



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

## TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Projeto de elevação artificial para um poço do tipo direcional no escoamento multifásico equipado com Bombeio Centrífugo Submerso

**Aluno:** James Pyetro Amaral Nogueira

**Orientador:** Rutácio de Oliveira Costa

Natal/RN, Maio de 2013

---

**JAMES PYETRO DO AMARAL NOGUEIRA**

**PROJETO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL PARA UM  
POÇO DO TIPO DIRECIONAL NO ESCOAMENTO  
MULTIFÁSICO EQUIPADO COM BOMBEIO  
CENTRÍFUGO SUBMERSO**

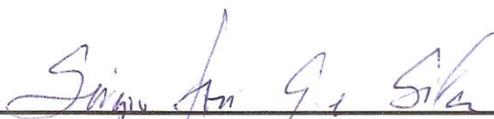
Relatório do trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao programa de graduação de  
Engenharia de Petróleo da Universidade Federal  
do Rio Grande do Norte, em cumprimento as  
exigências para obtenção do título profissional em  
Engenheiro de Petróleo.

Aprovado em :10 de maio de 2013.



---

Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa – UFRN (Orientador)



---

Prof. MSc. Sergio José Gonçalves e Silva – UFRN



---

Eng. MSc. Célio Gurgel Amorim – Membro Externo

## **Agradecimentos**

A Deus, por ter me guiado em decisões difíceis e me ter dado forças para a conclusão desse trabalho.

À minha família, em incentivar durante a minha vida acadêmica, pelo amor incondicional, sempre me ensinando a tomar decisões corretas com o objetivo e propósito visando sempre um caminho honesto a trilhar.

Ao meu orientador Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa, pela dedicação e paciência durante a realização desse trabalho. A experiência profissional foi uns dos fatores para o sucesso do trabalho de conclusão de curso.

Aos meus colegas de conclusão de curso, Ana Carla, Bruno Augusto, Charlon Gonçalves, Haroldo Costa, Jussyara Dalianne e Tatiane Borges. Pela amizade e companheirismo durante essa jornada de curso.

À chefe do departamento e à coordenadora do curso de Engenharia de Petróleo, Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Carla Maitelli e a Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Jennys Barillas, respectivamente. Pela disposição e dedicação para que o curso de Engenharia de Petróleo na UFRN se torne uma realidade.

Aos amigos do Laboratório de Química e Meio Ambiente, Eliane Araújo, Elisama Vieira, Márcia Lima, Mariane Vieira, Sheila Sousa, Sthefanie Borges e principalmente à Prof<sup>a</sup> Dr Nedja Sueli e o Prof. Dr. Carlos Huittle. Pela amizade durante a minha vida acadêmica.

A todas as pessoas que, diretamente ou indiretamente, contribuíram para a execução deste trabalho.

## RESUMO

A perfuração direcional viabiliza a superação de inúmeros desafios associados ao alcance de reservatórios, além de proporcionar um considerável aumento da produtividade dos poços. Ela tem sido umas das principais técnicas da atual indústria do petróleo. O sucesso dessa atividade seria inatingível sem a implementação e evolução das técnicas de registro direcional, as quais permitem controlar a trajetória prevista no projeto do poço. Os estudos tem mostrado que na fase da produção do hidrocarboneto os poços inclinados tem influência direta no gradiente de pressão durante o escoamento do fluido, esse comportamento é analisado por meio das correlações de *Beggs and Brill*. Quando a pressão de fluxo é insuficiente para elevar o fluido do fundo do poço até a superfície é necessário de uma tecnologia de produção por meio de sistema de bombeio de subsuperfície, esse segmento é a elevação artificial. Nesse trabalho apresenta uma ferramenta computacional que possibilitará o cálculo do escoamento multifásico num poço direcional, a partir de dados bases que permitirá a elaboração de um projeto de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).

Palavras chaves: Poços direcionais, correlações de *Beggs and Brill* e bombeio centrífugo submerso.

# ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	2
2.1 Perfuração Direcional.....	2
2.1.1 Aplicações de Poços Direcionais.....	2
2.1.2 Definições Básicas.....	3
2.1.3 Dados de Projeto.....	4
2.1.4 Métodos de Cálculo de Acompanhamento da Trajetória do Poço.....	6
2.2 Escoamento de Fluido.....	12
2.2.1 Método de <i>Beggs-Brill</i> .....	17
2.3 Elevação Artificial.....	22
2.3.1 Índice de Produtividade.....	22
2.3.2 Bombeio Centrifugo Submerso.....	23
2.3.3 Análise da Bomba Centrífuga.....	26
3. METODOLOGIA.....	29
3.1 A Interface Gráfica do Simulador.....	31
3.1.1 Acompanhamento da Trajetória do Poço.....	31
3.1.2 Escoamento do fluido.....	33
3.1.3 Método de Elevação Artificial.....	38
4. RESULTADOS.....	41
4.1 Acompanhamento da Trajetória Direcional.....	41
4.2 Escoamento do Fluido e a Elevação Artificial.....	43
4.3 Correção da Viscosidade.....	47
5. CONCLUSÕES.....	49
6. REFERÊNCIAS.....	50

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Desenho esquemático de um projeto de poço direcional.....	5
Figura 2 – Ilustração do método de cálculo da tangente.....	6
Figura 3 – Projeção vertical para o método da tangente .....	7
Figura 4 – Vista Plana para o método da tangente.....	7
Figura 5 – Ilustração do método de cálculo da tangente balanceada.....	8
Figura 6 – Ilustração d método de cálculo do ângulo médio.....	9
Figura 7 – Ilustração do método de cálculo de mínimo raio de curvatura.....	10
Figura 8 – Projeção vertical para o método de raio de curvatura.....	11
Figura 9 – Projeção plana para o método de raio de curvatura.....	11
Figura 10 – Mapa de escoamento de Beggs e Brill.....	19
Figura 11 – Diagrama de <i>Moody</i> .....	20
Figura 12 – Distribuição dos métodos de elevação artificial.....	24
Figura 13 – Equipamentos de um BCS.....	25
Figura 14 – Modelagem da ferramenta computacional.....	29
Figura 15– Modelagem do subsistema do projeto do poço direcional.....	29
Figura 16 – Modelagem do projeto de escoamento do fluido.....	30
Figura 17 – Modelagem do subsistema do projeto de elevação artificial.....	30
Figura 18 – Planilha dos dados básicos para os cálculos do acompanhamento da trajetória.	31
Figura 19 – Planilha para o cálculo do <i>Build up</i> e o <i>Dogleg servery</i> .....	32
Figura 20 – Planilha do método utilizado para os cálculos de acompanhamento da trajetória.	32
Figura 21 – Planilha comparando os dados da ferramenta direcional com os métodos de cálculo de acompanhamento da trajetória	33
Figura 22 – Trajetória do poço em 2D.....	33
Figura 23 – Dados bases das propriedades das misturas líquidas de hidrocarbonetos.....	34
Figura 24 – Variáveis do fluido.....	35
Figura 25 – Variáveis para um fluído multifásico por Beggs e Brill.....	37
Figura 26 – Correlação para o fluído monofásico.....	37
Figura 27 – Dados de entrada para índice de produtividade do poço.....	38
Figura 28 – Pressão e vazão para IP linear e IPR de Vogel.....	39

Figura 29 – Planilha para o cálculo da TDH e o número de estágios.....	40
Figura30 – Relação entre Pressão x Vazão.....	40
Figura 31 – Resultados dos métodos de cálculos para trajetória direcional.....	42
Figura 32 – Valores da relação Pressão x Vazão.....	44
Figura 33 – Índice de produtividade do poço.....	45
Figura 34 – <i>THD</i> e número de estágios.....	45
Figura 35 – Pressão na cabeça do poço (psi) <i>versus</i> vazão (bpd).....	46
Figura 36 – Efeito da viscosidade na curva do <i>Head</i> .....	47
Figura 37– Efeito da viscosidade na curva da Potência.....	47
Figura 38 – Efeito da viscosidade para a Eficiência da bomba.....	48

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Coeficientes empíricos para o calculo do <i>holdup</i> líquido.....	19
Tabela 2 – Coeficientes empíricos para o calculo dos parâmetros do <i>holdup</i> liquido	20
Tabela 3 – Dados de entrada para o acompanhamento da trajetória direcional.....	41
Tabela 4 – Propriedades termodinâmicas.....	43
Tabela 5 – Dados de entrada para a ferramenta computacional.....	44
Tabela 6 – Análise nodal.....	45

## LISTA DE SIMBOLOS E ABREVIATURAS

A: área da coluna de produção  
Ch: fator de correção da viscosidade para o head  
Cn: fator de correção da viscosidade para eficiência  
Cq: fator de correção da viscosidade para vazão  
ID: diâmetro interno da coluna de produção (in)  
Hbep: head correspondentente a eficiência ótima da bomba (ft)  
Hviscoso: head para fluido viscoso  
IPR: Inflow Performance Relationships  
IP: índice de produtividade  
Nd: nível dinâmico inicial do poço (ft)  
Pr: Pressão do reservatório  
Pcab: pressão da cabeça do poço (psi)  
Pdesc: pressão de descarga (psi)  
Prev: pressão de revestimento (psi)  
Psuc: pressão na sucção da bomba (psi)  
Pwf : pressão de fundo em fluxo (psi)  
Profb: profundidade da bomba (ft)  
Profc: profundidade do canhoneado (ft)  
Qanular: vazão do anular (bpd)  
Qbep: vazão correspondentente a eficiência ótima da bomba (bpd)  
Qmax: vazão máxima na altura do canhoneado (bpd)  
Qviscoso: vazão para fluido viscoso  
Re: número de Reynolds  
Submc: submergência do canhoneado (ft)  
Submp: submergência da bomba (ft)  
h: eficiência da bomba (%)  
hviscoso: eficiência para fluido viscoso  
potabs: potência Absorvida pela Bomba (Hp)  
pothid : potência Hidráulica da Bomba (Hp)  
v: velocidade média do fluido (m/s)

# 1. INTRODUÇÃO

Na década de 90 nos Estados Unidos teve o início da perfuração de poços direcionais. Nesta época, a perfuração de poços de petróleo desenvolvia-se rapidamente e eram frequentes os problemas que ocorriam e que continua ocorrendo até hoje como desvio dos poços, devido às inclinações das camadas terrestres que forçam o poço a ganhar ângulo, afastando-o do objetivo programado (PORTO, 2009). A necessidade de aprimorar os métodos de acompanhamentos da trajetória do poço para que o alvo desejado seja alcançado com o mínimo de desvio necessário.

Na fase da produção do petróleo, os engenheiros de petróleo deparam-se frequentemente com escoamento bifásico em tubulações, proveniente dos poços e das linhas de produção. O conhecimento do comportamento dinâmico da pressão, das vazões das fases e dos padrões de escoamento durante o escoamento simultâneo de gás e líquido é fundamental para o projeto de sistemas da indústria química e de petróleo (BEGGS E BRILL, 1982).

Beggs e Brill (1973) desenvolveram uma correlação amplamente utilizada pela indústria de petróleo. Essa correlação foi obtida através de dados experimentais em uma rede de tubulações acrílicas com diâmetros entre 1.0 a 1.5 polegadas e comprimento de 28 m com inclinações ajustáveis. Apesar dos valores restritos de diâmetro e comprimento, essa correlação é bastante utilizada em cálculos preliminares, principalmente por ser válida para todos os padrões de escoamento e inclinações.

A otimização da elevação de petróleo é feita considerando-se os poços separadamente sendo que nos últimos anos tem crescido a utilização do método de elevação artificial por BCS (SOUZA, 2010). Nesse tipo de elevação, a energia é transmitida para o fundo do poço por meio de um cabo elétrico. A energia elétrica é transformada em energia mecânica por um motor de subsuperfície, que tem seu eixo conectado a uma bomba centrífuga. A energia mecânica é transmitida para o fluido sob a forma de pressão, fazendo com que este chegue até a cabeça do poço com uma vazão desejada.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Perfuração Direcional

A perfuração direcional é uma técnica usada na exploração e na produção de petróleo, na qual o objetivo está localizado em coordenadas diferentes daquelas da cabeça de poço sejam atingidos. Quando essa técnica permite que vários poços de desenvolvimento sejam perfurados a partir de uma única plataforma, reduz custos com instalações submarinas e linhas de produção. Mesmo na perfuração “vertical” a broca move-se em direções que fogem a esse eixo por razões que podem ser causadas por: compreender a não uniformidade das formações, a disposição das camadas em relação umas às outras e fatores de ordem operacional.

O sucesso da perfuração direcional está associado à produtividade de um poço, uma vez que essa tecnologia permite perfurar lateralmente ou horizontalmente, expondo dessa forma uma maior área do reservatório. Com isso, consegue-se maximizar a recuperação através de um número menor de poços perfurados.

#### 2.1.1 Aplicações de Poços Direcionais

A aplicação de poços inclinados é capaz de atender a diversos objetivos, assim como contornar situações, onde problemas de locação de sonda se tornam fatores críticos. São diversas as razões que justificam uma perfuração deste tipo, dentre elas podemos citar restrições de ordem econômica e restrições ambientais. À medida em que o custo relacionado ao desenvolvimento de campos cresce, seja em cenários *onshore* ou *offshore*, locais remotos ou ambientes hostis, aumenta – se também a aplicação da perfuração direcional (PORTO, 2009).

Um poço direcional é desenvolvido, geralmente, quando se deseja:

- Atingir locais inacessíveis para a perfuração convencional, como por exemplo, uma zona habitada ou uma base montanhosa;
- Perfurar poços horizontais, multilaterais e de grande afastamento;
- Perfurar poços de alívio (interceptar um poço em *blowout*)
- Poços SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*)

## 2.1.2 Definições Básicas

Determinado poço é caracterizado como direcional quando o objetivo (*target*) está localizado a certa distância horizontal da cabeça do poço. Esta distância horizontal é chamada de afastamento (*Vertical Section*). O caminho percorrido pela broca, partindo da cabeça do poço até atingir o objetivo, é chamado de trajetória direcional.

A trajetória vertical entre a cabeça do poço a qualquer ponto do poço, é chamada profundidade vertical (*True Vertical Direction – TVD*), enquanto a distância percorrida pela broca para atingir essa profundidade é chamada de profundidade medida (*Measured Depth – MD*) (THOROGOOD, 1980).

