



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA – CT

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO E REALIZAÇÃO DE PROJETO DE PERFURAÇÃO ATÉ  
A COMPLETAÇÃO COM ESTIMULAÇÃO POR  
FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM POÇOS DE PETRÓLEO.**

Tatiane de Gois Santos

**Orientador:** Prof. Dr. Jose Altamiro Carrilho Mota dos Santos

**Junho de 2014**

**Tatiane de Gois Santos**

**ESTUDO E REALIZAÇÃO DE PROJETO DE PERFURAÇÃO ATÉ A  
COMPLETAÇÃO COM ESTIMULAÇÃO POR FRATURAMENTO  
HIDRÁULICO EM POÇOS DE PETRÓLEO.**

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. Dr. Jose Altamiro Carrilho Mota dos Santos

Orientador – UFRN

---

Prof. Dr. Flavio Medeiros Junior

Membro Examinador – UFRN

---

Msc.Glydianne Mara Diógenes Fernandes

Membro Examinador – UFRN

## **DEDICATÓRIA**

*Dedico este trabalho aos meus  
pais, Fatima e Roberto e aos  
meus Irmãos, Thaís e Rodrigo.*

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço a Deus que até aqui me ajudou, sempre me sustentando e dando força nos momentos difíceis, por isso devo a Ele toda a honra e toda a glória.

Aos meus pais Fatima e Roberto, que sempre me auxiliaram nessa caminhada com muita luta e determinação, sempre me proporcionando as melhores condições de estudo. Hoje me sinto realizada de estar trazendo esse orgulho para eles, que tanto batalharam na vida, e sonharam em ver seus filhos formados.

À minha irmã Thais Gois pelo companheirismo e apoio nos momentos de dificuldades.

Ao meu orientador José Altamiro, aos professores, Flavio Medeiros e Gustavo Arruda que me auxiliaram e orientaram durante todo o processo deste trabalho, compartilhando seus conhecimentos. Todo meu reconhecimento e admiração por esses profissionais.

Aos meus amigos e colegas do curso, em especial à Anthony e Hannah pelo companheirismo e amizade.

Enfim, agradeço a todos aqueles que de alguma forma contribuíram ou torceram pela concretização desta conquista.

## RESUMO

---

Para que o petróleo chegue à superfície, é necessário “construir” um poço que atinja o reservatório e o faça elevar até a superfície, de forma segura e econômica. Para isso, é preciso a realização dos processos de perfuração e completação do poço. A perfuração de um poço cria um acesso da superfície até o reservatório com o objetivo, direto ou indireto, de produzir petróleo. Ao término, é essencial deixar o poço em condições de operar durante toda a sua vida produtiva e, para isso, realiza-se um conjunto de operações destinadas a equipar o poço, denominado completação. Durante a completação, podem-se contemplar ações que objetivem aumentar o índice de produtividade ou injetividade do poço, como o fraturamento hidráulico. A elaboração do projeto do poço é uma das etapas de planejamento para a sua construção, na qual é realizado o detalhamento das fases de perfuração e completação. Independentemente do tipo de poço a ser perfurado, exploratório ou de desenvolvimento, o detalhamento dessas etapas é de grande importância para a determinação do tempo e do custo do poço e, conseqüentemente, para a avaliação de sua viabilidade técnica e econômica. Este trabalho apresenta um estudo e desenvolvimento de um projeto de poço vertical, *onshore* em um campo conhecido, característico do nordeste brasileiro. Ele contempla desde a perfuração até a completação com estimulação por fraturamento hidráulico. Além disso, as principais variáveis envolvidas em cada projeto são avaliadas, realizando os cálculos e justificando as escolhas feitas de acordo com as necessidades e possibilidades. Ao fim, apresentam-se um Projeto de Perfuração e um Projeto de Completção tendo anexado um Projeto de Fraturamento Hidráulico, sendo baseados no modelo seguido pela indústria.

---

**Palavras-chave:** Perfuração, Completção, Fraturamento Hidráulico, Projeto de Poço

## **ABSTRACT**

---

To take petroleum to the surface, it is necessary “building” a well to reach its reservoir and lift it up to the surface, in a safe and economical way. Reaching this goal demands performing processes of drilling and completing the well. Drilling is the process of creating an access from the surface to the reservoir, directly or indirectly, to produce petroleum. At the end of drilling, it is essential making the well able to operate through its producing life, what is made by performing operations to equipping the well, that are named well completion. During this operation, it can also be included actions to increase the productivity or well injectivity indexes, such as hydraulic fracturing. Designing a well project is a planning activity, where all the phases for drilling and well completion are defined. Independently of the kind of well, exploration or development, defining those steps is of great importance for forecasting time and cost of making the well, and also for evaluating its technical and economic feasibility. This work presents the study and development of a vertical onshore well project, in a known field, similar to the ones at the Brazilian Northeast. It involves drilling, well completion and well stimulation, being that last step defined to happen by applying hydraulic fracturing. In this project, technical decisions are made by defining the main variables, calculating and justifying those decisions according to the needs and possibilities. As those projects were made by following standards commonly adopted by the oil industry, they can be used as referential for future researches.

---

**Keywords:** Drilling, Completion, Hydraulic Fracturing, Well Project

# Sumário

1. Introdução .....	16
1.1. Objetivo.....	18
1.1.1 Objetivo Geral .....	18
1.1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Aspectos Teóricos .....	20
2.1 Projeto de Poços .....	20
2.1.1 Etapas.....	20
2.1.2 Dados básicos – pré-projeto .....	22
2.1.3 Projeto de Perfuração .....	26
2.1.4 Projeto de Completação de Poços.....	47
2.1.5 Fraturamento Hidráulico .....	52
3. Metodologia e desenvolvimento dos projetos .....	62
3.1 Projeto de Poço.....	62
3.1.1 Etapas do projeto de Perfuração .....	63
3.1.2 Elaboração do Projeto de Perfuração .....	65
3.1.3 Etapas do projeto de Completação.....	66
3.1.4 Elaboração do Projeto de Completação .....	68
3.1.5 Etapas do do Projeto de Fraturamento Hidráulico .....	68
3.1.6 Elaboração do Projeto de Fraturamento Hidráulico.....	71
4. Resultados e Discussões .....	74
4.1 Dados fornecidos para o projeto.....	74
4.2 Projeto de Perfuração.....	78
4.2.1 Programa de fluidos .....	79
4.2.2 Programa de Revestimentos e cimentação .....	80
4.2.3 Coluna de perfuração e Programa de brocas .....	803
4.2.3 Projeto final de perfuração .....	805
4.3 Projeto de completação .....	91
4.3.1 Presença de fluidos agressivos .....	91
4.3.2 Cabeça de poço e BOP .....	91
4.3.3 Condicionamento do revestimento, substituição do fluido e teste de revestimento.....	91
4.3.4 Perilagem (CBL/VDL/GR/CCL).....	91
4.3.5 Canhoneio .....	92

4.3.6 Fraturamento Hidráulico durante a Completação .....	92
4.3.7 Limpeza e medição de produtividade .....	92
4.3.8 Equipar poço para produção .....	92
4.3.9 Projeto final de Completação .....	92
4.4 Projeto de fraturamento hidráulico .....	96
4.4.1 Determinação do comprimento ótimo.....	96
4.4.2 Minifrac .....	97
4.4.3 Projeto Final de Fraturamento Hidráulico.....	107
5. Conclusão.....	112
6. Referências Bibliográficas .....	1124

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Esquema de um poço, comparado com sua perfilagem.....	17
<b>Figura 2.</b> Exemplo típico de janela operacional de um poço.....	23
<b>Figura 3.</b> Fluxo de trabalho para cálculo das geopressões ao longo do poço.....	23
<b>Figura 4.</b> Fluxo para escolha da combinação entre diâmetros de poços e de revestimentos, partindo-se do princípio do drift do revestimento.....	35
<b>Figura 5.</b> Pressão de colapso para o tubo L80.....	38
<b>Figura 6.</b> Esquema de perfuração e cimentação de um poço de petróleo.....	40
<b>Figura 7.</b> Bainha de cimento em corte .....	41
<b>Figura 8.</b> Ferramenta acústica para perfilagem CBL.....	43
<b>Figura 9.</b> TFA para os diâmetros mais comuns de jatos.....	46
<b>Figura 10.</b> Desenho esquemático de um BOP submarino.....	47
<b>Figura 11.</b> Procedimento esquemático de uma operação de fraturamento hidráulico. Injeção do fluido a alta pressão na formação e a abertura de um plano de fratura.....	53
<b>Figura 12.</b> Modelo PKN.....	55
<b>Figura 13.</b> Esquema da deformação ocorrida em uma fenda linear pressurizada.....	56
<b>Figura 14.</b> Modelo KGD.....	57
<b>Figura 15:</b> Informações solicitadas a equipe do reservatório.....	69
<b>Figura 16.</b> Litologia e formações do reservatório.....	75
<b>Figura 17.</b> Dados do reservatório.....	76
<b>Figura 18.</b> Perfil de temperatura estimado nas formações.....	77
<b>Figura 19.</b> Perfil das pressões de fraturamento e poros.....	77
<b>Figura 20.</b> Perfil do gradiente de pressão de fratura e de poros.....	77
<b>Figura 21.</b> Litologia e profundidade das sapatas.....	78
<b>Figura 22 .</b> Gráfico do comprimento da fratura X permeabilidade.....	97
<b>Figura 23.</b> Dados simulados para o minifrac (antes da realização do minifrac no campo).....	98
<b>Figura 24.</b> Geometria da fratura no minifrac simulado.....	98
<b>Figura 25.</b> Gráfico do minifrac realizado no campo.....	99
<b>Figura 26.</b> Eficiência e resultados para os novos valores simulados.....	99
<b>Figura 27.</b> Geometria da fratura para o novo minifrac simulado, no qual foi obtida	100

uma eficiência igual a de campo.....	
<b>Figura 28.</b> Dados simulados pelo Main-frac com $C_w$ igual á 0,0024.....	100 -101
<b>Figura 29.</b> Pressão na cabeça e Net Pressure versus o tempo simulados no Main-frac.....	101
<b>Figura 31 –</b> Gráfico da concentração por área do propante para o o novo minifrac simulado, modificando a concentração de propante.....	102
<b>Figura 30 –</b> Gráfico da condutividade da fratura para o o novo minifrac simulado, modificando a concentração de propante.....	102
<b>Figura 32 –</b> Resultados obtidos pela simulação em que se obteve um comprimento ótimo de fratura próximo de 156 metros.....	103
<b>Figura 33 –</b> Dados de entrada e resultados de espessura e comprimento ótimo utilizando a modelagem Valkó, com dados do reservatório.....	104
<b>Figura 34 –</b> Dados de entrada do simulados MProd.....	105
<b>Figura 35 –</b> Produção acumulada e vazão em função do tempo (24 meses).....	105
<b>Figura 36 –</b> VPL x Tempo.....	107

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 1.</b> Fórmulas para cálculo das propriedades reológicas baseadas nas medições do viscosímetro FANN.....	28
--	----

<b>Tabela 2.</b> Composição Química do Cimento Portland.....	41
<b>Tabela 3.</b> Composição dos fluidos de perfuração usados.....	79
<b>Tabela 4.</b> Propriedades dos fluidos de perfuração usados.....	80
<b>Tabela 5.</b> Dados dos revestimentos.....	81
<b>Tabela 6.</b> Acessórios do revestimento.....	82
<b>Tabela 7.</b> Centralizadores do revestimento.....	82
<b>Tabela 8.</b> Dados da cimentação.....	82
<b>Tabela 9 –</b> Esquema de brocas.....	84
<b>Tabela 10.</b> Dados do reservatório após a perfuração.....	96

---

## Lista de Abreviaturas e Símbolos

---

### LISTA DE ABREVIATURAS

API - American Petroleum Institute

BCS - Bombeio Centrífugo Submerso

BOP – Blowout Preventer

C<sub>2</sub>S - Silicato dicálcico

C<sub>3</sub>A - Aluminato tricálcico

C<sub>3</sub>S - Silicato tricálcico

C<sub>4</sub>AF - Ferroaluminato tetracálcico

CBL - Cement Bond Log

CBL – Cement Bord Log

CEL - Cement Evaluation Log

DTM - Desmontagem, Transporte e Montagem

HPHT - Alta Pressão e Alta Temperatura

IDEMA - Instituto de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte

KGD - Khristianovich Geertsma de Klerk

PHPA - Poliacrilamida Sódica Parcialmente Hidrolisada

PKN - Perkins Kern Nordgren

RG - Raio Gama

RNCE – Rio Grande do Norte / Ceará

ROP - Rate of Penetration

TFA – Área total de fluxo para cada jato da broca, pol<sup>2</sup>

TFR – Teste de Formação a Poço Revestido

TP – Teste de Produção

UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte

VDL - Variable Density Log

## SÍMBOLOS DE EQUAÇÕES

$\nu$  - coeficiente de Poisson, adimensional

$\Delta D_i$  - intervalos de profundidade, metros

$C_{fD}$  = condutividade adimensional da fratura

$D_{BOP}$  – profundidade do BOP, nesse caso igual à lâmina d'água, m

$D_h$  - Diâmetro do poço ou do revestimento, pol

$D_h$  – profundidade da pressão de poros máxima, m

$D_p$  - Diâmetro externo da tubulação, pol

$G_{OV}$  - gradiente de sobrecarga (overburden gradiente)

$G_p$  - gradiente de poros

$h_f$  – altura da fratura

$k_f$  = permeabilidade da fratura (condutividade do propante), md

$P_{H_{gás}}$  – pressão exercida pela coluna hidrostática de gás, psi

$P_{P_{máx}}$  – pressão de poros máxima, psi

$P_{Y_p}$  – pressão de colapso para o limite de escoamento

$P_0$  - pressão constante no interior da fenda

$P_p$  - pressão de poros

$q_i$  – vazão no fraturamento

$S_a$ – tensão axial (positiva), lb/in<sup>2</sup>

$x_f$  = comprimento da asa da fratura (metade do comprimento da fratura), md

$Y_{pa}$  – limite de escoamento para um esforço axial de grau equivalente, lb/in<sup>2</sup>

$\rho_{bi}$  - densidade de cada camada da formação, g/cm<sup>3</sup>

$\rho_{gás}$  – densidade do gás, lb/gal

$\sigma_{OV}$  - pressão de sobrecarga

$C_{fut(t)}$  – capital no futuro no período t

$C_i$  – capital inicial investido

$\Delta P$  - perda de carga na broca, psi

$\mu$  - viscosidade do fluido newtoniano

$C$  - constante de conversão de unidades

$c$  - distância do centro da fenda até a ponta

$d$  – diâmetro interno do tubo, pol

D- diâmetro externo do tubo, pol

DV - profundidade vertical

E - módulo de elasticidade

k = permeabilidade da formação, in

V = velocidade mínima do fluido no anular, ft/,min

W = Densidade do fluido, lb/gal

w = espessura da fratura, in

w(x) - espessura a qualquer comprimento x

x - distância do centro da fenda até a espessura calculada

CP – custo de produção por barril;

$QB_{(t)}$  – quantidade de barris produzidos a mais devido ao fraturamento naquele período.

VB - valor do barril;

i – taxa de juros no período

n – número de períodos

t – período

---

# **Capítulo 1**

## **Introdução**

---

---

# **1. Introdução**

---

A área de construção de poços de petróleo tem evoluído muito nas últimas décadas, devido principalmente, as diversas dificuldades e desafios encontrados na execução de projetos cada vez mais complexos. O elevado custo de construção de um poço necessita de projetos bem elaborados, sendo imprescindíveis recursos humanos, logística, equipamentos e finalmente operações realizadas conforme os projetos.

Nesse cenário, o engenheiro da indústria de petróleo tem a necessidade de saber desenvolver projetos, sendo essencial para sua formação o conjunto de conhecimentos aplicados.

A elaboração de um projeto de poços de petróleo (seja ele de perfuração e/ou completção) pode ser realizado através de uma abordagem que envolva conhecimentos científicos de várias áreas, tais como geologia, geofísica, química, engenharia de produção e de petróleo. Por este motivo, é de grande importância atuar na interface dessas áreas, proporcionando uma visão interdisciplinar do processo.

Para que o petróleo chegue à superfície, é necessário perfurar um poço que atinja o reservatório e o faça elevar até a superfície, de forma segura e econômica.

A eficiência de um projeto de perfuração está diretamente influenciada por diversos fatores, até mesmo de processos anteriores à perfuração propriamente dita. Como o trabalho de engenheiros e geólogos que trabalham na escolha das melhores coordenadas da cabeça de poço, além de coordenadas de latitude, longitude e profundidade para atingir o local (alvo) de maior interesse no ponto de vista geológico (porosidade e permeabilidade) e de acumulação de fluido (óleo, gás e água).

Após a perfuração é necessário prover o poço de todas as facilidades mecânicas, químicas e físico-químicas para permitir a produção ou injeção de fluidos, sejam eles óleo, gás, água, vapor, misturas e fluidos especiais, através do processo de completção. Esta inicia-se logo após a perfuração do poço e suas diversas operações podem ocorrer em toda a vida produtiva do poço até o seu abandono.

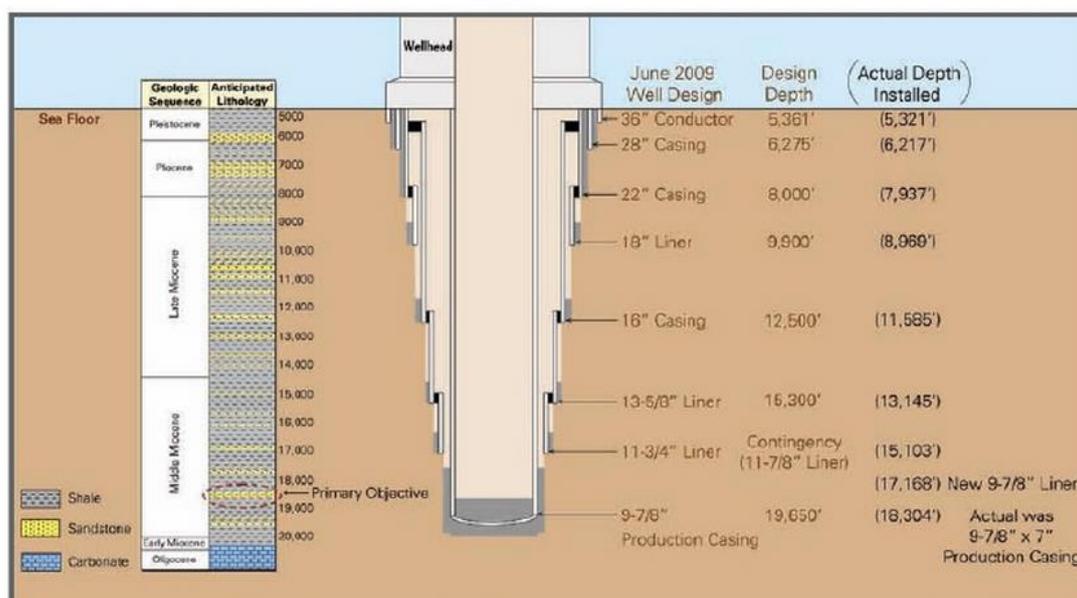


Figura 1 - Esquema do um poço, comparado com sua perfilagem (BOMFIM, 2011).

A execução de um projeto de poço de petróleo completo depende de tantos fatores que seria inviável discutir todos neste trabalho. Basicamente o principal estudo deve ser feito focando as rochas que serão atravessadas, as pressões que serão enfrentadas e os intervalos em que hidrocarbonetos irão surgir. Do estudo dessas diversas variáveis resulta um projeto de engenharia de poço, com seu objetivo, procedimento operacional a ser seguido, dados conhecidos e informações relevantes.

Este trabalho apresenta um estudo do desenvolvimento de um projeto de um poço vertical, *onshore* em um campo conhecido característico do nordeste brasileiro, contemplando desde a perfuração até a completação com estimulação por fraturamento hidráulico, avaliando-se as principais variáveis envolvidas em cada projeto, realizando os cálculos e justificando as escolhas feitas de acordo com as necessidades e possibilidades.

## **1.1. Objetivo**

### **1.1.1 Objetivo Geral**

O objetivo desse trabalho é de apresentar todas as etapas de construção de um poço para produção de óleo, vertical, *onshore* e de um campo conhecido com características do nordeste brasileiro desde a Perfuração até a Completação com Estimulação por Fraturamento Hidráulico, dando destaque na elaboração dos projetos de perfuração, completção e fraturamento.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

- Descrever etapas da Perfuração, Completação e Fraturamento;
- Avaliar as variáveis envolvidas em cada projeto;
- Elaborar os projetos.

---

## **Capítulo 2**

### **Aspectos Teóricos**

---

---

## **2. Aspectos Teóricos**

---

Nesta seção são abordados os principais tópicos que foram fundamentais para o desenvolvimento do trabalho, assim como a apresentação das etapas para a elaboração de um Projeto de Perfuração, Projeto de Completação e Projeto de Fraturamento Hidráulico.

### **2.1 Projeto de Poços**

Segundo Jahn et al., (2012) o projeto de poços têm por objetivo reduzir os custos previstos de construção de poços, através de projetos bem-sucedidos de perfuração e para isso requerem extensos planejamentos. Poços costumam ser perfurados com um dos objetivos seguintes, ou uma combinações deles: coletar informações; produzir hidrocarbonetos; injetar gás ou água para manter a pressão do reservatório ou arrastar petróleo; descartes.

Na elaboração do projeto do poço, planejamento para a sua construção, é realizado o detalhamento das fases de perfuração e completção. Independentemente do tipo de poço a ser perfurado, exploratório ou de desenvolvimento, o detalhamento dessas etapas é de grande importância para a determinação do tempo e do custo do poço e, conseqüentemente, para a avaliação de sua viabilidade técnica e econômica.

#### **2.1.1 Etapas**

O projeto de um poço divide-se em seis etapas principais: solicitação do projeto, elaboração do projeto de perfuração, a execução da perfuração, planejamento da completção, elaboração do projeto de completção e a execução da completção.

A verificação da possibilidade de se construir um poço é realizada pela equipe de exploração, quando o poço for caracterizado exploratório (poços em campos desconhecidos ou até mesmo em campos conhecidos, mas com características de exploratório), ou pela equipe de reservatórios, quando o poço for caracterizado esplotatório. A partir disso, uma solicitação é feita para que se elabore o projeto.

A solicitação deve ser acompanhada de dados básicos, com os quais é possível se determinar parâmetros a serem utilizados no processo de elaboração do projeto.

Após a solicitação inicia-se o desenvolvimento do projeto de perfuração. Neste o engenheiro responsável analisa as curvas de pressões juntamente com os dados fornecidos (mesmo que as curvas de pressão indiquem um número de fases, a depender dos dados fornecidos, esta quantidade irá variar já que dependendo dos fluidos ou de certas características da formação se torna necessário o isolamento e assim um número maior de fases) e pré-estipula a profundidade de assentamento das sapatas, esta informação é repassada aos especialistas das outras áreas que deverão elaborar o planejamento dos diversos componentes do projeto, como: revestimento e cimentação, cálculo da trajetória (poços direcionais, e controle para poços verticais), fluidos, brocas, roteiro da perfuração, projeto de abandono, plano de aquisição e estimativa de tempo e custo.

Quando o projeto está pronto e se verifica que a perfuração será realizada, inicia-se a execução da perfuração e apesar desta não ser uma fase de elaboração em si, faz parte da elaboração do planejamento da completação, visto que será fornecedor de informações para este. Ao fim da execução é realizado, normalmente, uma perfilagem final onde se verifica propriedades de fluidos e das formações e então através de reuniões decide-se pelo abandono do poço ou pelo seu revestimento (de produção) para que o poço seja equipado para a produção ou injeção.

Caso decida-se por completar o poço é realizada a solicitação (pela equipe de Exploração ou de Reservatório), e então insumos são fornecidos para a elaboração do projeto de completação (dados desde antes da perfuração e incluindo informações conhecidas durante a perfuração) e realizam-se reuniões técnicas para definições do projeto, onde engenheiros de petróleo, geofísicos, geólogos e outros especialistas discutem as melhores ações para o poço.

O desenvolvimento do projeto de completação contará com a colaboração de especialistas para as etapas do projeto, que são mais diversificadas quando comparadas a perfuração, ou seja, dependerão das definições de cada projeto especificadamente, enquanto que na perfuração, normalmente, as etapas que se seguem são quase sempre seguem o mesmo sequencial.

Dentre os componentes do projeto de completação podem estar: instalação de equipamentos de superfície, fluido de completação, canhoneio, testes, estimulações, entre outros. E dependendo da operação um projeto específico deverá ser elaborado e ser anexado ao de completação, um bom exemplo deste são as operações de estimulação e fraturamento hidráulico.

Ao fim da elaboração do projeto de completação irá se iniciar sua execução, sendo os dados obtidos do campo acompanhados e, se necessário, são feitas atualizações.

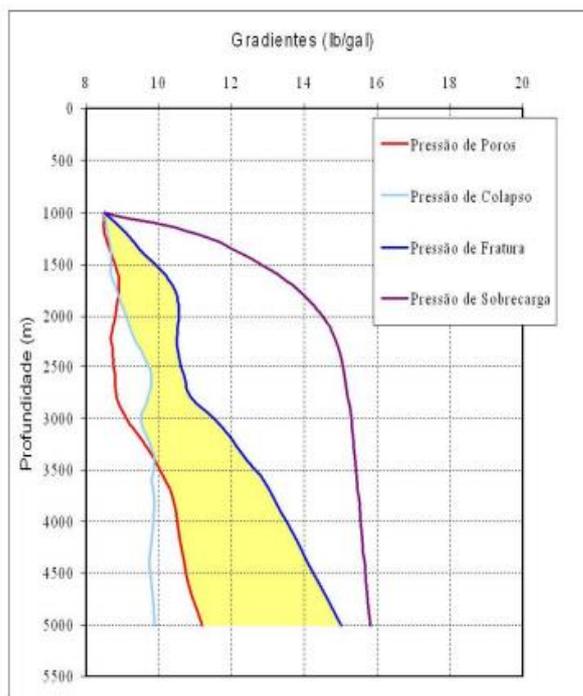
### **2.1.2 Dados básicos – pré-projeto**

O projeto de perfuração de um poço de petróleo inicia-se com a aquisição dos dados pertinentes a sua elaboração, como retratado anteriormente, estes serão informados pelo solicitante e permitiram o seu desenrolar.

Os dados básicos normalmente tratam sobre: campo, base, alvo, tipo de fluidos do reservatório (óleo, gás e água), diâmetro do revestimento de produção (o tipo de equipamento de elevação artificial que pode ser colocado no poço determinam o diâmetro interno mínimo do tubo de produção), presença de fluidos agressivos ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ), previsões geológicas a serem perfuradas, curvas de pressão e temperatura (cuidados especiais em poços HPHT – alta pressão e alta temperatura), operações futuras e dados de poços de correlação.

Os poços de correlação são poços anteriormente perfurados no campo onde se planeja realizar uma nova locação, destes são analisados a litologia, os perfis geofísicos de poço, os desgastes sofridos pelas brocas, as eventuais falhas ocorridas nos equipamentos, assim como, a compressibilidade uniaxial da rocha.

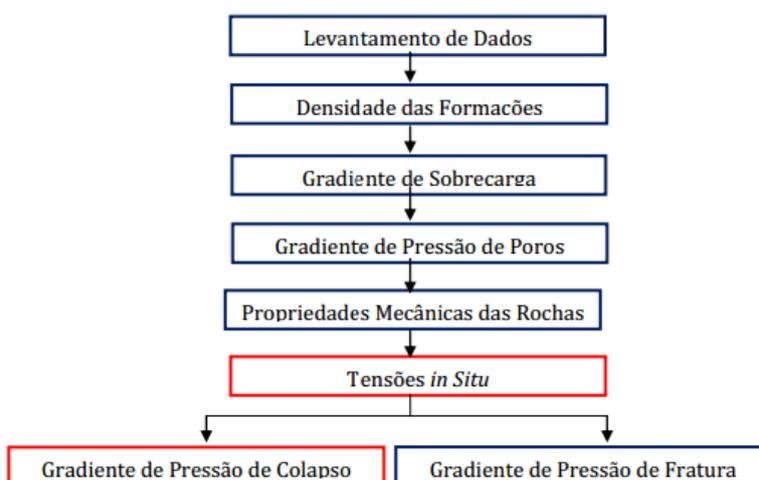
As curvas de pressão são obtidas das tensões e pressões presentes no subsolo e daquelas que são impostos às formações, que podem inclusive levar à falha da rocha, são elas: pressão de sobrecarga, pressão de poros, pressão de colapso e pressão de fratura. Sendo as três últimas componentes da janela operacional do poço (intervalo permitido para a variação da pressão exercida pelo fluido de perfuração de forma a manter a integridade do poço), Figura 2.



**Figura 2** – Exemplo típico de janela operacional de um poço (ROCHA E AZEVEDO, 2009).

### 2.1.2.1 Geopressões

O termo gradiente de pressão é definido como a razão entre a pressão atuante em um determinado ponto e sua profundidade vertical, possuindo unidade de pressão por comprimento. Em perfuração de poços, no entanto, é comum se referir ao gradiente de pressão hidrostática, sendo este em unidades de massa específica, indicando o peso do fluido de perfuração a ser utilizado. Na Figura 3 pode-se verificar o fluxo de trabalho para se chegar aos gradientes de pressão.



**Figura 3** - Fluxo de trabalho para cálculo das geopressões ao longo do poço (SILVA, 2012).

- Gradiente de sobrecarga

Considerando um elemento de rocha no subsolo, o gradiente de sobrecarga será, a certa profundidade, dado em função do somatório do peso exercido por todas as camadas sobrepostas a este elemento. Definido por:

$$G_{OV} = \frac{\sigma_{OV}}{C.DV} \quad (1)$$

Onde:

$G_{OV}$  - gradiente de sobrecarga (overburden gradiente);

$\sigma_{OV}$  - pressão de sobrecarga;

$C$  - constante de conversão de unidades;

$DV$  - profundidade vertical.

De forma que para um poço terrestre a pressão de sobrecarga é calculada pela soma das pressões devido a um trecho com ar (distância da mesa rotativa ao solo) e do trecho das formações até o intervalo de interesse, como a densidade do ar é desprezível a pressão foi obtida por:

$$\sigma_{OV} = 1,422(\sum_0^n \rho_{bi} \cdot \Delta D_i), \text{ psi} \quad (2)$$

Onde:

$\rho_{bi}$  - densidade de cada camada da formação, g/cm<sup>3</sup>;

$\Delta D_i$  - intervalos de profundidade, metros.

