

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE  
LABORATÓRIO DE ENGENHARIA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

PROJETO ENGENHARIA  
DESENVOLVIMENTO DO SOFTWARE  
CÁLCULO DO ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE DE POÇOS  
HORIZONTAIS E VERTICAIS  
TRABALHO DA DISCIPLINA PROGRAMAÇÃO PRÁTICA

Versão 1:  
CAROLINA BASTOS E DOUGLAS RIBEIRO  
Prof. André Duarte Bueno

MACAÉ - RJ  
Agosto - 2021

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Escopo do problema . . . . .	1
1.2	Objetivos . . . . .	1
<b>2</b>	<b>Especificação</b>	<b>3</b>
2.1	O que é a especificação? . . . . .	3
2.2	Nome do sistema/produto . . . . .	3
2.3	Especificação . . . . .	4
2.3.1	Requisitos funcionais . . . . .	4
2.3.2	Requisitos não funcionais . . . . .	5
2.4	Casos de uso . . . . .	5
2.4.1	Diagrama de caso de uso geral . . . . .	5
2.4.2	Diagrama de caso de uso específico . . . . .	5
<b>3</b>	<b>Elaboração</b>	<b>7</b>
3.1	Análise de domínio . . . . .	7
3.2	Formulação teórica . . . . .	8
3.2.1	Produtividade de Poços . . . . .	8
3.2.2	Índice de Produtividade . . . . .	8
3.2.3	Efeito Skin . . . . .	9
3.2.4	Regime Permanente . . . . .	9
3.2.5	Produtividade de Poços Horizontais . . . . .	9
3.2.6	Cálculo do IP com anisotropia . . . . .	11
3.2.7	Poços Verticais Fraturados . . . . .	11
3.2.8	Modelos de cálculo de IP para poços verticais fraturados . . . . .	13
3.3	Diagrama de pacotes – assuntos . . . . .	16

# Capítulo 1

## Introdução

No presente projeto de engenharia desenvolve-se o software Cálculo do Índice de Produtividade de Poços Horizontais e Verticais, um software aplicado a engenharia de petróleo e que utiliza o paradigma da orientação a objetos.

O software é da área de engenharia de poços e permite simular a influência de parâmetros do reservatório e do fluido na produtividade dos poços, podendo os resultados serem comparados para definir qual melhor design de poço para cada cenário.

### 1.1 Escopo do problema

O projeto de perfuração de um poço horizontal é diferente de um projeto de perfuração de um poço vertical porque a produtividade do poço depende do comprimento do mesmo, além de fatores determinantes em ambos os projetos como permeabilidades, anisotropias, espessura permeável, viscosidade do óleo e vários aspectos relativos à perfuração do trecho horizontal. Para cada diferente cenário, haverá uma diferente solução de poço para desenvolver o campo. E isto engloba além do fator financeiro, a capacidade produtiva desses poços, se será ou não vantajoso a exploração do mesmo.

Por isso, é importante evidenciar em que situações, em termos de produtividade, qual design de poço seria mais recomendado através de uma comparação de resultados, alinhado com um embasamento teórico, sobre diversos parâmetros de reservatório que podem intervir na produtividade do poço horizontal e qual o ganho de produtividade em relação ao poço vertical. Assim os engenheiros de reservatório e de poço podem trabalhar de forma conjunta para escolher a técnica mais apropriada.

### 1.2 Objetivos

Os objetivos deste projeto de engenharia são:

- Objetivo geral:

- Desenvolver um projeto de engenharia de software para resolver os diferentes modelos matemáticos de previsão de produtividade de poços horizontais e verticais e a influência dos parâmetros de reservatórios nos mesmos para analisar em que situações, em termos de produtividade, qual design de poço seria mais recomendado através das simulações.
- Objetivos específicos:
  - Modelar física e matematicamente o problema.
  - Modelagem estática do software (diagramas de caso de uso, de pacotes, de classes).
  - Modelagem dinâmica do software (desenvolver algoritmos e diagramas exemplificando os fluxos de processamento).
  - Calcular o Índice de Produtividade (IP) dos poços, a partir dos modelos analíticos de Borisov, Giger, Joshi e Prats.
  - Calcular, em casos que houver *skin*, o raio efetivo do poço ( $r'_w$ ).
  - Simular a influência de parâmetros do reservatório, como a altura, a anisotropia, a centralização vertical e a viscosidade do fluido nos resultados do IP.
  - Implementar manual simplificado de uso do software.

# Capítulo 2

## Especificação

Apresenta-se neste capítulo do projeto de engenharia a concepção, a especificação do sistema a ser modelado e desenvolvido.

### 2.1 O que é a especificação?

Nesta seção são descritas as principais características, além dos requisitos para a utilização do software desenvolvido.