O objetivo é o local no espaço onde a trajetória deve atingir. Geralmente é definido pelo geólogo ou pelo engenheiro de reservatório e pode ser um ponto em profundidade ou mesmo uma seção inteira de uma formação com diferentes inclinações.

Outros conceitos essenciais para a perfuração direcional são: a inclinação, o azimute e a orientação da *Toolface*. A inclinação é definida pelo ângulo, medido em graus, entre a tangente ao eixo do poço e o vetor gravitacional local. Por convenção, um poço vertical é definido pela inclinação de 0° e um poço horizontal pela inclinação de 90°.

O azimute (*Hole Direction*) é definido pelo ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o norte de referência (norte verdadeiro, magnético ou grid norte). O azimute pode ser representado de duas formas: em graus ou em quadrantes, sendo que a primeira é a mais usual. Em graus, o azimute varia de 0 a 360°, medindo-se no sentido horário a partir do norte de referência. Os quadrantes são formados por círculo trigonométrico em quatro seções de 90°, resultando nos quadrantes nordeste (NE), sudeste (SE), sudoeste (SW) e noroeste (NW). É importante lembrar que cada quadrante varia de 0 a 90°.

A orientação *Toolface* é definida pelo ângulo formado pela ferramenta direcional e o ponto superior (*high side*) do poço. Varia de 0 a 360° no sentido horário a partir do ponto de *high side*. Pode ser classificada como *toolface* magnética ou gravitacional, sendo que em inclinações inferiores a 5° a *toolface* magnética é mais precisa, pois se referencia diretamente ao norte magnético. Já a *toolface* gravitacional apresenta maior

precisão em inclinações superiores a 5° pois tem como referência o ponto de *high side* do poço.

O conjunto dessas informações compõe um registro da trajetória do poço denominado *surveys*. *Surveys* são importantes no acompanhamento de operações de perfuração, correspondendo a um ponto de partida para o direcionamento do poço rumo ao seu objetivo. Podem ser definidos como um método de medição, cálculo e plotagem de dados de orientação e posicionamento do poço no espaço (PORTO, 2009).

### 2.1.3 Dados de Projeto

O planejamento de um poço se traduz na definição dos objetivos. Um poço direcional permite ter um ou mais objetivos que podem compreender, além do próprio reservatório, estruturas geológicas, falhas ou até mesmo outros poços, no caso da implementação de um poço de alívio.

A posição de um objetivo segue o sistema descrito na seção anterior, adicionando se a profundidade na qual este se situa, porém, é comum durante as fases de planejamento e execução de um poço, simplesmente se utilizar sistemas locais de referência baseados em coordenadas cartesianas (ROCHA, 2008). A figura 1 a seguir tem o intuito de demonstrar alguns dos dados essenciais na elaboração de um projeto direcional.

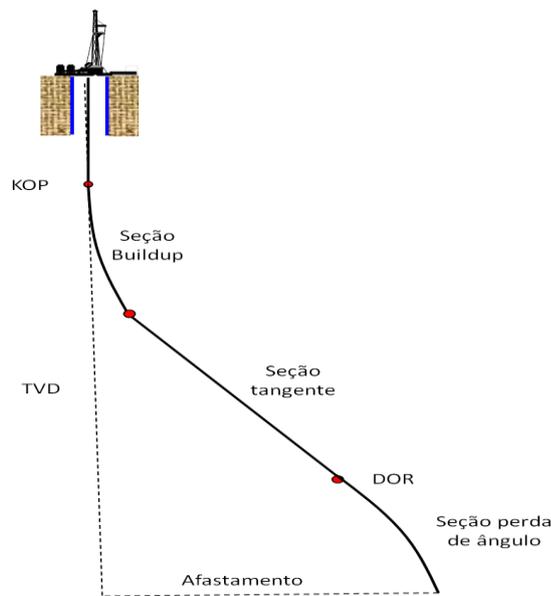


Figura 1- Desenho esquemático de um projeto de poço direcional

Às seções ilustradas na figura acima, podemos associar os seguintes dados de projeto:

- TVD: *True Vertical Depth* (Profundidade Vertical);
- VS: *Vertical Section* (Afastamento);
- KOP: *Kick Off Point* (Ponto Inicial de Desvio)
- BUR: *Build Up Rate* (Taxa de Ganho de Inclinação);
- DOR: *Drop Off Rate* (Taxa de Perda de Inclinação).

A taxa de ganho de inclinação (BUR) pode ser calculada pela expressão:

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

Onde:

$\alpha_1$  = inclinação do poço na estação 1;

$\alpha_2$  = inclinação do poço na estação 2;

$M_1$  = profundidade medida do poço na estação 1;

$M_2$  = profundidade medida do poço na estação 2;

$K = 30$  para BUR (graus/30m) e  $100$  para BUR (graus/100ft)

O *Dogleg* é a medida da mudança angular total, expressa em graus, entre duas estações sucessivas, independentemente da distância entre elas. *Dogleg severity* corresponde a um valor de *dogleg* normalizado, calculado em graus por unidade de comprimento, geralmente 30m ou 100ft. Pode ser calculada a partir da inclinação e azimute pela da equação:

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

$$\Delta\varepsilon = \varepsilon_2 - \varepsilon_1$$

$$DLS = \frac{\beta \times 30}{\Delta M}$$

Onde:

$\beta$  = *Dogleg*

$\alpha_1$  = inclinação do poço na estação 1;

$\alpha_2$  = inclinação do poço na estação 2;

$\varepsilon_1$  = Azimute do poço na estação 1;

$\varepsilon_2$  = Azimute do poço na estação 2;

$\Delta M$  = Intervalo entre os dois registros em metros;

DLS = *Dogleg Severity* ( $^{\circ}/30m$ ).

## 2.1.4 Métodos de Cálculo de Acompanhamento da Trajetória do Poço

O cálculo do acompanhamento da trajetória do poço é usado para saber a posição do poço em qualquer posição. Para isso, é necessário de dados básicos fornecidos por sequências de fotográficas em determinadas profundidade do poço. Essas fotos irão fornecer as informações de inclinação, direção e profundidade medida. Essas informações são necessárias para os cálculos da profundidade vertical, afastamento norte/sul e leste/oeste. Os métodos de cálculos são: da tangente, da tangente balanceada, ângulo médio, mínimo raio de curvatura e raio de curvatura.

### a. Método da tangente

O método da tangente, por definição, utiliza apenas a inclinação e os ângulos direcionais medidos no final do trecho. A Figura 2 Assume-se que esses ângulos permaneçam constantes durante o intervalo medido. As equações apresentadas a seguir são obtidas através de relações trigonométricas em triângulos retângulos.

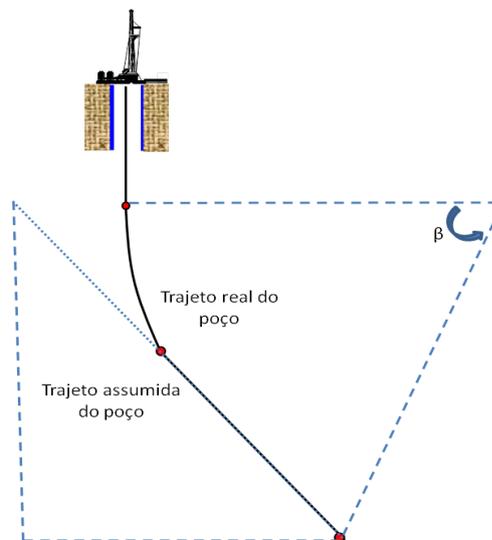


Figura 2 – Ilustração do método de cálculo da tangente

As Figuras 3 e 4 consideram as hipóteses estabelecidas e a geometria do problema é possível determinar triângulos retângulos nos planos vertical e horizontal. Esses triângulos apresentam em um de seus vértices o ângulo de inclinação ou de azimute.

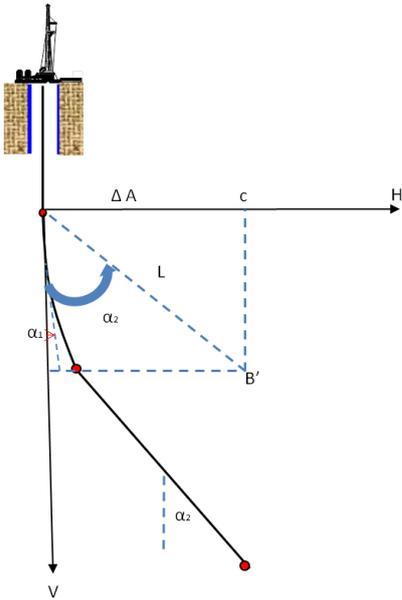


Figura 3 – Projeção vertical

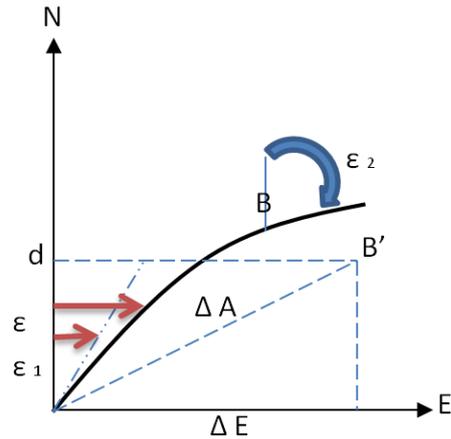


Figura 4 – Vista Plana

Resolvendo esses triângulos para as dimensões desejadas pode-se chegar às expressões apresentadas no conjunto de equações abaixo:

$$\Delta N = \Delta M \times \text{sen } \alpha_2 \times \cos \varepsilon_2$$

$$\Delta E = \Delta M \times \text{sen } \alpha_2 \times \text{sen } \varepsilon_2$$

$$\Delta V = \Delta M \times \cos \alpha_2$$

$$\Delta A = \Delta M \times \text{sen } \alpha_2$$

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

$\Delta N$  = Posição norte-sul

$\Delta E$  = Posição leste-oeste

$\Delta V$  = Profundidade Vertical

$\Delta A$  = Afastamento

## b. Método da Tangente Balanceada

A Figura 5 mostra o método da tangente balanceada utiliza a inclinação e a direção de duas medições subsequentes.

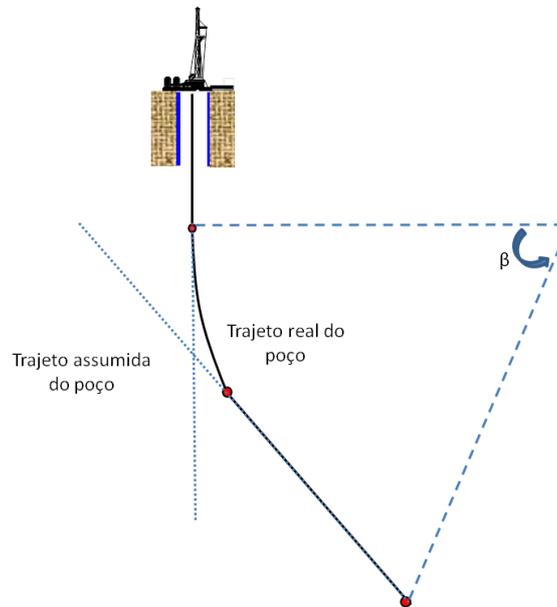


Figura 5 – Ilustração do método de cálculo da tangente balanceada

Os valores a serem calculados são:

$$\Delta E = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{sen } \alpha_2 \times \text{sen } \varepsilon_2 + \text{sen } \alpha_1 \times \text{sen } \varepsilon_1)$$

$$\Delta V = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{cos } \alpha_2 \times \text{cos } \alpha_1)$$

$$\Delta A = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{sen } \alpha_2 \times \text{sen } \alpha_1)$$

$$\Delta N = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{sen } \alpha_2 \times \text{cos } \varepsilon_2 + \text{sen } \alpha_1 \times \text{cos } \varepsilon_1)$$

## c. Método do Ângulo Médio

O método do ângulo médio é similar ao método tangencial. A Figura 6 mostra os ângulos medidos no final do trecho, esse método utiliza a média aritmética entre os ângulos medidos no início e no final do trecho para executar o cálculo.

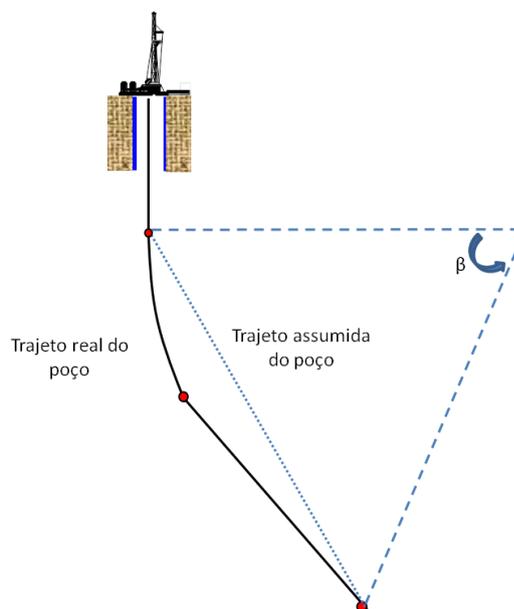


Figura 6 – Ilustração do método de cálculo do ângulo médio

A dedução das equações segue o mesmo raciocínio utilizado para o método tangencial, mas contrário de utilizar os ângulos medidos ao final do curso utiliza a média aritmética entre os ângulos medidos.

$$\Delta N = \Delta M \times \text{sen} \frac{\alpha_2 + \alpha_1}{2} \times \cos \frac{(\varepsilon_2 + \varepsilon_1)}{2}$$

$$\Delta E = \Delta M \times \text{sen} \frac{\alpha_2 + \alpha_1}{2} \times \text{sen} \frac{(\varepsilon_2 + \varepsilon_1)}{2}$$

$$\Delta V = \Delta M \times \cos \frac{(\alpha_2 + \alpha_1)}{2}$$

$$\Delta A = \Delta M \times \text{sen} \frac{(\alpha_2 + \alpha_1)}{2}$$

#### d. Método de Mínimo Raio de Curvatura

O método do mínimo raio de curvatura assume que o poço no intervalo medido possa ser representado por uma curva mínima (máximo raio). A Figura 7 mostra que no método utiliza os ângulos medidos no início e no final do trecho. Ao contrário dos métodos apresentados anteriormente, que utilizam seguimentos de reta, esse método do mínimo raio de curvatura utiliza um arco de circunferência para representar a trajetória do poço.