- Gradiente de pressão de poros

Representa o gradiente da pressão do fluido contido nos espaços porosos da rocha, pressão de poros, que pode ser estimatimada baseando-se na hipótese de que houve compactação ou subcompactação de formações impermeáveis como folhelhos e que está relacionada com propriedades da rocha como porosidade, densidade, velocidade acústica e resistividade.

$$G_P = \frac{P_P}{C.DV} \quad (3)$$

Onde:

$G_p$  - gradiente de poros;

$P_p$  - pressão de poros.

- Gradiente de fratura e de colapso

Conforme Rocha e Azevedo (2009), existem basicamente dois tipos de falhas que podem ocorrer nas paredes do poço: a falha por cisalhamento, causada por esforços compressivos, e a falha por tração. Assim um limite superior e um inferior deve ser observado para o fluido a ser utilizado durante a perfuração.

As fraturas são oriundas de esforços distensivos, promovendo uma ruptura à tração da rocha, enquanto que os colapsos são resultados de esforços compressivos, promovendo ruptura por cisalhamento na rocha (VILARROEL et al., 2009).

A estimativa do gradiente de fratura é feita basicamente de duas formas: por meio de medições diretas ou usando técnicas de cálculo baseadas em modelos teóricos ou empíricos.

A determinação do valor do gradiente de colapso, mais especificamente o gradiente de colapso inferior, exige um conhecimento do comportamento das rochas em subsuperfície e segue a seguinte rotina:

- Conhecimento das rochas a serem perfuradas e suas propriedades, de modo a estabelecer os limites de resistência ou critérios de falha;
- Estabelecimento do estado de tensões atuante ao redor do poço;
- Comparação do estado de tensão ao redor do poço com o critério de falha da rocha, para a determinação da pressão dentro do poço que leve ao seu colapso.

Por fim, duas observações se tornam pertinentes acerca do gradiente de colapso. A primeira delas se refere ao fato de que a falha por cisalhamento ocorre principalmente devido a um grande diferencial entre as tensões e não apenas devido as suas magnitudes. O outro ponto está relacionado ao cisalhamento da rocha como consequência do aumento da pressão de poros, situação relativamente comum em perfuração de zonas com pressão anormalmente alta.

### **2.1.3 Projeto de Perfuração**

Dentro do projeto cada especialidade será desenvolvida em função dos dados, sendo as principais:

#### **a) Fluido de perfuração**

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

O fluido de perfuração tem que ser estável do ponto de vista químico, estabilizar as paredes do poço mecânica e quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso, ser inerte em relação a danos às rochas produtoras, aceitar qualquer tratamento, físico e químico, ser bombeável, apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação, facilitar as interpretações geológicas do material do poço e apresentar custo compatível com a operação.

De acordo com Medeiros (2010) o escoamento do fluido de perfuração para baixo, pela tubulação de perfuração, e para cima, pelo poço, algumas vezes é interrompido, ou por causa de um problema ou para elevar a tubulação de perfuração para cima e para fora do poço, permitindo a troca da broca. Quando a perfuração para, os cortes em suspensão no fluido podem afundar no poço, engripando a broca. Os fluidos de perfuração são projetados com uma propriedade muito interessante que resolve esse problema. Sua espessura, ou viscosidade, aumenta quando diminui o seu movimento. Quando o fluido para de circular, ele forma um gel espesso que mantém os cortes de rocha em suspensão e evita que eles afundem no poço. Quando o fluido começa a circular novamente, ele se torna mais fino e volta à forma líquida anterior.

Uma das funções básicas do fluido de perfuração é exercer pressão hidrostática sobre as formações permeáveis, de modo a evitar a invasão descontrolada de fluidos da formação para o interior do poço ainda durante a operação de perfuração, o que poderia acarretar sérios danos estruturais à coluna de perfuração, bem como impossibilitar a implementação de sistemas de controle.

A técnica de perfuração convencional consiste em manter as pressões no poço sempre superiores às pressões na rocha reservatório de modo a evitar influxos de fluidos nativos para dentro do poço. Tais influxos acarretariam sérios problemas de segurança. Por outro lado, como o diferencial de pressão do poço para formação é sempre positivo, o fluido terá tendência a invadir a rocha reservatório.

A invasão pelo filtrado pode provocar um dano irreversível ao reservatório reduzindo sua permeabilidade original e conseqüentemente afetando o perfil de produção do poço. Para garantir a funcionalidade eficaz do fluido de perfuração em paralelo à total segurança operacional e produtiva do poço e da rocha reservatório respectivamente, os parâmetros de controle de filtração devem ser estudados e entendidos a fundo (MELO, 2009).

Na perfuração de um poço de petróleo, em perfuração sobre-balanceada (overbalanced drilling) a densidade equivalente de circulação da lama deve ser maior que a densidade de pressão de poros (evitar o colapso do poço aberto) e menor que a densidade de fratura (evitar a perda de circulação, e um conseqüente kick devido ao decréscimo da pressão da coluna hidrostática).

A potência hidráulica exercida através do fluido à broca é de suma importância, pois impacta diretamente na taxa de penetração.

Outros parâmetros a influenciar à referida taxa, precisam ser bem definidos nos projetos de sondagem, são os parâmetros reológicos do fluido de perfuração, através da seleção prévia dos produtos químicos que vão compor o fluido e a hidráulica utilizada para deslocamento do fluido de perfuração pelo sistema de circulação. Por isso, é importante que seja elaborado e executado corretamente o Programa Hidráulico do Poço, considerando os equipamentos disponíveis e as necessidades da perfuração.

A análise reológica dos fluidos é feita antes e após o envelhecimento. Para tal, é utilizado o viscosímetro que utiliza o sistema de cilindros coaxiais e fornece leituras do grau de torção para diferentes rotações (L600, L300, L200, L100, L6 e L3, que representam a leitura da torção às velocidades de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 RPM, respectivamente) (MORIYAMA, 2010).

Os parâmetros reológicos são calculados através de fórmulas simples que envolvem as medições dos ângulos de torção, o que é mostrado na Tabela 1. Essas fórmulas são estabelecidas pela norma N-2605 da Petrobras.

**Tabela 1** - Fórmulas para cálculo das propriedades reológicas baseadas nas medições do viscosímetro FANN.

<b>Propriedade</b>	<b>Fórmula</b>	<b>Unidade</b>
<b>Viscosidade Aparente (VA)</b>	$L_{600}/2$	Centipoise (cP)
<b>Viscosidade Plástica (VP)</b>	$L_{600} - L_{300}$	Centipoise (cP)
<b>Limite de Escoamento (LE)</b>	$L_{300} - VP$	lbf/100ft <sup>2</sup>
<b>Gel Inicial (GI)</b>	$L_3$ após 10s	lbf/100ft <sup>2</sup>
<b>Gel Final (GF)</b>	$L_3$ após 10min	Lbf/100ft <sup>2</sup>

A composição de um fluido de perfuração é função da estratigrafia das formações a serem atravessadas em uma fase de poço. A quantidade de produtos químicos empregados depende da complexidade das formações no que tange as tensões das rochas, das pressões confinadas e da capacidade das rochas interagir ou não com os fluidos.

Os produtos químicos, que tem função nos fluidos, são apresentados a seguir:

**I- BASE DOS FLUIDOS**

Tem como função constituir a fase continua no preparo das formulações de fluidos. Produtos químicos: água doce; água do Mar; óleo Mineral; acetal; ésteres ; glicóis; n-parafina hidrogenada; poliglicerol; polialfa olefina; linear alfa olefina; linear alcano; linear alquilbenzeno; iso-parafina; olefina interna e outros.

**II- SEQUESTRANTES DE CÁLCIO**

Tem como função reduzir a concentração dos íons cálcio nos fluidos. Produtos químicos: bicarbonato de sódio; carbonato de sódio; ácido diamino; etileno tetra-acético (EDTA) e outros.

**III- ANTIESPUMANTE**

Tem como função prevenir, reduzir ou eliminar a formação de espuma nos fluidos pela ação na tensão superficial. Produtos químicos: estearato de alumínio; octanol; derivados de silicone; poliálcoois e outros.

**IV- BIOCIDAS**

Tem como função prevenir ou reduzir a fermentação e o desenvolvimento de microorganismos, nos fluidos. Produtos químicos: glutaraldeído; sais quaternários de amônio; tiocianato e triazina.

**V- DEFLOCULANTE**

Tem como função deflocular e/ou prevenir a floculação sólidos ativos nos fluidos. Produtos químicos: poliacrilato de acrilato de cálcio; poliacrilato de potássio e poliacrilato de sódio.

**VI- DETERGENTE**

Tem como função remover resíduos oleosos e argilosos nas operações com fluidos. Produtos químicos: alquil-aril-sulfonato; alquil-fenol-etoxilato e outros.

**VII- DISPERSANTE**

Tem como função dispersar os sólidos presentes nos fluidos. Produtos químicos: Sal sódico de ácido naftaleno sulfônico condensado com formaldeído; lignossulfonatos; melamina sulfonada.

**VIII- ESPUMANTE**

Tem como função formar espuma ou névoa nos fluidos pela redução da tensão superficial. Produtos químicos: álcool etoxilado e outros.

**IX- EMULSIFICANTE**

Tem como função estabilizar as emulsões de água em óleo ou de óleo em água. Produtos químicos: imidazolinas graxas; mistura de ácidos graxos e alquil fenol etoxilado

**X- ESTABILIZADOR DE ARGILA**

Tem como função estabilizar argilominerais pelo efeito de encapsulamento mecânico. Produtos químicos: polímeros aniônicos; polímeros catiônicos; anfóteros e não-iônicos e outros.

**XI- OBTURANTE**

Tem como função impedir a invasão descontrolada de fluidos para a formação. Produtos químicos: carbonatos; fibras; gilsonitas; micas; polímeros; sílica; sais (carbonatos de cálcio, cloretos de sódio e outros)

**XII- REDUTOR DE DENSIDADE**

Tem como função reduzir a densidade do fluido de perfuração. Produtos químicos: gases( nitrogênio, ar atmosférico e outros); água; n-parafina; éster; microesferas ocas e outros.

**XIII- SAPONIFICANTES**

Função – formar sabão nas emulsões de água em óleo. Produtos químicos: hidróxido de cálcio e óxido de cálcio.

**XIV- REDUTOR DE FRICÇÃO**

Tem como função reduzir o coeficiente de atrito, perda de carga, através da alteração das características do fluxo. Produtos químicos: Poliacrilamida sódica parcialmente hidrolisada (PHPA) e Polí-isobutilenos e outros.

**XV- GERADOR DE ÁCIDO FLUORÍDRICO**

Tem como função Gerar ácido fluorídrico “in situ”, na presença de outros ácidos. Produtos químicos: bifluoreto de amônio.

**XVI- LIBERADOR DE COLUNA**

Tem como função destruir a rocha e reboco formado na interface coluna/poço. Produtos químicos: ácidos; ésteres graxos; hidrocarbonetos e outros.

**XVII- LUBRIFICANTES**

Tem como função reduzir o atrito (torque e arraste) entre a coluna e as paredes do poço. Produtos químicos: ésteres graxos; polipropileno glicol e polietileno glicol.

### **XVIII-AGENTE MOLHANTE**

Tem como função conferir aos sólidos presentes nos fluidos e à própria rocha reservatório, molhabilidade à água ou ao óleo, conforme a necessidade. Produtos químicos: ácidos e ésteres graxos; amins amidas e glicóis.

A manutenção das propriedades do fluido de perfuração contribui para o sucesso da perfuração. O controle do teor de sólido é muito importante e deve ser objeto de todo cuidado uma vez que ele influi sobre diversas propriedades da lama: densidade, viscosidade e força gel, produzindo desgaste nos equipamentos pela sua abrasividade e reduz a taxa de penetração da broca. O pH determina apenas uma alcalinidade relativa a concentração de íons H<sup>+</sup> através de métodos comparativo, sendo mantido na faixa de 7 a 10, seu controle permite a manutenção das suspensões argilosas e da eficácia de certos aditivos, e a redução da corrosão dos equipamentos. Os parâmetros de filtração determinam o volume de água livre que por ação da pressão hidrostática, estática e dinâmica, forma um reboco ao longo das paredes do poço. O controle da salinidade é usado para identificar o teor salino da água de preparo do fluido de perfuração; controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal; identificar influxos de água salgada; identificar a perfuração de uma rocha ou domo salino.

#### **b) Assentamento de sapatas**

Na etapa de planejamento da perfuração de um poço de petróleo, a seleção da profundidade de assentamento da sapata é uma das tarefas mais importantes.

Para calcular o posicionamento da sapata os métodos podem ser divididos em duas abordagens: de cima para baixo e de baixo para cima. Recentemente, têm sido incluídas as considerações de controle de poço através do conceito de tolerância ao kick e margem de segurança ao kick. Quando acontecer um kick, a densidade equivalente da coluna dos fluidos deve ser menor ou igual à densidade equivalente de fratura na sapata.

Segundo Adams (1985) a profundidade de assentamento da sapata está diretamente relacionada com as condições geológicas. Em alguns casos, o principal critério para selecionar a profundidade de assentamento é proteger zonas com perdas severas de circulação. Em poços profundos, o principal critério para determinar a profundidade de

assentamento da sapata é baseado em proteger as formações das pressões de formações anormais e das pressões desenvolvidas durante os procedimentos de controle de poço. O critério de controle de pressões de formações é aplicável a quase todas as áreas da perfuração. Conforme Barragan (1995) a profundidade de assentamento da sapata é determinada considerando-se os seguintes aspectos:

- Possibilidade de fechamento do poço em caso de influxo de algum fluido da formação sem fraturar a formação mais fraca.
- Estabilidade do poço ainda não revestido.
- Isolamento de formações problemáticas.
- Isolamento de aquíferos.

Para determinar a profundidade de assentamento baseado no critério de controle de pressões de formação deve-se conhecer condições geológicas tais como gradiente de pressão de poros (pressão de formação) e de fratura, problemas de estabilidade do poço, litologia, fluxos da água em profundidade rasa (*shallow water flow*) entre outros. Geralmente estas informações estão disponíveis com certo grau de confiança. Os cálculos feitos antes da perfuração, junto com os dados obtidos durante a perfuração, determinam a profundidade exata de assentamento de cada revestimento.

### **c) Revestimentos**

O revestimento de um poço compreende o comprimento total de tubos de revestimento com o mesmo diâmetro externo que é descido no poço em uma única operação. Suas principais funções são:

- Prevenir desmoronamentos de partes do poço;
- Evitar contaminação da água potável dos lençóis freáticos;
- Permitir retorno do fluido de perfuração à superfície;
- Prover meios de controle de pressões dos fluidos, permitindo aplicação de pressão adicional desde a superfície;
- Impedir migrações de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Sustentar a coluna de revestimento;

- Alojamento dos equipamentos de elevação artificial;
- Confinar a produção ao interior do poço

Além dessas funções os tubos de revestimento devem ter uma série de características para que tenha seu uso eficiente, as quais são apresentadas a seguir:

- Ser estanque;
- Ter resistência compatível com as solicitações;
- Ter dimensões compatíveis com as atividades futuras;
- Ser resistente a corrosão e à abrasão;
- Apresentar facilidade de conexão;
- Ter a menor espessura possível;

**Esforços atuantes:**

- Sofrem permanente esforços do meio em que se encontram;
- O dimensionamento tem que considerar a resistência mínima que os tubos devem apresentar para suportar as solicitações de tração, pressão interna e colapso.

Os revestimentos são classificados em diferentes tipos: revestimento condutor, revestimento de superfície, revestimento intermediário, revestimento de produção e Liner.

O revestimento condutor é o primeiro revestimento do poço, assentado à pequena profundidade, cuja função é estrutural, deve ser capaz de sustentar sedimentos superficiais não consolidados e a carga dos revestimentos posteriores. Diâmetros típicos: 30”, 20” e 13 3/8”).

O revestimento de superfície é descido imediatamente após a instalação do revestimento condutor, seu comprimento varia na faixa de 100 a 600 m, visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir desmoronamento de formações inconsolidadas e serve ainda como base de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sendo cimentado em toda a sua extensão para evitar flambagem devido ao grande peso dos equipamentos e dos revestimentos subsequentes, que nele se apóiam. Seus diâmetros típicos são: 20”, 18 5/8”, 16”, 13 3/8”, 10 3/4” e 9 5/8”.

O revestimento intermediário tem como finalidade de isolar e proteger zonas de alta ou baixa pressão, zonas de perda de circulação, formações desmoronáveis, formações portadoras de fluidos corrosivos ou contaminantes da lama. A faixa de profundidade de

assentamento está entre 1000 a 4000 m. É cimentado somente na parte inferior ou, em alguns casos, num trecho intermediário adicional. É sustentado na superfície por cunhas apropriadas, apoiadas no sistema de cabeça de poço. Seus diâmetros típicos são: 13 3/8”, 9 5/8” e 7”.

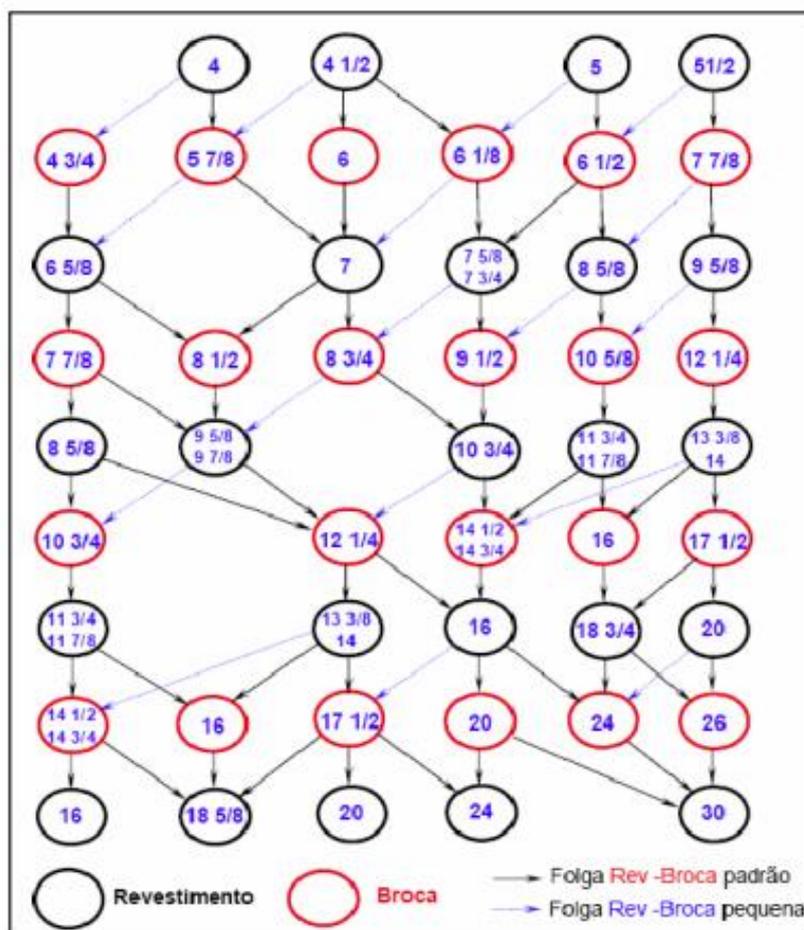
O revestimento de produção, uma vez que a broca atinge a zona de interesse, é descido. Este tipo de revestimento recebe as cargas de produção: elevação artificial, equipamentos de completação, etc. É descido com a finalidade de permitir a produção do poço, suportando suas paredes e possibilitando o isolamento entre os vários intervalos produtores. Seu emprego depende da ocorrência de zonas de interesse. Seus diâmetros típicos são: 9 5/8”, 7” e 5 1/2”.

O Liner é uma coluna curta de revestimento que é descida e cimentada no poço, visando a cobrir apenas a parte inferior deste, a poço aberto. Seu topo fica ancorado um pouco acima da extremidade inferior do revestimento anterior e é independente do sistema de cabeça de poço. Pode ser usado em substituição ao revestimento intermediário (Liner de Perfuração) e ao revestimento de produção (Liner de Produção). Quando é de produção, o Liner pode ser canhoneado, furado ou rasgado para efeitos de completação. Seus diâmetros típicos são: 13 3/8”, 9 5/8”, 7” e 5 1/2”.

De acordo com Bourgoyne et al., (1986) o número e tamanhos de cada revestimento e o tipo de equipamento de elevação artificial que pode ser colocado no poço determinam o diâmetro interno mínimo do tubo de produção. Essas especificações são geralmente dadas ao engenheiro de perfuração por outros setores da engenharia. O engenheiro de perfuração deve então projetar um programa de brocas e de tubos de revestimento que permita que se perfure e complete com segurança o poço com a configuração de produção desejada.

Nesse sentido existem diversas combinações possíveis entre diâmetros de brocas e de revestimentos de forma a compor o projeto do poço. É importante que a escolha leve em conta minimamente os seguintes critérios: o diâmetro da broca utilizada na fase seguinte deve ser menor ou igual o diâmetro de *drift* do revestimento e o revestimento utilizado em cada fase deve ter diâmetro minimamente igual ao da broca (ou do alargador) utilizada na perfuração daquela fase. Satisfeitos tais critérios a escolha dos diâmetros específicos será feita basicamente como forma a atingir a profundidade final do poço com um revestimento de produção com diâmetro limitado pelo tamanho dos equipamentos de completação daquele poço e o número e fases que o mesmo terá. Todavia outros fatores também serão relevantes, tais como disponibilidade dos equipamentos no mercado, etc. A

Figura 4 apresenta um fluxo que pode ser usado como guia na escolha de revestimentos, segundo critérios da Petrobras. (SILVA, 2012).



**Figura 4** – Fluxo para escolha da combinação entre diâmetros de poços e de revestimentos, partindo-se do princípio do drift do revestimento (SILVA, 2012)

Juntamente com os revestimentos devem ser também selecionados os acessórios e centralizadores. Os acessórios são elementos descidos com a coluna de revestimento, cujas posições devem ser pré-definidas e são indispensáveis para a operação de cimentação; dentre eles estão a sapata (guia a coluna de revestimento), colares de cimentação (evitam a contaminação da pasta no anular), tampões (evitam a contaminação da pasta de cimento pelo fluido de perfuração), centralizadores (centralizam o revestimento dentro do poço), arranhadores (removem o reboco da lama que se forma nas paredes do poço), cesta de cimentação (promove o retorno da pasta de cimentação no anular), colar de estágio (essencial para cimentação em estágios, pois permite comunicar o interior do revestimento com o anular), entre outros acessórios.

#### **d) Coluna de perfuração**

As colunas de perfuração são responsáveis por transmitir torque assim como transportar o fluido necessário para a perfuração.

Outra carga que atua na coluna é seu peso próprio. A maior parte do peso da coluna é suportada na parte superior, o que implica que esta parte está sob uma tração. Só a parte inferior da coluna (Bottom Hole Assembly, BHA), que tem poucas centenas de metros de comprimento, está suportada sobre a broca, estando carregada à compressão. No tramo inferior da coluna, a flambagem será evitada pela alta rigidez lateral e pela colocação de estabilizadores muito próximos entre si.

A análise mecânica dos componentes da coluna é restrita geralmente à análise estática de tensões. Para a coluna, um bom projeto da máxima tensão efetiva, causada pela combinação de tração, torção e flexão é comparado com a tensão de fluência do material. Embora seja feita uma boa análise estática, é necessário realizar, também, uma análise dinâmica para diminuir a possibilidade de falhas que possam ocorrer no processo de perfuração.

As principais funções de uma coluna de perfuração são:

- a) Aplicar peso sobre a broca;
- b) Transmitir a rotação para a broca;
- c) Conduzir o fluido de perfuração;
- d) Manter o poço calibrado;
- e) Garantir a inclinação e a direção do poço.

O Dimensionamento deve considerar a resistência mínima dos tubos para suportar as seguintes solicitações: tração, pressão interna, colapso e flexão. Considera-se ainda as condições mais adversas durante a descida, instalação e ao longo da vida útil, e o efeito de esforços combinados. Outros fatores também podem ser levados em consideração durante o dimensionamento como o volume de gás que pode migrar durante um kick; pressão de poros e de fratura das formações a serem perfuradas; fluidos que estarão em contato com o revestimento (interior e anular); conhecimento prévio das características da área; possibilidades de perdas de circulação; variação de inclinação e direção do poço (dog-legs); posição do topo do cimento; presença de fluidos corrosivos nas formações.

No dimensionamento de tubos deve-se primeiro conhecer o limite máximo que o tubo suporta antes de deformar, limite de escoamento ( $Y_p$ ), e a partir deste verificar as resistências do tubo.

A resistência a tração ( $R_t$ ) será correspondente à:

$$R_t = \frac{(\pi/4)}{(D^2-d^2)} Y_p \quad (4)$$

Onde:

$D$ - diâmetro externo do tubo, pol;

$d$  – diâmetro interno do tubo, pol.

A resistência a pressão interna ( $R_{pi}$ ) pela equação de Barlow, considerando 87,5% do escoamento, é dada por:

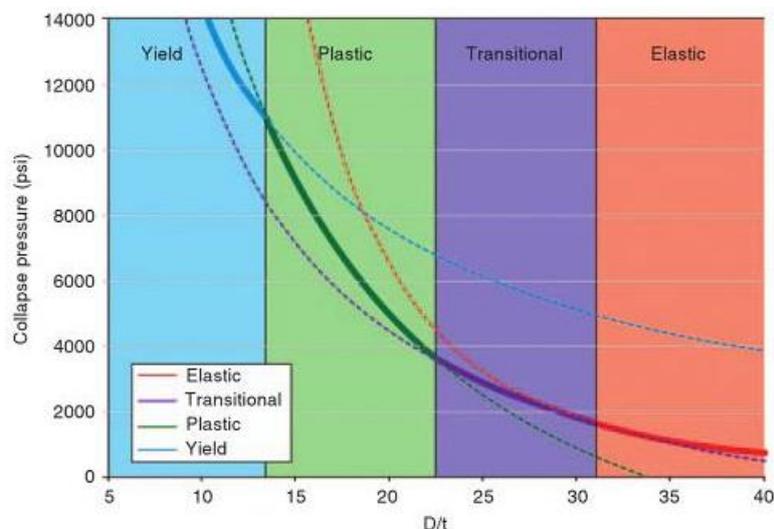
$$R_{pi} = 0,875 \cdot \frac{2 \cdot Y_p}{(D/t)}, \text{ para } t \text{ sendo a espessura do tubo} \quad (5)$$

A resistência ao Colapso, segundo API Bulletin 5C3 (1999), é definida como:

$$P_{Y_p} = Y_p \left[ \frac{D/t-1}{(D/t)^2} \right] \quad (6)$$

$P_{Y_p}$  – pressão de colapso para o limite de escoamento;

Esta é a fórmula mais usada, no entanto  $P_{Y_p}$  não é a pressão de colapso verdadeira, mas sim a pressão externa que gera o limite de elasticidade mínimo na parede inferior do tubo, de maneira que a pressão de colapso mínimo, conforme descrita no API Bulletin 5C3, é dada a partir de diferentes regimes de colapso, que são exemplificados na Figura 5 (para o tubo L80), em função do diâmetro externo e da espessura.



**Figura 5** - Pressão de colapso para o tubo L80 (BELLARBY, 2009).

Esta formulação é aplicada para valores de  $D/t$  está no trecho de falha pseudo-plástica (*Yield*).

Sendo a intersecção calculada por:  $(D/t) < (D/t)_{Yp}$ , onde:

$$(D/t)_{Yp} = \frac{\sqrt{(A-2)^2 + 8(B+C/Y_m)} + (A-2)}{2(B+C/Y_m)} \quad (7)$$

Para:

$$A = 2,8762 + 0,10679 \cdot 10^{-5} \cdot Y_p + 0,21301 \cdot 10^{-10} \cdot Y_p^2 + 0,53132 \cdot 10^{-16} \cdot Y_p^3$$

$$B = 0,026233 + 0,50609 \cdot 10^{-6} \cdot Y_p$$

$$C = -465,93 + 0,030867 \cdot Y_p - 0,10483 \cdot 10^{-7} \cdot Y_p^2 + 0,36989 \cdot 10^{-13} \cdot Y_p^3$$

Quando  $D/t$  está dentro do range da falha plástica (*Plastic*),  $(D/t)_{yp} < (D/t) < (D/t)_{pt}$ , a pressão ao colapso mínima,  $P_p$ , será:

$$P_p = Y_p \left[ \frac{A}{D/t} - B \right] - C \quad (8)$$

O range de  $D/t$  será o valor máximo de  $(D/t)_{Yp}$  até o valor de:

$$(D/t)_{PT} = \frac{Y_p(A-F)}{C+Y_p(B-G)} \quad (9)$$

Para:

$$F = \frac{46,95 \cdot 10^6 \cdot \left[ \frac{3B/A}{2+B/A} \right]^3}{Y_p \cdot \left[ \frac{3B/A}{2+B/A} - (B/A) \right] \cdot \left[ 1 - \frac{3B/A}{2+B/A} \right]^2} \quad (10)$$

$$G = FB/A \quad (11)$$

No caso de  $D/t$  está dentro do range de falha de transição (*transition*),  $(D/t)_{pt} < (D/t) < (D/t)_{te}$ , a pressão ao colapso mínima,  $P_T$ , será:

$$P_T = Y_p \left[ \frac{F}{D/t} - G \right] \quad (12)$$

O range de  $D/t$  será o valor máximo de  $(D/t)_{PT}$  até o valor de:

$$(D/t)_{TE} = \frac{2+B/A}{3B/A} \quad (13)$$

Finalmente para o caso de  $D/t$  está dentro do range de falha de regime elástico (*elastic*) a pressão ao colapso mínima,  $P_E$ , será:

$$P_E = \frac{46,95 \cdot 10^6}{(D/t) \cdot [(D/t) - 1]^2} \quad (14)$$

O range de  $D/t$  será o valor máximo de  $(D/t)_{PT}$  a valores maiores.

Dessa maneira basta calcular o valor de  $D/t$ , depois as faixas de  $D/t$  para cada tipo de colapso e determinar a pressão mínima de colapso, ou seja, a resistência ao colapso.

No entanto quando uma tensão significativa é aplicada a resistência muda, modificando-se o limite de escoamento para um esforço axial de grau equivalente, dado por:

$$Y_{pa} = \left[ \sqrt{1 - 0,75(S_a/Y_p)^2} - 0,5 \cdot S_a/Y_p \right] Y_p \quad (15)$$

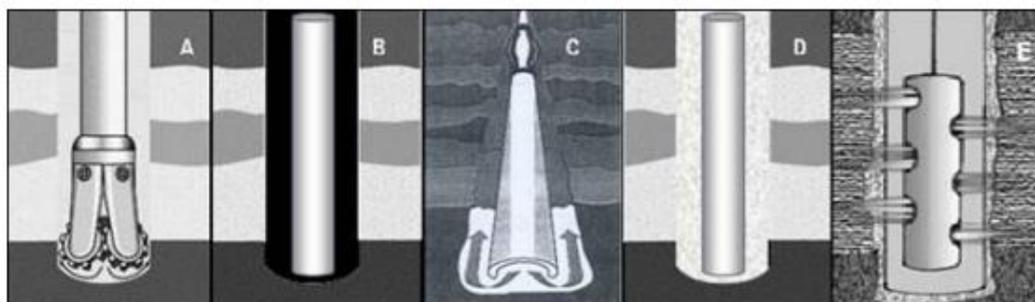
$S_a$  – tensão axial (positiva), lb/in<sup>2</sup>;

$Y_{pa}$  – limite de escoamento para um esforço axial de grau equivalente, lb/in<sup>2</sup>.

