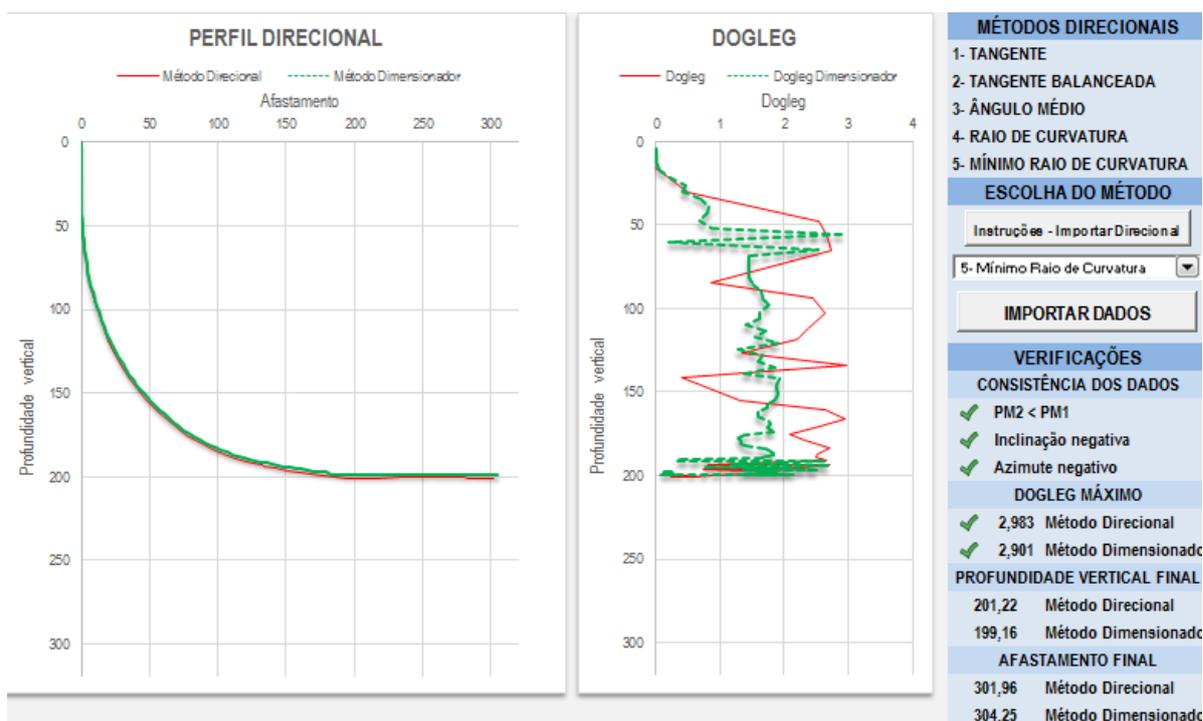


Figura 29 – Poço Horizontal

4.1– Análise realizada em poço do tipo horizontal

A tabela a seguir ilustra a análise do coeficiente de variação em um poço horizontal.

COEFICIENTE DE VARIÇÃO	MÉTODOS DIRECIONAIS	PROFUNDIDADE VERTICAL (50%)	PROFUNDIDADE VERTICAL (100%)	AFASTAMENTO (50%)	AFASTAMENTO (100%)
	TANGENTE	0,006216132	0,010259515	0,023103641	0,007156853
	TANGENTE BALANCEADA	0,003905773	0,007572524	0,016736449	0,005339702
	ÂNGULO MÉDIO	0,003905773	0,007572524	0,016736449	0,005339702
	RAIO DE CURVATURA	0,004092002	0,00775808	0,016464497	0,005204917
	MÍNIMO RAO DE CURVATURA	0,003966174	0,007637599	0,016657392	0,005278496

Tabela 1 – Análise Comparativa em poço do tipo horizontal

De acordo com a Tabela 1, pode-se perceber que os valores de coeficiente de variação dos métodos de cálculo direcional, pouco variaram em relação ao dimensionador. Com isso, podemos afirmar que o dimensionador produz resultados semelhantes aos métodos utilizados na indústria do petróleo para o tipo de poço analisado.

4.2– Análise realizada em um poço do tipo I

A tabela a seguir ilustra a análise do coeficiente de variação em poço do tipo I, conforme ilustrado pela Figura 27.

COEFICIENTE DE VARIÇÃO	MÉTODOS DIRECIONAIS	PROFUNDIDADE VERTICAL (50%)	PROFUNDIDADE VERTICAL (100%)	AFASTAMENTO (50%)	AFASTAMENTO (100%)
	TANGENTE	0,00022471	5,98531E-05	0,004677522	0,000921284
	TANGENTE BALANCEADA	0,000833887	0,000346158	0,01957621	0,004821475
	ÂNGULO MÉDIO	0,000833887	0,000346158	0,01957621	0,004821475
	RAIO DE CURVATURA	0,000859455	0,000361547	0,019540156	0,004808687
	MÍNIMO RAIOS DE CURVATURA	0,000860807	0,000367004	0,019537888	0,004800936

Tabela 2 – Análise realizada em um poço do tipo I

A partir dos dados da Tabela 2, temos condições de verificar que a dispersão entre os métodos de cálculo direcional e o método do dimensionador é muito pequeno, o que podemos afirmar que o método do dimensionador desenvolve trajetórias direcionais satisfatórias para o tipo de poço analisado.