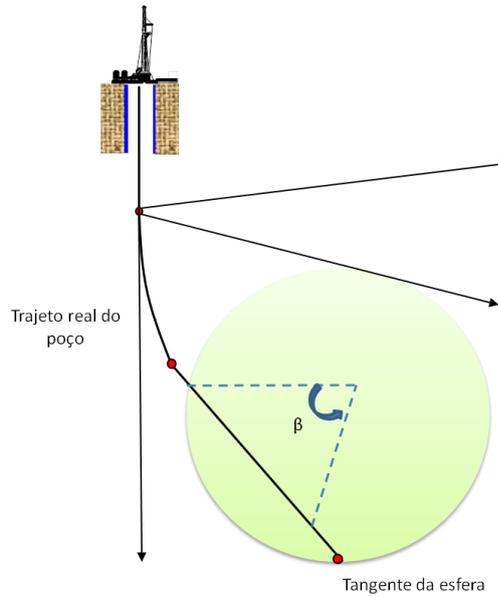


Figura 7 – Ilustração do método de cálculo de mínimo raio de curvatura

As expressões a seguir são encontradas projetando-se o arco através de seguimentos de reta nos planos horizontal e vertical (TAVARES, 2008).

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

$$\Delta N = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{sen } \alpha_2 \times \cos \varepsilon_2 + \text{sen } \alpha_1 \times \cos \varepsilon_1) \times F$$

$$\Delta E = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{sen } \alpha_2 \times \text{sen } \varepsilon_2 + \text{sen } \alpha_1 \times \text{sen } \varepsilon_1) \times F$$

$$\Delta V = \frac{\Delta M}{2} \times (\cos \alpha_2 \times \cos \alpha_1) \times F$$

$$\Delta A = \frac{\Delta M}{2} \times (\text{sen } \alpha_2 \times \text{sen } \alpha_1) \times F$$

#### e. Método do Raio de Curvatura

As Figuras 8 e 9 representam as projeções vertical e horizontal de cada ponto são assumidas como sendo arcos de círculos cujos raios serão função da taxa de ganho de ângulo e da taxa de variação da direção.

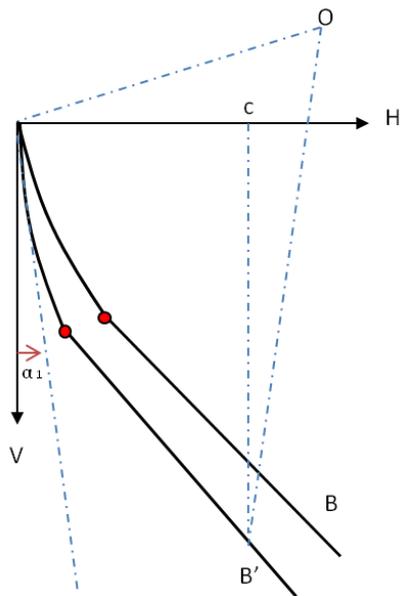


Figura 8 – Projeção Vertical

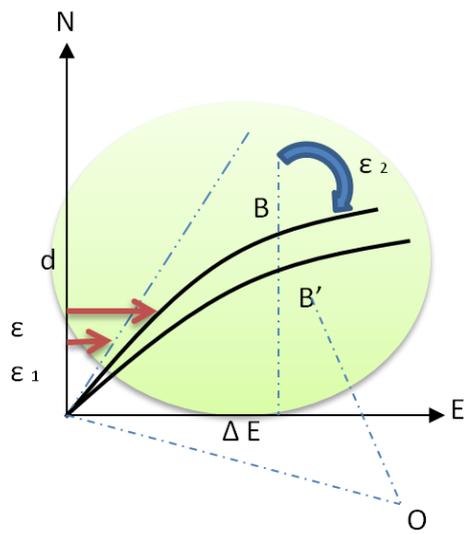


Figura 9 – Projeção plana

Pra o método de raio de curvatura são deduzidas as seguintes expressões abaixo:

$$\Delta N = \left(\frac{180}{\pi}\right)^2 \times \Delta M \times \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1} \times \frac{(\text{sen } \varepsilon_2 - \text{sen } \varepsilon_1)}{\varepsilon_2 - \varepsilon_1}$$

$$\Delta E = \left(\frac{180}{\pi}\right)^2 \times \Delta M \times \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1} \times \frac{(\cos \varepsilon_1 - \cos \varepsilon_2)}{\varepsilon_2 - \varepsilon_1}$$

$$\Delta V = \left(\frac{180}{\pi}\right)^1 \times \Delta M \times \frac{(\text{sen } \alpha_1 - \text{sen } \alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1}$$

$$\Delta A = \left(\frac{180}{\pi}\right)^1 \times \Delta M \times \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)}{\alpha_2 - \alpha_1}$$

$$\beta = \arccos (\cos(\alpha_2 - \alpha_1) - \text{sen} \alpha_1 \times \text{sen} \alpha_2 \times (1 - \cos(\varepsilon_2 - \varepsilon_1)))$$

## 2.2 Escoamento de Fluido

Na atividade de elevação o escoamento de fluido é um dos temas mais relevantes. O fluido produzido por um reservatório de petróleo é heterogêneo. A fase líquida é composta de diversos hidrocarbonetos cujas propriedades físicas dependem da pressão e temperatura. Além disso, a água é presença constante nos reservatórios, tanto a conata como a água introduzida no reservatório na perfuração e provenientes dos projetos de recuperação suplementar por injeção de água. Ainda há a fase gasosa e vapor, composta de hidrocarbonetos, gás carbônico, gás sulfídrico e outros componentes. Assim, o escoamento na elevação de petróleo pode ser classificado como monofásico ou multifásico.

A base para o entendimento do comportamento do escoamento de fluidos em tubulações está nas leis de conservação de massa, momento e energia. A aplicação dessas leis permite determinar, dentre outros, o campo de velocidades e a variação da pressão e temperatura ao longo do escoamento. A equação resultante da combinação da aplicação desses princípios (BRIL e MURKHERJEE, 1999), assumindo regime permanente no escoamento, é denominada de Equação do Balanço de Energia Mecânica ou Equação do Gradiente de Pressão.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_t = \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_h + \left(\frac{dp}{dL}\right)_a$$

Onde, o primeiro termo da equação é a perda de carga devido à fricção que representa entre 5 a 20% da perda de carga total; o segundo, devido à elevação (coluna hidrostática), representa entre 80 a 95%; e, o terceiro, devido à aceleração, que normalmente é negligenciado nos cálculos, sendo considerado somente em caso onde haja alta velocidade de escoamento ou mudanças significativas na velocidade.

No escoamento monofásico, o diâmetro da tubulação e a velocidade de escoamento são constantes então a perda de carga devida à fricção no regime laminar pode ser calculada como:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{4}{d} \frac{16}{N_{Re}} \frac{1}{2} \rho v^2$$

O termo de elevação é dado pela relação da massa específica do fluido e a inclinação da tubulação ( $\theta$ ), pode ser calculada pela equação abaixo:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_h = \rho g \cos \theta$$

A aceleração pode ser calculada pela equação abaixo

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_a = -\rho v \frac{dv}{dL}$$

A partir do comportamento do escoamento monofásico em tubulações, pode-se modificar a equação de perda de carga para o escoamento multifásico ao se considerar o fluido como uma mistura homogênea (BEGGS E BRILL, 1973).

Partiu-se para a determinação dos parâmetros básicos que regem o escoamento multifásico, sendo eles: velocidade superficial de líquido ( $V_{sl}$ ), velocidade superficial de gás ( $V_{sg}$ ), número de viscosidade do líquido ( $N_l$ ), número de diâmetro do tubo ( $N_D$ ), número de velocidade do gás ( $N_{GL}$ ), número de velocidade do líquido ( $N_{LV}$ ), holdup líquido sem escorregamento ( $\lambda_L$ ), holdup líquido com escorregamento ( $H_L$ ).

Dessa maneira é preciso fazer uso de algumas correlações e equações obtidas por pesquisadores ao longo dos anos. As correlações utilizadas para as propriedades dos fluidos estão detalhadas a seguir .

O fator volume de formação do óleo ( $B_o$ ) é a relação do volume da fase líquida em determinadas condições de pressão e temperatura e o volume nas condições padrão. Este fator permite que se calcule o volume ocupado em determinadas condições de pressão e temperatura a partir do volume ocupado em condições Standard.

- Para o cálculo do fator volume de formação do óleo (STANDING, 1981)

$$B_o = 0,97579 + 0,00012 \cdot \left[ R_s \left( \frac{y_g}{y_o} \right)^{0,5} + 1,25 \cdot T \right]^{1,2}$$

Onde:

$B_o$  = Fator volume de formação do óleo, bbl/STB;

$R_s$  = Razão de solubilidade scf/STB;

$y_g$  = Densidade relativa do gás;

$y_o$  = Densidade relativa do óleo;

T = Temperatura de fundo do poço, °F.

A razão de solubilidade ( $R_s$ ) é a relação entre o volume de gás em solução (no estado líquido) nas condições padrão (temperatura de 25°C e pressão atmosférica) e o volume de óleo nestas mesmas condições.

Para o cálculo da Razão de Solubilidade (STANDING, 1981)

$$R_s = y_g \left[ \left( \frac{P}{18,2} + 1,4 \right) \cdot 10^{0,0125 \cdot API - 0,00091T} \right]^{1,2048}$$

Onde:

$R_s$  = Razão de solubilidade, scf/STB;

$y_g$  = Densidade relativa do gás;

P = Pressão de fundo do poço, psia;

°API = Valor do grau API.

T = Temperatura no fundo do poço, °F.

- Para o cálculo da pressão e temperatura pseudocrítica (STANDING, 1981)

$$T_{pc} = 168 + 325 y_g - 12,5 y_g^2$$

$$P_{pc} = 677 + 15 y_g - 37,5 y_g^2$$

Onde:

$T_{pc}$  = Temperatura pseudocrítica, R;

$P_{pc}$  = Pressão pseudocrítica, psia;

$y_g$  = Densidade relativa do gás.

- Para o cálculo da pressão e temperatura pseudorreduzida (STANDING & KARTZ, 1942)

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$T_{pr}$  = Temperatura pseudorreduzida;

$P_{pc}$  = Pressão pseudorreduzida.

A viscosidade de uma mistura de hidrocarbonetos é amplamente variada, podendo ir de viscosidade pouco maior que a da água até valores de algumas dezenas de milhares de centipoise. A viscosidade de um mesmo fluido varia com a temperatura e a quantidade de gás dissolvido.

- Para o cálculo da Viscosidade do óleo (STANDING, 1981)

$$\mu_o = [ 10,715 \cdot (R_s + 100)^{-0,515} ] \cdot \mu_{od}^b$$

$\mu_o$  = Viscosidade do óleo, cp;

$R_s$  = Razão de solubilidade, ;

$\mu_{od}$  = Viscosidade do óleo morto, cp

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

A viscosidade do óleo sem gás dissolvido é chamada de viscosidade de óleo morto.

- Para o cálculo da Viscosidade do óleo morto (STANDING, 1981)

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Onde:

$\mu_{od}$  = Viscosidade do óleo morto, cp.

$$x = \frac{10^{3,0324 - 0,02023 \cdot YAPI}}{T^{1,163}}$$

- Fórmula para cálculo da viscosidade do gás (STANDING & KARTZ, 1942)

$$\mu_g = 10^{-4} \cdot K \cdot \exp \left[ X \left( \frac{\rho_g}{62,4} \right)^Y \right]$$

Onde:

$\mu_g$  = Viscosidade do gás, cp;

$\rho_g$  = massa específica do gás, lbm/ft<sup>3</sup>;

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 \cdot M_g) \cdot T^{1,5}}{209 + 19 \cdot M_g + T}$$

$$X = 3,5 + \left( \frac{986}{T} \right) + 0,01 \cdot M_g$$

$$Y = 2,4 - 0,2 \cdot X$$

- Fórmula para cálculo da densidade do gás:

$$\rho_g = \frac{2,7 y_g P}{Z T}$$

Onde:

$\rho_g$  = massa específica do gás, lbm/ft<sup>3</sup>;

$y_g$  = Densidade relativa do gás;

T = Temperatura de fundo do poço, R;

P = Pressão de fundo do poço, psia;

Z = fator de compressibilidade.

- Para cálculo da densidade do óleo (STANDING, 1981)

$$\rho_o = \frac{62,4 \cdot y_o + 0,0136 \cdot R_s \cdot Y_{gd}}{B_o}$$

$\rho_o$  = massa específica do óleo, lbm/ft<sup>3</sup>;

$y_o$  = Densidade relativa do óleo;

$R_s$  = Razão de solubilidade, scf/STB ;

$y_{gd}$  = Densidade relativa do gás dissolvido;

$B_o$  = Fator volume de formação do óleo, bbl/STB.

### 2.2.1 Método de *Beggs-Brill*

O escoamento multifásico está presente em uma série de fenômenos e sistemas que, de acordo com o nível de precisão exigido e as características específicas de cada aplicação, devem ser abordados de maneira distinta.

Segundo Munkejord (2006), os métodos para resolução de um modelo de escoamento multifásico são:

a) *interface-tracking*: possui um elevado custo computacional, sendo baseado em malhas (discretizações) que se ajustam em função da deformação da interface;

b) *particle-tracking*: utiliza uma malha fixa para o fluido e a fase dispersa (geralmente com dimensão menor que o tamanho da discretização) que é acompanhada segundo um referencial Lagrangiano;

c) *multi-fluid* ( método do *continuum*): mais indicado para escoamento em dutos. Todas as fases envolvidas (partículas, gotas, bolhas, líquidos e gases) são consideradas fluidos interpenetrantes. Por essa abordagem, sistemas complexos podem ser calculados, porém com grande desafio em termos de modelagem. Esse desafio envolve: compreender o comportamento de cada fase, definir um modelo matemático bem-posto, encontrar relações de fechamento e utilizar métodos numéricos robustos e precisos para solução do modelo.