Além dessas falhas existem outras que podem ocorrer e função das diversas características do poço, como: ranhuras, amassamento, desgaste, erosão, flambagem e torção.

#### e) Cimentação

A cimentação consiste em se injetar pasta de cimento sob pressão, de modo que venha a se alojar no espaço anular entre a tubulação de revestimento e a formação geológica adjacente, conforme sequência mostrada na Figura 6. Nesse esquema se pode ver em A a perfuração das camadas rochosas, em B o posicionamento do tubo de revestimento e anular, em C o deslocamento da pasta de cimento pelo interior do revestimento para preencher o anular e em D seu aspecto final. Posteriormente é realizada operação de canhoneio: tiros que abrirão caminhos de acesso ao óleo nas zonas de interesse, conforme pode ser visto em E. Uma vista superior de um poço de petróleo cimentado e canhoneado pode ser visualizada na Figura 7 (NÓBREGA, 2008).



**Figura 6** - Esquema de perfuração e cimentação de um poço de petróleo (NÓBREGA, 2008 apud BEZERRA, 2006).

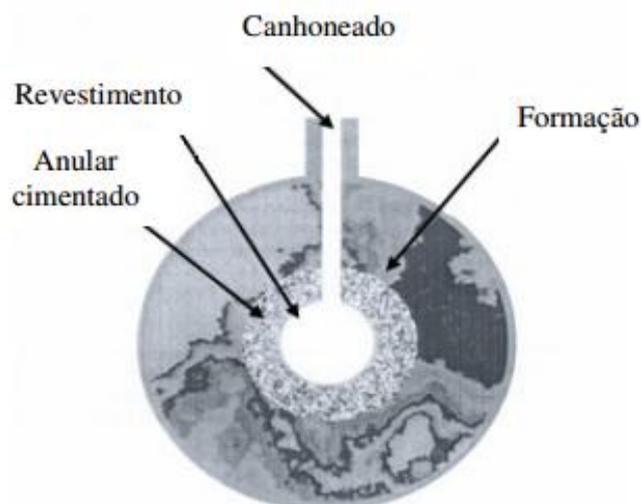


Figura 7 - Bainha de cimento em corte (NÓBREGA, 2008)

As pastas de cimento Portland convencionais são comumente utilizadas em operações de cimentação, sua composição típica é de quatro óxidos principais (Tabela 2), nomeados na química pelas letras C, S, A e F, respectivamente, os quais especificam as propriedades do cimento, conhecidos como: silicato tricálcico ( $C_3S$ ), silicato dicálcico ( $C_2S$ ), aluminato tricálcico ( $C_3A$ ) e ferroaluminato tetracálcico ( $C_4AF$ ).

Tabela 2 - Composição Química do Cimento Portland

Os principais componentes químicos do cimento Portland	
Cal (CaO)	60% a 67%
Sílica ( $SiO_2$ )	17% a 25%
Alumina ( $Al_2O_3$ )	3% a 8%
Óxido de ferro ( $Fe_2O_3$ )	0,5% a 6%

Os compostos mais complexos são descritos a seguir:

- Silicato tricálcico ( $C_3S$ ) – sendo o principal componente do cimento, ele é o que responde pela sua resistência mecânica inicial (1 a 28 dias). Sua hidratação começa em poucas horas e desprende quantidade de calor inferior ao  $C_3A$ ;
- Silicato dicálcico ( $C_2S$ ) – reage lentamente com a água e libera baixo calor de hidratação. Apresenta baixa resistência mecânica inicial, mas contribui de forma significativa com o aumento da resistência ao longo do tempo;

- Aluminato tricálcico ( $C_3A$ ) – reage rapidamente com a água e cristaliza-se em poucos minutos. É o constituinte do cimento que apresenta maior calor de hidratação. Controla a pega inicial e o tempo de endurecimento da pasta, mas é o responsável pela baixa resistência aos sulfatos;
- Ferroatluminato tetracálcico ( $C_4AF$ ) – é o componente responsável pela coloração cinzenta do cimento, devido à presença de ferro. Este libera baixo calor de hidratação e reage menos rapidamente que o  $C_3A$ . Controla a resistência a corrosão química do cimento (LIMA, 2013).

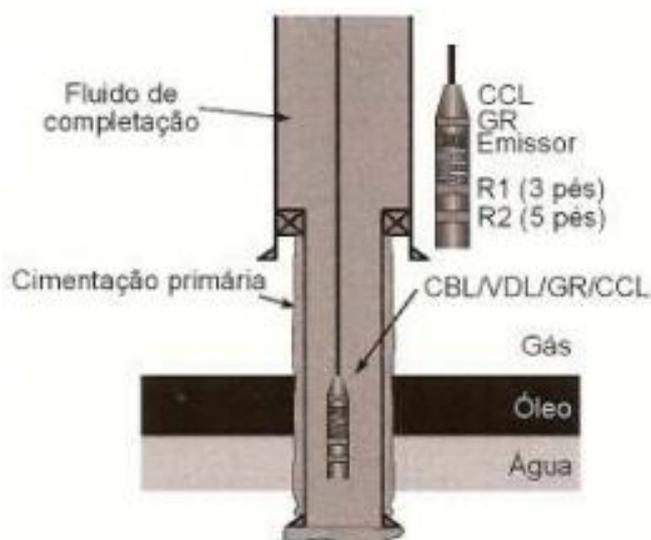
O *American Petroleum Institute* (API) classificou os cimentos em classes, designadas pelas letras de A a J, cada um com sua função, dependente das condições de uso como a profundidade e a temperatura dos poços. Na indústria do petróleo, comumente se utiliza o cimento da classe G ou H, por ser um cimento que atende praticamente todas as condições previstas para os cimentos das classes A até F. Como alternativa ao cimento Portland classe G para uso em poços de petróleo foi desenvolvido um cimento denominado Portland Especial, com a finalidade de abastecimento da região Nordeste do Brasil (BELÉM, 2010).

- Classe A – corresponde ao cimento Portland comum, usado em poços de 1 até 830m de profundidade. Hoje em dia o uso deste está restrito a cimentação de revestimento de superfície (em profundidades inferiores a 830 m);
- Classe B – para poços de até 1830 m, quando é requerida moderada resistência aos sulfatos;
- Classe C – também para poços de 1830 m, quando é requerida alta resistência inicial;
- Classe D – para uso em poços de até 3050 m, sob condições de temperatura moderadamente elevadas e altas pressões;
- Classe E – para profundidades entre 1830 m e 4270 m, sob condições de pressão e temperatura elevadas;
- Classe F – para profundidades entre 3050 m e 4880 m, sob condições extremamente altas de pressão e temperatura;
- Classe G e H – para utilização sem aditivos até profundidades de 2440 m. Como têm composição compatível com aceleradores ou retardadores de pega, estes

podem ser usados em todas as condições de cimentos classes A até E. As classes G e H são as mais utilizadas atualmente na indústria do petróleo, inclusive no Brasil;

- Classe J – para uso como produzido, em profundidades de 3660m até 4880m, sob condições de pressão e temperatura extremamente elevadas.

A avaliação da cimentação é realizada por meio de registros baseados em emissão de ondas sonoras (CBL – Cement Bord Log). Mas, cuidados adicionais devem ser tomados na interpretação da qualidade da cimentação nos topos de liner, onde a leitura elevada da amplitude do CBL, mostrado na Figura 8, pode ser decorrente juntamente da boa qualidade da cimentação e da presença do revestimento por trás do liner. Nestas situações, o CBL vem indicando boa qualidade de cimentação até que encontra a sapata do revestimento anterior, e coincidentemente, a amplitude se eleva a um novo patamar (THOMAS et al., 2001).



**Figura 8** – Ferramenta acústica para perfilagem CBL (THOMAS et al., 2001).

#### f) Brocas

Nóbrega (2009) comenta em seu estudo que as brocas são equipamentos que têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. O estudo das brocas, considerando seu desempenho e economicidade, é um dos fatores importantes na perfuração de poços de petróleo.

Broca é a ferramenta de corte localizada no extremo inferior da coluna de perfuração, a qual é utilizada para cortar ou triturar a formação durante o processo de perfuração rotativa. Para realizar a perfuração, as brocas utilizam como base os princípios fundamentais para vencer os esforços da rocha, e a forma de ataque pode ser por acunhamento, raspagem e moagem, torção, percussão ou esmagamento, e até mesmo erosão por ação de jatos de fluido. A forma do ataque dependerá do tipo e das características da rocha que se deseja cortar, principalmente em função de sua dureza e abrasividade. Este fator é muito importante na classificação das brocas. É o grau de dureza e abrasividade que determinará o tipo de broca e o princípio de ataque.

É imprescindível que o engenheiro de perfuração domine os fundamentos do projeto das brocas e seja capaz de entender seu comportamento para fazer uma seleção adequada. Para isso, deve-se analisar um grande número de variáveis que interagem entre si, tais como:

- A evolução do desgaste das brocas previamente empregadas;
- Os rendimentos obtidos nos poços vizinhos;
- Os registros geofísicos dos poços vizinhos e do mesmo poço;
- Os dados sísmicos;
- Análises de compressibilidade das rochas;
- As propriedades dos fluidos de perfuração;
- As tabelas de informação geológica;
- Os catálogos de brocas;
- As tabelas comparativas das brocas;
- As classificações das brocas;
- Objetivos de perfuração para cada fase.

Conforme os autores Plácido e Pinho (2009) uma sequência lógica para a seleção de uma broca contempla os seguintes passos:

**I.** Obter informações dos poços de prospecção: identificar o objetivo do poço, diâmetro do poço, dados do intervalo a perfurar, tipo de formação, geologia, litologia, condições e requerimentos especiais do poço, determinação de restrições e indicadores da

perfuração. Neste caso o perfil sônico é muito utilizado, pois a velocidade de propagação da onda sonora é inversamente proporcional a dureza das rochas.

**II.** Selecionar a estrutura de corte, corpo e perfil da broca: identificar o tipo, tamanho, densidade, distribuição e inclinação dos cortadores. Também o tipo de perfil e corpo da broca o qual ajudara a ótima estabilização e agressividade durante a perfuração.

**III.** Elaborar análise econômica: identificar o gasto ou economia esperada com o uso deste tipo de broca com base no custo por metro perfurado e rentabilidade econômica entre outros.

**IV.** Selecionar o desenho hidráulico: identificar a hidráulica ótima para perfurar, assim como o tipo fluido de controle usado, com base na limpeza do cascalho e no esfriamento da broca.

Segundo Paim (2013) vazões maiores terão como finalidade perfurar o poço mais rapidamente e conseqüentemente tornar o poço mais barato. Se o acréscimo de vazão não se traduzir em melhores taxas de penetração o custo aumentará devido aumento de manutenção e maior gasto de combustível.

A vazão em poços em terra no RNCE (Rio Grande do Norte/Ceará) é normalmente baixa para evitar arrombamentos do poço, já que em alguns campos as formações são facilmente erodíveis devido serem muito superficiais e portanto pouco compactadas.

A vazão mínima no anular em poços verticais:

$$Q = V \cdot \frac{(D_h^2 - D_p^2)}{24,51} \quad (16)$$

Onde V é a velocidade mínima é calculada como:

$$V = \frac{11.800}{D_h \cdot W} \quad (17)$$

Sendo:

V = velocidade mínima do fluído no anular, ft/min;

$D_h$  - Diâmetro do poço ou do revestimento, pol;

$D_p$  - Diâmetro externo da tubulação, pol;

W = Densidade do fluído, lb/gal.

A perda de carga na broca (nos jatos) é dada por:

$$\Delta P = \frac{Vazão^2 \cdot Peso\ lama}{10.856 \cdot TFA^2} \quad (18)$$

Onde:

$\Delta P$  - perda de carga na broca, psi;

$TFA$  – Área total de fluxo para cada jato da broca,  $pol^2$ .

A Figura 9 lista a realação de diâmetros com número de jatos da broca para diversos TFA's.

Diâmetro	Número de jatos									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	0,0376	0,0752	0,1127	0,1503	0,1879	0,2255	0,2631	0,3007	0,3382	0,3758
8	0,0491	0,0982	0,1473	0,1964	0,2454	0,2945	0,3436	0,3927	0,4418	0,4909
9	0,0621	0,1243	0,1864	0,2485	0,3106	0,3728	0,4349	0,4970	0,5591	0,6213
10	0,0767	0,1534	0,2301	0,3068	0,3835	0,4602	0,5369	0,6136	0,6903	0,7670
11	0,0928	0,1856	0,2784	0,3712	0,4640	0,5568	0,6496	0,7424	0,8353	0,9281
12	0,1104	0,2209	0,3313	0,4418	0,5522	0,6627	0,7731	0,8836	0,9940	1,1045
13	0,1296	0,2592	0,3889	0,5185	0,6481	0,7777	0,9074	1,0370	1,1666	1,2962
14	0,1503	0,3007	0,4510	0,6013	0,7517	0,9020	1,0523	1,2026	1,3530	1,5033
15	0,1726	0,3451	0,5177	0,6903	0,8629	1,0354	1,2080	1,3806	1,5532	1,7257
16	0,1964	0,3927	0,5891	0,7854	0,9818	1,1781	1,3745	1,5708	1,7672	1,9635
17	0,2217	0,4433	0,6650	0,8866	1,1083	1,3300	1,5516	1,7733	1,9949	2,2166
18	0,2485	0,4970	0,7455	0,9940	1,2425	1,4910	1,7395	1,9880	2,2365	2,4851
19	0,2769	0,5538	0,8307	1,1075	1,3844	1,6613	1,9382	2,2151	2,4920	2,7688
20	0,3068	0,6136	0,9204	1,2272	1,5340	1,8408	2,1476	2,4544	2,7612	3,0680
21	0,3382	0,6765	1,0147	1,3530	1,6912	2,0295	2,3677	2,7059	3,0442	3,3824
22	0,3712	0,7424	1,1137	1,4849	1,8561	2,2273	2,5986	2,9698	3,3410	3,7122

Figura 9 - TFA para os diâmetros mais comuns de jatos (PAIM, 2013)

### g) Tolerância ao kick

Devido a presença de uma zona de gás existe a possibilidade desse fluido invadir o poço durante a perfuração, devido a isso um controle do poço foi feito afim de se evitar que ocorra *kick*. Tolerância ao kick foi obtida como o máximo volume de fluido invasor que um poço pode receber, sendo possível controlar a situação, ou seja, ser circulado para fora sem fraturar a formação.

## 2.1.4 Projeto de Completação de Poços

A Completação consiste em um conjunto de serviços que visam transformar um poço em uma unidade produtiva completamente equipada e com os requisitos de segurança atendidos, pronta para produzir óleo, gás ou mesmo injetar fluidos nos reservatórios gerando receitas.

A completção de um poço surgente e revestido é realizada na sequência a seguir, considerando a inexistência de problemas operacionais.

### 1- Instalação de Equipamentos de superfície (cabeça de produção, BOP, etc.)

O BOP – Blowout Preventer – é um equipamento de segurança do poço que tem a função de vedar o anular do mesmo em casos de risco a segurança operacional, como, por exemplo, a ocorrência de influxos no poço. O BOP (esquematizado na Figura 10) é um equipamento instalado após o assentamento do revestimento de superfície em conjunto com o riser de perfuração, provendo conexão do poço com a sonda de perfuração, e, portanto, permitindo o retorno do fluido de perfuração até a unidade, fato que não era possível até esse momento. Ele é composto por um conjunto de válvulas que podem ser fechadas, vedando o espaço anular do poço ou fechando o poço como um todo a partir do acionamento da gaveta cega.

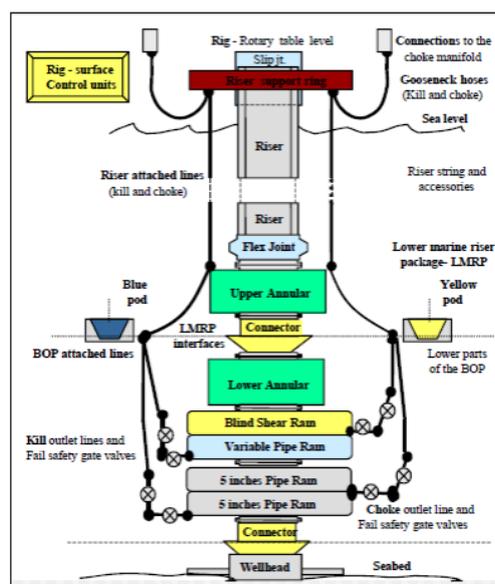


Figura 10 – Desenho esquemático de um BOP submarino (THOMAS et al. 2001).

Segundo Rocha et al. (2006) existem atualmente no mercado preventores capazes de resistir a pressões da ordem de 5000, 10000, 15000 e até 20000 . Portanto, deve-se verificar a pressão de trabalho do BOP para uma posterior escolha de sonda.

O dimensionamento de BOP leva em conta diversos fatores inerentes a perfuração, como pressão de poros, lâmina d'água, pressão de fratura, entre outras, podendo ser escolhido um desses como critério para a escolha do BOP.

Escolha do BOP baseada unicamente na pressão de poros, mais simplificada, baseia-se na hipótese de ocorrência de um kick no poço, de maneira que todo o fluido foi expulso (*full evacuation*) deixando o mesmo totalmente preenchido por gás. Nessas condições o BOP deve ser dimensionado para suportar a pressão máxima de poros no trecho perfurado, descontada a coluna hidrostática de gás no poço.

$$P_{BOP} = P_{P_{m\acute{a}x}} - P_{H_{g\acute{a}s}} \quad (19)$$

Podendo ser expressão também por:

$$P_{BOP} = 0,1704 \cdot (D_h - D_{BOP}) \cdot \rho_{g\acute{a}s} \quad (20)$$

Onde:

$P_{H_{g\acute{a}s}}$  – pressão exercida pela coluna hidrostática de gás, psi;

$P_{P_{m\acute{a}x}}$  – pressão de poros máxima, psi;

$D_h$  – profundidade da pressão de poros máxima, m;

$D_{BOP}$  – profundidade do BOP, nesse caso igual à lâmina d'água, m;

$\rho_{g\acute{a}s}$  – densidade do gás, lb/gal.

## 2- Condicionamento do revestimento de produção;

Para o condicionamento é descido broca e raspador, através de uma tubulação metálica, conhecida como coluna de trabalho, de modo a deixar o interior do revestimento de produção (e liner, quando presente) gabaritado e em condição de receber os equipamentos necessários.

- 3- Substituição do fluido do poço (lama) por fluido de completção, isento de sólidos;

O fluido de completção, geralmente é uma solução salina, isenta de sólidos, compatível com a formação e com os fluidos nela contidos, de forma a não causar nenhum tipo de dano na formação, que restrinja a vazão do poço. Além disso, o fluido deve possuir peso específico capaz de fornecer pressão hidrostática no interior do poço um pouco superior à pressão estática da formação.

A substituição do fluido é feita, com o auxílio de bombas de deslocamento positivo, circulando o fluido diretamente pelo interior da coluna de trabalho, com retorno na superfície pelo anular.

- 4- Avaliação da qualidade da cimentação com perfis CBL/VDL/CEL/CCL/GR;

Segundo Garcia (1997) os a boa aderência cimento-revestimento é detectada pela presença de valores baixos no perfil CBL (*Cement Bond Log*), enquanto a boa aderência cimento-formação é detectada pela ausência de sinal de revestimento e presença de sinal de formação no perfil VDL (*Variable Density Log*).

Os perfis de raio gama (RG) tem a função de colocar o perfil CBL/VDL em profundidade com os perfis de poço aberto, cujas profundidades são consideradas como referência durante toda a vida do poço. Estes perfis permitem colocar em profundidade, pois os mesmos não sofrem alteração de forma quando corridos a poço aberto ou a poço revestido.

O perfil CEL (*Cement Evaluation Log*) usa energia ultrassônica para avaliar a qualidade da cimentação em oito direções, a 45° entre si, com muito boa resolução vertical. Ao contrario do perfil CBL, que obtém um valor médio de 360° de poço à sua volta, o perfil CEL proporciona boa resolução circular. A resolução vertical do CEL é de poucas polegadas, ao passo que a do CBL é de três pés e a do VDL de cinco pés.

O perfil CEL não é tão eficiente quanto o CBL/VDL, para investigar a aderência cimento-formação. O uso combinado de ambos os perfis, porém, permite a completa avaliação da qualidade da cimentação.

#### 5- Canhoneio da Zona de interesse;

Para comunicar o interior do poço com a formação produtora, perfura-se o revestimento utilizando-se cargas explosivas, especialmente moldadas para esta finalidade, canhoneio. A explosão dessas cargas gera jatos de alta energia que atravessam o revestimento, o cimento e ainda podem penetrar até cerca de um metro na formação, criando os canais de fluxo da formação para o poço (ou vice-versa).

#### 6. Avaliação da zona produtora (TFR/TP)

O teste a poço revestido (TFR) consiste em pressurizar o revestimento internamente com pressão compatível com a sua resistência. O teste é considerado positivo após 15 min de pressão estabilizada.

O teste de produção (TP) consiste em determinar a taxa de produção do poço através da medição de pressão em períodos de fluxo e de estática.

#### 7. Descida da cauda de produção com coluna de trabalho

É efetuada, geralmente, com coluna de trabalho (*drill pipes*) e assentamento do *packer*. Seu objetivo é permitir o isolamento da formação, possibilitando a retirada apenas da parte superior da coluna no futuro, se necessário. Sua extremidade fica em torno de 30 metros acima do topo da Formação produtora.

A cauda é composta de uma “boca de sino”, um *niple* (possui perfil para o assentamento de uma *check valve*).

#### 8. Descida da coluna de produção até o suspensor de coluna

Após a descida da cauda de produção a parte superior da coluna é então retirad, deixando a cauda de produção isolando o intervalo conhoneado. Em seguida desce a parte superior da coluna definitiva de produção, composta de tubos, mandris de *gás lift* e da camisa do TSR (junta telescópica).

## 9. Instalação da Arvore de Natal Convencional, ou Molhada

Irá Permitir o controle racional do fluxo de fluidos, bem como, permite o acesso a coluna de produção.

## 10. Indução de surgência. Injeção de Gás Lift pelo anular, Injeção de N<sub>2</sub> por dentro da coluna de produção (FLEXITUBO), BCS (Bombeio Centrífugo Submerso).

Durante a completação deve-se buscar a otimização da vazão de produção (ou de injeção) e torna-la mais permanente possível, ou seja, aquela que minimize a necessidade de interdesbvenções futuras para a manutenção do poço (as chamadas operações de *workover*)

Algumas considerações de perfuração podem influenciar o tipo de completação a ser instalada. Dentre os fatores a serem considerados estão:

- Extensão dos prejuízos deixados pela perfuração e necessidade de utilização de técnicas de estimulação, seleção de fluidos especiais de perfuração, etc.
- O programa de avaliação, particularmente a necessidade de testes de perfuração;
- O tamanho e o peso do revestimento de produção;
- A força de explosão e desmoronamento do revestimento de produção. O revestimento deve se capaz de suportar o máximo de pressão dentro do tubo no caso de uma quebra na superfície;
- Gasto ou corrosão do revestimento de produção devem ser avaliados em completações com *liner*, especialmente para poços fundos.
- Em ambientes ácidos ou quando as condições podem se tornar ácidas, os materiais de revestimento de produção devem se adequar a certas especificações já definidas.

Em suma, devemos enfatizar que a avaliação das condições sob as quais um poço deve operar dita quais opções podem ser consideradas dentre uma variedade de possibilidades de modelos de completação. A parte econômica dita qual desses modelos é mais adequado para uma situação particular.

Selecionar o melhor modelo de completação para uma dada situação requer que os engenheiros considerem a performance atual e futura do poço, as restrições impostas pelo programa de perfuração, as regulamentações ou políticas que possam ser aplicadas e a operacionalidade da nova tecnologia.

### **2.1.5 Fraturamento Hidráulico**

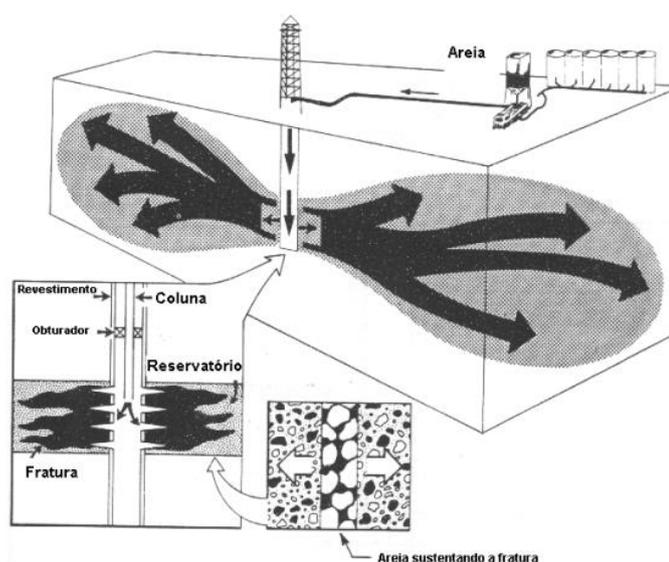
A técnica de fraturamento hidráulico tem sido empregada na estimulação de reservatórios, tanto para maximizar a produção de óleo e/ou gás, quanto para estender a vida útil do mesmo (ECONOMIDES, 2000). Nesse processo, normalmente, um bombeio a alta vazão e a alta pressão de um fluido com alta viscosidade, chamado de colchão, que tem a função de abrir a fratura na rocha produtora de hidrocarboneto com uma espessura necessária para que o agente de sustentação de determinada granulometria possa penetrar na fratura. Este agente de sustentação, também chamado de propante é transportado para fratura por um fluido com alta viscosidade, chamado carreador. Por sua vez este fluido carreador é deslocado até perto dos furos de canhoneio por um fluido de baixa viscosidade, chamado fluido de deslocamento. Ao término do bombeio, os fluidos serão filtrados através das faces da fratura para dentro da formação e entre as duas faces da fratura ficará o agente de sustentação formando assim um túnel de alta condutividade hidráulica (SANTOS, 2010).

Trata-se de um dos principais métodos de estimulação de poços utilizado na indústria do petróleo, e embora possa ser bastante lucrativa, se mal especificada, projetada ou conduzida, pode acarretar inclusive na perda do poço produtor. A Figura 11 ilustra um procedimento de fraturamento hidráulico, mostrando como o bombeio de um fluido na superfície (com utilização de bombas especiais) e a sua propagação no interior da zona produtora, provoca o rompimento estrutural da formação ao longo do plano que possua a menor resistência mecânica.

O processo usual de seleção de poços para a operação de fraturamento hidráulico segue os procedimentos convencionais de análise de engenharia de reservatório, e engenharia econômica, onde dados sísmicos, de perfuração e de testes de pressão são detalhadamente analisados por uma equipe especializada.

- Diversas são as razões para se realizar um fraturamento hidráulico, dentre elas:
- Modificar o modelo de fluxo no reservatóri;

- Ultrapassar regiões danificadas próximas ao poço;
- Conectar regiões de melhor permo-porosidade;
- Otimizar produção de reservatórios lenticulados;
- Conectar fraturas naturais;
- Aumentar a área de exposição (P & I)



**Figura 11** - Procedimento esquemático de uma operação de fraturamento hidráulico. Injeção do fluido a alta pressão na formação e a abertura de um plano de fratura.

O aumento de produção auferido pela operação de fraturamento será função do comprimento, da altura porosa, da espessura da fratura e do contraste positivo entre a permeabilidade do agente de sustentação e a permeabilidade da formação. Quando maior for estes fatores maior será o aumento da produção, porém em termos econômicos existirá um ponto ótimo, ou seja, valores nos quais se terá o maior retorno financeiro possível em relação ao capital aplicado.

Para se avaliar o potencial do aumento de produtividade de um poço fraturado, é preciso conhecer um número chamado de condutividade adimensional que é a relação entre a habilidade da fratura em transportar fluido pela habilidade da formação alimentar a fratura com fluido, dado por:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (21)$$

Onde:

$C_{fD}$  = condutividade adimensional da fratura;

$k_f$  = permeabilidade da fratura (condutividade do propante), md;

$w$  = espessura da fratura, in;

$k$  = permeabilidade da formação, in;

$x_f$  = comprimento da asa da fratura (metade do comprimento da fratura), md.

De forma que,  $k_f w$  representa a condutividade da fratura ( $C_f$ ):

$$C_f = k_f w \quad (22)$$

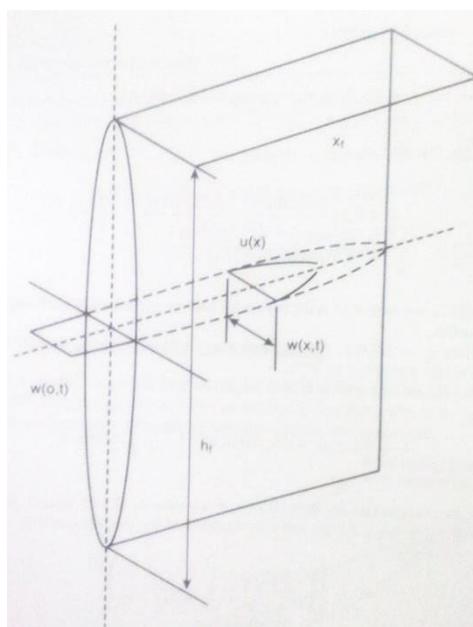
Como pode ser verificado, este potencial depende do valor da permeabilidade da formação e da geometria da fratura, de maneira que pode-se escolher uma melhor geometria da fratura como consequência do valor da permeabilidade. Caso altas permeabilidades da formação, deve-se preferir fraturas de pequeno comprimento e alta condutividade (permeabilidade do propante e espessura da fraturas altas); se baixas permeabilidades da formação, deve-se preferir fraturas de grande comprimento e não necessariamente de alta condutividade (não necessita de permeabilidade do propante e espessura da fraturas altas); mas se a formação além de baixa permeabilidade também for naturalmente fraturada, deve-se preferir fraturas longas (permite a interceptação das fraturas e compensa a baixa permeabilidade).