4.3- Análise realizada em um poço tipo II

A tabela a seguir ilustra a análise do coeficiente de variação em um poço do tipo II, conforme ilustra a Figura 28.

COEFICIENTE DE VARIÇÃO	MÉTODOS DIRECIONAIS	PROFUNDIDADE VERTICAL (50%)	PROFUNDIDADE VERTICAL (100%)	AFASTAMENTO (50%)	AFASTAMENTO (100%)
	TANGENTE	0,001518719	8,49689E-07	0,017050785	0,000506693
	TANGENTE BALANCEADA	0,001017448	5,25695E-05	0,013075888	0,000788302
	ÂNGULO MÉDIO	0,001017448	5,25695E-05	0,013075888	0,000788302
	RAIO DE CURVATURA	0,001073433	5,38538E-06	0,013023755	0,00074095
	MÍNIMO RAIOS DE CURVATURA	0,001069059	5,29632E-06	0,01302522	0,000746195

Tabela 3 – Análise realizada em um poço do tipo II

Com base nos dados apresentados pela Tabela 3, e verificando a baixa dispersão entre os métodos direcionais e o dimensionador, percebemos que para este tipo de poço o dimensionador também produz resultados satisfatórios, tanto quanto os métodos utilizados pela indústria do petróleo.

Outro parâmetro que pode ser analisado também é o *dogleg*, onde podemos observar que para os três (3) tipos de poços, este parâmetro estava dentro do limite exigido pela indústria do petróleo, que para poços equipados com BCS é de 4°/30m para revestimentos de 7 in, e 6°/30m para revestimentos de 9 5/8 in. Com relação à instalação da bomba centrífuga, esta deve ser instalada onde o *dogleg* seja o menor possível, sendo no máximo 1°/30m.

Capítulo 5

Conclusão

5 - Conclusão

Neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta computacional onde nos mostra a trajetórias dos poços direcionais através da escolha dos métodos de cálculo direcional, e também verificar se estes poços podem ser equipados com o método de elevação artificial Bombeio Centrifugo Submerso (BCS). O programa direcional, denominado planilha direcional, mostra graficamente a construção do perfil direcional, assim como a construção do gráfico do *dogleg*. Ambos os gráficos se encontram na mesma escala de profundidade vertical, o que possibilita ao usuário detectar os pontos críticos onde ocorrem maiores valores de *dogleg* e um alerta que informa se algum trecho apresenta *dogleg* acima do permitido.

Foi realizada uma revisão bibliográfica para o acompanhamento da trajetória dos poços desviados mediante cinco (5) métodos de cálculo direcional, onde o método do mínimo raio de curvatura é atualmente o mais utilizado pela indústria do petróleo. Foram simulados aproximadamente 30 poços direcionais, onde os resultados foram satisfatórios produzindo valores de *dogleg* dentro do padrão estabelecido pela indústria do petróleo.

Foi realizada uma análise de cada método de cálculo direcional com o dimensionador de BCS desenvolvido pelo Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT), analisando a dispersão dos valores de profundidade vertical e afastamento gerados por cada método. Foram feitas análises por meio do coeficiente de variação para os três tipos de poços: horizontal, tipo I e tipo II. Devido à dispersão dos valores serem muito pequena com relação a todos os métodos, podemos ainda afirmar que o método do dimensionador produz resultados satisfatórios de profundidade vertical e afastamento, para os três (3) tipos de poços.

Podemos concluir então, que tanto a planilha direcional quanto o dimensionador houve uma boa concordância entre os parâmetros comparados, após inúmeras simulações feitas com resultados satisfatórios de *dogleg*, dentro do padrão estabelecido pela indústria do petróleo, que para poços equipados com BCS é de 4°/30m.

Uma sugestão para trabalhos futuros seria um estudo mais aprofundado acerca da utilização do BCS em poços direcionais, bem como os estudos de caso a caso, uma vez que o BCS não pode ser utilizado em determinado valor de *dogleg*. Outra sugestão seria implementar na planilha direcional a profundidade dos canhoneados e assim determinar com exatidão o posicionamento da bomba de BCS.

Capítulo 6

Referências Bibliográficas

6 - Referências Bibliográficas

- BAKER HUGHES – *CENTRILIFT Submersible pump handbook*, 2008. 280f. (Manual), Claremore, Oklahoma, USA;
- BATISTA, E. S. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para Aplicação no Método de Elevação por Bombeio Centrífugo Submerso**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2009;
- LIRA, G. A. R. **Introdução à perfuração direcional**, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2013;
- MACHADO, J. **Fundamentos da perfuração direcional**, UNIGRANRIO, 2012;
- MAITELLI, C. W. S. de P. **Simulação do escoamento monofásico em um estágio de uma bomba centrífuga utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional**. 2010, 182 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, 2010;
- PRADO, M. G., **Electrical Submersible Pumping**, PETROBRAS, Rio de Janeiro, Brasil, 2007;
- ROCHA, L. A. S. [et al ii]. **Perfuração Direcional** – 2ª ed. – Rio de Janeiro, Interciência, Petrobras, IBP, 2008.
- SALES, F. **Equipamentos utilizados no bombeio centrífugo submerso**, Petrobras, 2012;
- TAVARES, R. M., **Interpretação e Análise de Dados de Perfuração em Poços de Petróleo**, São Paulo, 2006;
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo** – Rio de Janeiro, Interciência, Petrobrás, 2001.