O método de Beggs e Brill (1973) foi o primeiro a prever o comportamento do fluxo de fluidos multifásicos em todos os ângulos de inclinação, incluindo poços direcionais. Os fluidos utilizados em seus experimentos foram água e ar, variando-se as vazões para diferentes condições de operação. A equação proposta por *Beggs e Brill* (1973) para estimar a queda de pressão em uma seção de tubulação em estudo é:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f \rho_n v_m^2 + \rho_m g \sin \theta}{1 - E_k}$$

O primeiro termo está relacionado com a influência do atrito entre as próprias partículas e estas com a parede da tubulação. Já o segundo componente do numerador refere-se à contribuição devido à elevação do fluido, seja este fluxo descendente ou ascendente. O termo  $E_k$  refere-se à contribuição da queda de pressão pela aceleração, quando muitas vezes é desprezível nos estudos de escoamento, porém com o aumento

da vazão do gás o regime de fluxo se torna mais caótico, provocando maior agitação entre as moléculas, conseqüentemente maior atrito, ou seja, aumentando-se a vazão da fase gasosa a perda de carga sofrerá influencia direta sobre as componentes de aceleração e atrito sendo mais expressivo sobre a segunda( Brill & Murkejee, 1999).

$$E_k = \frac{v_m v_{SG} \rho_m}{P}$$

$$A_t = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A_t}$$

$$v_{sG} = \frac{q_G}{A_t}$$

$$v_m = v_{sL} + v_{sG}$$

$A_t$  = Área da tubulação

$v_{sL}$  = Velocidade superficial do líquido

$v_{sG}$  = Velocidade superficial do gás

$v_m$  = Velocidade superficial da mistura

$P$  = pressão em psi

A massa específica da mistura multifásica é obtida pela ponderação das massas específicas de cada uma das fases, pode ser calculada como:

$$\rho_m = \rho_L H_L(\theta) + \rho_G [1 - H_L(\theta)]$$

$$\psi = \frac{H_L(\theta)}{H_L(0)}$$

Onde:

$\Psi$  = fator de correlação da inclinação;

$H_L(\theta)$  = *Holdup* para determinada inclinação;

$H_L(0) = \text{Houldup}$  em uma tubulação horizontal.

O regime de escoamento correspondente à orientação horizontal da tubulação é determinado pela localização do par  $(\lambda_L, N_{Fr})$ . A Figura 10 representa o mapa de regimes de escoamento da correlação. Este mapa é dividido em quatro regiões (correspondentes aos regimes Segregado, Transição, Intermitente e Distribuído) pelas fronteiras:

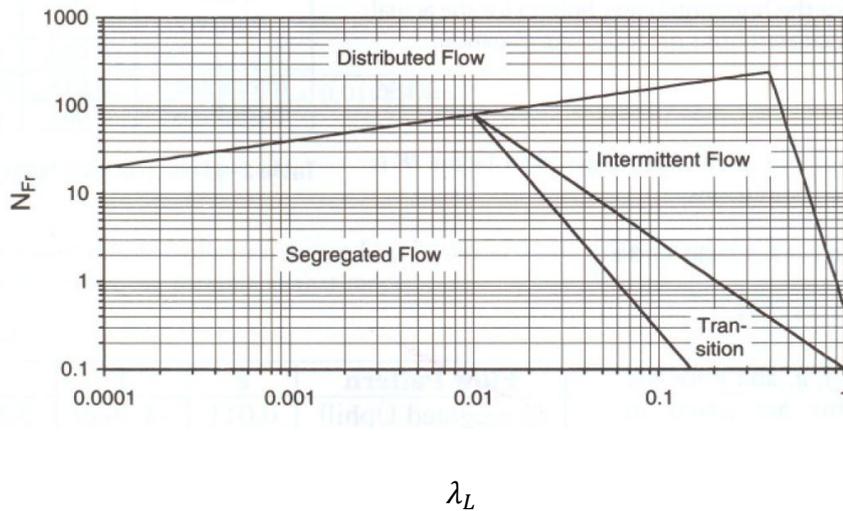


Figura 10 - Mapa de escoamento de Beggs e Brill.

A equação do *holdup* líquido para um escoamento horizontal é a mesma para todos os tipos de escoamento, mas os coeficientes empíricos diferenciam de acordo com o tipo de escoamento. Onde  $a, b, c$  são os coeficientes empíricos que são fornecidos através da tabela 1 e  $N_{Fr}$  é o número de *Froude* para mistura.

$$H_L(0) = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \quad N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd}$$

Tabela 1 - Coeficientes empíricos para o calculo do *holdup* líquido (BEGGS E BRILL,1973)

Configuração do escoamento	A	B	C
Segregado	0,980	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

O *Holdup* líquido para um escoamento horizontal pode ter a mesma fração de volume de um líquido sem escoamento. O fator de correlação da inclinação é dado por:

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin^3(1,8\theta)]$$

Onde,

$\theta = \hat{\text{Ângulo}} \text{ atual na tubulação};$

C= Parâmetro do *holdup* líquido.

$$C = (1 - \lambda_L) \ln (e \lambda_L^f N_{LV}^g N_{Fr}^h)$$

A tabela 2 representa os coeficientes empíricos para  $C \geq 0$  que são determinados como  $e, f, g$  e  $h$  para o calculo dos parâmetros do *holdup* líquido. Para o escoamento do tipo distribuído ascendente o  $\psi = 1$ .

Tabela 2 – Coeficientes empíricos para o calculo dos parâmetros do *holdup* líquido

Configuração do escoamento ascendente	E	F	G	H
Segregado	0,011	-3,7608	3,5390	-1,6140
Intermitente	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978

Os valores para o fator de fricção para duas fases são encontrada para resolver a equação do gradiente de pressão. O fator de fricção para duas fases é a relação com o fator de fricção sem escorregamento. Este pode ser encontrado pelo Diagrama de *Moody*, na Figura 11 usando valores sem escorregamento para o número de *Reynolds* e fator de fricção de tubos sem rugosidade.

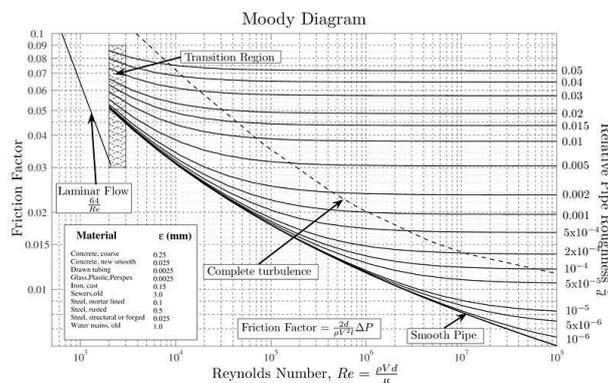


Figura 11 – Diagrama de Moody

Beggs e Brill (1982) propuseram a equação para cálculo doo fator de fricção para duas fases, que pode ser calculada pelas as equações estão representadas a seguir:

$$\frac{f}{f_n} = e^s$$

O fator de atrito  $f_n$  correspondente à tubulação completamente lisa pode ser determinado a partir do diagrama de Moody, ou por:

$$f_n = \frac{1}{\left[ 2 \cdot \text{Log} \left( \frac{\text{Re}}{4,5223 \cdot \text{Log}(\text{Re}) - 3,8215} \right) \right]^2}$$

$f_n$  = Fator de atrito para tubulação lisa

Onde

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

e

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\theta)]^2}$$

Para  $1 < y < 1,2$ :

$$S = \ln(2,2 \cdot y - 1,2)$$

## 2.3 Elevação Artificial

Na fase de produção do poço são instalados equipamentos de superfície variados que dependem do tipo de elevação do poço. O poço pode ser surgente ou não surgente. No caso de poços surgentes, é instalada na superfície a árvore de natal que é um conjunto de válvulas complementar. Elas são conectadas a linha de produção que permite escoar o fluido produzido até as facilidades de produção e daí até às refinarias, quadros de bóias, compressores ou estações de transferências.

Nos poços não surgentes é necessário um sistema de elevação artificial que seja capaz de escoar o fluido, seja ele monofásico ou multifásico, do fundo do poço até a superfície. Uma das formas desse sistema é o bombeio de subsuperfície.

No projeto de elevação artificial a escolha do método depende de inúmeros fatores tais como as características de reservatório, da perfuração e completação do poço, as facilidades de produção disponíveis, o tipo de fluido produzido, a presença ou não de abrasivos, corrosivos e outros contaminantes. Outros aspectos não menos importantes são a localização do poço, análise econômica e facilidades de instalação e operação.

### 2.3.1 Índice de Produtividade

O modelo linear considera o fluxo de fluídos incompressíveis no meio poroso, onde a saturação de líquido e as características dos fluídos (viscosidade e fator volume de formação) praticamente não variam com a pressão neste caso, o índice de produtividade é constante, e para cada pressão estática do reservatório existe uma relação linear entre a vazão e a pressão de fluxo em frente aos canhoneados, dada por :

$$q = IP * (Pr - Pwf)$$

$q$  = Vazão (bpd)

$IP$  = Índice de Produtividade (psi)

$Pr$  = Pressão do reservatório (psi)

$Pwf$  = Pressão de fluxo no poço (psi)

A curva de performance típica de Vogel (IPR) é uma relação generalizada para uma ampla faixa de propriedades do reservatório, vazões de produção e estágios de depleção. É uma relação simples que dá resultados satisfatórios sobre uma ampla faixa de condições de operação. A curva de Vogel é expressa por :

$$q = \left( 1 - \left( 0,2 * \frac{Pwf}{Pr} \right) - \left( 0,8 * \frac{Pwf^2}{Pr} \right) \right) * Qmáx$$

Qmáx = Vazão máxima

De acordo com Brown e Beggs (1997), Vogel traçou curvas de IPR adimensionalizadas considerando: variações de razões gás-óleo, viscosidades de fluidos, espaçamento entre poços, poços danificados ou não, num total de 21 situações diferentes. Exceto para poços com dano e para poços produzindo fluidos muito viscosos, todas as outras curvas de IPR adimensionalizadas praticamente coincidiram, permitindo a Vogel propor a curva de referência.

Para o caso da analítica IPR, mostra-se que os coeficientes são dependentes da função mobilidade, sendo este termo uma função explícita da pressão e saturação, os quais para o fluxo bifásico podem ser afetados por três fatores primários: depleção, vazão de produção e a presença de uma zona de permeabilidade alterada, enquanto que para o fluxo trifásico, além destas variáveis, também poderá ser afetada pela saturação inicial de água (BATISTA, 2009).

### **2.3.2 Bombeio Centrifugo Submerso**

É o método que, através de um motor de subsuperfície, transforma energia elétrica em energia mecânica transmitida a uma bomba centrífuga, onde esta transforma a energia mecânica do motor em energia cinética, que transmite a energia para o fluido sob forma de pressão, o que possibilita elevar o fluido até a superfície.

A Figura 12 mostra que o número de poços equipado pelo método de Bombeio Mecânico é superior a soma de todos os métodos de elevação, sendo que em termos de produção de óleo o método de Bombeio Centrifugo Submerso representa mais da metade da produção de petróleo no mundo, mostrando o método uma excelente eficiência.

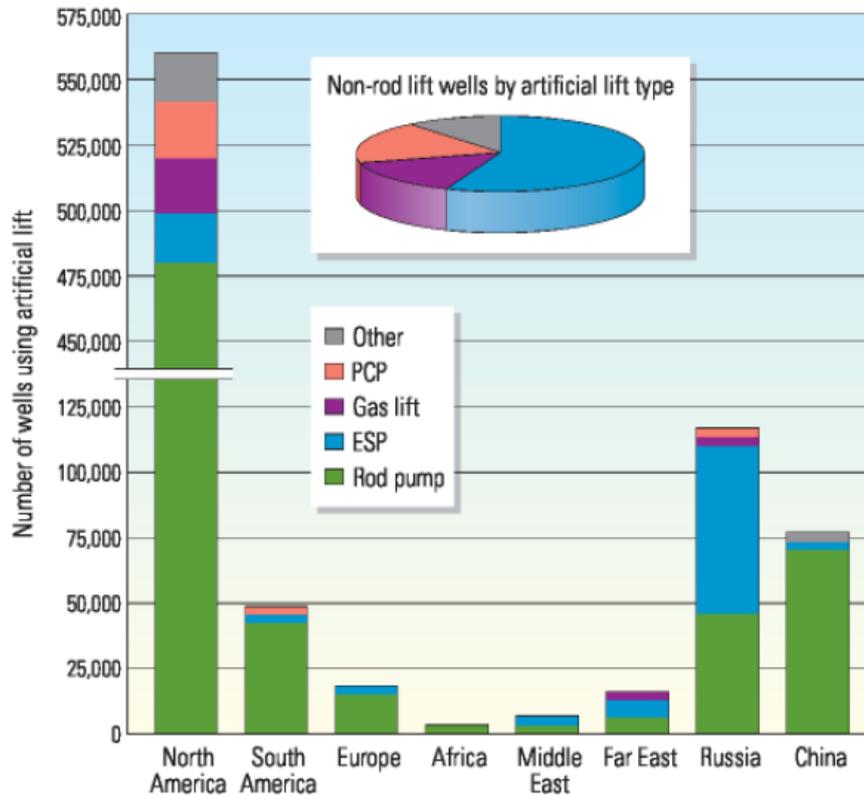


Figura 12 – Distribuição dos métodos de elevação artificial (PRADO, 2007).

Este método é recomendado para poços que produzam com pouco gás livre, para zonas urbanas, poços com alta produtividade e com pressão de reservatório relativamente baixa. Este método apresenta as vantagens e desvantagens descritas abaixo:

As vantagens são:

- Flexibilidade – trabalha em range de baixas e altas vazões;
- Não possui partes móveis na superfície;
- Automação, supervisão e controle relativamente simples;
- Fonte de energia estável e segura;
- Aplicável em poços desviados.

As desvantagens são:

- Alto custo inicial;

- Temperatura (possível degradação do sistema de isolamento);
- Reparo em equipamento de conjunto de fundo implica na parada da produção.