### 2.1.5.1 Modelos de fraturas

Vários modelos foram criados para prever a geometria de fraturas. Os mais comuns são os bidimensionais: KGD (Khristianovich Geertsma de Klerk, 1969) e PKN (Perkins & Kern Nordgren, 1961) tratados por Economides et al., (2000). Estes modelos fazem diferentes suposições de como converter um problema tridimensional em um bidimensional que pode ser resolvido analiticamente. Como eles requerem suposições da altura fratura ou da geometria radial da fratura, se tornam menos aplicáveis em diferentes litologias, enquanto que modelos tridimensionais removem essas restrições.

a) Modelo 2D: PKN (*Perkins & Kern Nordgreen*)

O modelo PKN (Figura 12) estabelece que a condição de estado plano de deformação ocorre no plano vertical, normal a direção de propagação da fratura, a qual é considerada a dimensão infinita. Desta forma, a hipótese assumida implica que o comprimento da fratura é muito maior que a altura da fratura, e que a espessura é ainda menor que estas duas dimensões. Cabe ressaltar que o modelo permite que os estados de tensão e de deformação não sejam exatamente iguais em todos os planos verticais, divergindo um pouco da condição de estado plano de deformação.



**Figura 12** – Modelo PKN (ECONIMIDES et al., 2000)

Outra hipótese assumida pelo modelo é que a net pressure é constante ao longo do plano vertical, sendo função apenas da coordenada lateral  $x$ . Esta hipótese define o formato elíptico (Figura 13) da fratura no plano vertical e permite a aplicação da Equação (23):

$$w(x) = \frac{4P_0(1-\nu^2)}{E} \sqrt{c^2 - x^2} \quad (23)$$

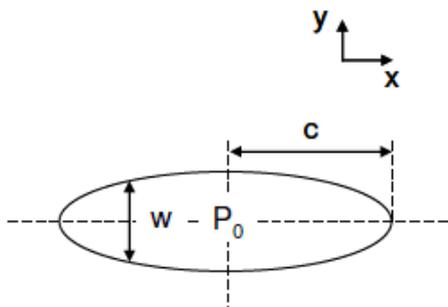
Onde:

$w(x)$  - espessura a qualquer comprimento  $x$ ;

$P_0$  - pressão constante no interior da fenda;

$\nu$  - coeficiente de Poisson, adimensional;

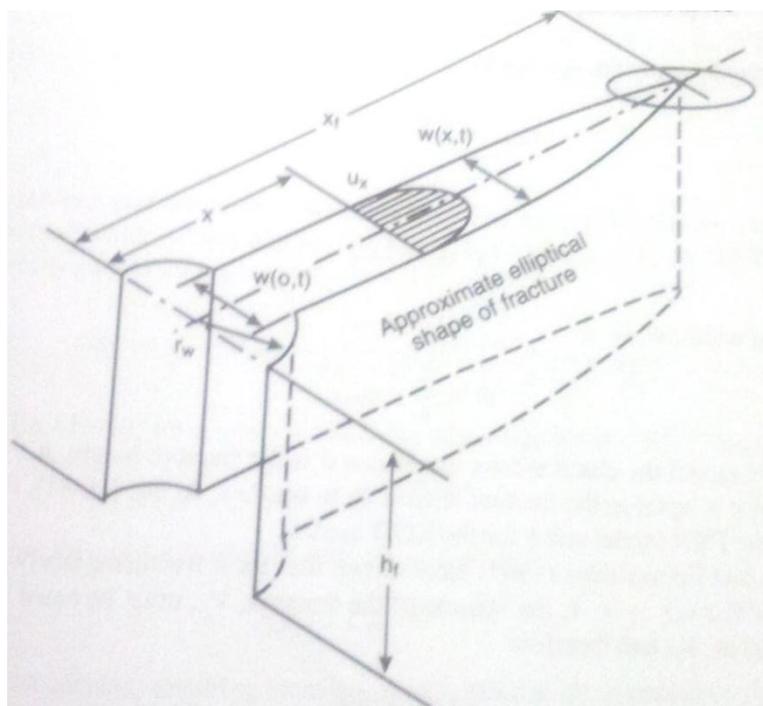
- $c$  - distância do centro da fenda até a ponta;
- $x$  - distância do centro da fenda até a espessura calculada;
- $E$  - módulo de elasticidade.



**Figura 13** - Esquema da deformação ocorrida em uma fenda linear pressurizada (AZEVEDO, 2011).

b) Modelo 2D: KGD (GEERSTMA E DE KLERK, 1969):

É um modelo de fratura desenvolvido por Khristianovich e Zheltov (1955) que mais tarde foi simplificado por Geertsma e de Klerk (1969), no qual a fratura é criada com a mesma espessura ao longo de todo o plano vertical, ou seja, ao longo de toda a altura da fratura, de forma que a seção vertical resultante é um retângulo, conforme mostrado na Figura 14. A hipótese é razoável para fraturas com altura ( $h_f$ ) muito maior que seu comprimento ( $x_f$ ) ou na condição de que as faces da fratura deslizam no topo e na base do reservatório e, desta forma, a abertura passa a ser função apenas da coordenada lateral  $x$ . O estado de deformação plana neste caso é aplicado no plano horizontal da fratura, isto é, no plano normal a direção da altura da fratura, a qual é considerada a dimensão infinita, implicando uma altura de fratura muito maior que seu comprimento, e uma abertura ainda menor que estas duas dimensões.



**Figura 14** – Modelo KGD (GEERSTMA E DE KLERK, 1969 apud ECONOMIDES et al., 2000)

A largura média de uma fratura pelo modelo KGD, em unidades coerentes e um fluido Newtoniano, será:

$$\bar{w} = 2,27 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left( \frac{\pi}{4} \right) \quad (24)$$

No sistema oilfield, sendo  $\bar{w}$  dado em polegada:

$$\bar{w} = 0,29 \left[ \frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left( \frac{\pi}{4} \right) \quad (25)$$

Onde:

$\mu$  - viscosidade do fluido newtoniano;

$h_f$  - altura da fratura;

$q_i$  - vazão no fraturamento;

Para G sendo:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (26)$$

- c) Modelo 3D: Fratura com espessura e a altura variando em função da pressão líquida no modelo pseudo-tridimensional.

Conforme Santos (2010), a contenção de altura de fratura é realizada por dois mecanismos: o contraste de propriedades mecânicas e o contraste de tensões entre as zonas adjacentes.

- d) Modelo Radial

Fraturas radiais são aquelas que se desenvolvem sem encontrar barreiras.

Elas podem se desenvolver no fraturamento de reservatórios homogêneos espessos ou ainda nos fraturamentos ocorridos a partir de um pequeno intervalo canhoneado.

Um modelo razoável de abertura para a fratura radial pode ser desenvolvido por analogia aos modelos PKN e KGD a partir da relação entre suas aberturas médias, considerando o raio da fratura,  $R$ , igual ao comprimento da fratura,  $x_f$ , sendo este igual à metade da altura,  $h_f/2$ . Este modelo é apresentado pela equação 27:

$$\bar{w} = 2,24 \left[ \frac{\mu q R}{E} \right]^{1/4} \quad (27)$$

### 2.1.5.2 Sequência Operacional

Segundo Mota e Filho (2003) o processo de fraturamento hidráulico é constituído da seguinte sequência operacional:

- Efetuar limpeza da coluna de trabalho;
- Assentar o *packer* e efetuar o teste de injetividade;
- Desassentar o *packer*;
- Descolocar o pré-colchão;
- Descolocar o colchão;
- Descolocar o carreador;
- Posicionar o pré-colchão na extremidade da coluna;
- Assentar o *packer*;

- Injetar os fluidos em alta vazão e pressão;
- Acompanhar a carta de pressão;
- Despressurizar e induzir surgência para limpeza do poço.

Existem três principais bombeio efetuados durante o tratamento da formação: o teste de tensão de micro fratura (“microfrac”), o minifrac e o bombeio do fraturemaneto (*Frac Pack*).

- Com o bombeio de fluido para a formação, os testes permitem identificar:
- Pressão e vazão de propagação da fratura, através do teste conhecido como *Step Rate Test*;
- Tortuosidades próximas ao poço e a perda de carga nos canhoneados, através do *Step Down Test*;
- A possível geometria da fratura com confinamento ou não em altura, a partir da interpretação da pressão durante o bombeio do minifrac.

O minifrac é o principal teste de calibração. Ele utiliza o mesmo fluido e a mesma vazão do tratamento principal, porém não é bombeado o agente de sustentação, possibilitando o conhecimento de informações importantes para o desenho do tratamento. Além dos parâmetros inferidos durante o bombeio, o declínio de pressão do minifrac permite estimar:

- Pressão de fechamento da fratura;
- Coeficiente de filtração;
- Eficiência do fluido.

Esse conhecimento é adicionado ao modelo, aprimorando o projeto e aumentando as chances de sucesso da operação.

### **2.1.5.3 Fluido no Fraturamento Hidráulico**

Os fluidos de fraturamento têm duas funções principais: abrir e propagar a fratura, bem como transportar o agente de sustentação. Para a seleção do fluido ideal, também devem ser levadas em considerações as seguintes características/funcionalidades:

- Minimizar o dano no agente de sustentação e nas faces da fratura;
- Formar reboco para reduzir as perdas de fluido através das faces da fratura;

- Alta viscosidade na formação, durante a propagação da fratura, a fim de evitar a decantação do agente de sustentação;
- Baixa viscosidade na coluna, para reduzir perdas de carga por fricção e, posteriormente ao tratamento, facilitar o *clean-up* (limpeza do poço);
- Ser econômico.

Podemo-se destacar as seguintes características dos fluidos que compõem as várias fases de um fraturamento hidráulico:

- Pré-colchão: Nesta fase, o fluido abre e esfria a fratura, além de promover uma perda inicial criando condições para reduzir a perda de fluido do colchão e carreador. Deve possuir média viscosidade;
- Colchão: Estende a fratura criada e promove uma abertura mínima de modo que a fratura possa receber o agente de sustentação. Também auxilia na redução da perda de fluido do carreador, promovendo a formação do reboco. Possui alta viscosidade;
- Fluido carreador: Nesta fase, transporta e distribui o agente de sustentação no interior da fratura e o mantém suspenso até o fechamento da mesma. Possui alta viscosidade.

Normalmente, são adicionados aos fluidos de fraturamento com polímero, vários aditivos, cuja finalidade está relacionada ao ajuste de pH, ao controle do crescimento microbiológico, à minimização de dano à formação, ao controle de filtrado, à estabilidade térmica e à facilidade de limpeza da formação pós-fraturamento hidráulico. (SANTANNA, 2003).

Fluidos de fraturamento são utilizados com o objetivo de transmitir o diferencial de pressão necessário para ocasionar a quebra da formação e, após isso, possibilitar a manutenção da abertura de canais criados, através da alocação do agente propante no interior da rocha reservatório.

Propantes são materiais que impedem o fechamento das fraturas quando a injeção do fluido de fraturamento é interrompida, após o término do tratamento.

Estes sólidos devem apresentar resistência mecânica suficiente para resistirem as pressões internas impostas pelas rochas ao mesmo tempo em que devem possuir moderada densidade, de forma a não comprometer o seu processo de injeção na fratura (BARRETO, 2010).

---

## **Capítulo 3**

# **Metodologia e desenvolvimento dos projetos**

---

---

## 3. Metodologia e desenvolvimento dos projetos

---

Este capítulo apresenta e descreve como os projetos (de um poço fictício) foram desenvolvidos através de cálculos e estimativas e por fim, apresenta o projeto conforme o modelo utilizado na indústria de petróleo.

### 3.1 Projeto de Poço

O projeto de poço apresentado durante este trabalho trata de um projeto de um poço vertical *onshore*, em um campo conhecido do nordeste brasileiro, de maneira que ele se baseia em dados de um poço real perfurado por uma empresa petrolífera. As informações de um poço de petróleo são sigilosas e têm alto valor empresarial, por esse motivo, os dados referentes a este poço que poderiam de alguma maneira identifica-lo ou correlaciona-lo com algum poço ou campo foram omitidos e outros dados modificados apenas mantendo como base o poço original para que se possa preservar o embasamento necessário ao estudo.

Com base no exposto acima, o período pré-elaboração, quando se supôs que foi feita a solicitação para a realização do projeto, se deu pela coleta de dados disponíveis, compreendendo tanto dados de poços de correlação como dados da sonda que irá perfurar (sonda já se encontra no campo) e do que a equipe de Reservatórios da empresa pretendia como este projeto e a de.

A elaboração inicia-se que a sua identificação (tanto do projeto como o do poço) e localização (coordenadas geográficas, UTM), estes dados ficam em destaque na capa de cada projeto assim como em outras partes deles.

A metodologia de nomeação do projeto é específica da empresa e a nomeação do poço segue a Resolução ANP N° 49 (Anexo 1).

A sonda foi anteriormente pré-determinada para este poço, sendo capaz de suportar as cargas durante a perfuração e contendo os equipamentos necessários para esta.

De posse dos dados, das expectativas e tendo o poço sido identificado iniciou-se o estudo das etapas do projeto para sua posterior elaboração elaboração do projeto.

### **3.1.1 Etapas do projeto de Perfuração**

Neste seguimento do projeto uma série de etapas são realizadas, todas elas em detrimento dos dados pré-fornecidos e embasados na determinação da profundidade das sapatas/número de revestimentos, ou seja, define-se inicialmente a quantidade de fases que o poço terá (e suas profundidades) pela análise das curvas de pressões do poço.

As etapas foram divididas em , programa de fluidos, esquema de perfuração (com o programa de brocas, de sapatas e tempos esperados), programa de revestimento e cimentação prospecto de poço exploratório, custo de perfuração e tolerância ao *kick*.

#### **3.1.1.1 Programa de fluidos**

Para o programa de fluidos foi considerado o uso do fluido já utilizado no campo o qual é compatível com as formações que pretende-se encontrar durante a perfuração e seu peso dado dentro da janela operacional do poço, tendo como limitantes as curvas de geopressões de poros (limite inferior) e de fratura (limite superior).

A análise reológica dos fluidos foi feita antes e após o envelhecimento. Para tal, é utilizado-se o viscosímetro FANN e os parâmetros reológicos foram calculados através de fórmulas simples que envolvem as medições dos ângulos de torção, estabelecidas pela norma N-2605 da Petrobras.

#### **3.1.1.2 Esquema de perfuração**

Este contempla a sequência de formações esperadas durante a perfuração, as informações das zonas (nomes e profundidades) e do objetivo pré-estabelecido, informações sobre intervenções de testemunhagem e teste de formação, além dos tempos esperados e do programas de brocas.

O sequencial de formações assim como as zonas e o objetivo foram dados repassados durante a solicitação do projeto. De posse destes e do histórico de perfuração dos poços de correlação o programa de borcas foi desenvolvido e os tempos para cada fase foram estimados.

A definição das brocas a serem usadas foram determinadas principalmente pelo histórico de brocas dos poços de correlação devido a dureza das formações e sua

disponibilidade, mas foi feita a verificação devido a utilização destas brocas qual será a vazão de bombeio durante a perfuração, pela as equações 16, 17 e 18.

As estimativas de tempo de poço, compreendem desde a desmontagem no poço anterior até a conclusão da fixação do revestimento de produção (ultimo revestimento), é medido em fração de dias ao tempo de DTM (Desmontagem, Transporte e Montagem), somado aos tempos de manobra (relacionados tempo gasto devido ao comprimento das coluna para cada manobra esperada) juntamente com a taxa de penetração média (velocidade com que a broca avançou na perfuração) através da razão entre o intervalo perfurado e o tempo necessário para se perfurar esse intervalo. A partir das médias da taxa de penetração da sonda durante a execução de cada poço, obtêm-se a taxa de penetração média, também conhecida como *Rate of Penetration* (ROP). Sua unidade de medida é o metro por hora e relacionado com os intervalos perfurados pode-se prever os tempos de perfuração para cada um.

O programa de assentamento de sapata foi mantido o mesmo do pré-definido no inicio da elaboração do projeto.

### **3.1.1.3 Programa de revestimento e cimentação**

O programa de revestimento foi definido levando em consideração primeiramente o diâmetro do revestimento de produção pré-definido pela na solicitação. Este foi escolhido devido ao método de produção a que se pretende equipar o poço ao fim da completação. Considerando também o número de fases, as resistências do tubo, as brocas utilizadas e os dados dos poços de correlação o restante do programa foi apresentado.

Ele contempla o intervalo no qual o revestimento irá revestir e sua especificação – diâmetro externo, peso, grau e o tipo de rosca.

O programa de cimentação do poço foi definido com o objetivo de fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as diversas zonas permeáveis atravessadas pelo poço. Ele levou em consideração as condições do poço (pressão, temperatura e tido de formação).

A massa do cimento escolhida foi maior que a pressão correspondente à pressão de poros para impedir a invasão de fluido da formação para o poço e inferior que a pressão de fratura, equivalente, para evitar a formação e invasão da paras para o interior da formação. Além disso, as propriedades do cimento foram escolhidas de forma que promova uma boa vedação entre o revestimento e a formação. Seu dimensionamento foi realizado

#### **3.1.1.4 Licenciamento Ambiental**

Para a realização de atividades de perfuração licenças específicas são necessárias e são apresentadas no relatório, sendo a entidade executora no Rio Grande do Norte é o Instituto de Desenvolvimento Econômico e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA).

#### **3.1.2 Elaboração do Projeto de Perfuração**

Após a realização destas etapas o projeto final foi elaborado (transcrição dos dados de perfuração obtidos através de vários estudos e análises feitas que permitirão construir um poço de forma segura e com estimativas de tempo e custo aceitáveis.), o qual é um documento que o fiscal de sonda receberá para seguir os procedimentos durante a perfuração.

Este programa contempla essencialmente as informações de

- a) Identificação do poço
- b) Localização
- c) Sonda
- d) Profundidades relativas à:

mesa rotativa, fases do poço, profundidade final, sapatas, acessórios, centralizadores, intervalos de cimentação, os objetivos, as zonas perfuradas.

- e) Revestimentos;
- f) Cimentação;
- g) Fluido de perfuração;
- h) Brocas;
- i) Litologias;
- j) Objetivos;
- k) Roteiros de execução de etapas de perfuração;
- l) Observações e recomendações necessárias.

### **3.1.3 Etapas do projeto de Completação**

O estudo para projeto de completção é feito ao término da perfuração e quando já se tem as definições básica. Essas definições são as informações passas pelo solicitante e que foram corrigidas após o periodo de perfuração, como dados de litologias, zonas, os fluidos da formação, entre outros.

O projeto de completção tratado neste trabalho tem como precedente objetivos pré-determinado na solicitação como a localização da região a ser produzida e elaboração também de um programa de fraturamento hidráulico dentro deste.

Nele o sequencial operacional foi descrito seguindo algumas das etapas de completção descritas no referencial teórico, como: instalação de equipamentos de superfície (cabeça de produção e BOP), o condicionamento do revestimento de produção; substituição do fluido do poço por fluido de completção, avaliação da qualidade da cimentação com perfis CBL/VDL/CEL/CCL/GR; canhoneio da Zona de interesse; realização do fraturamento hidráulico, limpeza e avaliação da zona produtora (TFR/TP) e indução de surgência através de um bombeio mecânico.

#### **a) Instalação de Equipamentos de Superfície (cabeça de produção e BOP)**

Estesquipamentos não foram dimensionados para o poço, devido a sua correlação com outros poços, ou seja, verificou-se que a cabeça de produção e o BOP utilizados neste campo satisfazem os critérios para os demais poços perfurados.

Ainda foi verificado que a sonda típica utilizada no campo satisfas as necessidades e operações do poço, relacionando os equipamentos e sua capacidade de carga com o peso que do tubos na operação de completção.

#### **b) Condicionamento do revestimento de produção**

No condicionamento do revestimento de produção previsto no projeto não verificou a necessidade de se especifica o raspador e broca. Esses equipamentos utilizados estão presentes na sonda e o operados fará uso devido a sua disponibilidade.

Nesta etapa foi descrito um teste do revestimento com uma pressão não muito alta compatível com sus resistênci e durante o tempo padrão considerado positivo para a estabilização.

c) Substituição do Fluido do poço por Fluido de Completação

A metodologia para a escolha do fluido foi também baseada nos dados do poço escolhendo-se um fluido compatível com as formações e com peso suficiente para fornecer a pressão hidrostática. Sendo este fluido disponível na estação de fluidos.

d) Avaliação da Qualidade da Cimentação com perfis CBL/VDL/CEL/CCL/GR

A avaliação da cimentação foi descrita para ser realizada nos trechos de folhelho, nas sapatas e topos do cimento e comparar com perfil de GR e verificar a necessidade de correções no cimento. A pressão utilizada foi maior que no teste do revestimento visando eliminar o reconhecimento de falhas por microanular e verificar apenas os trechos de más cimentações.

e) Canhoneio da Zona de Interesse

A escolha do canhoneio foi fundamentada no padrão usado no campo, descrevendo o tipo de canhoneio, número de jatos, cargas e trecho canhoneado.

f) Realização do Fraturamento Hidráulico

Esta etapa é apenas citada no projeto juntamente com algumas recomendações e terá seu detalhamento no projeto de fraturamento hidráulico.

h) Limpeza e Avaliação da Zona Produtora (TFR/TP)

Esta etapa é apresentada no projeto, mas não há necessidade de ser descrita de modo a ser um procedimento normal na sonda.

i) Equipar o Poço para Produção por Bombeio Mecânico

Para a equipagem do poço se fez necessário o contato com a unidade operacional responsável pelo campo.

### **3.1.4 Elaboração do Projeto de Completação**

Após a realização destas etapas o projeto final foi elaborado (transcrição dos dados de completção obtidos através de vários estudos e análises feitas que permitirão equipar o poço para a produção) o qual é um documento que o fiscal de sonda receberá para seguir os procedimentos durante a completção.

Inicialmente o projeto de completção apresenta dados de localização e identificação do poço e do projeto

O primeiro ponto abordado são os objetivos da intervenção, seguido pelos dados da perfuração (revestimentos, cimentação, pressões esperadas, presença de fluidos agressivos e gerenciamento de mudanças).

Posteriormente segue-se o sequencial operacional que deverá ser seguido durante a etapa de completção até colocar o poço para produzir.

### **3.1.5 Etapas do do Projeto de Fraturamento Hidráulico**

Este projeto inicia-se com a aquisição de dados: da formação, litologia, gradientes de pressão, de perfilagem GR, porosidades, permeabilidades, viscosidade do fluido do reservatório e raio de drenagem do reservatório. Um conjunto de dados mais completo é muitas vezes solicitado, como pode ser verificado a Figura 15.

DADOS PARA SIMULAÇÃO DE FRATURAMENTO NO MEYER			
Poço :			
Pressão Estática do Reservatório		Kgf/cm <sup>2</sup> a	metros
Compressibilidade Total do Reservatório		cm <sup>2</sup> /Kgf	
Permeabilidade Média do Reservatório		mD	
Porosidade do Reservatório		%	
Fator Volume Formação		RB/STB	
Viscosidade do Fluido no Reservatório		cP	
Temperatura do Reservatório		°F	
BSW		%	
RGO		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	
Net Pay		m	
Skin			
Raio de Drenagem do poço		m	
Área do Reservatório		Km <sup>2</sup>	
Contato Óleo/Água		m	
Contato Óleo/Gás		m	
Contato Gás/Água		m	
Produção Atual de Óleo ou Gás		m <sup>3</sup> /dia	
API do Óleo		API	
Produção Esperada de Óleo ou Gás		m <sup>3</sup> /dia	
Intervalos Canhoneados		m	zona
Intervalos Canhoneados		m	zona
Se for poço de gás			
Pressão de Bolha (Bubble Point Pressure)		psi	
Densidade Específica (Gas Specific Gravity)			
Direção de fratura no poço			
Poço de correlação Fraturado com bom resultado			
Data que ocorreu o fraturamento			
Poço de correlação Fraturado com mal resultado			
Data que ocorreu o fraturamento			
Indicar a forma do reservatório e a posição dos poços no reservatório indicando qual é o poço que será fraturado. (Poços na mesma zona que será fraturada).			
Circular, quadrado ou retangular?			
Posição do poço dentro do campo:			

**Figura 15:** Informações solicitadas a equipe do reservatório.

De posse dos dados foi determinada o comprimento de fratura ótimo, sendo ele relação da permeabilidade da formação em que se irá fraturar e com raio de drenagem do reservatório, a partir do gráfico Comprimento de fratura versus Permeabilidade da formação, a partir da curva de penetração Ideal.

Como o comprimento da fratura se tornou conhecido, foi previsto a realização de um minifrac o que antes que fosse fraturado realizou-se uma simulação para prever a eficiência deste.

Com a simulação do minifrac, feita com base na informação conhecidas e de um fluido de minifrac estimado, obtém-se a eficiência deste, no entanto os parâmetros do simulador não necessariamente são os do campo, sendo necessário comparar a eficiência

de campo com a do simulador e alterar dados de entrada no simulador até que as eficiências se igualem.

Com a realização do minifrac no campo, é possível se plotar o gráfico de pressões (pressão, derivada da pressão e superposição da pressão) versus a função G (esta é definida em função dos tempos de bombeio e fechamento), onde podem ser observados a pressão de fechamento do minifrac e a função G respectivamente. Partindo, então, para a verificação da eficiência ( $E_{ff}$ ) do minifrac, dado pela função:

$$E_{ff} = \frac{G}{2+G} \quad (28)$$

Realiza-se a comparação e se não forem iguais vai se modificando dados do minifrac no simulador até que o simulado fique igual ao encontrado no campo. Diversos parâmetros podem ser modificados, mas para este estudo optou-se por modificar apenas o volume.

Utilizando-se do Simulador usado na indústria Main-frac entra-se com o valor do coeficiente de filtração encontrado no minifrac e varia-se o volume e concentração do propante até que o comprimento ótimo da fratura seja igual ao determinado anteriormente (ideal).

Com os dados de poço e utilizando uma modelagem conhecida na indústria chamada de Valkó obtem-se valores de comprimento e espessura ótimos da fratura e compara com os encontrados através do simulador.

Se forem aproximados então bons os valores, caso não forem necessita-se fazer modificações no simulador (no volume) para se chegar a uma aproximação.

Quando os valores forem aproximados considera-se que os dados no simulador se aproximam dos de campo e a partir disso pode-se prever a produção após o fraturamento hidráulico. O simulador MProd, usado na indústria, permite com os dados das propriedades do reservatório, dados da fratura, do poço, tempo (período que se quer acompanhar a produção) e pressão de fluxo estime-se curvas de produção, podendo-se também simular a produção sem o fraturamento hidráulico e fazer comparações.

Como a estimativa de produção devido ao fraturamento foi realizada, também é possível estimar o valor presente líquido (VPL) relativo aos ganho pelo aumento de produção com o fraturamento hidráulico, dado por:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{C_{fut(t)}}{(1+i)^t} - C_i \quad (29)$$

Onde:

$C_{fut(t)}$  – capital no futuro no período  $t$ ;

$C_i$  – capital inicial investido;

$i$  – taxa de juros no período;

$t$  – período;

$n$  – número de períodos.

Sendo:

$$C_{fut(t)} = (VB - CP) \cdot QB_{(t)} \quad (30)$$

Onde:

$VB$  - valor do barril;

$CP$  – custo de produção por barril;

$QB_{(t)}$  – quantidade de barris produzidos a mais devido ao fraturamento naquele período (quantidade de barris produzido depois do fraturamento menos a quantidade de barris produzidos antes do fraturamento).

### 3.1.6 Elaboração do Projeto de Fraturamento Hidráulico

Com a realização das etapas apresentadas o projeto final foi elaborado (transcrição dos dados de fraturamento obtidos através de vários estudos e análises feitas) o qual é um documento que o fiscal de sonda receberá para seguir os procedimentos durante o fraturamento hidráulico.

Este programa contempla essencialmente as informações de

- a) Identificação do poço;
- b) data do projeto;
- c) intervalo a ser canhoneado;
- d) hitórico;
- e) objetivos

- f) dados do poço e da formação;
- g) composição do fluido;
- h) dados operacionais;
- i) procedimentos operacionais.

---

## **Capítulo 4**

### **Resultados e Discussões**

---

---

## 4. Resultados e Discussões

---

Este capítulo é destinado a descrição e discussão dos resultados.

Primeiramente um conjunto de dados foi fornecido tendo em vista o início da elaboração do projeto de poço.

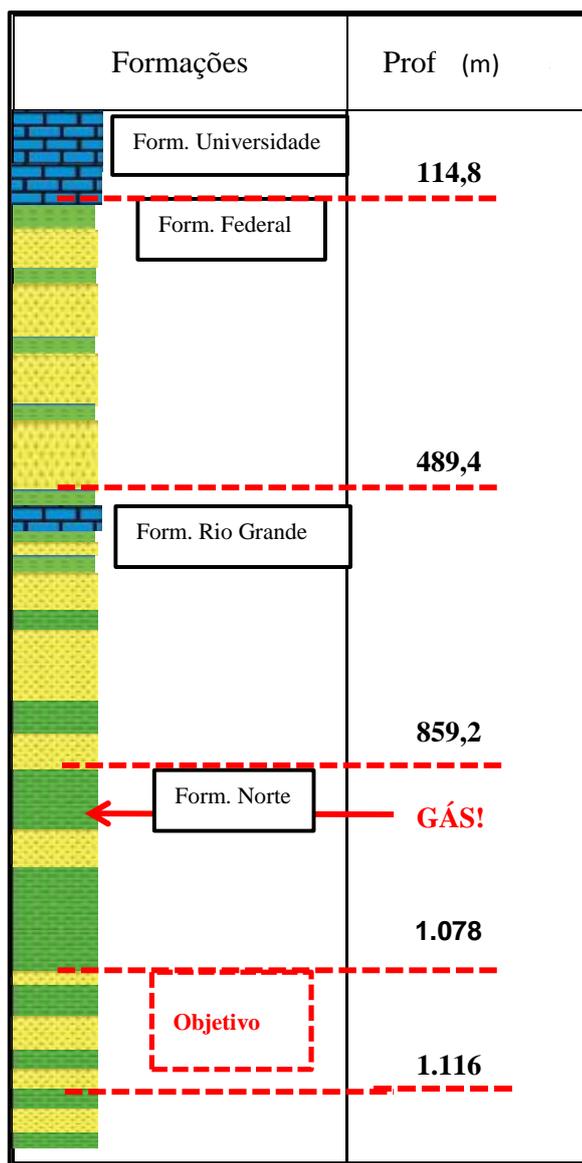
O poço a ser perfurado trata-se de um poço vertical de desenvolvimento, *onshore*, localizado em um campo conhecido do nordeste brasileiro, o qual, se tratando de um poço fictício, foi nomeado 7-UFRN-10-RN e será localizado no campo UFRN no Rio Grande do Norte. Tem como coordenadas Geográficas (fictícias): Latitude:  $-5^{\circ} 50' 16.2198''$  e Longitude:  $-35^{\circ} 12' 12.9096$ , coordenadas UTM X = 241.648,89 m e Y = 6.100.675,99 m. A sonda escolhida tem a capacidade de suportar as cargas durante a perfuração, sendo ela dimensionada pela profundidade do poço, chamada de UF-10

Seu objetivo é de produzir óleo na Zona FT-300 através de bombeio mecânico (método de elevação existente nos outros poços do campo), sendo definido o uso do revestimento de produção de 7", e já se preve a realização de um fraturamento hidráulico durante a sua completação.