A figura 13 mostra os equipamentos utilizados no BCS são divididos em equipamentos de subsuperfície e equipamentos de superfície. Os equipamentos de superfície e subsuperfície são respectivamente:

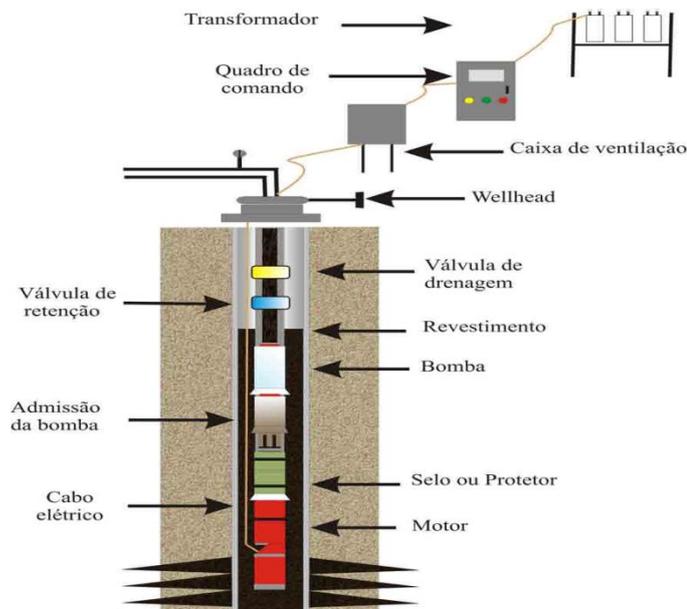


Figura 13 – Equipamentos de um BCS, Fonte: Batista (2009).

#### Equipamentos de subsuperfície

- **Bomba centrífuga** – é constituída por unidades distintas chamadas "estágios". Cada estágio consiste de um impelidor e um difusor. O impelidor, ao girar cria um campo centrífugo que é responsável pelo aumento da velocidade e pressão do fluido;
- **Separador de gás ou intake** – Permitir utilização deste método em poços com gás;
- **Motor elétrico** – Indução trifásicos, geralmente de dois pólos, que funcionam com velocidade de 3500 rpm para uma frequência de rede de 60Hz;
- **Protetor ou Selo** – Conectar o eixo do motor com o eixo da bomba;
- **Cabo elétrico** – É transmitida da superfície para o motor através de um cabo elétrico trifásico com condutores de cobre e alumínio.

Equipamentos de superfície:

- **Quadros de comando** – Controla e opera com segurança os equipamentos de fundo;
- **Transformador** – Tem a finalidade de transformar a tensão da rede elétrica na tensão nominal requerida pelo motor, acrescida das perdas no cabo elétrico;
- **Caixa de ventilação** – É instalado entre o poço e o quadro de comando com a função de ventilar o cabo elétrico trifásico, ou seja, prover a saída para a atmosfera do gás que porventura migre do poço pelo interior do cabo;
- **Válvula de retenção** – Utilizado para manter a coluna de produção cheia de fluido quando, por qualquer situação, o conjunto de fundo seja desligado;
- **Válvula de drenagem ou de alívio** – Utilizada sempre que é descida a válvula de retenção, pois evita a retirada da coluna com excesso de fluido, o que provocaria um derramamento de óleo toda vez que um tubo fosse desconectado.

### 2.3.3 Análise da Bomba Centrífuga

As curvas de performance para cada bomba são caracterizadas pelo seu fabricante. As curvas são fornecidas considerando-se o bombeio de água para um estágio, devendo sofrer correções quando aplicadas a fluidos com as características específicas de densidade e viscosidade. A principal informação que pode ser obtida destas curvas é o ponto de operação do sistema, ou seja, a vazão, potência e eficiência de uma bomba operando em um sistema.

O *head* é a energia por unidade massa que a bomba tem condições de fornecer ao fluido para uma determinada vazão. A esta característica dá-se o nome de altura manométrica do sistema e seu comportamento é uma função da altura estática de elevação do fluido, da diferença de pressões entre a sucção e a descarga da bomba e de possíveis perdas do sistema (MATTOS, 2008).

Para a curva de potência, deve-se salientar que, a curva fornecida pelo fabricante é a potência absorvida pela bomba ( $POT_{abs}$ ), podendo ser expressa através da equação

$$POT_{abs} = \frac{\rho QH}{n}$$

Onde:  $Q$ ,  $H$ ,  $\rho$  e  $n$  são, respectivamente, vazão, *head*, massa específica do fluido e eficiência.

A eficiência pode ser representada como uma razão entre a potência hidráulica da bomba ( $POT_{hid}$ ) e a potência absorvida.

$$n = \frac{POT_{hid}}{POT_{abs}}$$

O comportamento da bomba é considerado quando o poço estiver operando com motores de velocidade variável. Estas mudanças são previsíveis através das leis de afinidade.

As leis de afinidade são expressões matemáticas que definem mudanças, através da variação da velocidade. Estas mudanças alteram aspectos como *head*, eficiência e potência da bomba. Para condições iniciais de rotação  $N_1$ , a bomba opera com o *head*  $H_1$ , vazão  $Q_1$  e potência  $P_1$ . Ao variar para uma nova condição de rotação  $N_2$  os aspectos serão definidos pelas leis abaixo:

$$Q_2 = Q_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2$$

$$P_2 = P_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^3$$

Onde:  $Q_2$ ,  $H_2$  e  $P_2$  representam os valores de vazão, *head* e potência para as novas condições de rotação, respectivamente.

Inicialmente, baseado na curva de eficiência para determinada bomba, calcula-se a vazão para o melhor ponto de eficiência ( $Q_{bep}$ ) e o valor de *head* também para a melhor eficiência ( $H_{bep}$ ). Para realizar a correção das curvas deve-se encontrar os fatores de correção. Esses fatores são  $C_n$  (fator de correção para eficiência),  $C_q$  (fator de correção para vazão) e para a correção do *head*, existem quatro fatores:  $C_{h1}$ ,  $C_{h2}$ ,  $C_{h3}$  e  $C_{h4}$ . Para determinar estes fatores, deve-se encontrar as seguintes variáveis intermediárias adaptadas por PRADO (2007).

$$y = -112,1374 + 6,6504 * \ln(H_{bep}) + 12,8429 * \ln(H_{bep})$$

$$z = EXP\left(\frac{39,5276 + 26,5605 * \ln(v) - y}{51,6565}\right)$$

Onde:  $v$  é a viscosidade do fluido (cstk).

A partir das variáveis intermediárias, calcula-se os fatores de correção para vazão e eficiência como segue abaixo:

$$Cq = 1 - 10^{-4} * (40,327 * z + 1,724 * z^2)$$

$$Cn = 1 - 10^{-4} * (330,7 * z + 2,8875 * z^2)$$

Para correção do *head* são calculados quatro fatores de correção, assim como, as quatro variáveis intermediárias correspondentes ( $y$  e  $z$ ), por exemplo: para o  $C_{h1}$  considera na variável  $y$  o valor de  $0.6 * Q_{bep}$  ao invés de  $Q_{bep}$  e  $0.6 * H_{bep}$  ao invés de  $H_{bep}$ , no  $C_{h2}$  considera-se  $0.8 * Q_{bep}$  e  $0.8 * H_{bep}$ , em  $C_{h3}$  considera-se o cálculo com o  $Q_{bep}$  e o  $H_{bep}$  e no  $Ch4$  aplica  $1.2 * Q_{bep}$  e  $1.2 * H_{bep}$

$$C_{h1} = 1 - 10^{-5} * (368z + 4,36z^2)$$

$$C_{h2} = 1 - 10^{-5} * (447,23z + 4,18z^2)$$

$$C_{h3} = 1 - 10^{-5} * (700z + 1,41z^2)$$

$$C_{h4} = 1 - 10^{-5} * (901z + 1,31z^2)$$

O desempenho da bomba manuseando fluido viscoso para vazão e eficiência poderá ser estimado por:

$$Q_{viscoso} = Cq * Q_{\acute{a}gua}$$

$$n_{viscoso} = Cn * n_{\acute{a}gua}$$

Para a correção da curva de *head* se aplica com 4 pontos. Cada ponto corresponde a  $C_{h1}$ ,  $C_{h2}$ ,  $C_{h3}$  e  $C_{h4}$  e será estimado conforme o conjunto abaixo:

$$H_{viscoso} = \{C_{h1} * 0,6 * Q_{bep}; C_{h2} * 0,8 * Q_{bep}; C_{h3} * Q_{bep}; C_{h4} * 1,2 * Q_{bep}\}$$

### 3. METODOLOGIA

A ferramenta computacional para poços direcionais equipados em escoamento multifásico por BCS foi desenvolvida para o acompanhamento da trajetória do poço, conhecendo-se assim os ângulos de inclinação para cada trecho do poço e entender o comportamento do escoamento do fluido equipado por um do sistema de BCS.

Para o presente trabalho foi necessária a implementação de diversos modelos que refletissem o real comportamento do escoamento do fluido que está sendo produzido. Para a implementação do modelo de escoamento foi analisado o fluido na fase monofásica e multifásica (óleo-gás). A modelagem da ferramenta computacional, baseada nos requisitos citados anteriormente, é mostrada no diagrama de blocos da Figura 14. Perceba que o sistema é representado por uma entrada (dados direcionais) e uma saída (elevação artificial).



Figura 14 – Modelagem da ferramenta computacional

A representação do bloco de modelagem dos subsistemas projeto direcional está ilustrada na Figura 15.

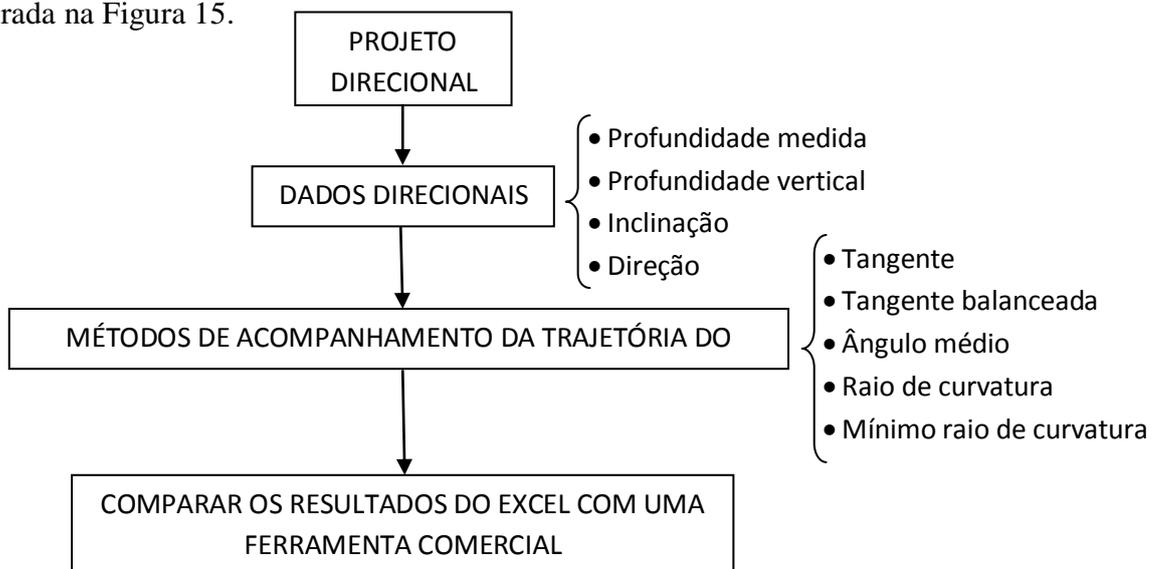


Figura 15 – Modelagem do subsistema do projeto do poço direcional

A representação do bloco de modelagem dos subsistemas do escoamento do fluido está ilustrada na Figura 16.

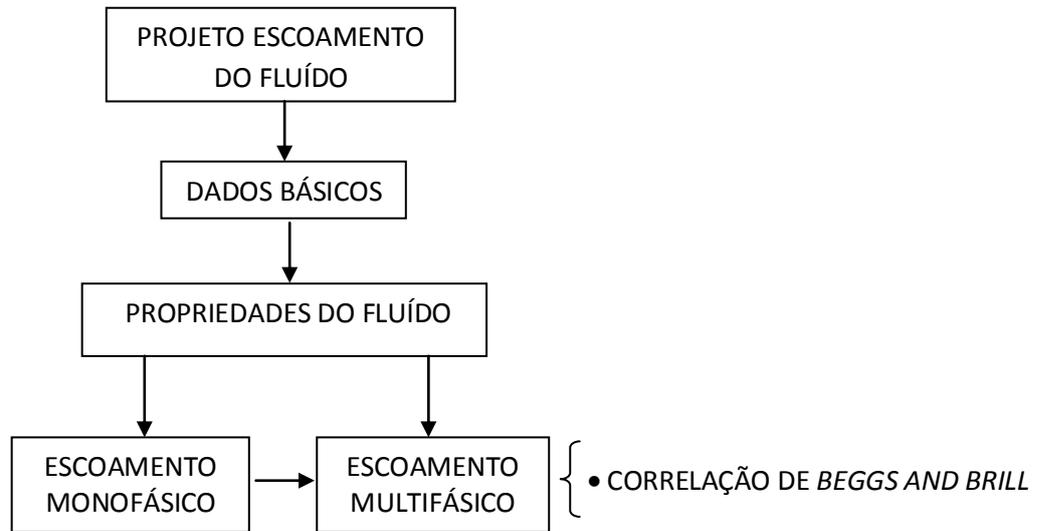


Figura 16 – Modelagem do projeto de escoamento do fluido

A representação do bloco de modelagem dos subsistemas do projeto de elevação artificial está ilustrada na Figura 17.

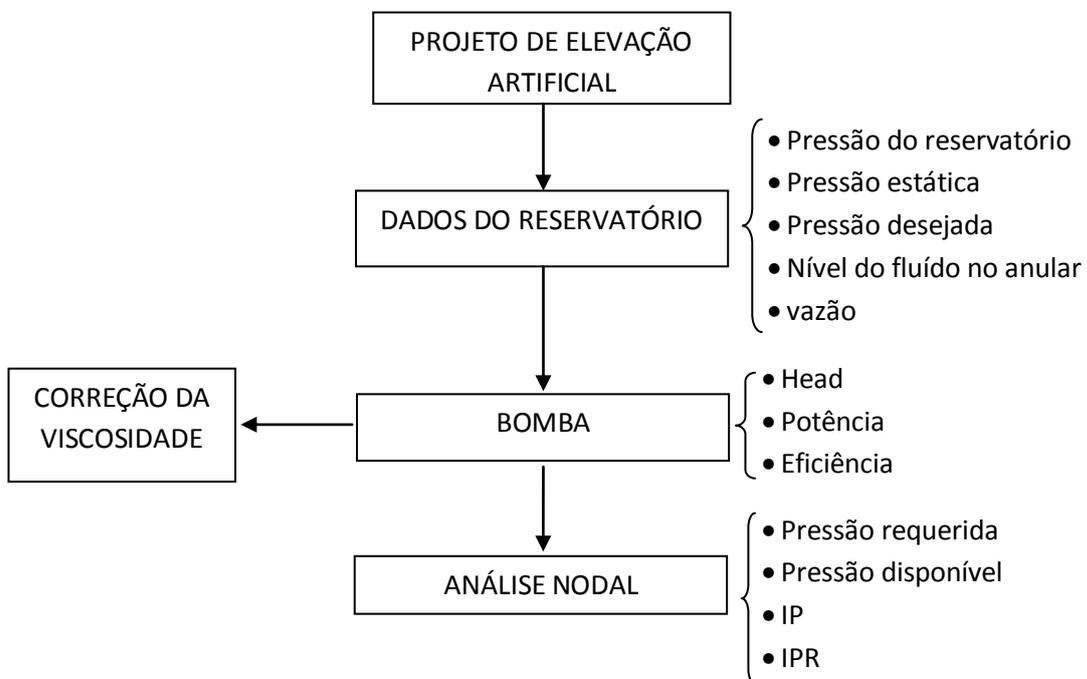


Figura 17 – Modelagem do subsistema do projeto de elevação artificial

### 3.1 A Interface Gráfica da Ferramenta Computacional

A interfase gráfica da ferramenta computacional foi desenvolvida de forma robusta, porém eficiente e de fácil entendimento pelo usuário, por meio de planilhas do programa da Microsoft Office Excel. O trabalho é dividido em três fases de um projeto de um poço petrolífero:

- Acompanhamento da trajetória do poço
- Escoamento do fluido
- Método de elevação artificial

#### 3.1.1 Acompanhamento da Trajetória do Poço

O armazenamento dos dados de registro direcional e os cálculos de acompanhamento da trajetória do poço foram realizados por planilhas do programa da Microsoft Office Excel. Essa ferramenta computacional tem os recursos que incluem uma interface, ferramentas de cálculo e de construção de gráficos.

Os cálculos do acompanhamento da trajetória do poço são usados a partir de dados básicos de profundidade medida (m), profundidade vertical (m), inclinação ( $^{\circ}$ ), direção ( $^{\circ}$ ), norte-sul(N/S), leste-oeste(L/O). Esses dados podem ser fornecidos a partir de ferramentas de registro direcional como *singleshot*, *multishot*, *steering tool*, MWD entre outras. O Registro direcional é realizado da cabeça do poço até a profundidade final do poço. Foi estimado o registro direcional numa profundidade medida a cada 10 metros (32,80 ft).

A Figura 18 representa a planilha dos dados básicos para os cálculos do acompanhamento da trajetória. Nessa planilha é representada com o nome do poço que está sendo estudado, exemplo poço escola.

POÇO ESCOLA							
Prof. Medida	Inclinação( $^{\circ}$ )	Inclinação(rad)	Prof. Vertical	N/S	L/O	Direção( $^{\circ}$ )	Direção(rad)

Figura 18 – Planilha dos dados básicos para os cálculos do acompanhamento da trajetória

Com os dados básicos são calculados o *Build up* pela e o *dog leg severity*. Esses parâmetros são iguais para qualquer método de acompanhamento da trajetória que for escolhido. A Figura 19 representa a planilha para os cálculos do *Build up* em grau e radiano e o *dog leg severity*.

$\beta$ (rad)	$\beta$ (grau)	DSL

Figura 19 – Planilha para o cálculo do *Build up* e o *Dog Leg Severity(DLS)*

A figura 20 representa a planilha com as variáveis que serão calculadas e os seus valores de acordo com o método de cálculo a ser escolhido (tangente, tangente balanceada, ângulo médio, raio de curvatura e mínimo raio de curvatura).

MÉTODO DE ( )							
$\Delta M$ (m)	$\Delta V$ (m)	V2 (m)	$\Delta A$ (m)	$\Delta N$ (m)	N2 (m)	$\Delta E$ (m)	E2 (m)

Figura 20 – Planilha do método utilizado para os cálculos de acompanhamento da trajetória

Na figura 21, após realizar os cálculos para todos os métodos disponíveis, é comparado os valores das variáveis de cada método de acompanhamento da trajetória com os valores da ferramenta de registro de alguma companhia de serviço direcional. Com isso pode-se ter a confiabilidade dos métodos calculados pela ferramenta computacional. O método de cálculo que mais se aproximar com os dados da ferramenta direcional é aquele que será utilizado no projeto do poço.

MÉTODO DE CÁLCULO	PV(m)	N/S (m)	L/O (m)
Ferramenta direcional			
Tangente			
Tangente Balanceada			
Ângulo médio			
Raio de Curvatura			
Mínimo raio de curvatura			

Figura 21 – Planilha comparando os dados da ferramenta direcional com os métodos de cálculo de acompanhamento da trajetória.

A Figura 22 representa a trajetória do poço na dimensão 2D, que é realizado a partir dos dados da profundidade vertical (m) e direção do poço(°).

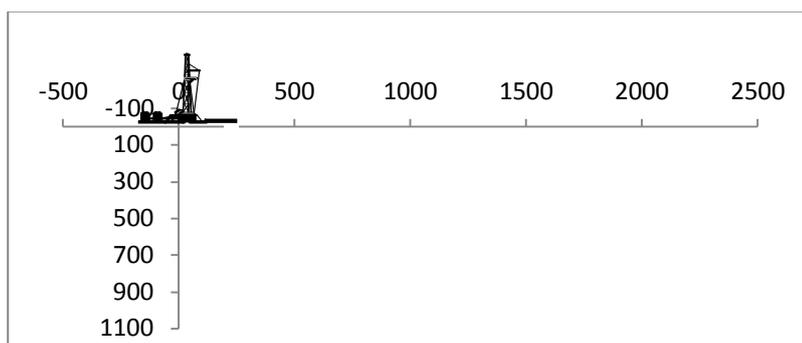


Figura 22 – Trajetória do poço em 2D

### 3.1.2 Escoamento do fluido

A ferramenta computacional utilizada para analisar o escoamento do fluido foi o programa da Microsoft Office Excel, versão 97-2003. A linguagem de programação interna usada foi o VBA (*Visual Basic for Applications*). Essa ferramenta foi fundamental para automatizar as tarefas repetitivas, envolvendo os diversos elementos do banco de dados (tabelas, consultas, formulários, folhas de dados, macros). No entanto, o VBA ofereceu maior poder e controle mais detalhado do que as ações de macro.

O fluido do presente trabalho é uma mistura de hidrocarbonetos de propriedades termodinâmicas hipotética, na qual suas propriedades sofrem modificações em diferentes condições de pressão e temperatura. Com a mudança do estado físico

ocorrem variações na viscosidade, densidade, composição da mistura e entre outras propriedades do fluido. Por isso foi desenvolvida um agrupamento de planilhas na qual possa acompanhar com precisão todas as modificações das propriedades termodinâmicas em todos os pontos desejados ao decorrer do poço.

Primeiramente são preenchidas as informações dos dados básicos das propriedades das misturas líquidas de hidrocarbonetos na planilha representada pela Figura 23. Os dados básicos são *BSW*, *API*, Pressão do reservatório (psi), Pressão de entrada(psi), temperatura (°F), Densidade da água, Densidade do gás, Fração de água, Vazão bruta (bpd), Vazão do óleo (bpd), Vazão de água (bpd), Diâmetro interno do revestimento (in), Diâmetro interno da coluna (in), Fator formação da água, Aceleração da gravidade ( lb/in<sup>2</sup> tensão superficial (lb/sec<sup>2</sup>) e inclinação(°).

<b>DADOS DE ENTRADA</b>		
<b>Basic sediments and water</b>	<b>BSW</b>	
<b>Grau API (°)</b>	<b>API</b>	
<b>Pressão do reservatório (psi)</b>	<b>Pres</b>	
<b>Pressão de sucção (psi)</b>	<b>Pin</b>	
<b>Temperatura (°F)</b>	<b>T</b>	
<b>Densidade da água</b>	<b>Dw</b>	
<b>Densidade do gás</b>	<b>Dg</b>	
<b>Fração de água</b>	<b>Fw</b>	
<b>Vazão bruta (bpd)</b>	<b>qb (sc)</b>	
<b>Vazão do óleo (bpd)</b>	<b>qo (sc)</b>	
<b>Vazão da água (bpd)</b>	<b>qw (sc)</b>	
<b>Diâmetro interno do revestimento (in)</b>	<b>ID</b>	
<b>Diâmetro interno da coluna (in)</b>	<b>Idcol</b>	
<b>Fator-formação da água</b>	<b>Bw</b>	
<b>Aceleração da gravidade</b>	<b>G</b>	
<b>Tensão superficial (lb/sec<sup>3</sup>)</b>	<b>ΣI</b>	
<b>Inclinação (°)</b>	<b>Inclinação</b>	

Figura 23 – Dados bases para simulação do escoamento do fluido

Após o preenchimento dos valores dos dados básicos das propriedades do fluido, automaticamente são calculados os valores das propriedades termodinâmicas do hidrocarboneto.

A Figura 24 representa a planilha as variáveis fundamentais da propriedade do fluido que são calculados a partir dos dados básicos. Essas variáveis são seno da inclinação (°), densidade do óleo, densidade do líquido, razão gás-óleo, razão água-óleo,

Fator Y para o Rs, razão de solubilidade, pressão pseudo-crítica, temperatura pseudo crítica, fator de compressibilidade, fator-formação do gás, vazão do gás em std, vazão do gás em condições de pressão e temperatura, vazão do líquido em condições de pressão e temperatura, vazão da mistura em condições de pressão e temperatura, fator F para o Bo, fator-formação de óleo, área do anular, velocidade superficial do gás, velocidade superficial do líquido, velocidade superficial da mistura, massa específica da água, massa específica do gás, massa específica do líquido, massa específica da mistura.

<b>Seno da inclinação</b>	<b>sen (<math>\alpha</math>)</b>	
<b>Densidade do óleo</b>	<b>do</b>	
<b>Densidade do líquido</b>	<b>dl</b>	
<b>Razão gás-óleo</b>	<b>RGO</b>	
<b>Razão água-óleo</b>	<b>RAO</b>	
<b>Fator Y</b>	<b>Y</b>	
<b>Razão de solubilidade</b>	<b>Rs</b>	
<b>Pressão pseudo-crítica</b>	<b>Ppc</b>	
<b>Temperatura pseudo-crítica</b>	<b>Tpc</b>	
<b>Pressão pseudo-reduzida</b>	<b>Ppr</b>	
<b>Temperatura pseudo-reduzida</b>	<b>Tpr</b>	
<b>Fator de compressibilidade</b>	<b>Z</b>	
<b>Fator-formação do gás</b>	<b>Bg</b>	
<b>Vazão do gás (std)</b>	<b>qg (sc)</b>	
<b>Vazão do gás (p,t)</b>	<b>qg (p,t)</b>	
<b>Vazão do líquido (p,t)</b>	<b>ql (p,t)</b>	
<b>Vazão da mistura (p,t)</b>	<b>qm (p,t)</b>	
<b>Fator F para o cálculo do Bo</b>	<b>F</b>	
<b>Fator-formação de óleo</b>	<b>Bo</b>	
<b>Área do anular</b>	<b>A</b>	
<b>Velocidade superficial do gás</b>	<b>Vsg</b>	
<b>Velocidade superficial do líquido</b>	<b>Vsl</b>	
<b>Velocidade superficial da mistura</b>	<b>Vsm</b>	
<b>Massa específica do gás</b>	<b>Pg</b>	
<b>Massa específica da água</b>	<b><math>\rho_{H2O}</math></b>	
<b>Massa específica do líquido</b>	<b><math>\rho_l</math></b>	
<b>Massa específica da mistura</b>	<b><math>\rho_m</math></b>	

Figura 24 – Variáveis do fluido.

O fluido nas condições de reservatório é na verdade óleo com certa quantidade de gás dissolvido. Quando uma mistura de hidrocarbonetos se encontra no estado líquido nas condições de reservatório ao ser elevada para as condições de superfície, uma parte dela permanecerá no estado líquido e a outra parte se vaporizará em forma de gás natural. Com os parâmetros termodinâmicos calculados, é possível observar a profundidade medida do poço que ocorre a primeira bolha de gás. Nesse ponto o fluido deixa de ser monofásico para multifásico (óleo e gás).

As correlações de escoamento de fluido fornecem um gradiente de pressão total em psi/ft, esse gradiente irá identificar qual será a perda de pressão a cada 32,80 pés (10 m). A perda de pressão foi calculada do fundo do poço até a cabeça do poço.

O tipo de correlação de escoamento de fluido varia de acordo com o tipo de fluido. Para o fluido multifásico foi considerada a correlação de Beggs e Brill. A Figura 25 mostra a planilha com as variáveis para a correlação de Beggs e Brill. Para o fluido monofásico, a correlação de escoamento é preenchida na planilha representada pela Figura 26.