### 4.1 Dados fornecidos para o projeto

Se tratando de um poço a ser perfurado em um campo conhecido, uma série de informações sobre os poços de correlação se encontra disponível, desde histórico de brocas, trecho de perdas, fluidos das formações e litologia.

A estrutura geológica é composta por trecho de folhelho e arenito, e algumas regiões de calcarenito, conforme a Figura 16:



**Figura 16** – Litologia e formações do reservatório

Foi informado ainda que o poço terá como profundidade final 1.255 metros sendo o raio de tolerância de 20 metros e que as formações são incossolidadas até em torno de 50 m da Formação Universidade, há registros de perdas para a formação no topo da Formação Federal, na formação Norte à 883,33 metros preve a presença de gás na formação, e que o objetivo esperado esta entre 1.078 e 1.116 metros para a produção de óleo.

Os dados estimados para as formações são:

Litologia	TVD (m)	MD (m)	Stress Gradient (psi/ft)	Stress psi/ft	Módulo de Young (psi)	Razão de Poisson	Pressão de Poros (psi)	Pressão de Fratura (psi)	Grad. Pp	Grad. Pf
CARN	114,88	114,88	1,42	535,73	3,44E+06	0,23	163,36	535,73	8,34	24
FHL	143,84	143,84	1,28	605,28	3,42E+06	0,24	204,54	605,28	8,34	24,666
ARN	192,11	192,11	1,09	684,95	3,36E+06	0,21	273,18	684,95	8,34	20,899
FHL	209,49	209,49	1,09	747,62	3,34E+06	0,25	297,89	747,62	8,34	20,919
ARN	267,41	267,41	0,95	836,45	3,68E+06	0,21	380,26	836,45	8,34	18,335
FHL	286,72	286,72	0,94	880,89	3,60E+06	0,24	376,83	880,89	7,7	18,009
ARN	354,3	354,3	0,87	1007,69	3,97E+06	0,21	503,81	1007,69	8,34	16,672
FHL	373,6	373,6	0,88	1079,95	3,70E+06	0,24	531,26	1079,95	8,34	16,944
ARN	460,49	460,49	0,8	1209,25	4,33E+06	0,2	654,81	1209,25	8,34	15,393
FHL	489,45	489,45	0,86	1375,57	2,83E+06	0,27	679,72	1375,57	8,14	16,474
CARN	516,48	516,48	0,8	1359,5	3,69E+06	0,23	734,44	1359,5	8,34	15,429
FHL	530,96	530,96	0,84	1463,15	2,73E+06	0,26	755,03	1463,15	8,34	16,153
ARN	540,62	540,62	0,78	1387,94	3,70E+06	0,22	768,76	1387,94	8,34	15,049
FHL	559,92	559,92	0,8	1474,14	3,12E+06	0,25	753,66	1474,14	7,89	15,432
ARN	603,37	603,37	0,77	1515,86	3,27E+06	0,22	857,99	1515,86	8,34	14,726
FHL	625,57	625,57	0,91	1863,64	1,23E+06	0,34	845,38	1863,64	7,92	17,463
ARN	707,63	707,63	0,73	1691,99	4,74E+06	0,2	1006,25	1691,99	8,34	14,016
FHL	743,35	743,35	0,77	1888,55	2,74E+06	0,26	1023,84	1888,55	8,07	14,892
ARN	791,62	791,62	0,73	1892,18	3,13E+06	0,22	1125,68	1892,18	8,34	14,011
FHL	859,19	859,19	0,76	2145,07	3,03E+06	0,25	1221,77	2145,07	8,34	14,634
ARN	907,46	907,46	0,71	2109,75	3,81E+06	0,21	1290,41	2109,75	8,34	13,628
FHL	1030,07	1030,07	0,69	2340,68	4,45E+06	0,21	1464,75	2340,68	8,34	13,32
ARN	1039,72	1039,72	0,67	2271,44	3,68E+06	0,21	1350,9	2271,44	7,62	12,806
FHL	1078,33	1078,33	0,7	2474,38	3,97E+06	0,22	1533,39	2474,38	8,34	13,45
ARN c	1116,95	1116,95	0,63	2298,02	3,84E+06	0,21	1279,8	2298,02	6,72	12,06
FHL	1143,98	1143,98	0,73	2740,74	3,31E+06	0,25	1626,74	2740,74	8,34	14,043
ARN	1168,12	1168,12	0,63	2427,09	3,65E+06	0,21	1393,56	2427,09	6,99	12,179
FHL	1197,08	1197,08	0,8	3127,99	2,08E+06	0,3	1702,24	3127,99	8,34	15,317
ARN	1235,69	1235,69	0,68	2776,71	3,42E+06	0,21	1757,15	2776,71	8,34	13,172
FHL	1255	1255	0,79	3255,14	2,11E+06	0,3	1784,61	3255,14	8,34	15,204

Figura 17: Dados do reservatório

Conforme a metodologia explicitada anteriormente foram definidas as das sapatas em função dos gradientes, de pressão de poros e de fratura, e considerando os dados das formações, como de formações menos consolidadas, registro de perdas e presença de fluidos nas formações.

O perfil de temperatura das formações foi estimado em detrimento da temperatura do reservatório (conhecida, sendo 165 °F), Figura 18. Os gráficos de gradiente de pressões definiram a janela operacional, conforme as Figuras 19 e 20.

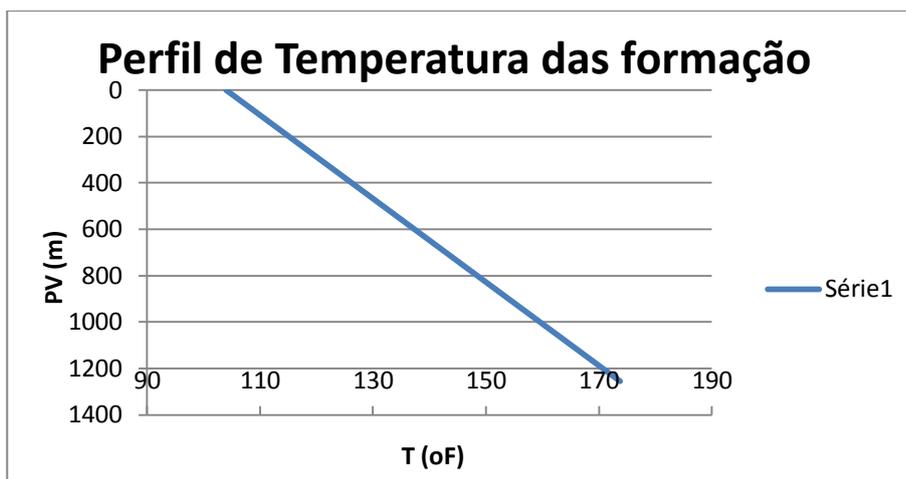


Figura 18 – Perfil de temperatura estimado nas formações.

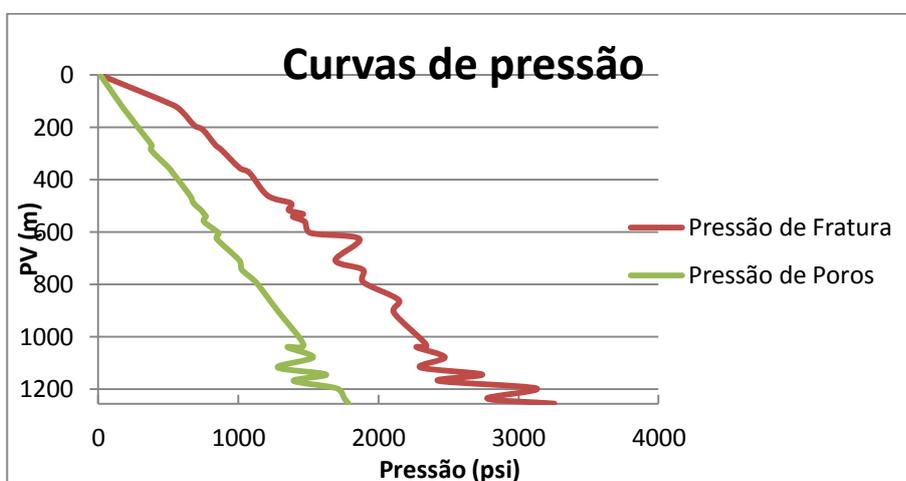


Figura 19 – Perfil das pressões de fraturamento e poros.

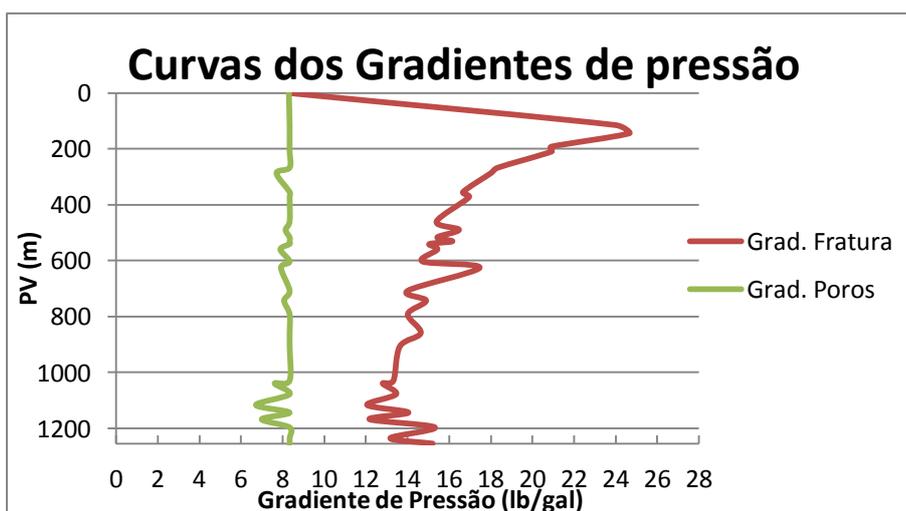


Figura 20 – Perfil do gradiente de pressão de fratura e de poros.

## 4.2 Projeto de Perfuração

Como pode ser verificado no gráfico dos gradientes de pressão, uma única fase seria possível caso sejam discoidados outros fatores, mas em detrimento dos dados apresentados decidiu-se por perfurar o poço em três fases. A primeira fase com a sapata assentada à 70 m devido a inconsolidação da formação, a segunda fase com a sapata assentada à 300 m para isolar a zona de perda e a terceira fase com a sapata assentada à 1255 m evitando o influxo de gás para o poço e a possibilidade de ocorrência de *kick* por este motivo.

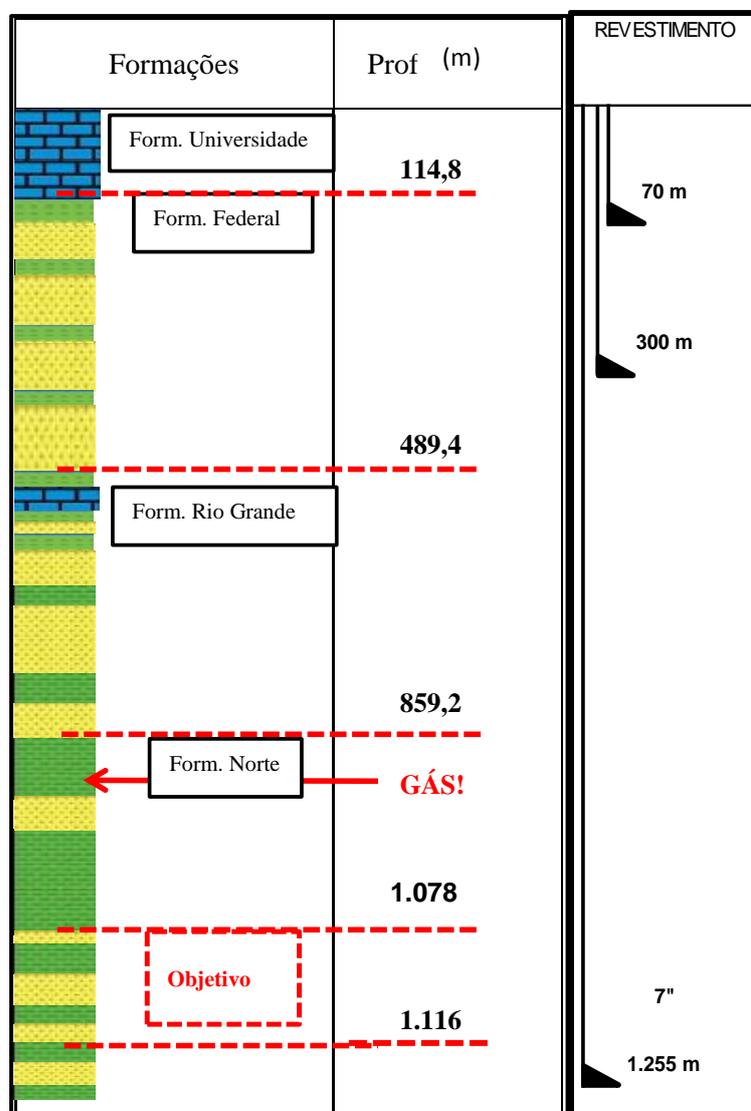


Figura 21 – Litologia e profundidade das sapatas

### 4.2.1 Programa de fluidos

Para perfurar as fases três diferentes fluidos de perfuração foram escolhidos para cada uma delas, através das curvas de de gradiente de pressões de poros e de fratura verificou-se que o peso do fluido poderia ter uma boa margem de segurança. Então para as fases III e II a escolha do peso do fluido foi de 10 à 10,5 lb/gal enquanto que para a fase I foi escolhido um peso de 9 à 9,5 lb/gal.

O fluido de perfuração determinado para o a primeira fase foi um fluido convencional com soda (água doce mais bentonita), por ser o início da fase do poço. Os aditivos usados nos fluidos foram: bentonida (argila ativada) e óxido de mágnesio como alcalinizante.

Para a fase II e III o fluido escolhido foi KCL com polímero catiônico, devido apresentar boas propriedades como agentes inibidores do inchamento de folhelhos. Os aditivos foram: Polímero Catiônico, KCL, Goma de Xatana (viscosificante), CMC ADS (aumenta a viscosidade e reduz o filtrado); Óxido de magnésio (alcalinizante); Amido (reductor de filtrado) e Calcário Fino (sólido inerte), sendo um fluido típico de perfuração.

Suas concentrações foram as seguintes:

**Tabela 3 - Composição dos fluidos de perfuração usados**

COMPOSIÇÃO	un	FASE I		FASE II		FASE III	
		min.	máx.	min.	máx.	min.	máx.
Argila ativada	lb/bbl	15,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CMC ADS	lb/bbl			0,5	1,5	2,0	2,5
Óxido de Magnésio	lb/bbl	0,3	0,5	0,8	1,0	0,8	1,0
Amido	lb/bbl			4,0	5,0	6,0	8,0
Polímero Catiônico	lb/bbl			2,0	3,0	3,0	5,0
KCl	lb/bbl			11,0	13,0	18,0	20,0
Goma Xantana	lb/bbl			0,5	1,0	0,5	1,0
Calcário fino	lb/bbl			10,0	15,0	10,0	15,0

Foi feita análise reológica dos fluidos, como descrita da metodologia, e se obtiveram os seguintes parâmetros, Tabela 4.

**Tabela 4** – Propriedades dos fluidos de perfuração usados

PROPRIEDADES	un	FASE I		FASE II		FASE III	
		min.	máx.	min.	máx.	min.	máx.
Peso específico	lb/bbl	9,0	9,6	10,0	10,5	10,0	10,5
L600	-	44,0	60,0	55,0	66,0	50,0	60,0
L300	-	33,0	50,0	35,0	50,0	30,0	44,0
L200	-	26,0	43,0	25,0	40,0	22,0	36,0
L100	-	19,0	39,0	15,0	30,0	14,0	26,0
L6	-	6,0	20,0	8,0	18,0	6,0	16,0
L3	-	5,0	16,0	5,0	12,0	4,0	10,0
Gi	lb/100pe <sup>2</sup>	11,0	18,0	6,0	14,0	6,0	12,0
Gf	lb/100pe <sup>2</sup>	29,0	40,0	16,0	32,0	15,0	32,0
Filtrado API	ml			-	12,0	-	6,0
pH	-	9,0	10,0	9,5	10,0	9,5	10,0
Salinidade	1.000 mg/l			30,0	35,0	50,0	57,0
Sólidos	% vol				8,0		6,0

Algumas recomendações foram feitas com relação ao uso dos fluidos:

- Se a perda for baixa (< 30 bbl/h) indica-se o uso de um fluido mais viscoso, mas se maior indica-se perfurar com água,
  - Devido ao menor peso da água.
- Cortar o cimento nas fases II e III com o fluido da fase anterior e depois fazer a troca,
  - já que o fluido se contamina com o corte de cimento.
- Manter as propriedades ajustadas ao programa quando atingir a zona produtora,
  - para evitar *kick* devido a mudança no peso do fluido ou dano a formação.
- Tomar cuidado com a perda na Formação Federal

#### 4.2.2 Programa de Revestimentos e cimentação

O programa de revestimento foi definido levando em consideração primeiramente o diâmetro do revestimento de produção pré-definido na solicitação, o qual é de 7". Considerando também o número de fases, as resistências do tubo, as brocas utilizadas e os

dados dos poços de correlação o restante do programa foi apresentado, conforme descrito na metodologia.

Como serão três fases no projeto, serão utilizados três revestimentos, sendo o primeiro o revestimento condutor assentado à pequena profundidade de 70 m, cuja função para sustentar sedimentos superficiais não consolidados e a carga dos revestimentos posteriores; o segundo um revestimento de superfície descido imediatamente após a instalação do revestimento condutor, assentado na profundidade de 300 m, que visa proteger os horizontes superficiais gás; e por último o revestimento de produção, este irá receber as cargas de produção pela elevação por bombeio mecânico e irá permitir a produção do poço, suportando suas paredes e possibilitando o isolamento entre os vários intervalos. Este foi definido pela equipe de elevação devido a bomba esperada para a elevação artificial.

Suas especificações são apresentadas a seguir:

**Tabela 5** – Dados dos revestimentos

REVESTIMENTO	INTERVALO (m)	OD (pol)	PESO (lb/pé)	GRAU	ROSCA
FASE I	0 - 70	13 3/8"	54,5	J-55	Buttress
FASE II	0 - 300	9 5/8"	36,0	K-55	Buttress
FASE III	0 - 1.255	7"	20,0	K-55	Buttress

A escolha das roscas Buttres se dá pela sua eficiência sob tração e por ter disponível na locação.

Os diâmetros dos revestimentos foram escolhidos seguindo o fluxo de combinação entre diâmetros de poços e de revestimento (apresentado no referencial teórico, Figura 4), partindo-se do revestimento de 7" até a broca de 8 7/8" para a fase III, pelo critério, escolhe-se o revestimento de 9 5/8" para a fase II sendo perfurada por uma borca 12 1/4" e finalmente para a fase I escolhe-se o revestimento 13 3/8" e broca de 17 1/2".

Os acessórios projetados para serem descido com a coluna de revestimento foram: sapatas nas profundidades anteriormente determinadas, sendo do tipo Flutuante na fase I e II e do tipo Guia na fase III (evita retorno); colar flutuante na fase III (3 tubos acima) para evitar a contaminação da pasta no anular; inserto do tipo diferencial na fase I e II com a mesma função do colar flutuante e menos resistente (um tubo acima de cada) e uso de plugs de cimento em todas as fase (topo das três fase e fundo da fase III) como vedador. A descrição destes encontra-se na Tabela 6.

**Tabela 6** – Acessórios do revestimento

ACESSÓRIOS	FASE I		FASE II		FASE III	
	TIPO	PROF (m)	TIPO	PROF (m)	TIPO	PROF (m)
SAPATA	Flutuante	70	Guia	300	Flutuante	1.255
COLAR					Flutuante	3 tubos acima
INSERTO	Diferencial	tubo acima	Diferencial	tubo acima		
PLUG	Topo		topo		topo e fundo	

Os centralizadores para tentar manter o espaço anular uniforme e facilitar o deslocamento da pasta de cimento e manter a cimentação uniforme. Foram escolhidos centralizadores tipo mola (dois na fase I e três na fase II) nas extremidades e tipo segmentado (fase III), conforme programa da Tabela 7

**Tabela 7** – Centralizadores do revestimento

CENTRALIZADOR	FASE I	FASE II	FASE III
TIPO	M	M	S
QUANTIDADE	2	3	a definir
INTERVALO	1 no ante-poço/1 na sapata	próx. sap. e antepoço	a definir

Os centralizadores da fase três deverão estar dispostos em frente às zonas de interesse (50 m acima e 50 m abaixo), mas sua definição será feita mais adiante com a perfuração.

O volume do cimento sé calculado em função da altura que se quer alcançar, sendo o volume de anular definido para este. O volume de cimento e foi obtido pelo *software* da empresa. A descrição da cimentação se encontra na tabela 8.

**Tabela 8** – Dados da cimentação

CIMENTAÇÃO	INTV. (m)	EXC.	PESO	REND	BPH	CaCl <sub>2</sub>	NaCl	SÍLICA	ÁGUA	COLCHÃO
FASE I	0 - 70	100%	15,6	1,183	-	0,5%	-	-	5,232	30 bbl
FASE II	0 - 200	30%	13	1,888	3%	-	-	-	10,4	30 bbl
FASE III	200 - 300	30%	15,6	1,183	-	0,5%	-	-	5,232	

### 4.2.3 Coluna de perfuração e Programa de brocas

Conforme o programa de revestimento, a definição do diâmetros das brocas foi definido, estas são comumente utilizadas no campo, sendo do tipo 1.1.1. para a fase I, tipo 1.1.1M para a fase II e tipo 1.1.7M para a fase III, por este motivo apenas um sequencial de diâmetros de poço com diâmetros de revestimento foi utilizado no dimensionamento. Elas serão capazes de atravessar as diversas formações com suas respectivas durezas.

As brocas tem como jatos especificados 3 x 18 para a broca 17 1/2", 3 x 14 jatos para a broca 12 1/4" e jatos 3 x 10 para a broca 8 7/8". Em função disso, do peso do fluido e das vazões definida, baixas para evitar arrombamentos dos poços, calculou-se as pressões de circulação que serão esperadas através da Equação 18 e Figura 8.

Para a primeira fase, a Figura 8 permite encontrar o TFA para 3 x 18 jatos, que será 0,7455 in<sup>2</sup>. Com esses dados e considerado que uma vazão máxima de 650 gpm, o peso de 9,5 lb/gal para o fluido e a perda de carga na broca é de 65% da pressão de circulação ( $P_{c.I}$ ), temos:

$$P_c = \Delta P / 0,65 = \frac{Vazão^2 \cdot Peso\ lama}{0,65 \cdot 10.856 \cdot TFA^2}$$
$$P_c = \Delta P / 0,65 = \frac{650^2 \cdot 9,5}{0,65 \cdot 10.856 \cdot 0,7455^2}$$
$$P_{c.I} = 1.023,46\ psi$$

Na segunda fase a Figura 8 permite encontrar o TFA para 3 x 14 jatos, que será 0,4510 in<sup>2</sup>. Com esses dados e considerado que uma vazão máxima de 550 gpm, o peso de 10,5 lb/gal para o fluido e a perda de carga na broca é de 65% da pressão de circulação ( $P_{c.II}$ ), temos:

$$P_c = \Delta P / 0,65 = \frac{550^2 \cdot 10,5}{0,65 \cdot 10.856 \cdot 0,4510^2}$$
$$P_{c.II} = 2.213,00\ psi$$

E finalmente para a terceira fase a Figura 8 permite encontrar o TFA para 3 x 10 jatos, que será 0,2301 in<sup>2</sup>. Com esses dados e considerado que uma vazão máxima de

280 gpm, o peso de 10,5 lb/gal para o fluido e a perda de carga na borca é de 65% da pressão de circulação ( $P_{c.III}$ ), termos:

$$P_c = \Delta P / 0,65 = \frac{280^2 \cdot 10,5}{0,65 \cdot 10.856 \cdot 0,2301^2}$$

$$P_{c.III} = 2.203,40 \text{ psi}$$

Sendo assim montado o esquema de brocas, Tabela

**Tabela 9** – Esquema de brocas.

Diam.	Tipo	Intervalo (m)	GPM	PSI	Jatos
17,5"	1. 1. 1.	0 – 70	650	1.023	3 x 18
12,25"	1. 1. 7M	70 – 300	550	2.213	3 x 14
8,75"	1. 1. 7.M	300 - 1.255	280	2.203	3 x 10

A coluna de perfuração dimensionada foi em função do diâmetro do revestimento de produção, com um diâmetro de 6 3/4" e de 6" dos comandos (DC's) e de 5" dos tubos pesados (HW's) e Drill Pipes (DP's) disponíveis na sonda. Outros acessórios também contemplam a coluna de perfuração, neste caso Broca (BR), Roller Reamer (RR), Sus (SS), Drill Jar (DJ), Motor de fundo (MF).

Um roteiro foi proposto para o sequencial de perfuração:

**FASE I (17 1/2"):**

1. Descer e perfurar com coluna com a seguinte composição BR; MF; 2 DC's 6 3/4", até o final da fase.
2. Descer e cimentar o revestimento 13 3/8", conforme o programa;

**FASE II (12 1/4"):**

1. Perfurar até o final da fase com coluna estabilizada, com a seguinte composição: BR. 1 DC 6 3/4"; RR'6 DC's 6 3/4"; 18 HW'S 5"; DP's.
2. Descer e cimentar revestimento de 9 5/8" conforme programa anexo.
3. Montar e testar o ESCP conforme padrão.

**FASE III (8 3/4"):**

1. Cortar e cimentar a sapata e perfurar até o final da fase com coluna estabilizada; BR; RR; 1 DC 6 3/4"; RR; SS; 3 DC's 6 3/4"; DJ; 27 HW's 5"; DP's.
2. Fazer registro de inclinação e retirar a coluna.
3. Executar a perfuração final.
4. Descer e cimentar o revestimento de produção.

#### **Cabeça de Poço:**

1. Instalar cabeça de revestimento PC22 - 9 5/8" butress - 11" x 3.000 psi.
2. Posicionar o pino da última junta do revestimento de produção ao nível do topo do antepoço e 28 cm acima do topo do flange da cabeça de revestimento.

Outras observações devem ser atentadas durante a perfuração, elas servem com o controle durante a perfuração.

- Atentar para o Gás na Formação Norte;
- Previsto perdas na Formação Federal;
- Não há indicativo de H<sub>2</sub>S;
  - caso houvesse indicativo de H<sub>2</sub>S certos cuidados deveriam ser tomados na sonda durante a perfuração para que seja realizada com segurança.
- Raio de tolerância de 20 m;
- Atentar para padrões de fechamento e controle de poço.
  - caso ocorra kick para que se possa controlar o poço ou se não for possível, fechá-lo.

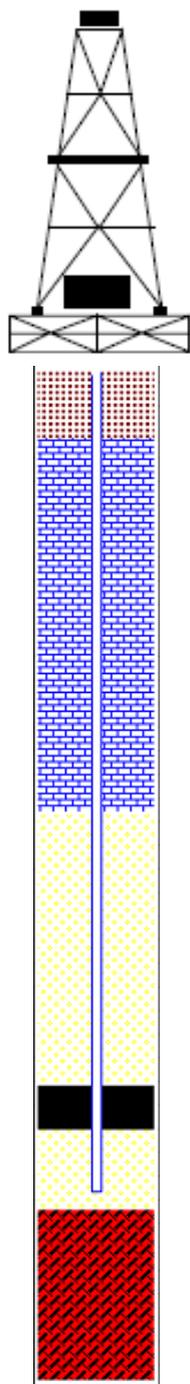
#### **4.2.4 Projeto Final da perfuração**

Com o projeto dimensionado, elaborou-se um documento que será acompanhado na sonda durante a perfuração, este documento contém as informações mais relevantes do processo. O programa é apresentado a seguir, seguido de Capa, Dados, Esquema de Perfuração, Esquema de Fluidos e Esquema de Revestimento e Cimentação.

Capa

## PROJETO DE PERFURAÇÃO

---



**Poço: 7-UFRN-10-RN**

**UFRN Nº 10**

**PROJETO: TCC\_TATIANE**

## DADOS DO POÇO

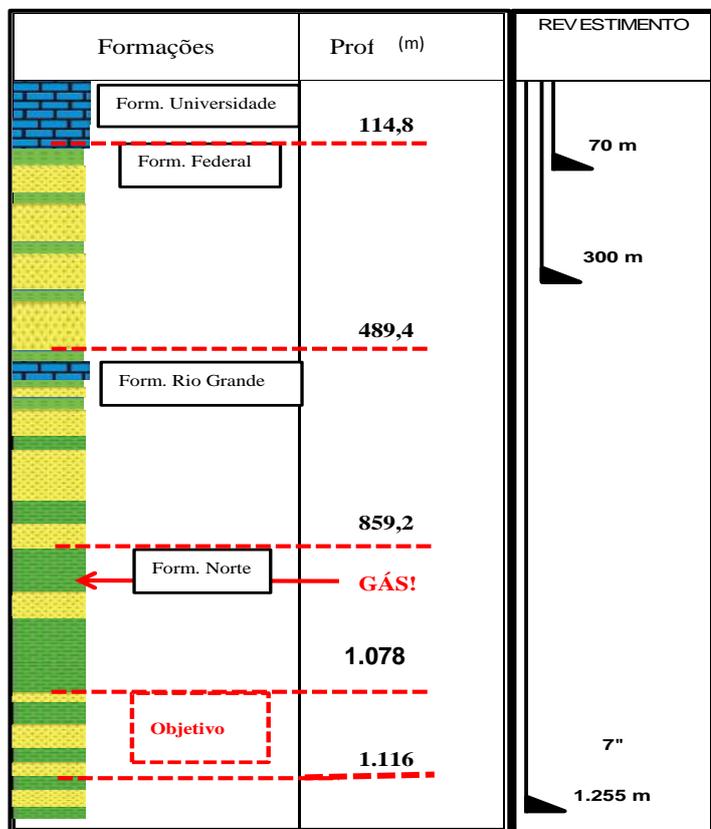
Poço	Município	Sonda
<b>7-UFRN-10-RN</b>	<b>NATAL</b>	<b>UF-10</b>
Cota Altimétrica	Mesa rotativa	Profundidade Final
<b>30 m</b>	<b>28,1 m</b>	<b>1.255 m</b>
Coordenadas Geográficas	Coordenadas UTM (MC = 39°)	
Latitude: -5° 50' 16.2198" Longitude: -35° 12' 12.9096	X = 241.648,89 m Y = 6.100.675,99 m	
Finalidade e Objetivos		
Objetivo principal: Produção de óleo na formação Natal.		