Correlação de Beggs-Bril		
Número da velocidade do líquido	Nlv	
Hold up líquido sem escoamento	$\lambda$	
Massa específica ( sem escorregamento)(lb/cu*ft)	$\rho_{ns}$	
Viscosidade (sem escorregamento)( Cp)	$\mu_{ns}$	
Número de Froude	Nfr	
Número de Froude para (segregado - distribuído)	Nfr (seg.- dist.)	
Número de Froude para (segregado - transiente)	Nfr (seg.- trans.)	
Número de Froude para (transiente - intermitente)	Nfr (trans. - int.)	
Número de Froude para (intermitente - distribuído)	Nfr (int.- dist.)	
Cálculo do Holdup líquido		
Hold up líquido para horizontais	$\epsilon l(0)$	
Fator C	C	
Fator $\Psi$	$\Psi$	
Hold up líquido com inclinação	$E l(\alpha)$	
Gradiente de pressão na elevação (psi/ft)	$(dp/dl)_{el}$	
Cálculo do n° de Reynolds		
N° de Reynolds ( sem escorregamento)	Nre	
Fator $\gamma$	$\gamma$	
Fator s	s	
Razão do fator de fricção	f/fn	
Fator de fricção, Nre<2000	f (Laminar)	
Fator de fricção, Nre>2000	f (turbulento)	
Gradiente de pressão com o fator de fricção (psi/ft)	$(dp/dl)f$	
Efeito cinético	$E_k$	
Gradiente de pressão Total (psi/ft)	dp/dl	
Perda de pressão (psi)	P	

Figura 25 – Variáveis para um fluido multifásico por Beggs e Brill

Escoamento monofásico		
Gradiente de pressão na elevação (psf/ft)	$(dp/dl)_{el}$	
N° de Reynolds ( sem escorregamento)	Nre	
Rugosidade relativa	e	
Fator de fricção, Nre<2000	f (Laminar)	
Fator de fricção, Nre>2000	f (turbulento)	
Fator de fricção real	f (real)	
Gradiente de pressão na fricção (psf/ft)	$(dp/dl)f$	
Gradiente de pressão Total (psf/ft)	$(dp/dl)_t$	
Gradiente de pressão Total (psi/ft)	$(dp/dl)_t$	
Perda de pressão (psi)	P	

Figura 26 – Correlação para o fluido monofásico

### 3.1.3 Método de Elevação Artificial

Para determinar o índice de produtividade são utilizados os dados básicos que estão representados na Figura 27 que são típicos do reservatório e do poço. Os dados que deve ser preenchidos no simulador são: a pressão estática no reservatório, pressão de fluxo, pressão desejada, vazão desejada e vazão de teste. Com isso é calculado o índice de produtividade (IP), vazão máxima, vazão de saturação.

Dados de entrada	
Vazão de Teste (bpd)	
Pressão de Fluxo de teste (psi)	
Pressão Estática no Reservatório (psi)	
Vazão Máxima (bpd)	
Índice de Produtividade (IP)	
Vazão de Saturação (bpd)	
Pressão de Saturação (psi)	
Profundidade do Poço (m)	
Pressão requerida da cabeça (psi)	
Pressão Desejada (psi)	
Vazão Desejada (bpd)	

Figura 27 – Dados de entrada para o índice de produtividade do poço.

O índice de produtividade de um reservatório de gás em solução comporta-se de duas situações. A primeira, quando a pressão estiver acima da pressão de saturação, o fluido é do tipo monofásico, nesse caso é utilizado o modelo linear. A segunda, quando os valores de pressão abaixo da pressão de saturação, o fluido é bifásico e é usada a curva de IPR a relação de Vogel para analisar o comportamento da vazão em determinada pressão.

A Figura 28 representa o comportamento da vazão em diferentes valores de pressão. Na região do IP linear a primeira pressão será a pressão do reservatório que irá variar até a pressão de saturação, em seguida a variação da pressão será na região do IPR.

	Pressão (psi)	Vazão (bpd)
<b>IP</b>	1º Pressão = Pr	1º Vazão = IP.(pr-pwf) = 0
	2º Pressão	2º Vazão = IP.(pr-pwf)
	3º Pressão	3º Vazão = IP.(pr-pwf)
	4º Pressão	4º Vazão = IP.(pr-pwf)
	5º Pressão	5º Vazão = IP.(pr-pwf)
	6º Pressão	6º Vazão = IP.(pr-pwf)
	7º Pressão	7º Vazão = IP.(pr-pwf)
	8º Pressão	8º Vazão = IP.(pr-pwf)
	9º Pressão	9º Vazão = IP.(pr-pwf)
	10º Pressão = Psat	10º Vazão = IP.(pr-pwf)
<b>IPR</b>	11º Pressão	11º Vazão = Q de Voqel)
	12º Pressão	12º Vazão = Q de Voqel)
	13º Pressão	13º Vazão = Q de Voqel)
	14º Pressão	14º Vazão = Q de Voqel)
	15º Pressão	15º Vazão = Q de Voqel)
	16º Pressão	16º Vazão = Q de Voqel)
	17º Pressão	17º Vazão = Q de Voqel)
	18º Pressão	18º Vazão = Q de Voqel)
	19º Pressão	19º Vazão = Q de Voqel)
	20º Pressão = 0 psi	20º Vazão = Qmáx

Figura 28 – Pressão e vazão para IP linear e IPR de Vogel

A figura 29 é encontrada a altura total de elevação e o número de estágio da bomba. A altura total de elevação (THD – *Total Dynamic Head*) é calculada em metros de coluna de fluido e corresponde ao somatório de três parcelas.

- 1 – Altura de elevação (H): É a diferença entre a coluna hidrostática no anular e a coluna hidrostática na coluna de produção para a vazão de projeto;
- 2 – Perdas de Fricção (Pf) na coluna de produção;
- 3 – Altura equivalente da pressão na cabeça do poço (Ps).

$$TDH = H + Pf + Ps$$

Após encontrar o valor da elevação total (TDH) é necessário selecionar uma bomba na qual tenha uma figura recomendada de vazão que inclui a vazão de bombeio desejada. Agora será possível calcular o número de estágios necessários para se obter elevação.

Número de estágio = TDH / Head por estágio

### TDH ( Total Dynamic Head)

<b>H (m)</b>	<b>ALTURA DE ELEVAÇÃO (M)</b>	<b>H (ft)</b>
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Coluna de produção =		para vazão (bpd)=
<b>H(ft)</b>	<b>PERDA POR FRIÇÃO</b>	
<input type="text"/>		
<b>PRESSÃO DA CABEÇA DO POÇO</b>		
<b>H(ft)</b>		
<input type="text"/>		
<b>TDH=</b>	<input type="text"/>	
<b>Número de estágios</b>		
<input type="text"/>		

Figura 29 – Planilha para o cálculo da TDH e o número de estágios

Na figura 30, será relacionada a vazão de do fluxo para as determinadas pressões de fluxo. Quanto menor a pressão de fundo, maior será o influxo de fluido do reservatório para o poço. A curva estabelece qual a pressão disponível no fundo do poço para a elevação natural.

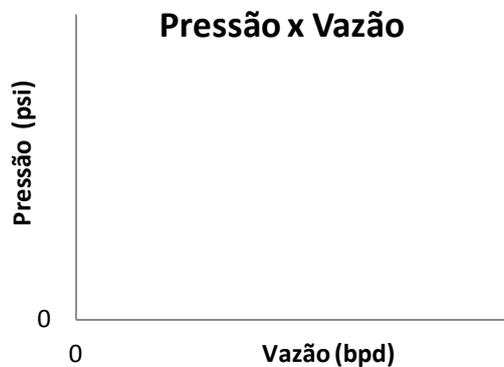


Figura 30 – Relação entre Pressão x Vazão

## 4. RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados alguns resultados preliminares da ferramenta computacional desenvolvida para o projeto de poço direcional equipando por BCS. Como um exemplo de simulação será mostrado o comportamento das fases que compõem esse trabalho.

### 4.1 Acompanhamento da Trajetória Direcional

Para o acompanhamento da trajetória direcional os dados de entrada são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Dados de entrada para o acompanhamento da trajetória direcional

ACOMPANHAMENTO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL
Profundidade medida (m)
Profundidade vertical (m)
Inclinação (°)
Direção (°)
N/S
L/O

Nesse trabalho, a profundidade medida foi variada a cada 10 m (32,8 ft) até o fim do poço. A profundidade vertical, inclinação, direção, N/S e L/O foram fornecidos a partir de uma ferramenta direcional de alguma empresa prestadora de serviço na área direcional.

O poço analisado tem uma profundidade medida de 2579 m, com um total de 258 pontos para a análise direcional. Então cada parâmetro deve ser preenchido em função da variação da profundidade medida, totalizando um quantitativo de 1548 pontos iniciais para o acompanhamento da trajetória direcional. O poço descrito tem uma inclinação superior a 2° na profundidade de 199 m, caracterizando-o como um poço direcional.

O acompanhamento da trajetória direcional foram calculados pelos métodos descritos na seção 2.1.4. A Figura 31 mostra a comparação dos métodos a ferramenta direcional da empresa prestadora de serviço teve os seguintes desempenhos relacionado a profundidade vertical, posição Norte/Sul e Leste/Oeste:

MÉTODO DE CÁLCULO	PV(m)	N/S (m)	L/O (m)
Ferramenta direcional	946,0	2161,3	322,6
Tangente	942,6	2166,1	323,3
Tangente balanceada	946,0	2161,4	322,5
Ângulo médio	946,0	2161,3	322,6
Raio de curvatura	946,0	2161,3	322,6
Mínimo raio de curvatura	1046,8	2161,4	322,5

Figura 31 – Resultados dos métodos de cálculos para trajetória direcional

Os cálculos realizados pela ferramenta computacional desenvolvida nesse trabalho mostrou um resultado semelhante a da ferramenta direcional de uma certa companhia. A eficiência do cálculo foi de 100% para os métodos, exceto para o método de mínimo raio de curvatura com uma eficiência superior a 96%.

Pode-se concluir que os resultados fornecidos pelo simulador em teste são confiáveis, podendo assim ser utilizado os ângulos de inclinação para as correlações de escoamento do fluido a longo da tubulação. Entre os cinco métodos testados foi selecionado o método de raio de curvatura para continuidade do trabalho.

## 4.2 Escoamento do Fluido e a Elevação Artificial

Para a análise do escoamento do fluido é considerada o comportamento termodinâmico em relação as propriedades do fluido que está sendo produzido, do reservatório que está sendo explorado e as inclinações ao longo do poço, como mostra na tabela 4

Tabela 4 – Dados de entrada para a ferramenta computacional

<b>DADOS DE ENTRADA</b>	
<i>Basic Sediments and Water</i>	0
<b>Grau API</b>	33°
<b>Pressão do reservatório</b>	4000 psi
<b>Pressão de entrada</b>	1200 psi
<b>Temperatura</b>	166,8 F
<b>Densidade da água</b>	1
<b>Densidade do gás</b>	0,7
<b>Fração de água</b>	0
<b>Vazão bruta (std)</b>	2000 bpd
<b>Vazão do óleo (std)</b>	2000 bpd
<b>Vazão de água (std)</b>	0,0 bpd
<b>Diâmetro interno do revestimento</b>	6,331 pol
<b>Diâmetro interno da coluna</b>	2,441 pol
<b>Fator formação de água</b>	1
<b>Força da gravidade</b>	32 ft/sec <sup>2</sup>
<b>Ø líquido</b>	8,0
<b>Inclinação</b>	71,0
<b>Razão gás – óleo</b>	374 scf/stb
<b>Razão água – óleo</b>	0 scf/stb

As propriedades termodinâmicas são calculadas do sentido do fundo do poço até a superfície a cada 10 metros de profundidade medida. A cada profundidade são modificadas a pressão e a temperatura, sendo assim necessário a análise para cada

trecho selecionado. No reservatório analisado não há presença de água, então o escoamento multifásico será considerado como do tipo gás – óleo.

A Tabela 5 mostra os valores das propriedades do reservatório para o projeto de elevação artificial.

Tabela 5 – Propriedades do reservatório

<b>PROPRIEDADE DO RESERVATÓRIO</b>	
<b>Vazão de Teste (bpd)</b>	200
<b>Pressão de Fluxo de teste (psi)</b>	1200
<b>Pressão Estática no Reservatório (psi)</b>	2800
<b>Pressão de saturação (psi)</b>	1770
<b>Profundidade do Poço (m)</b>	2579
<b>Pressão requerida da cabeça (psi)</b>	379
<b>Vazão desejada (bpd)</b>	1800

A vazão desejada de produção de 1800 bpd, calculada pela equação de Vogel, é necessária uma pressão de fluxo de 1596 psi. O índice de produtividade nessas condições é de 1,5. A pressão de saturação de 1770 psi foi encontrada pelo acompanhamento do gradiente de pressão, nessa pressão o escoamento deixa de ser monofásico e passa para multifásico. Pela equação de Vogel foi encontrado uma vazão de 1545 bpd. A Figura 32 representa o comportamento da vazão (bpd) em função da pressão (psi) do reservatório.

<b>Pressão (psi)</b>	<b>Vazão (bpd)</b>
2800	0
2667	200
2540	390
2419	572
2304	745
2194	909
2089	1066
1990	1215
1895	1357
1770	1545
1593	1802
1416	1994
1239	2168
1062	2324
885	2461
708	2580
531	2681
354	2763
177	2827
0	2873

Figura 32 – Valores da relação pressão x vazão

A Figura 33 representa graficamente a relação da pressão *versus* vazão. Pode – se observar que esse reservatório inicia a sua produção com um fluido monofásico e ao decorrer da queda de pressão o fluido se comporta na forma de multifásico.

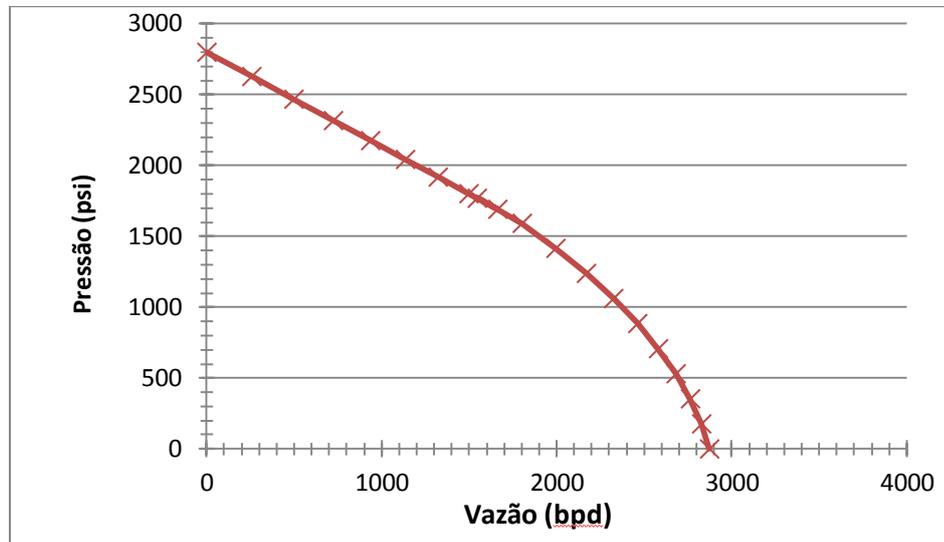


Figura 33 – Índice de produtividade

Na Figura 34 apresenta o número de estágios que serão necessários para que a bomba eleve o fluido do fundo do poço até a cabeça do poço.