<b>APROVAÇÃO</b>	DATA DO PROJETO
	<b>05/06/2014</b>
	DATA DO PROSPECTO
	<b>30/05/2014</b>
<b>ENGENHARIA DE POÇO – Responsável da Engenharia de Poço</b>	CÓPIAS

## ESQUEMA DE PERFURAÇÃO

### 7-UFRN-10-RN

#### Programa de Brocas



Diam.	Tipo	Intervalo (m)	GPM	PSI	Jatos
17,5"	1. 1. 1.	0 – 70	650	1.023	3 x 18
12,25"	1. 1. 7M	70 – 300	550	2.213	3 x 14
8,75"	1. 1. 7.M	300 - 1.255	280	2.203	3 x 10

OBSERVAÇÕES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atentar para o <b>Gás</b> na Formação Norte;</li> <li>• Previsto perdas na Formação Federal;</li> <li>• Não há indicativo de H<sub>2</sub>S;</li> <li>• Raio de tolerância de 20 m;</li> <li>• Atentar para padrões de fechamento e controle de poço.</li> </ul>

#### **ROTEIRO:**

##### **FASE I (17 ½"):**

3. Descer e perfurar com coluna com a seguinte composição BR; MF; 2 DC's 6 3/4", até o final da fase.
4. Descer e cimentar o revestimento 13 3/8", conforme o programa;

##### **FASE II (12 ¼"):**

4. Perfurar até o final da fase com coluna estabilizada, com a seguinte composição: BR. 1 DC 6 3/4"; RR'6 DC's 6 3/4"; 18 HW'S 5"; DP's.
5. Descer e cimentar revestimento de 9 5/8" conforme programa anexo.
6. Montar e testar o ESCP conforme padrão.

##### **FASE III (8 3/4"):**

5. Cortar e cimento e sapata e perfurar até p final da fase com coluna estabilizada; BR; RR; 1 DC 6 3/4"; RR; SS; 3 DC's 6 3/4"; DJ; 27 HW's 5"; DP's.
6. Fazer registro de inclinação e retirar a coluna.
7. Executar a perfilagem final.
8. Descer e cimentar o revestimento de produção.

**Cabeça de Poço:** Instalar cabeça de revestimento PC22 - 9 5/8" buttress - 11" x 3.000 psi.

3. Posicionar o pino da última junta do revestimento de produção ao nível do topo do antepoço e. 28 cm acima do topo do flange da cabeça de revestimento.

## REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO

REVESTIMENTO	INTERVALO (m)	OD (pol)	PESO (lb/pé)	GRAU	ROSCA
FASE I	0 - 70	13 3/8"	54,5	J-55	Buttress
FASE II	0 - 300	9 5/8"	36,0	K-55	Buttress
FASE III	0 - 1.255	7"	20,0	K-55	Buttress

ACESSÓRIOS	FASE I		FASE II		FASE III	
	TIPO	PROF (m)	TIPO	PROF (m)	TIPO	PROF (m)
SAPATA	Flutuante	70	Guia	300	Flutuante	1.255
COLAR					Flutuante	3 tubos acima
INSERTO	Diferencial	tubo acima	Diferencial	tubo acima		
PLUG	Topo		Topo		topo e fundo	

CENTRALIZADOR	FASE I	FASE II	FASE III
TIPO	M	M	S
QUANTIDADE	2	3	a definir
INTERVALO	1 no ante-poço/1 na sapata	próx. sap. e antepoço	a definir

CIMENTAÇÃO	INTV. (m)	EXC.	PESO	REND	BPH	CaCl2	NaCl	SÍLICA	ÁGUA	COLCHÃO
FASE I	0 - 70	100%	15,6	1,183	-	0,5%	-	-	5,232	30 bbl
FASE II	0 - 200	30%	13	1,888	3%	-	-	-	10,4	30 bbl
FASE III	200 - 300	30%	15,6	1,183	-	0,5%	-	-	5,232	

### OBSERVAÇÕES:

- Os centralizadores da fase três deverão estar dispostos em frente às zonas de interesse (50 m acima e 50 m abaixo).
- Após a perfilagem final (interpretação dos perfis), à poço aberto, a equipe de cimentação elaborará um programa de revestimento e cimentação (revestimento de produção) ou de abandono de poço.

## FLUIDO DE PERFURAÇÃO

**FASE I:** Convencional com soda

**FASE II:** KCL com plímero catiônico

**FASE III:** KCL com plímero catiônico

COMPOSIÇÃO	un	FASE I		FASE II		FASE III	
		min.	máx.	min.	máx.	min.	máx.
Argila ativada	lb/bbl	15,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CMC ADS	lb/bbl			0,5	1,5	2,0	2,5
Óxido de Magnésio	lb/bbl	0,3	0,5	0,8	1,0	0,8	1,0
Amido	lb/bbl			4,0	5,0	6,0	8,0
Polímero Catiônico	lb/bbl			2,0	3,0	3,0	5,0
KCl	lb/bbl			11,0	13,0	18,0	20,0
Goma Xantana	lb/bbl			0,5	1,0	0,5	1,0
Calcário fino	lb/bbl			10,0	15,0	10,0	15,0

PROPRIEDADES	un	FASE I		FASE II		FASE III	
		min.	máx.	min.	máx.	min.	máx.
Peso específico	lb/bbl	9,0	9,6	10,0	10,5	10,0	10,5
L600	-	44,0	60,0	55,0	66,0	50,0	60,0
L300	-	33,0	50,0	35,0	50,0	30,0	44,0
L200	-	26,0	43,0	25,0	40,0	22,0	36,0
L100	-	19,0	39,0	15,0	30,0	14,0	26,0
L6	-	6,0	20,0	8,0	18,0	6,0	16,0
L3	-	5,0	16,0	5,0	12,0	4,0	10,0
Gi	lb/100pe <sup>2</sup>	11,0	18,0	6,0	14,0	6,0	12,0
Gf	lb/100pe <sup>2</sup>	29,0	40,0	16,0	32,0	15,0	32,0
Filtrado API	ml			-	12,0	-	6,0
pH	-	9,0	10,0	9,5	10,0	9,5	10,0
Salinidade	1.000 mg/l			30,0	35,0	50,0	57,0

### **RECOMENDAÇÕES:**

- Se a perda for baixa (< 30 bbl/h) indica-se o uso de um fluido mais viscoso, mas se maior indica-se perfurar com água.
- Cortar o cimento nas fases II e III com o fluido da fase anterior e depois fazer a troca.
- Manter as propriedades ajustadas ao programa quando atingir a zona produtora.
- Tomar cuidado com a perda na Formação Federal.

### **4.3 Projeto de completção**

O projeto de completção apresentado foi desenvolvido de maneira bem simplificada, com base nos dados da perfuração (revestimento e cimentação), que foram apresentados.

#### **4.3.1 Presença de fluidos agressivos**

Durante a perfuração e segundo dados de poços de correlação não foram identificados fluidos agressivos na formação, eliminando assim a necessidade de cuidado na sonda durante a completção.

#### **4.3.2 Cabeça de poço e BOP**

A escolha da cabeça de poço e do BOP foi de se utilizar os modelos simples encontrados no campo. Por este motivo não foram especificados no projeto.

#### **4.3.3 Condicionamento do revestimento, substituição do fluido e teste de revestimento.**

O condicionamento do revestimento foi realizado com raspador e broca (que estavam na sonda).

O fluido escolhido para substituir o fluido de perfuração que se encontrava no poço (KCL com polímero catiônico) foi a solução salina de 8,4 lb/gal devido a pressão hidrostática exercida por ela ser suficiente para manter o poço amortecido e dentro da janela operacional.

O teste de revestimento foi realizado com pressão de 1.000 psi por 15 minutos, uma pressão não muito alta e compatível com a resistência do revestimento e com o tempo padrão conhecido por ser considerado positivo para a estabilização.

#### **4.3.4 Perfilagem (CBL/VDL/GR/CCL)**

A perfilagem a ser realizada deve ser feita entre topo/selo de cimento entre os revestimentos da fase II e fase III, para verificar, 20 metros abaixo e 10 metros acima, para verificar se não haverá vazamento pela sapata a 300 metros, pois sabe-se que na Formação Norte há gás. A perfilagem também deve ser feita no trecho do fundo do poço até 700 metros para garantir que o gás da Formação Norte não crie caminhos pelo cimento (caso esteja com falhas) e possibilite a ocorrência de kick pela redução do peso do fluido.

Os trechos escolhidos foram de folhelho para verificar onde os raios gamas são maiores e se comparar com a perfilagem final da perfuração a poço aberto e encontrar possíveis falhas no cimento. Considerando assim o uso de uma pressão maior que a usada no teste de cimento (em torno de 2.000 psi) para que se elimine a verificação da formação de microanulares, os quais não precisam de correção.

#### **4.3.5 Canhoneio**

A escolha do canhão foi feita pela correlação com os poços do campo, sendo o canhoneio a cabo, com 4 jatos/pé e cargas convencionais para fraturamento comum e eficiente no campo.

#### **4.3.6 Fraturamento Hidráulico durante a Completação**

O fraturamento hidráulico foi descrito neste trabalho de forma específica, sendo ele específico por programa próprio que ficará em anexo ao de completção na sonda.

#### **4.3.7 Limpeza e medição de produtividade**

A limpeza será realizada e um teste de produção na Zona FT-300 (1.096 á 1.096 m), onde o fraturamento foi realizado. Posteriormente o amortecimento do poço e a retirada da coluna.

#### **4.3.8 Equipar poço para produção**

O poço será equipado conforme programação da equipe de elevação, que deverá ser realizada, para a produção de óleo por bombeio mecânico, método utilizado no campo.

#### **4.3.9 Projeto final de Completação**

Com o projeto dimensionado, elaborou-se um documento que será acompanhado na sonda durante a completção, este documento contém as informações mais relevantes do processo. O programa é apresentado a seguir, seguido de objetivos, dados de para intervenção e sequência operacional.

## PROGRAMA DE COMPLETAÇÃO

**Poço:** 7-UFRN-10

**Data:** 05/06/2014

**Campo:** UFRN

### 1 – OBJETIVO DA INTERVENÇÃO

Efetuar perfilagem de avaliação da cimentação, canhonear e fraturar intervalo da zoa FT-300 e equipar o poço para produção de óleo. Gano de óleo esperado: 30 m<sup>3</sup>/d

### 2- DADOS PARA INTERVENÇÃO

MR – 28,1 m      BAP – 23,1 m

#### 2.1 – Dados de Revestimento:

##### Superfície

Diâmetro: 13.3/8 pol; 61,0 Ib/pé; K-55; BT

**Sapata Flutuante: 70,0 m**

##### Intermediário

Diâmetro: 9.5/8 pol; 36,0 Ib/pé; K-55; BT

**Sapata Flutuante: 300,0 m**

##### Produção

Diâmetro: 7 pol; 23,0 Ib/pé; K-55; BT

**Inserto Flutuante: 1.242,0 m**

**Sapata Guia: 1,255 m**

#### 2.2 – Dados de cimentação do revestimento:

##### Superfície

Pasta: 15,6 Ib/gal; 0,70,0 m (topo calculado)

**Obs:** Poço com perda total. Realizada recimentação pelo anular (12 bbI), sendo possível visualizar o topo do cimento com auxílio de lanterna  
Completado anular com bruta e areia até a superfície.

##### Intermediário

Pasta: 15,6 Ib/gal; 0,300 m (topo encontrado)

Obs: Sem normalidade.

Pasta 1: 13,9 Ib/gal; 200,0/800,0 m (topo calculado)

Pasta 2: 15,6 Ib/gal; 800,0/1.255,0 m (topo calculado)

**Obs:** Deslocado plug com água doce

### 2.3 – Pressões estáticas esperadas

Zona FT-300: 90,0 Kgf/cm<sup>2</sup> a 1.050,0 m

- UTILIZAR SOLUÇÃO SALINA 8,4 LB/GAL, COM TRAÇADOR, COMO FLUIDO DE AMORTECIMENTO

### 2.4 – Quanto à presença de H<sub>2</sub>S

Não há registro de H<sub>2</sub>S

### 2.5 – Gerenciamento de mudanças

- Adequar as facilidades de produção à jusante dos equipamentos de cabeça de poço, tais como: válvulas, linha de surgência, tanques, etc;
- Manter o poço cheio e acompanhar o nível do poço durante as operações de canhoneiro e manobras de coluna. Caso esteja havendo absorção em condição estática, contratar equipe para adequar a programação;
- Não existe injeção de água nas proximidades deste poço.

## 3 – SEQUÊNCIA OPERACIONAL

### 3.1 Instalar e testar CABEÇA DE PRODUÇÃO e BOP de tubos

**3.2 Condicionar revestimento** com raspador e broca até o fundo do poço. **Substituir o fluido do poço** pelo fluido de completação especificado. **Testar o revestimento** com 1.000 psi / 15 min.

**Obs:** A sonda de perfuração deixou no poço água doce.

**3.3 Correr perfis CBL/VDL/GR/CCL** no intervalo **de fundo** até **700,0 m** e no intervalo **de 620,0 m** até **400,0 m**. **Investigar topo/selo de cimento entre revestimentos 7 e 9.5/8 pol**, perfilando **20,0 m** abaixo e **10,0 m** acima da sapata de 9.5/8” (sapata a 300,0 m). Correlacionar com o perfil **A POÇO ABERTO da HALLIBRUTON de 20/05/14**. **Analisar a qualidade da cimentação** nos intervalos relacionados abaixo. **Corrigir a cimentação**, caso necessário, somente nos intervalos com ponto indicado entre parênteses.

**Obs:** 1 – Caso ocorra dúvidas na cimentação com os resultados obtidos nos perfis sônicos, efetuar nova perfilagem com os perfis CAST ou USI

**2 – Verificar pressão necessária, na corrida dos perfis, para eliminação de dúvidas em relação à micronullus, observando o range de pressão de trabalho dos equipamentos de superfície e de revestimento.**

420,5 – 425,5 m (425,0 m)  
460,0 – 467,0 m (462,0 m)  
590,0 – 595,0 m (592,0 m)  
598,0 – 601,0 m (599,0 m)  
1.085,0 – 1.093,0 m (1.090,5 m)  
1.099,0 – 2.010,0 m (2.003,0 m)

**3.4 - Canhonear a cabo, com 4 jatos/pé, cargas convencionais, para fraturamento, o seguinte intervalo:**

TOPO (m)	BASE (m)	ZONA
1.093,0	1.096,0	FT-300

**3.5 – Efetuar fraturamento hidráulico na ZONA FT-300 (1.093,0 – 1.096,0 m), conforme projeto específico na UFRN / ENG DE PETRÓLEO.**

**Obs:** 1 – Manter o poço cheio e monitorar o anular durante a operação de fraturamento

2 – Utilizar tubo cauda abaixo do packer, caso seja utilizado packer nessa operação

**3.6 – Efetuar limpeza do poço e medição de produtividade na ZONA FT-300 (1.093,0 – 1.096,0 m). Amortecer o poço e retirar coluna.**

**3.7 – Equipar o poço para a produção de óleo, na ZONA FT-300, de acordo com as orientações da equipe do OP-UFRN. Reportar no boletim diário de operações a especificação e o número de série dos equipamentos descidos no poço. Efetuar teste de eficiência da bomba de fundo, conforme procedimento padrão.**

**3.8 – Liberar a sonda para DTM**

**Elaborado por:** Tatiane de Gois Santos  
**Estudante de Engenharia de Petróleo**  
**UFRN / ENG DE PETRÓLEO**

## 4.4 Projeto de fraturamento hidráulico

Este projeto inicia-se com a aquisição de dados (perfis de poço aberto e dados de reservatório), conforme a Tabela 10.

**Tabela 10.** Dados do reservatório após a perfuração

Litologia	TVD (m)	MD (m)	Stress Gradient (psi/ft)	Stress psi/ft	Módulo de Young (psi)	Razão de Poisson	Pressão de Poros (psi)	Pressão de Fratura (psi)	Compressão Total (psi-1)	Permeabilidade (mD)	Porosidade	Viscosidade do reservatório cP	Grad. Pp	Grad. Pf
CARN	114,88	114,88	1,42	535,73	3,44E+06	0,23	163,36	535,73	1,64E-05	0,000001	0,09	1	8,34	24
FHL	143,84	143,84	1,28	605,28	3,42E+06	0,24	204,54	605,28	1,64E-05	1,892526	0,049834	0,43	8,34	24,666
ARN	192,11	192,11	1,09	684,95	3,36E+06	0,21	273,18	684,95	1,64E-05	0,000001	0,134453	1	8,34	20,899
FHL	209,49	209,49	1,09	747,62	3,34E+06	0,25	297,89	747,62	1,64E-05	1,526779	0,048733	0,43	8,34	20,919
ARN	267,41	267,41	0,95	836,45	3,68E+06	0,21	380,26	836,45	1,64E-05	0,000001	0,102356	1	8,34	18,335
FHL	286,72	286,72	0,94	880,89	3,60E+06	0,24	376,83	880,89	1,64E-05	1,456467	0,047018	0,43	7,7	18,009
ARN	354,3	354,3	0,87	1007,69	3,97E+06	0,21	503,81	1007,69	1,64E-05	0,000001	0,083289	1	8,34	16,672
FHL	373,6	373,6	0,88	1079,95	3,70E+06	0,24	531,26	1079,95	1,64E-05	1,645953	0,046552	0,43	8,34	16,944
ARN	460,49	460,49	0,8	1209,25	4,33E+06	0,2	654,81	1209,25	1,64E-05	0,000001	0,072176	1	8,34	15,393
FHL	489,45	489,45	0,86	1375,57	2,83E+06	0,27	679,72	1375,57	1,64E-05	0,000001	0,051532	0,43	8,14	16,474
CARN	516,48	516,48	0,8	1359,5	3,69E+06	0,23	734,44	1359,5	1,64E-05	0,000001	0,069964	1	8,34	15,429
FHL	530,96	530,96	0,84	1463,15	2,73E+06	0,26	755,03	1463,15	1,64E-05	1,385813	0,078323	0,43	8,34	16,153
ARN	540,62	540,62	0,78	1387,94	3,70E+06	0,22	768,76	1387,94	1,64E-05	0,000001	0,095588	1	8,34	15,049
FHL	559,92	559,92	0,8	1474,14	3,12E+06	0,25	753,66	1474,14	1,64E-05	1,735645	0,063442	0,43	7,89	15,432
ARN	603,37	603,37	0,77	1515,86	3,27E+06	0,22	857,99	1515,86	1,64E-05	0,000001	0,134016	1	8,34	14,726
FHL	625,57	625,57	0,91	1863,64	1,23E+06	0,34	845,38	1863,64	1,64E-05	0,000001	0,106691	0,43	7,92	17,463
ARN	707,63	707,63	0,73	1691,99	4,74E+06	0,2	1006,25	1691,99	1,64E-05	0,15	0,047741	1	8,34	14,016
FHL	743,35	743,35	0,77	1888,55	2,74E+06	0,26	1023,84	1888,55	1,64E-05	0,000001	0,091921	0,43	8,07	14,892
ARN	791,62	791,62	0,73	1892,18	3,13E+06	0,22	1125,68	1892,18	1,64E-05	1,8	0,152398	2	8,34	14,011
FHL	859,19	859,19	0,76	2145,07	3,03E+06	0,25	1221,77	2145,07	1,64E-05	0,000001	0,072206	1	8,34	14,634
ARN	907,46	907,46	0,71	2109,75	3,81E+06	0,21	1290,41	2109,75	1,64E-05	0,5	0,099937	2	8,34	13,628
FHL	1030,07	1030,07	0,69	2340,68	4,45E+06	0,21	1464,75	2340,68	1,64E-05	0,000001	0,058497	1	8,34	13,32
ARN	1039,72	1039,72	0,67	2271,44	3,68E+06	0,21	1350,9	2271,44	7,40E-04	0,8	0,117794	2	7,62	12,806
FHL	1078,33	1078,33	0,7	2474,38	3,97E+06	0,22	1533,39	2474,38	1,64E-05	0,000001	0,070239	1	8,34	13,45
ARN c	1116,95	1116,95	0,63	2298,02	3,84E+06	0,21	1279,8	2298,02	7,81E-04	2	0,168913	2	6,72	12,06
FHL	1143,98	1143,98	0,73	2740,74	3,31E+06	0,25	1626,74	2740,74	2,000016	0,000001	0,047	1	8,34	14,043
ARN	1168,12	1168,12	0,63	2427,09	3,65E+06	0,21	1393,56	2427,09	7,18E-04	0,5	0,12	2	6,99	12,179
FHL	1197,08	1197,08	0,8	3127,99	2,08E+06	0,3	1702,24	3127,99	5,87E-04	0,000001	0,048	1	8,34	15,317
ARN	1235,69	1235,69	0,68	2776,71	3,42E+06	0,21	1757,15	2776,71	1,64E-05	1	0,135	2	8,34	13,172
FHL	1255	1255	0,79	3255,14	2,11E+06	0,3	1784,61	3255,14	1,64E-05	0,000001	0,049	1	8,34	15,204

Através dos testes verificou-se que a área de drenagem do poço é de 1.000 acres.

Como o objetivo do poço se encontra no trecho de 1.078 á 1.116 metros definiu-se fraturar usando os três metros de canhoneio, ou seja, entre 1.096 á 1099 metros, no arenito (em destaque na Tabela 10).

### 4.4.1 Determinação do comprimento ótimo

O comprimento ótimo da fratura é determinado pela relação da permeabilidade da formação em que se irá fraturar e com raio de drenagem do reservatório, a partir da Figura 22.

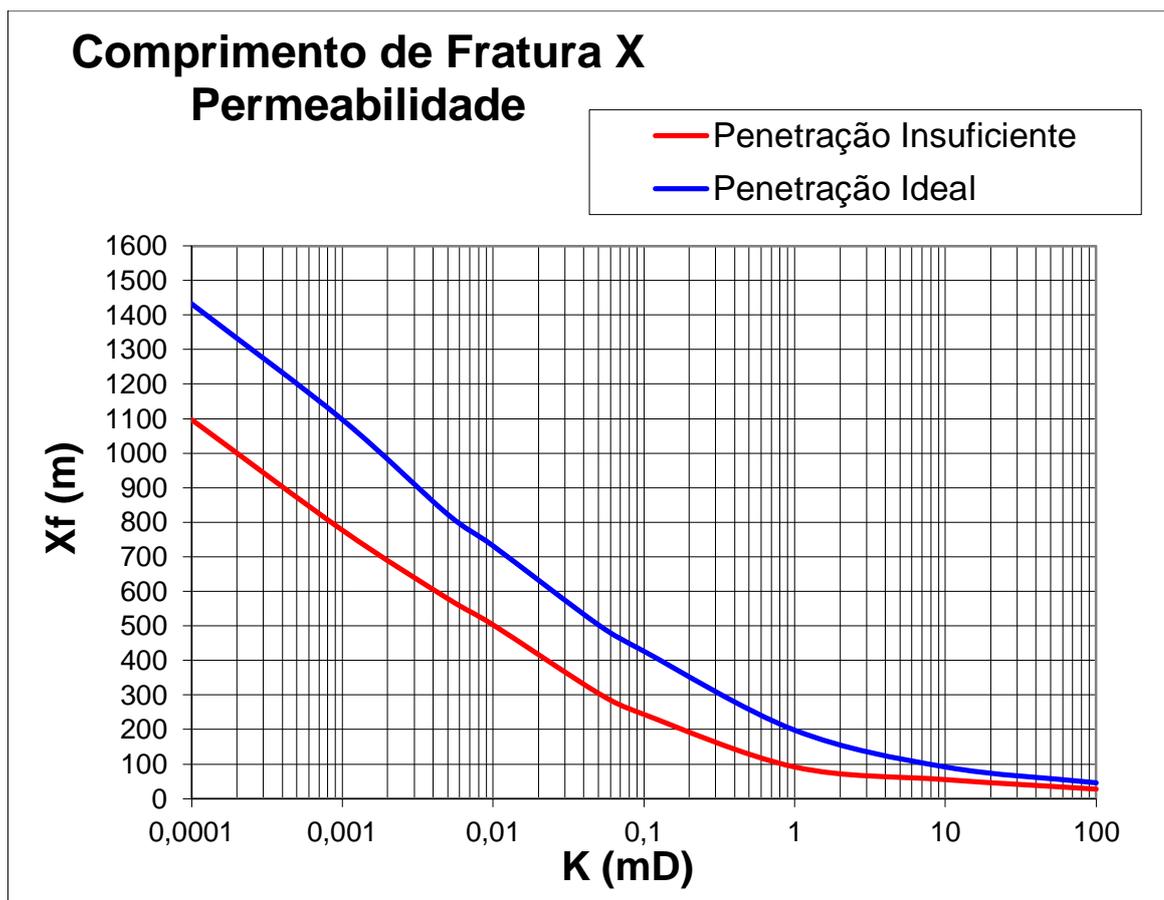


Figura 22 - Gráfico do comprimento da fratura X permeabilidade

Como a permeabilidade do trecho a ser fraturado é de 2 mD, então, para a curva de penetração ideal o propante deve chegar até 156 metros do poço (comprimento da fratura propada é de 156 metros).

#### 4.4.2 Minifrac

Com a informação conhecidas e considerando um fluido característico de minifrac, este foi simulado a fim de se obter sua eficiência.

	Slurry Rate (bpm)	Stage Liquid Volume (U.S. gal)	Stage Time (min)	Stage Type	Fluid Type	Prop. Type	Prop. Conc. (lbm/gal)	Prop. Damage Factor	Total Mass (lbm)
1	15	8000	12,6984	Pad	YF ...	0000	0	0	0
2	15	928	1,47302	Flush	D004	0000	0	0	0
3									

Zone Name	Status	Time (min)	Slurry Volume (U.S. gal)	Net Pressure (psi)	BHPF (psi)	Fracture Length (m)	Max. Width at Perfs (mm)	Total Height (m)	Fracture Efficiency
FT300	✓	14,1714	7999,19	197,44	2465,8	38,19	3,074	48,44	0,1796

Lithology Symbol	Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Reservoir Pressure Gradient (psi/ft)	Reservoir Pressure (psi)	Total Compos. (1/psi)	Permeability (mD)	Porosity (fraction)	Fluid Visc. Reservoir (cp)	B126 Fluid Visc. Filtrate (cp)	B126 Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )	B126 Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )	YF 130M Fluid Visc. Filtrate (cp)	YF 130M Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )
	CARN	791,62	791,62	0,433424	1125,68	1,64e-05	1,8	0,152398	2	0,603882	0,005	0	0,603882	0,004
	FHL	859,19	859,19	0,433426	1221,77	1,64e-05	1e-06	0,0722061	1	1	0	0	1	0
	ARN	907,46	907,46	0,433426	1290,41	1,64e-05	0,5	0,099937	2	0,603882	0,005	0	0,603882	0,004
	FHL	1030,07	1030,07	0,433423	1464,75	1,64e-05	1e-06	0,058497	1	1	0	0	1	0
	ARN	1039,72	1039,72	0,396024	1350,9	7,4e-05	0,8	0,117794	2	0,603882	0,005	0	0,603882	0,004
	FHL	1078,33	1078,33	0,433427	1533,39	1,64e-05	1e-06	0,0702391	1	1	0	0	1	0
	ARN c	1116,95	1116,95	0,349239	1279,8	7,81e-05	2	0,168913	2	0,603882	0,005	0	0,603882	0,004
	FHL	1143,98	1143,98	0,433426	1626,74	1,64e-05	1e-06	0,047	1	1	0	0	1	0
	ARN	1168,12	1168,12	0,363625	1393,56	7,18e-05	0,5	0,12	2	0,603882	0,005	0	0,603882	0,004
	FHL	1197,08	1197,08	0,433424	1702,24	5,87e-05	1e-06	0,048	1	1	0	0	1	0
	ARN	1235,69	1235,69	0,433425	1757,15	1,64e-05	1	0,135	2	0,603882	0,005	0	0,603882	0,004
	FHL	1255	1255	0,433426	1784,61	1,64e-05	1e-06	0,049	1	1	0	0	1	0

Figura 23 – Dados simulados para o minifrac (antes da realização do minifrac no campo)

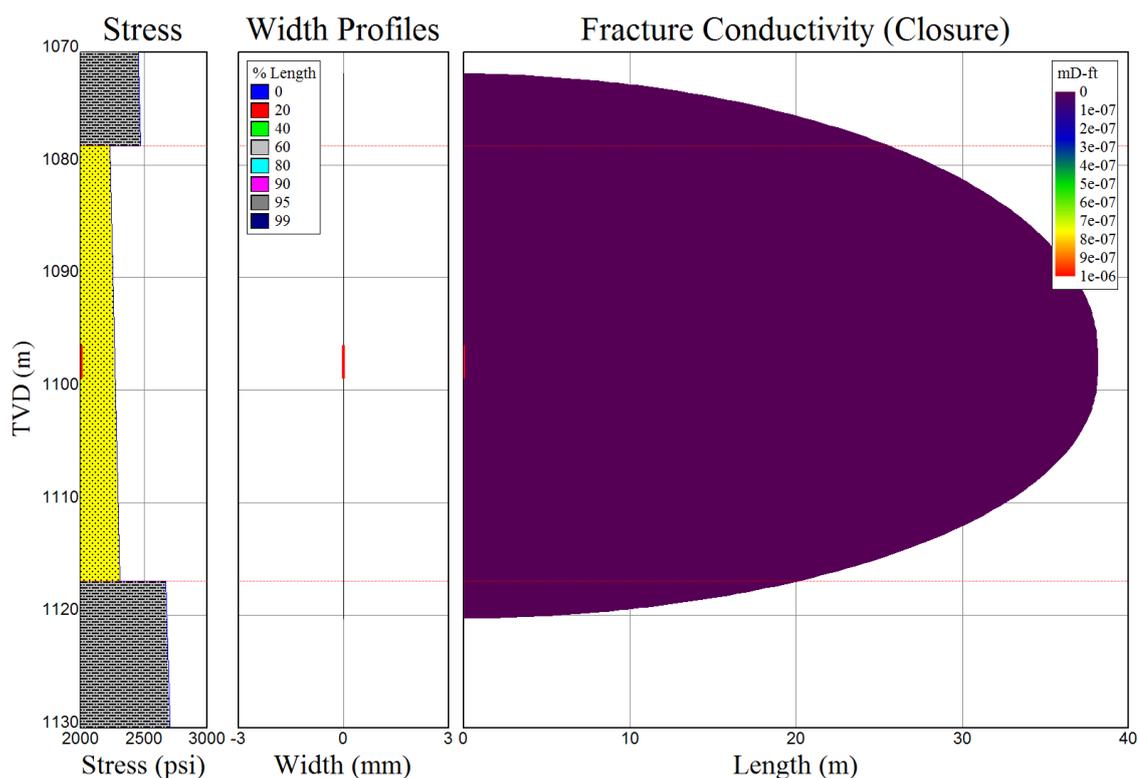


Figura 24 – Geometria da fratura no minifrac simulado

Com a simulação do minifrac obteve-se a eficiência de 17,96%.

Então é realizado o minifrac no campo (Figura 25), onde verifica-se uma pressão de fechamento de 710 psi, e encontra-se a eficiência real pela equação 28, onde a função G encontrada é 0,75.

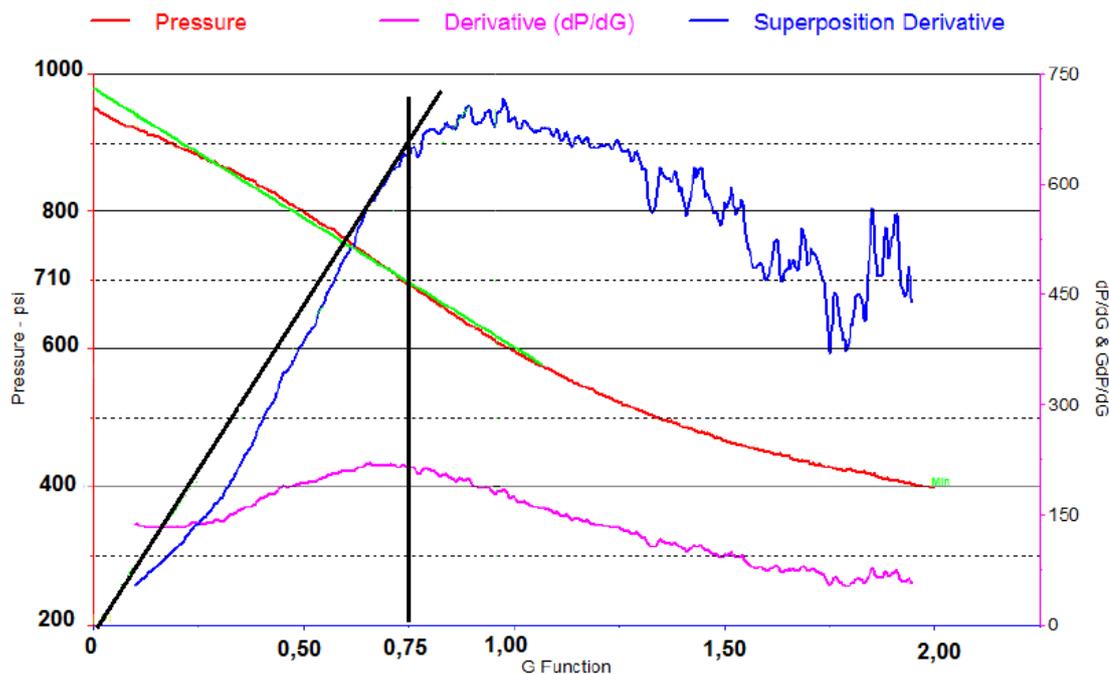


Figura 25 – Gráfico do minifrac realizado no campo

$$E_{ff} = \frac{G}{2 + G}$$

$$E_{ff} = \frac{0,75}{2+0,75} = 27,35\%$$

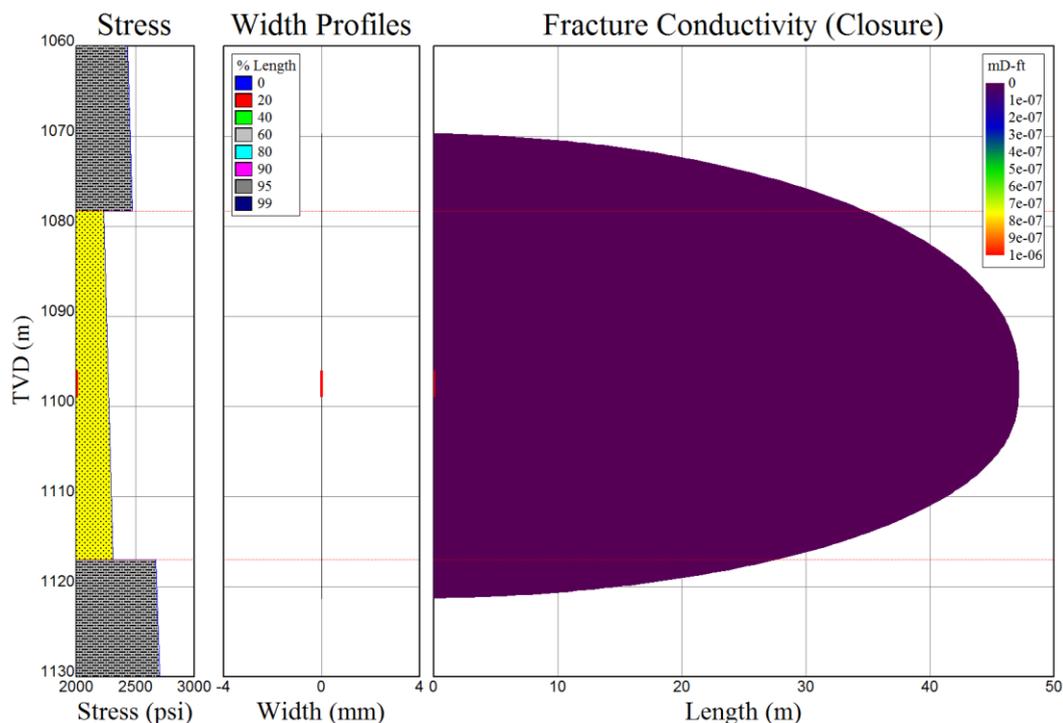
Comparando-se as eficiências simuladas e de campo verifica-se que são diferentes, ou seja, os valores simulados não estão bons, fazendo-se necessário modificar os coeficientes de filtração (Cw) no simulador para se obter a aproximação

Fazendo-se a modificação, Figura 26, chega-se a eficiência igual ao do campo

Zone Name	Status	Time (min)	Slurry Volume (U.S. gal)	Net Pressure (psi)	BHPF (psi)	Fracture Length (m)	Max. Width at Perfs (mm)	Total Height (m)	Fracture Efficiency
FT300	✓	14,1714	7999,19	208,08	2476,4	47,19	3,663	51,6	0,2735

Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Reservoir Pressure Gradient (psi/ft)	Reservoir Pressure (psi)	Total Compress. (1/psi)	Permeability (mD)	Porosity (fraction)	Fluid Visc. Reservoir (cp)	B126 Fluid Visc. Filtrate (cp)	B126 Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )	B126 Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )	YF 130M Fluid Visc. Filtrate (cp)	YF 130M Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )
1 CARN	791,62	791,62	0,433424	1125,68	1,64e-05	1,8	0,152398	2	0,603882	0,0026	0	0,603882	0,0024
2 FHL	859,19	859,19	0,433426	1221,77	1,64e-05	1e-06	0,0722061	1	1	0	0	1	0
3 ARN	907,46	907,46	0,433426	1290,41	1,64e-05	0,5	0,099937	2	0,603882	0,0026	0	0,603882	0,0024
4 FHL	1030,07	1030,07	0,433423	1464,75	1,64e-05	1e-06	0,058497	1	1	0	0	1	0
5 ARN	1039,72	1039,72	0,396024	1350,9	7,4e-05	0,8	0,117794	2	0,603882	0,0026	0	0,603882	0,0024
6 FHL	1078,33	1078,33	0,433427	1533,39	1,64e-05	1e-06	0,0702391	1	1	0	0	1	0
7 ARN c	1116,95	1116,95	0,349239	1279,8	7,81e-05	2	0,168913	2	0,603882	0,0026	0	0,603882	0,0024
8 FHL	1143,98	1143,98	0,433426	1626,74	1,64e-05	1e-06	0,047	1	1	0	0	1	0
9 ARN	1168,12	1168,12	0,363625	1393,56	7,18e-05	0,5	0,12	2	0,603882	0,0026	0	0,603882	0,0024
10 FHL	1197,08	1197,08	0,433424	1702,24	5,87e-05	1e-06	0,048	1	1	0	0	1	0
11 ARN	1235,69	1235,69	0,433425	1757,15	1,64e-05	1	0,135	2	0,603882	0,0026	0	0,603882	0,0024
12 FHL	1255	1255	0,433426	1784,61	1,64e-05	1e-06	0,049	1	1	0	0	1	0

Figura 26 – Eficiência e resultados para os novos valores simulados.



**Figura 27** – Geometria da fratura para o novo minifrac simulado, no qual foi obtida uma eficiência igual a de campo.

De maneira que, agora que a eficiência do minifrac simulado é igual ao encontrado no campo, verifica-se o coeficiente de filtração encontrado ( $C_w = 0,0024$ ) e no simulador Main-frac com este dado varia-se então a concentração de propante até que o comprimento ótimo seja igual ao determinado inicialmente, conforme Figura 28.

	Slurry Rate (bpm)	Stage Liquid Volume (U.S. gal)	Stage Time (min)	Stage Type	Fluid Type	Prop. Type	Prop. Conc. (lbm/gal)	Prop. Damage Factor	Total Mass (lbm)
1	15	8000	12,6984	Pad	FRW...	0000	0	0	0
2	15	8000	12,6984	Pad	B126	0000	0	0	0
3	15	4000	6,34921	Pad	YF ...	0000	0	0	0
4	15	16000	26,5461	Prop	YF ...	JD02	1	0,5	16000
5	15	10000	17,3096	Prop	YF ...	JD02	2	0,5	36000
6	15	6000	10,8167	Prop	YF ...	JD02	3	0,5	54000
7	15	6000	11,2477	Prop	YF ...	JD02	4	0,5	78000
8	15	5000	9,73221	Prop	YF ...	JD02	5	0,5	103000
9	15	3000	6,05481	Prop	YF ...	JD02	6	0,5	121000
10	15	2500	5,22524	Prop	YF ...	JD02	7	0,5	138500
11	15	928	1,47302	Flush	D004	0000	0	0	138500
12									

	Lithology Symbol	Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Stress Gradient (psi/ft)	Stress (psi)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Fracture Toughness (psi-in <sup>1/2</sup> )
1		CARN	791,62	791,62	0,73	1895,94	3,13e+06	0,22	1000
2		FHL	859,19	859,19	0,76	2142,34	3,03e+06	0,25	1000
3		ARN	907,46	907,46	0,71	2113,83	3,81e+06	0,21	1000
4		FHL	1030,07	1030,07	0,69	2331,85	4,45e+06	0,21	1000
5		ARN	1039,72	1039,72	0,67	2285,47	3,68e+06	0,21	1000
6		FHL	1078,33	1078,33	0,7	2476,48	3,97e+06	0,22	1000
7		ARN c	1116,95	1116,95	0,63	2308,66	3,84e+06	0,21	1000
8		FHL	1143,98	1143,98	0,73	2739,85	3,31e+06	0,25	1000
9		ARN	1168,12	1168,12	0,63	2414,42	3,65e+06	0,21	1000
10		FHL	1197,08	1197,08	0,8	3141,94	2,08e+06	0,3	1000
11		ARN	1235,69	1235,69	0,68	2756,79	3,42e+06	0,21	1000
12		FHL	1255	1255	0,79	3252,79	2,11e+06	0,3	1000

Lithology Symbol	Zone Name	TVD at Bottom (m)	MD at Bottom (m)	Reservoir Pressure Gradient (psi/ft)	Reservoir Pressure (psi)	Total Compress. (1/psi)	Permeability (mD)	Porosity (fraction)	Fluid Visc. Reservoir (cp)	B126 Fluid Visc. Filtrate (cp)	B126 Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )
	CARN	791,62	791,62	0,433424	1125,68	1,64e-05	1,8	0,152398	2	0,603882	0,005
	FHL	859,19	859,19	0,433426	1221,77	1,64e-05	1e-06	0,0722061	1	1	0
	ARN	907,46	907,46	0,433426	1290,41	1,64e-05	0,5	0,099937	2	0,603882	0,005
	FHL	1030,07	1030,07	0,433423	1464,75	1,64e-05	1e-06	0,058497	1	1	0
	ARN	1039,72	1039,72	0,396024	1350,9	7,4e-05	0,8	0,117794	2	0,603882	0,005
	FHL	1078,33	1078,33	0,433427	1533,39	1,64e-05	1e-06	0,0702391	1	1	0
	ARN c	1116,95	1116,95	0,349239	1279,8	7,81e-05	2	0,168913	2	0,603882	0,005
	FHL	1143,98	1143,98	0,433426	1626,74	1,64e-05	1e-06	0,047	1	1	0
	ARN	1168,12	1168,12	0,363625	1393,56	7,18e-05	0,5	0,12	2	0,603882	0,005
	FHL	1197,08	1197,08	0,433424	1702,24	5,87e-05	1e-06	0,048	1	1	0
	ARN	1235,69	1235,69	0,433425	1757,15	1,64e-05	1	0,135	2	0,603882	0,005
	FHL	1255	1255	0,433426	1784,61	1,64e-05	1e-06	0,049	1	1	0

B126 Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )	B126 Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )	FRW15A Fluid Visc. Filtrate (cp)	FRW15A Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )	FRW15A Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )	YF 130M Fluid Visc. Filtrate (cp)	YF 130M Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )	YF 130M Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )	D004 Fluid Visc. Filtrate (cp)	D004 Cw (ft/min <sup>1/2</sup> )	D004 Spurt Loss (gal/ft <sup>2</sup> )
0,005	0	1	0	0	0,603882	0,0024	0	0,603882	0,01	0
0	0	1	10	0	1	0	0	1	0	0
0,005	0	1	0	0	0,603882	0,0024	0	0,603882	0,01	0
0	0	1	10	0	1	0	0	1	0	0
0,005	0	1	0	0	0,603882	0,0024	0	0,603882	0,01	0
0	0	1	10	0	1	0	0	1	0	0
0,005	0	1	0	0	0,603882	0,0024	0	0,603882	0,01	0
0	0	1	10	0	1	0	0	1	0	0
0,005	0	1	0	0	0,603882	0,0024	0	0,603882	0,01	0
0	0	1	10	0	1	0	0	1	0	0
0,005	0	1	0	0	0,603882	0,0024	0	0,603882	0,01	0
0	0	1	10	0	1	0	0	1	0	0

Figura 28 - Dados simulados pelo Main-frac com Cw igual á 0,0024.

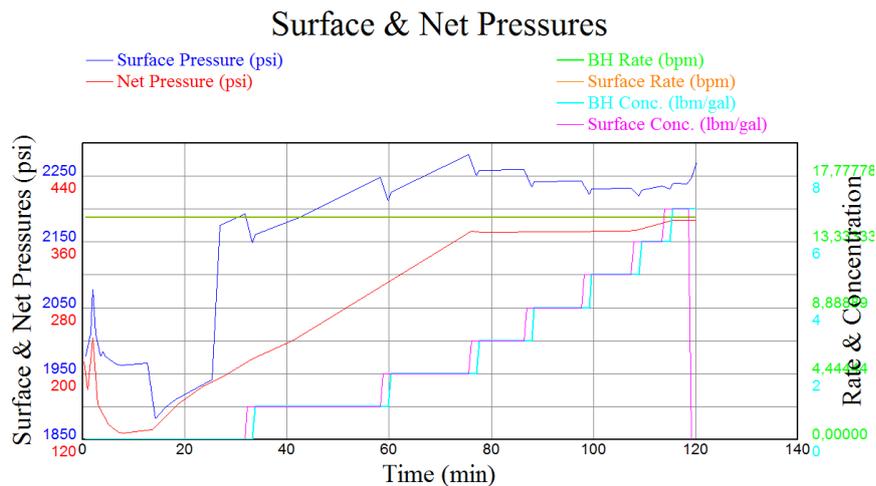
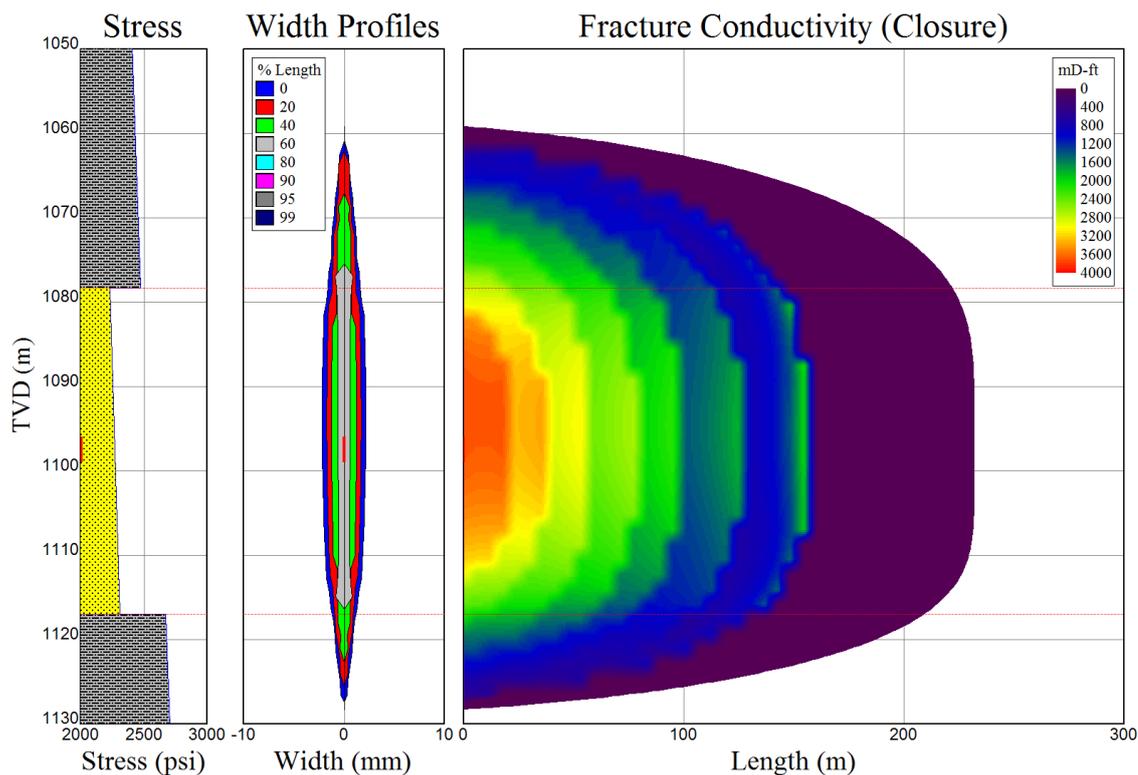
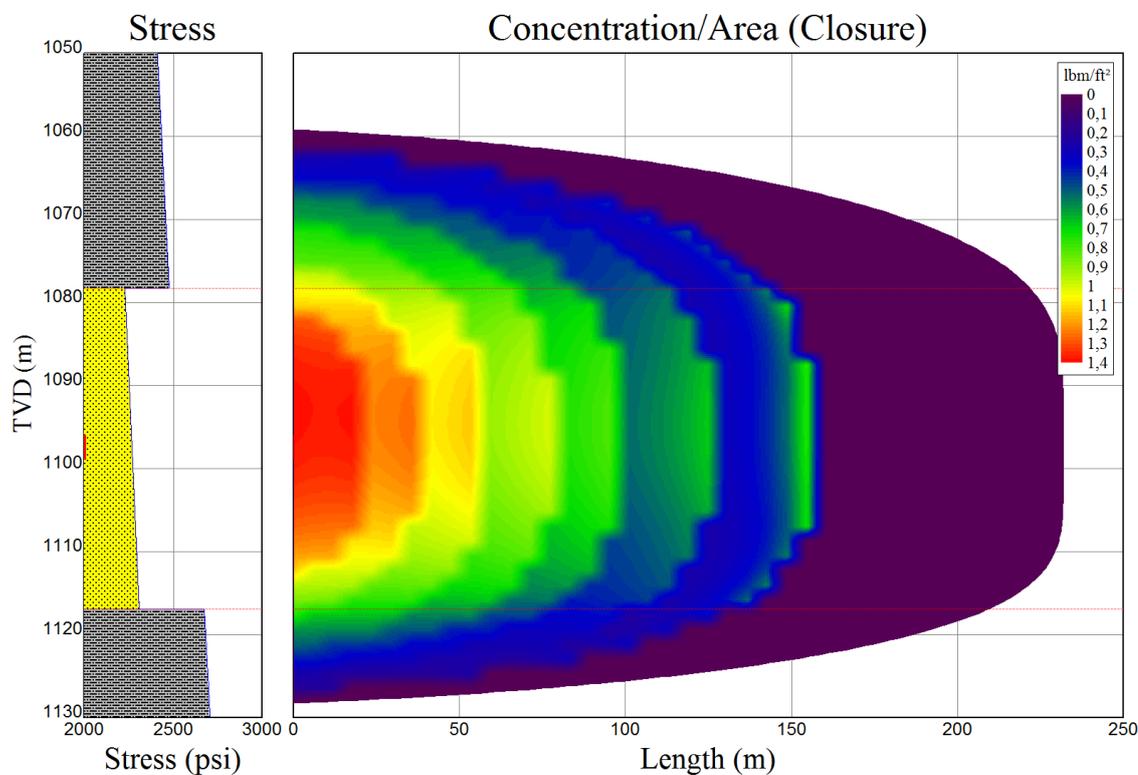


Figura 29 – Pressão na cabeça e Net Pressure versus o tempo simulados no Main-frac.



**Figura 30** – Gráfico da condutividade da fratura para o novo minifrac simulado, modificando a concentração de propante.



**Figura 31** – Gráfico da concentração por área do propante para o novo minifrac simulado, modificando a concentração de propante.

Com a variação da concentração do propante e mantendo-se a  $C_w$  de 0,0024 chega-se aos valores esperados para a fratura, Figura 32.

### **PROPPANT DESIGN SUMMARY**

	FT300	
Frac Length - Created	232,08	(m)
Frac Length - Propped	156,14	(m)
Frac Height - Avg.	63,287	(m)
Propped Height (Pay Zone) - Avg.	38,62	(m)
Max Width at Perfs - EOJ	11,387	(mm)
Propped Width (Well) - Avg.	3,9136	(mm)
Propped Width (Pay Zone) - Avg.	2,5088	(mm)
Conc./Area (Frac) - Avg. at EOJ	0,47627	(lbm/ft <sup>2</sup> )
Conc./Area (Pay Zone) - Avg. at Closure	0,81359	(lbm/ft <sup>2</sup> )
Frac Conductivity (Pay Zone) - Avg. at Closure	2162	(mD-ft)
Dimensionless Frac Conductivity (Pay Zone)	2,1103	
Beta	0,00033645	(atm-s <sup>2</sup> /gm)
Avg. Fracture Permeability	262,67	(darcy)
Propped Fracture Ratio (EOJ)	0,25256	
Closure Time	208,53	(min)
Screen-Out Time	0	(min)

**Figura 32** – Resultados obtidos pela simulação em que se obteve um comprimento ótimo de fratura próximo de 156 metros.

Com os dados de poço e utilizando a modelagem de Valkó obtêm-se também valores de comprimento e espessura ótimos da fratura.

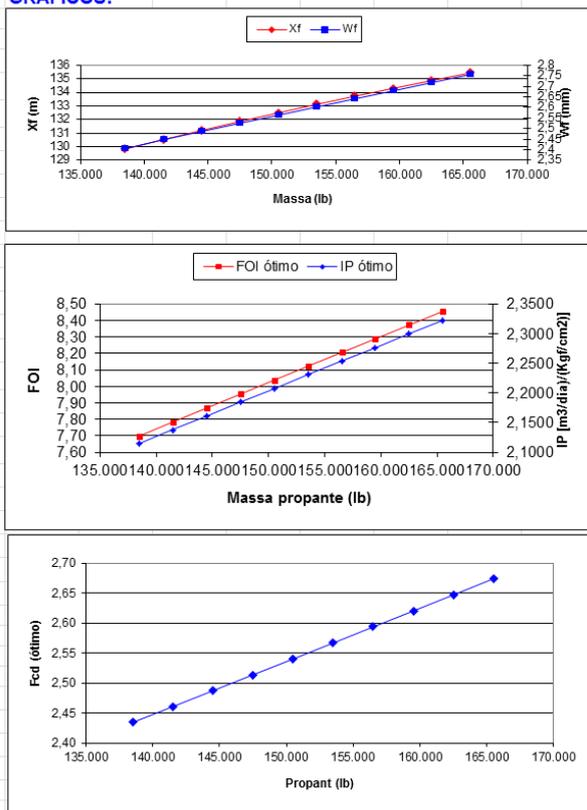
**DADOS DE ENTRADA:**

Valor = 1 (óleo) e Valor = 2 (gás)	1
Temperatura Reservatório	165 °F
Pressão Estática	90 Kgf/cm <sup>2</sup>
Z do gás	0,86
Fator Volume Formação gás (Bg)	2,009
Fator Volume Formação óleo (Bo)	1,1
Fator Volume Formação (B)	1,100
Massa Propante Inicial (M)	138.500 lb
Incremento Massa Prop (dM)	3.000 lb
Permeabilidade do propante (Kprop)	262.670 mD
Altura Porosa (h net)	38,62 m
Altura Total Fratura (h gross)	63,287 m
Porosidade do Propante (Pop)	0,4 fração
Densidade do Propante (den)	2,648 g/cm <sup>3</sup>
Permeabilidade da Formação (K)	2 mD
Raio de Drenagem (Rd)	200 m
Área do Reservatório (Ar)	0,13 Km <sup>2</sup>
Área do Reservatório (Ar)	31,05 acres
Raio do Poço (Rw)	4,5 in
Viscosidade do Fluido da Formação	2 cP
Skin inicial	0
Condições Padrões Tsc (oR)	540 °R
Condições Padrões Psc (psia)	14,5 psia

Xf - Metade do comprimento da fratura (m).  
 Wf - Espessura Média da Fratura (mm).  
 IP - Índice de Produtividade (m<sup>3</sup>/dia)/psi.  
 FOI - Folds of Increases.

Chave: altamiro

**GRÁFICOS:**



**Figura 33** – Dados de entrada e resultados de espessura e comprimento ótimo utilizando a modelagem Valkó, com dados do reservatório.

Pelo método de Valkó os resultados obtidos são de comprimento ótimo de aproximadamente 130 metros e de espessura ótima de aproximadamente de 2,4 mm. Fazendo-se a comparação com os encontrados através do simulador (156,14 metros de comprimento e 2,5088 mm de espessura ótimos) verifica-se que os valores simulados estão suficientemente aproximados então os volumes definidos estão bons.

Sendo os dados simulados suficientes para estarem aproximados aos de campo, pode-se então prever a produção após o fraturamento hidráulico. Com simulador MProd foram simuladas dados para a obtenção de curvas de produção após o fraturamento e da produção sem o fraturamento hidráulico, sendo dados de entrada apresentados nas Figura 34.

Property	Value	Unit
Reservoir Drainage Area	31	acres
Dimensionless Reservoir Aspect Ratio	1	
Dimensionless Well Location - X Direction	0	
Dimensionless Well Location - Y Direction	0	
Total Pay Zone Height	38,62	m
Equivalent Reservoir Permeability	2	mD
Initial Reservoir Pressure	1280	psi
Total Reservoir Compressibility	7,81e-05	1/psi
Equivalent Reservoir Porosity	0,16	%
Equivalent Reservoir Viscosity	2	cp

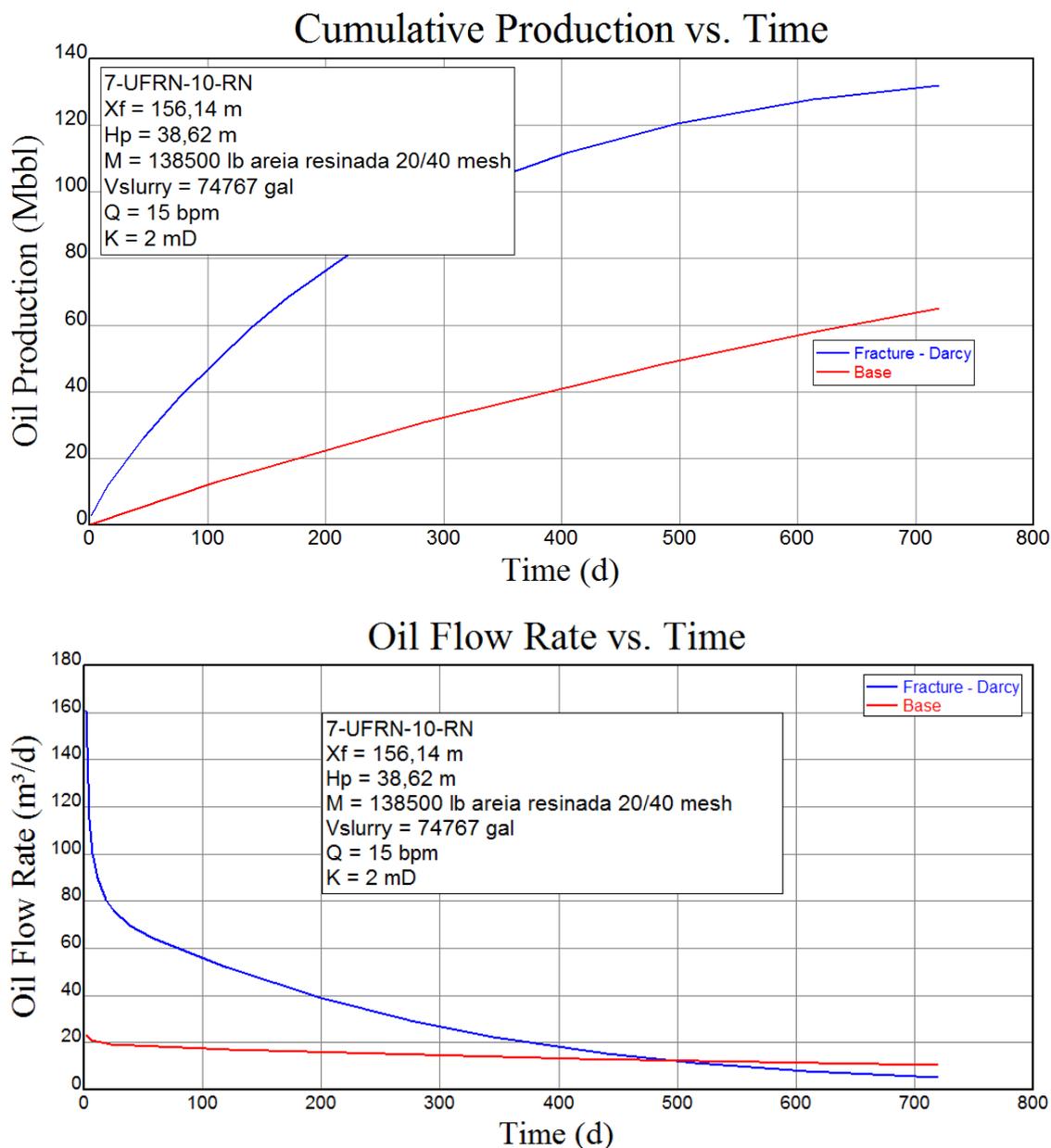
Property	Value	Unit
Total Pay Zone Height	38,62	m
Effective Propped Pay Zone Height	38,62	m
Propped Fracture Length	156,14	m
Average Fracture Conductivity, kfwf	2,2151e+06	mD-ft
Dimensionless Conductivity, Cfd	2162	
Fracture Skin Factor	0	
Inverse Fracture Diffusivity	1e-06	

Time (d)	Flowing Pressure (psi)	Time Step (d)
1	360	20
		1

Vertical

Property	Value	Unit
Wellbore Radius	4,5	in.
Formation Volume Factor	1,1	RB/STB
Wellbore Skin Factor (base - prefrac)	0	
Wellbore Skin Factor (stimulated)	0	
Wellbore Storage Factor	0	

Figura 34 – Dados de entrada do simulados MProd.