<b>THD ( Total Dynamic Head)</b>		
<b>H (m)</b>	Coluna de fluido	<b>H (ft)</b>
2579	2429	7969,549
Coluna de produção = 2 7/8 para vazão (bpd) 1800		
<b>H(ft)</b>	Perda por fricção	
239		
Pressão da cabeça do poço		
<b>H(ft)</b>		
1018		
<b>TDH=</b>		9227
<b>Número de estágios</b>		
		180

Figura 34 – THD e o número de estágios

Tabela 6 – Análise nodal

Vazão (bpd)	Head total (ft)	Pwf (psi)	Pressão descarga (psi)	Pressão na cabeça (psi)
<b>200,0</b>	10215,9	2689,8	5786,2	4628
<b>400,0</b>	10256,2	2575,4	5684,0	4519
<b>600,0</b>	10289,8	2456,3	5575,2	4400
<b>800,0</b>	10291,5	2332,0	5451,4	4263
<b>1000,0</b>	10240,9	2201,6	5305,6	4102
<b>1200,0</b>	10121,0	2064,2	5131,9	3910
<b>1400,0</b>	9918,6	1918,5	4924,9	3682
<b>1600,0</b>	9623,3	1762,8	4323,3	3057
<b>1800,0</b>	9226,6	1594,6	3935,8	2644
<b>2000,0</b>	8722,3	1410,4	3480,1	2161
<b>2200,0</b>	8104,7	1204,6	2913,7	1579
<b>2400,0</b>	7369,1	967,0	2115,7	1041
<b>2600,0</b>	6510,8	675,8	1944,4	921
<b>2800,0</b>	5524,4	258,1	1143,2	226

A Figura 35 representa a graficamente a relação da pressão na cabeça do poço (psi) *versus* vazão (bpd). O valor de 2644 psi da pressão na cabeça do poço calculada pela análise nodal é bem maior do que a pressão desejada de 379 psi. Para essa situação tem a necessidade de um controle eficaz da pressão gerada na cabeça do poço, como por exemplo, o uso do choke manifold. O choke será usado para contralar à alta pressão da cabeça do poço para a pressão desejada, num diferencial de pressão de 2265 psi.

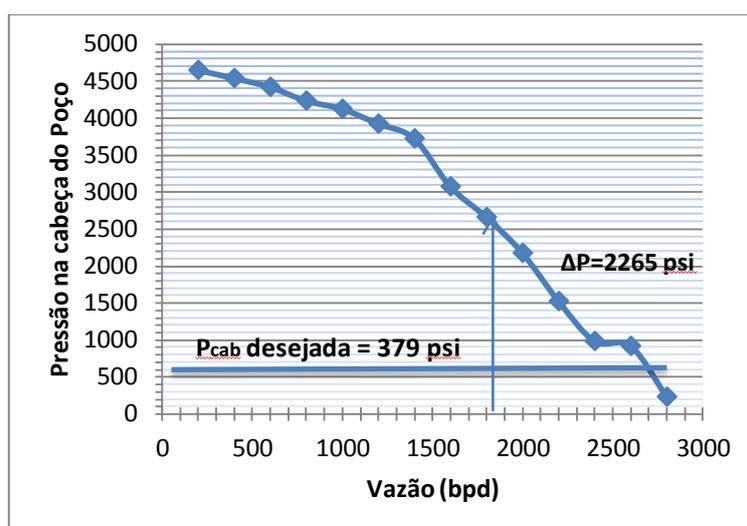


Figura 35 – Pressão na cabeça do poço (psi) *versus* vazão (bpd)

### 4.3 Efeito da Viscosidade

As bombas centrífugas são testadas por seu fabricantes para um líquido com densidade igual a 1 (água), sendo que o fluido deste trabalho tem uma densidade igual a 0,86 e viscosidade do óleo de 40 cP. Para a correção da viscosidade da água para o óleo foram utilizadas as equações vistas na seção 2.3.3. Para analisar o comportamento para 180 estágios o *Head*, a potência e a eficiência da bomba, respectivamente, são mostradas às Figuras 36, 37 e 38.

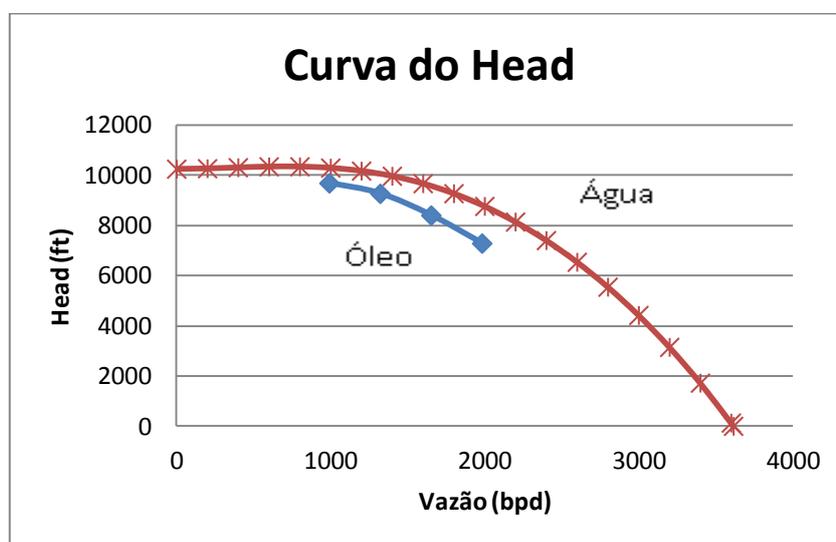


Figura 36 – Efeito da viscosidade na curva do *Head*

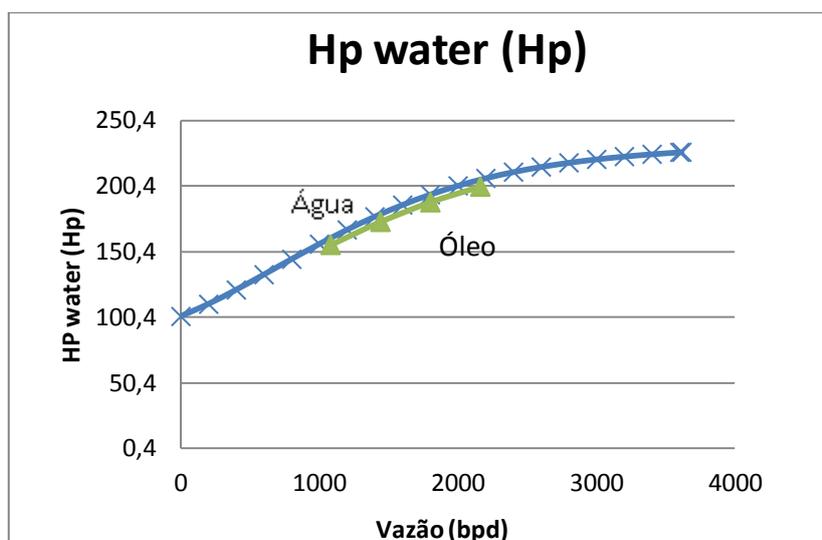


Figura 37– Efeito da viscosidade na curva da Potência

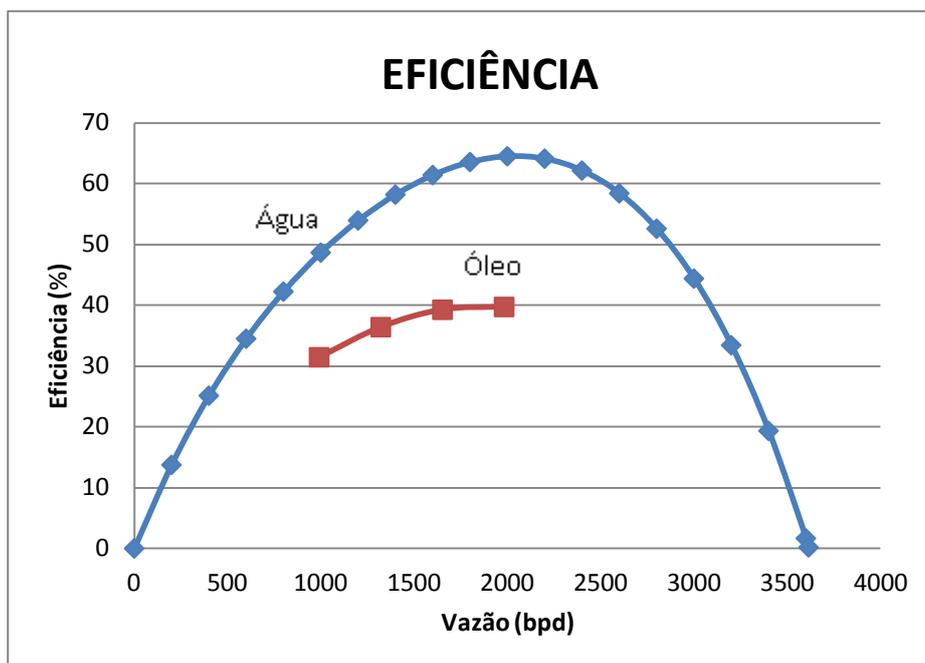


Figura 38 – Efeito da viscosidade para a Eficiência da bomba

As Figuras 36, 37 e 38 mostraram que a viscosidade do fluido tem um efeito de diminuição em relação ao *Head*, potência e eficiência da bomba.

Na Figura 38 pode-se observar numa vazão desejada de 1800 bpd é considerada como uma excelente eficiência da bomba, mostrando assim que a escolha dessa bomba foi ideal para esta trabalho.

Com a correção da viscosidade da água para o óleo a eficiência da bomba numa vazão de 1800 bpd cai de 64% para 39,2% do desempenho da bomba, mesmo assim obteve – se um *head* e potência suficiente para elevar o fluido até a superfície.

## 5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma ferramenta computacional que possibilitará o cálculo do escoamento multifásico num poço direcional, a partir de dados bases (reservatório, poço e fluídos) e elaborado um projeto de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).

O acompanhamento da trajetória do poço foi calculado com 5 métodos distintos, os cálculos apresentaram um resultado de 100% comparado a uma ferramenta direcional de alguma companhia, exceto o método do mínimo raio de curvatura que teve um desempenho de mais de 96%.

No escoamento do fluído foi observado que o fluído modifica as suas propriedades de acordo com a temperatura e pressão do poço. Assim, no fundo do poço o hidrocarboneto está na fase líquida e quando está em fluxo ele modifica a suas propriedades tornando uma porção em gás, caracterizando assim um óleo do tipo gás em solução. Esse comportamento foi constatado durante a mudança do escoamento de monofásico para o multifásico e também foi confirmado que é influenciado pelo ângulo de inclinação da tubulação.

Na engenharia de petróleo a correlação mais utilizada para poços direcionais é a correlação de Beggs e Brill. A análise nodal foi realizada para a pressão na cabeça do poço. Para a vazão desejada de 1800 bpd a uma pressão de chegada na cabeça do poço é de 2644 psi, como a pressão desejada é de 379, então será necessário de instalar um choke na superfície para contralar essa a pressão de entrada. O diferencial de pressão da entrada do choke com o da saída desejada será de 2265.

A bomba de BCS escolhida para esse trabalho teve uma eficiência de 39,2 % numa vazão desejada de 1800 bpd, mostrando uma boa escolha para elevar o fluído até a superfície.

A ferramenta computacional é robusta e mostrou-se satisfatória para analisar o comportamento do escoamento do fluído num poço direcional. Mostrando ser mais um programa para esse tipo de acompanhamento dentre outros desenvolvidos por empresas petrolíferas ou universidades.

## 6. REFERÊNCIAS

BACHUS, L.. **Know and Understand Centrifugal Pumps**, Elsevier Advanced Technology, United Kingdom, 2003.

BATISTA, E. S.; COSTA, R. O.; MAITELLI, A. L.; BARBOSA, T.; SALAZAR, A. O.. **Computer Simulation for Oil Wells with Artificial Lift Method by Electrical Submersible Pump**. 10th International Symposium on Process Systems Engineering - PSE, Salvador, 2009.

BATISTA, E. S.. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para Aplicação no Método de Elevação por Bombeio Centrífugo Submerso**, Dissertação de mestrado, UFRN, Natal, 2009.

BEGGS, H.D., BRILL, J.P.. **Two-Phase Flow in Pipes**, 4th ed., University of Tulsa Printer, USA, 1982.

BEGGS, H.D., BRILL, J.P.. **A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes**. Journal of Petroleum Technology, 607-617, 1973.

BRILL, J. P., MUNKEJEE. H. **Multiphase Flow in Wells**, Dissertação de mestrado, University of Tulsa, Society of Petroleum Engineers, 1999.

BROWN, K. E., BEGGS. H. D. **The Technology of Artificial Lift Methods**, Kluwer Academic Publisher, Tulsa, PP. 12-18, 1997.

MATTOS, E. E., **Bombas Industriais**, 2ª edição, Interciência, Rio de Janeiro, 2008.

MUNKEJORD, S. T., **Analysis of the Two-fluid Model and the Drift-flux Model for Numerical Calculation of Two-Phase Flow**, Tese de Doutorado, Norwegian University of Science and Technology, Janeiro, 2006.

PORTO, R. A. P., **Interferência Magnética em Equipamentos de Registro Direcional**, UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.

PRADO, M. G., **Electrical Submersible Pumping**, PETROBRAS, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

ROCHA, L. A. S.. [et alii]. **Perfuração Direcional**– 2. ed. – Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras: IBP, 2008.

SOUZA, J. N. M., **Modelagem e Simulação de Escoamento Multifásico em Dutos de Produção de Óleo e Gás Natural**, UFRJ, Rio de Janeiro, 2010.

STANDING, M. B., **Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems**. Dallas, TX, USA, SPE of AIME, 1951; 9<sup>th</sup> printing, 1981

STANDING, M. B. & KARTZ, D.L., **Density of Natural Gases**. Trans. AIME, 146: 140-149, 1942

TAVARES, R. M., **Interpretação e Análise de Dados de Perfuração em Poços de Petróleo**, São Paulo, 2006.

THOROGOOD, J. L.. **Instrument Performance Models and Their Application to Directional Survey Operations**, SPEDE, 1990.