**Figura 35** – Produção acumulada e vazão em função do tempo (24 meses).

Verificou-se então que em função do fraturamento hidráulico houve um adiantamento de produção e assim receitas, extremamente importante na indústria de petróleo, pois permitem que se diminuam os gastos de tempo de produção tornando o poço mais lucrativo.

Como a produção foi prevista, ainda pode-se estimar o valor presente líquido (VPL) relativo ao diferencial de produção com e sem o fraturamento, dado pela Equação 29 e 30.

Considerando uma taxa de atratividade de 15 % a.a, o custo de produção de 12 US\$/bbl (de equipamentos, produtos químicos, transporte, manutenção, pessoal, impostos,

royalties, despreciação, etc) e o preço do petróleo de 100 US\$/bbl, teve-se o gráfico em relação ao tempo desse diferencial, desconsiderando-se o custo do fraturamento, Figura 36:

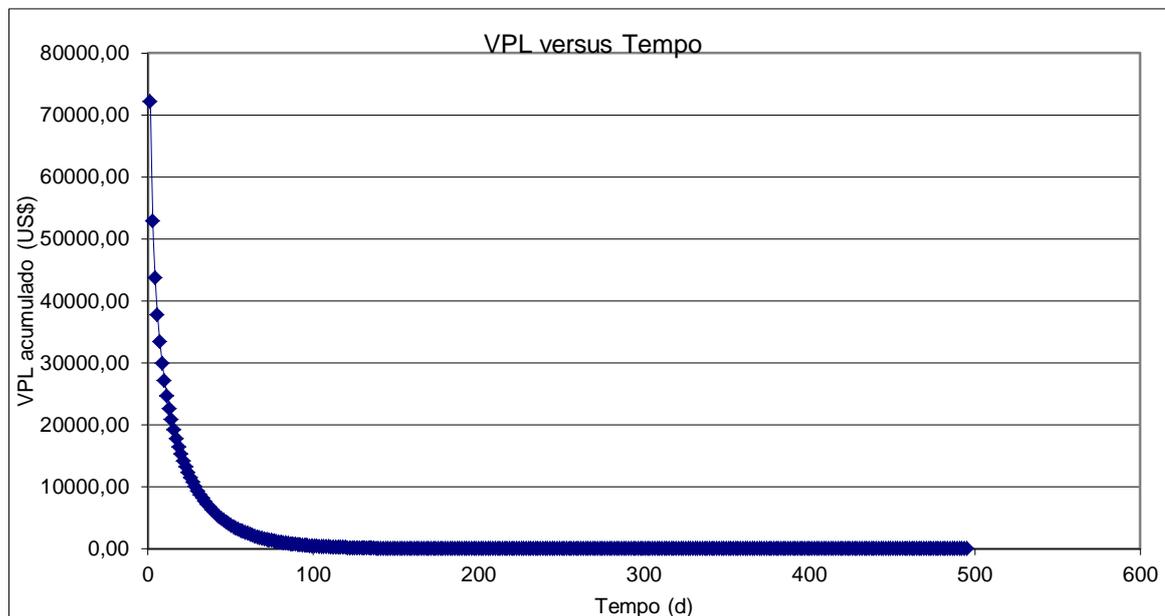


Figura 36 – VPL x Tempo.

Verifica-se então que se tem um bom diferencial do retorno do poço com o fraturamento hidráulico em relação a produção sem ele, pois um VPL de US\$ 607.260,00 é obtido, quando o custo do fraturamento for US\$ 50.000,00 (estimado). Mas para uma melhor análise é necessária para verificar se os se a receita do poço compensa os custos do poço e de produção e então verificar até quanto tempo o poço deverá produzir.

#### 4.4.3 Projeto Final de Fraturamento Hidráulico

Com o projeto dimensionado, elaborou-se um documento para ser seguido no fraturamento, o projeto de fraturamento, apresentado a seguir

## PROJETO DE FRATURAMENTO

**Elaborado por:** Tatiane de Gois Santos

**Estudante de Engenharia de Petróleo**

**UFRN / ENG DE PETRÓLEO**

Poço: 7-UFRN-10

Campo: UFRN

Fraturamento em: 1.096 á 1.099 m

**Data:** 05/06/2014

### 1. Histórico:

Fraturar a zona A1 da formação UFRN para produção de gás no intervalo canhoneado 1.096 á 1.099 m.

### 2. Objetivo:

Fraturar o intervalo acima para produção de gás.

### 3. Dados Poço/Formação:

Permeabilidade Efetiva	2 mD
Pressão Estática do Reservatório	90 Kgf/cm <sup>2</sup>
Compressibilidade Total	0,000781 1/psi
Porosidade	17 %
Viscosidade do Fluido do Reservatório	2 cP
Profundidade do Canhoneado (medida)	1.096 M
Área de Drenagem do Reservatório	1.000 acres
Módulo de Young	3,84E+06 Psi
Temperatura da Formação	165 °F
Coluna ID	2,441 inch
Revestimento ID	6,386 inch
Altura de Fratura Sustentada	63,287 M
Comprimento de Fratura Sustentada	156 M
Espessura Média da Fratura in Pay Zone	2,5088 Mm
Espessura Média da Fratura in Canhoneio	3,9136 Mm
Condutividade Média da Fratura in Pay Zone	2.162 mD*ft
Condutividade Adimensional in Pay Zone	2,1103
Tempo de Fechamento da Fratura	208,53 min
Eficiência Média do Fluido de Fraturamento	27,35 %
Net Pay	38,62 m
Topo da Fratura (vertical)	1.096 m
Base da Fratura (vertical)	1.099 m
Fundo do Poço (medida)	1.255 m
Coeficiente de Poisson	0,21
Tipo de Fluido do Reservatório	Óleo
Número de Furos do Canhoneio	12

## Main-Frac

### 4. Colchão

Colchão	8.000 gal	FRW
Colchão	8.000 gal	B126
Colchão	4.000 gal	YF

### Carreador

Fase 1	16000	gal	YF	Com	1	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Fase 2	10000	gal	YF	Com	2	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Fase 3	6000	gal	YF	Com	3	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Fase 4	6000	gal	YF	Com	4	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Fase 5	5000	gal	YF	Com	5	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Fase 6	3000	gal	YF	Com	6	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Fase 7	2500	gal	YF	Com	7	lb/gal	Areia	20/40	mesh
Deslocamento	928	gal	D004	com	0	lb/gal	Areia	20/40	mesh

### 5. Composição do Fluido para 1000 gal: CleanGel BM 25 (YF)

KCl	167	lb/Mgal	Estabilizador de Argila
BAC 10	0,25	gal/Mgal	Bactericida
Diesel	6	gal/Mgal	Dispersante de Polímero
GG P	25	lb/Mgal	Polímero Concentrado
FLOUR S	2	gal/Mgal	Surfactante para Gás
BORO H	2	lb/Mgal	Agente Crosslinker
SODA C **	1,5 a 2	lb/Mgal	Agente Ativador
PERS N **	2	lb/Mgal	Quebrador de Gel

\*\* Adicionados on line. O M SODA C é feita uma solução que varia de 4 a 6% m/m.

## Dados e Procedimentos operacionais

### 6. Dados da Operacional:

Pressão de Bombeio	3000 Psi
Pressão Fricção Coluna	1100 Psi
Pressão Fricção Canhoneio	104 Psi
Vazão	15 Bpm
Potência	1100 HHP
Volume Total de Gel	42200 gal
Massa de Agente Sustentação	36000 Kg

### 7. Procedimento Operacional:

7.1 Filtrar todo o fluido base.

7.2 Para realizar o fraturamento a extremidade da coluna deverá estar no mínimo a 20 metros acima do topo dos canhoneados. Calcular o volume de deslocamento, para que o bombeio pare, quando o fluido de deslocamento estiver a 20 metros do topo do canhoneado.

7.3 Pressurizar anular com: 1.000 psi

7.3.1 Manter válvula de segurança do anular, pertencente a sonda, calibrada para disparar em 90% da pressão de resistência dos equipamentos de superfície.

7.4 Teste de poder de sustentação do gel:

Tempo de Sustentação de 70% da altura: 1 hora  
Concentração do Agente de Sustentação: 5 lb/gal  
Agente de Sustentação: Areia Resina 20/40 mesh  
Temperatura do Teste: 116 °F  
Obs: Caso haja decantação rápida, aumentar a concentração de polímero de 5 lb/Mgal.

7.5 Teste de quebra do gel:

Tempo requerido da quebra: 2 horas  
Temperatura do Teste: 116 °F

Obs 1: Estamos considerando o resfriamento da formação em função do fluido injetado.

Obs 2: Determinar a quantidade de quebrador mediante este teste.

7.6 Abrir o poço para limpeza imediatamente após o deslocamento. A vazão de retorno não pode ser superior a 1 bpm, controlá-la com o bean da sonda, leitura da vazão será realizada através do *flowmeter* posicionado na linha que vai para o bean da sonda, o tanque de retorno deve estar vazio para recebimento do gel que retornará do poço.

7.7 Verificar no tanque de retorno se houve retorno de agente de sustentação e qual a quantidade.

---

## **Capítulo 5**

## **Conclusão**

---

---

## 4 Conclusão

---

Neste trabalho foram apresentadas as etapas de construção para um poço simplificado, vertical, *onshore*, em um campo conhecido do nordeste brasileiro. Sendo apresentado a elaboração de um projeto de poço contemplando a Perfuração, Completação e Fraturamento Hidráulico, para cada qual tendo um projeto específico.

A metodologia usada para a elaboração dos projetos foi feita a partir de informações bibliográficas e de engenheiros das mais diversas áreas que contemplaram os projetos, permitindo definir etapas para a elaboração e comentários sobre os projetos desenvolvidos.

Como resultado final foram apresentados três projetos para um poço fictício (Perfuração, Completação e Fraturamento Hidráulico) que se mostrou satisfatório dentro dos parâmetros usados na indústria, com as etapas mínimas descritas e justificadas.

Apesar da descrição das fases de cada projeto, estes foram feitos com base em dados modificados da indústria e outros supostos (para que se pudesse dar continuidade a elaboração), como também apenas algumas de tantas outras possibilidades foram apresentadas.

Outros estudos devem ser feitos para realmente caracterizar uma metodologia de desenvolvimento de projetos, para projetos característicos deste campo tratado no trabalho como também para outros tipos de campos. Também, tendo em vista o aperfeiçoamento das técnicas de elaboração de projetos, deve-se em trabalhos futuros destacar o fator econômico envolvido nas escolhas feitas e diferentes técnicas de gerenciamento de mudanças para se obter facilidades operacionais.

---

## **Capítulo 6**

### **Referências Bibliográficas**

---

---

## 5 Referências Bibliográficas

---

ADAMS, N.J. **Drilling Engineering: A complete well planning approach.** Penn Well Publishing Company, Tulsa, 1985. 960 p.

BARRAGAN, R.V.; **Otimização dos parâmetros mecânicos nas brocas para obter o custo mínimo de uma fase de um poço.** Tese (Mestrado). Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 1995. 105p.

BARRETO, M. A. **Caracterização de materiais para garantir a condutividade de fraturas hidráulicamente induzidas em poços de petróleo e gás.** Tese (Doutorado). Programa de Pós graduação em Engenharia Mecânica da PUC Rio de Janeiro (2010). Disponível em <[http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/16581/16581\\_1.PDF](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/16581/16581_1.PDF)> Acesso em Maio de 2014.

BELÉM, Francisco Aldemir Teles. **Desenvolvimento de Pastas Cimentantes Utilizando Cimentos Portlad Compostos para Cimentação de Poços Petrolíferos.** Tese (Mestrado) UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência do Petróleo. 2010. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência do Petróleo. Linha de pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração e Gás Natural, Natal/RN, Brasil. p.4-10.

BELLARBY, Jonathan. **Well Completion Design.** Developments in Petroleum Science. Ed. ACADEMIC PRESS, VOL. 56, 2013. p. 512 e 534.

BOMFIM, Diego Tavares. **Centro de Simulação Aguaviária.** [Online] Citado em: 22 do 12 de 2011. Disponível em <<http://www.csaq.org.br/site/noticias/pagina/4>>.

BOURGOYNE, A.T.; MILLHEIM, K.K.; CHENEVERT, M.E.; YOUNG, F.S. Applied Drilling Engineering. **SPE Textbook Series**, v.2, USA, 1986.

ECONOMIDES, Michael J.; HILL, A. Daniel; EHLIG- ECONOMIDES, Christine. **Reservoir Stimulation.** Third Edition, 2000, p. 6.31, 6.35.

GARCIA, José Eduardo de Lima. **A Completação de Poços no Mar.** Apostila, SEREC/CEN-NOR. Salvador (BA), 1997.

GEERTSMA, J.; and de KLERK, F. “A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulic Induced Fracturing,” *JPT*, pp. 1571 – 1581, December 1969.

JAHN, Frank; COOK, Mark; GRAHAM, Mark; FERREIRA, Doneivan. **Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos**. Rio de Janeiro, ed: Elsevier, 2012. P.53-55.

KHRISTIANOVIC(h), S. A.; and ZHELTON, Y. P. “**Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid**,” *Proc., Fourth World Petroleum Congress, Sec. II*, pp. 579-586, 1955.

LIMA, Pollyana da Silva. **Influência de Fonte Pozolânica no Comportamento Mecânico de Pastas de Cimento Para Poços de Petróleo**. Monografia, UFRN. Departamento de Engenharia do Petróleo. Natal/RN, nov., 2013. p. 15-31.

MEDEIROS, Bruno Eduardo Alcântara. **Efeito de Viscosificantes na Filtração de Fluidos de Perfuração à Base Água**. Monografia, UFRN, CT -NUPEG. Natal [RN], 2010. p 7- 19.

MELO, Klismeryane Costa. **Monitoramento das propriedades químicas e físicas dos fluidos de perfuração**. Monografia, UFRN. Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Área de concentração: Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural. Natal/RN, Janeiro, 2009, p. 12-32.

MORIYAMA, André Luis Lopes. **Avaliação do Envelhecimento Dinâmica nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Base Água**. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Petróleo, Natal/RN, Brasil. 2010, p. 18-32.

MOTA, André Luís Novais; FILHO, Osvaldo Chiavone. **Relatório de Estágio Supervisionado Halliburton Serviços LTDA. Estudo de Cimentação e Estimulação de Poços de Petróleo**. Natal [RN] 2003. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Recursos Humanos da ANP – PRH-14. p. 6-42. Disponível em: <<http://dc231.4shared.com/doc/xqFhh0A5/preview.html>> Acesso em Maio de 2014.

NÓBREGA, Ana Cecilia Vieira. **Estudos de durabilidade frente ao ataque ácido de compósitos Portland – polímero para cimentação de poços de petróleo**. Natal [RN] 2008, Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais. p. 20-155.

NÓBREGA, Andreza Kelly Costa. **Formulação de pastas cimentícias com adição de suspensão de quitosana para cimentação de poços de petróleo**. Natal [RN] 2008. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais. p. 21-123.

PAIM, Cláudio Gilberto Guedes. **Otimização de Parâmetros**. UN RNCE/SOND/OSP. Julho, 2013. Disponível em: < <http://pt.scribd.com/doc/155692327/Curso-de-Otimiza-%C2%BA-uo-de-Par-ometros-Paim>> Acesso em Maio de 2014.

PLÁCIDO, João Carlos Ribeiro; PINHO, Rodrigo. **Brocas De Perfuração de Poços De Petróleo**. Rio de Janeiro. 2009, p. 11-59.

RESOLUÇÃO ANP Nº 49, DE 20.9.2011 - DOU 21.9.2011. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Regulamento Técnico de Procedimentos para Codificação de Poços (CAPÍTULO I).

ROCHA, Luiz Alberto Santos; AZEVEDO, Cecilia Toledo. **Profeto de Poços de Petróleo**. 2º ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2009. p.15-436.

SANTANNA, Vanessa Cristina. **Obtenção e Estudo das Propriedades de um Novo Fluido de Fraturamento Hidráulico Biocompatível**. Tese (Doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte Programa de Recursos Humanos da ANP em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural – PRH14. Natal/ RN 2003. Disponível em: < [http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH14/Vanessa-Cristina-Santanna\\_PRH14\\_UFRN\\_M.pdf](http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH14/Vanessa-Cristina-Santanna_PRH14_UFRN_M.pdf)> Acesso em Maio de 2014.

SANTOS, José Altamiro Carrilho Mota. **Nova Técnica para Obtenção de Fraturas com Altíssima Condutividade em Poços de Petróleo**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Engenharia do Petróleo. Natal/ RN 2010. Disponível em < [http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/1/7376/1/JoseACMS\\_TESE.pdf](http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/1/7376/1/JoseACMS_TESE.pdf)> Acesso em junho de 2014.

SILVA, Victor Costa. **Simulador Computacional de Planejamento e Perfuração em Tempo Real de Poços Verticais**. Monografia, UFRJ. Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica. RJ, Brasil, 2012. p.8-199.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREA C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A.; CARVALHO, R. S. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª Ed. Editora: INTERCIÊNCIA. Rio de Janeiro, 2004.

VILLARROEL, Flávia; ARAÚJO, Ewerton,; FONTOURA, Sérgio. **Análise Paramétrica da Estabilidade de Poços de Petróleo**. Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica – Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <[www.gtep.civ.puc-rio.br/img\\_banco/artigos/CIL09-019.pdf](http://www.gtep.civ.puc-rio.br/img_banco/artigos/CIL09-019.pdf)>. Acesso em: 12 de abr. 2011.

# ANEXO

ANEXO 1

**RESOLUÇÃO ANP Nº 49, DE 20 DE SETEMBRO DE 2011**

O Diretor-Geral da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, no uso de suas atribuições legais e com base na Resolução de Diretoria nº 872, de 14 de setembro de 2011,

Considerando as necessidades de formatação e codificação de poços, essenciais ao cumprimento do inciso XI, do Art. 8º, da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento Técnico, em anexo a esta Resolução, que trata do procedimento para Codificação de Poços perfurados durante as Fases de Exploração e de Produção dos Contratos de Concessão.

Art. 2º O descumprimento das disposições do Regulamento Técnico implicará a aplicação das sanções previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, bem como nas demais normas aplicáveis.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação e revoga a Portaria ANP nº 75, de 03 de maio de 2000.

HAROLDO BORGES RODRIGUES LIMA

ANEXO

REGULAMENTO TÉCNICO DE PROCEDIMENTOS PARA CODIFICAÇÃO DE POÇOS

CAPÍTULO I

DAS DEFINIÇÕES GERAIS

Art. 1º Ficam incorporadas a este Regulamento Técnico as definições contidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997.

Art. 2º A Codificação de Poços é o ato de dotar o poço de um nome válido para a ANP e de um cadastro.

§ 1º O nome do poço é o conjunto de símbolos alfanuméricos que identifica o poço em relatórios, mapas e demais documentos.

§ 2º O cadastro é o conjunto de algarismos agrupados de tal forma que permita a identificação unívoca de um poço.

Art. 3º O nome do poço é constituído das cinco partes descritas a seguir, correspondentes à Categoria, à Referência Nominal, à Numeração, ao Tipo e à Referência Geográfica.

I - A Categoria define o poço segundo sua finalidade, a qual poderá ser:

a) Poço Exploratório Pioneiro, identificado com o código 1, é o poço que visa testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico;

b) Poço Exploratório Estratigráfico, identificado com o código 2, é o poço perfurado com a finalidade de se conhecer a coluna estratigráfica de uma bacia e obter outras informações geológicas de subsuperfície;

c) Poço Exploratório de Extensão, identificado com o código 3, é o poço que visa delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural em um reservatório, podendo ser perfurado em qualquer Fase do Contrato de Concessão;

d) Poço Exploratório Pioneiro Adjacente, identificado com o código 4, é o poço que visa testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta;

e) Poço Exploratório para Jazida Mais Rasa, identificado com o código 5, é o poço que visa testar a ocorrência de jazidas mais rasas em determinada área;

f) Poço Exploratório para Jazida Mais Profunda, identificado com o código 6, é o poço que visa testar a ocorrência de jazidas mais profundas em determinada área;

g) Poço Explotatório de Produção, identificado com o código 7, é o poço que visa drenar uma ou mais jazidas de um campo;

h) Poço Explotatório de Injeção, identificado com o código 8, é o poço destinado à injeção de fluidos visando melhorar a recuperação de petróleo ou de gás natural ou manter a energia do reservatório; e

i) Poço Especial, identificado com o código 9, é aquele que visa permitir uma operação específica que não se enquadra nas situações anteriormente definidas;

II - A Referência Nominal é o conjunto de 2 a 4 letras maiúsculas que integram o nome do poço, definidas como se segue:

a) Para poços exploratórios, é derivada do nome do operador;

b) Para os poços explotatórios, é derivada do nome do campo de petróleo e/ou gás natural onde se situa o poço; e

c) Para poços especiais, é derivada do nome do operador, quando for perfurado em área exploratória, ou é derivada do nome do campo de produção de petróleo e/ou gás natural, quando for perfurado em área explotatória.

III - A Numeração especifica a ordem sequencial dos poços, da seguinte forma:

a) Poços exploratórios recebem a numeração em ordem cronológica de perfuração, por operador;

b) Poços explotatórios recebem a numeração de acordo com a ordem cronológica de perfuração nos campos de petróleo ou gás natural em que se situam;

c) Os poços especiais, caso situados em área exploratória, recebem a numeração obedecendo à ordem cronológica de perfuração na área exploratória, por operador; quando situados em campos de petróleo ou gás natural, recebem a numeração de acordo com a ordem cronológica de perfuração nos campos; e

d) poços destinados à Investigação de Risco Geológico terão numeração de acordo com os itens "a" ou "b".

IV - O Tipo define o poço quanto à sua geometria, da seguinte forma:

a) Poço Vertical é aquele projetado para atingir os objetivos colimados na vertical que passa pelo centro da mesa rotativa; esse Tipo não recebe identificação específica, a não ser quando é repetido;

b) Poço Direcional, identificado com a letra D, é o poço propositalmente perfurado fora da vertical visando atingir objetivo(s) específico(s);

c) Poço Horizontal, identificado com a letra H, é o poço direcional perfurado com a finalidade de atingir e/ou penetrar no objetivo horizontalmente ou sub-horizontalmente;

d) Poço Repetido é o poço reperfurado em função da perda do poço original e visando aos mesmos objetivos ou alvos; os Poços Repetidos têm a sua identificação modificada acrescentando-se letras do alfabeto ao número do poço, de forma sequencial, evitando-se as letras D, H e P;

e) Poço Partilhado ou Poço Multilateral, identificado com a letra P, é aquele que aproveita um poço já perfurado, ou parte dele, ou então é perfurado a partir de um poço piloto e que tem objetivos ou alvos diferentes do poço aproveitado ou do poço piloto; e

f) Poço Desviado é o poço cuja perfuração ou avaliação foi impedida pela presença de um obstáculo intransponível, sendo necessário um desvio para continuar a perfuração ou para a avaliação, com o mesmo objetivo ou alvo;

g) Poço de Investigação, identificado com a letra "i", em minúsculo, é aquele perfurado especificamente visando a conhecer riscos geológicos rasos em relação aos objetivos do

prospecto, a fim de se obter informações que tornem as operações de perfuração do poço definitivo mais seguras e otimizadas. Este poço terá o mesmo sequencial do poço definitivo.

V - A Referência Geográfica é o conjunto de letras que identifica a Unidade da Federação onde se localiza o poço; são utilizadas as siglas oficiais do IBGE para as Unidades da Federação.

Quando o poço localizar-se no mar, acrescenta-se a letra S (submarino) à sigla da Unidade da Federação. A referência geográfica pode ser substituída pela sigla da Bacia Sedimentar, seguida de S (submarino), nos casos em que os limites interestaduais, no mar, não estão perfeitamente estabelecidos.

Art. 4º O Cadastro de Poço é constituído de três partes:

I - A primeira parte, de dois dígitos, identifica as Unidades da Federação, como se segue:

04 - ACRE

08 - ALAGOAS

12 - AMAPÁ

14 - AMAZONAS

20 - BAHIA

24 - DISTRITO FEDERAL

30 - CEARÁ

34 - ESPÍRITO SANTO

40 - FERNANDO DE NORONHA

44 - GOIÁS

50 - MARANHÃO

54 - MATO GROSSO

56 - MATO GROSSO DO SUL

58 - MINAS GERAIS

60 - PARÁ

62 - PARAÍBA

64 - PARANÁ

66 - PERNAMBUCO

68 - PIAUÍ

74 - RIO DE JANEIRO

72 - RIO GRANDE DO NORTE

70 - RIO GRANDE DO SUL

76 - RONDÔNIA

78 - RORAIMA

82 - SANTA CATARINA

86 - SÃO PAULO

90 - SERGIPE

95 - TOCANTINS

Observação: Para as Bacias de Santos e a de Pelotas, onde não estão perfeitamente estabelecidos os limites entre os estados no mar, podem ser adotados os seguintes dígitos na constituição do cadastro:

22 - BACIA DE SANTOS

26 - BACIA DE PELOTAS

II - A segunda parte, de três dígitos, identifica a Bacia Sedimentar, da seguinte forma:

010 - ACRE

195 - AFOGADOS DA INGAZEIRA

330 - ÁGUA BONITA

116 - ALAGOAS MAR

115 - ALAGOAS TERRA

266 - ALMADA MAR

265 - ALMADA TERRA

035 - ALTO TAPAJÓS

055 - AMAPÁ

030 - AMAZONAS

150 - ARARIPE

325 - BANANAL

081 - BARREIRINHAS MAR

080 - BARREIRINHAS TERRA

155 - BARRO

190 - BETÂNIA

175 - BOM NOME

060 - BRAGANÇA-VIZEU

246 - CAMAMU MAR

245 - CAMAMU TERRA

281 - CAMPOS MAR

280 - CAMPOS TERRA

096 - CEARÁ  
160 - CEDRO  
256 - CUMURUXATIBA MAR  
255 - CUMURUXATIBA TERRA  
310 - CURITIBA  
271 - ESPÍRITO SANTO MAR  
270 - ESPÍRITO SANTO TERRA  
051 - FOZ DO AMAZONAS  
130 - ICÓ  
110 - IGUATU  
200 - IRECÊ  
205 - ITABERABA  
285 - ITABORAÍ  
236 - JACUÍPE  
210 - JATOBÁ  
251 - JEQUITINHONHA MAR  
250 - JEQUITINHONHA TERRA  
125 - LIMA CAMPOS  
015 - MADRE DE DIOS  
095 - MALHADO VERMELHO  
050 - MARAJÓ  
180 - MIRANDIBA  
261 - MUCURI MAR  
260 - MUCURI TERRA  
315 - PANTANAL  
076 - PARÁ-MARANHÃO  
300 - PARANÁ  
320 - PARECIS-ALTO XINGU  
090 - PARNAIBA  
381 - PELOTAS MAR  
380 - PELOTAS TERRA  
105 - PERNAMBUCO-PARAÍBA TERRA  
106 - PERNAMBUCO-PARAÍBA MAR  
066 - RIO DO PEIXE

135 - POMBAL  
101 - POTIGUAR MAR  
100 - POTIGUAR TERRA  
241 - RECÔNCAVO MAR  
240 - RECÔNCAVO TERRA  
290 - RESENDE  
316 - SANTOS  
275 - SÃO FRANCISCO  
170 - SÃO JOSÉ DO BELMONTE  
070 - SÃO LUÍS  
305 - SÃO PAULO  
121 - SERGIPE MAR  
120 - SERGIPE TERRA  
165 - SERRA DO INÁCIO  
020 - SOLIMÕES  
140 - SOUZA  
040 - TACUTU  
295 - TAUBATÉ  
145 - TRIUNFO (SERRA DOS FRADES)  
220 - TUCANO CENTRAL  
215 - TUCANO NORTE  
230 - TUCANO SUL  
185 - TUPANACI

III - A terceira parte, de seis dígitos, identifica a ordem cronológica de perfuração dos poços; esta numeração deverá iniciar-se pelo número subsequente ao número total de poços perfurados pela Petrobras mais os poços perfurados sob os Contratos de Risco, a partir da zero hora do dia 1º (primeiro) de maio de 2000.

## CAPÍTULO II

### DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 5º Todo poço perfurado para exploração e produção de petróleo ou gás natural, ou com objetivos especiais correlatos, será codificado de acordo com este Regulamento Técnico.

Art. 6º A Notificação de Perfuração de Poço será enviada à ANP, pelo operador ou empresa de aquisição de dados, em um prazo de até 20 (vinte) dias antes do início da perfuração do poço.

Art. 7º Cabe à ANP fornecer o nome, a numeração cronológica e o cadastro do poço, após receber do operador ou da empresa de aquisição de dados a Comunicação de Início de Perfuração do Poço, a qual deve ser enviada à Agência em até 06 (seis) horas após o início da perfuração do poço.

Art. 8º Não poderá haver duplicidade de nome ou de cadastro de poços.

Art. 9º Os nomes e os cadastros de poço estabelecidos conforme este Regulamento Técnico são os únicos reconhecidos oficialmente e devem constar de todos os documentos referentes ao poço que forem encaminhados à ANP.