### 2.2 Nome do sistema/produto

<b>Nome</b>	Software para Cálculo do Índice de Produtividade de Poços Horizontais e Verticais
<b>Componentes principais</b>	Sistema para calcular a influência das propriedades do reservatório e do fluido na produtividade dos poços horizontais e verticais a fim de definir qual melhor design para o poço.
<b>Missão</b>	Simular diferentes cenários do sistema fluido/reservatório e sua influência na produtividade dos poços. Calcular IP dos poços. Gerar gráficos que permita comparar IP de poços com diferentes desigs (horizontal/vertical).

## 2.3 Especificação

Apresenta-se a seguir a especificação do software.

O projeto a ser desenvolvido consiste de um programa que deverá realizar cálculos de IP de poços horizontais e verticais, além de mostrar os resultados graficamente. Os cálculos serão feitos a partir de modelos matemáticos existentes na literatura e na dinâmica de execução do software, o usuário poderá escolher qual modelo deseja utilizar, qual o tipo de formação a ser atravessada pelo poço e o sistema de unidades adotado. Além disso, o usuário deverá entrar com os dados do reservatório (permeabilidades horizontal e vertical, espessura, comprimento e raio do poço) e viscosidade do fluido - ou poderá inserir esses dados em um arquivo .txt e usá-lo como input do programa. Ao final da simulação o usuário poderá ver os resultados em tela, gerar gráficos e salvá-los como imagem.

### 2.3.1 Requisitos funcionais

Apresenta-se a seguir os requisitos funcionais.

<b>RF-01</b>	O programa deverá solicitar os dados de entrada (parâmetros do reservatório e do fluido) ao usuário.
<b>RF-02</b>	O programa também deverá permitir o carregamento desses dados de entrada a partir de um arquivo de disco criado pelo usuário.
<b>RF-03</b>	O usuário deverá ter liberdade para escolher o sistema de unidade que deseja realizar os cálculos (dentre aqueles mais comuns utilizados na engenharia).
<b>RF-04</b>	O usuário deverá ter liberdade para escolher o tipo de formação que o poço irá atravessar (isotrópica ou anisotrópica)
<b>RF-05</b>	O usuário deverá ter liberdade para escolher o modelo matemático para o cálculo do IP.
<b>RF-06</b>	O programa deverá mostrar os resultados dos cálculos de IP na tela.
<b>RF-07</b>	O usuário poderá plotar seus resultados em um gráfico, podendo este ser salvo como imagem.

### 2.3.2 Requisitos não funcionais

<b>RNF-01</b>	Os cálculos devem ser feitos utilizando-se formulações/mode- los matemáticos conhecidos na literatura.
<b>RNF-02</b>	O programa deverá ser multi-plataforma, podendo ser execu- tado em <i>Windows</i> , <i>GNU/Linux</i> ou <i>Mac</i> .

## 2.4 Casos de uso

A tabela 1.1 apresenta um caso de uso do sistema.

Tabela 2.1: Exemplo de caso de uso

Nome do caso de uso:	Cálculo do IP de um poço horizontal
Resumo/descrição:	Determinar a capacidade produtiva de um poço do tipo horizontal, a partir de um modelo matemático a ser escolhido
Etapas:	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrar com os dados do reservatório e do fluido (permeabilidade, espessura, viscosidade, etc.).</li> <li>2. Definir o sistema de unidades a ser utilizado.</li> <li>3. Definir o tipo de formação a ser atravessada pelo poço: isotrópica ou anisotrópica.</li> <li>5. Definir o modelo matemático mais apropriado para aquele cenário de reservatório/fluido.</li> <li>6. Analisar resultados.</li> <li>7. Plotar os resultados em um gráfico.</li> </ol>
Cenários alternativos:	Inserir valores negativos para parâmetros do reservatório ou incompatíveis com a ordem de grandeza do problema real. Escolher alguma unidade de medida que seja incompatível com o sistema adotado.

### 2.4.1 Diagrama de caso de uso geral

O diagrama de caso de uso geral da Figura 2.1 mostra o usuário interagindo com o software para obter o IP de um poço horizontal. Neste caso de uso geral, o usuário insere os dados de entrada (via tela ou através de um arquivo .txt) para então analisar o resultado obtido.

### 2.4.2 Diagrama de caso de uso específico

O caso de uso Calcular IP de um Poço Horizontal descrito na Figura 2.1 e na Tabela 2.1 é detalhado na Figura 2.2. O usuário pode escolher diferentes métodos ou mudar o design do poço para vertical e então plotar esses diferentes cenários em um gráfico para fazer comparações e definir qual melhor se adequa ao projeto.



Figura 2.1: Diagrama de caso de uso geral – Cálculo do IP



Figura 2.2: Diagrama de caso de uso específico – Escolha do modelo e gerar gráfico com os resultados



# Capítulo 3

## Elaboração

Depois da definição dos objetivos, da especificação do software e da montagem dos primeiros diagramas de caso de uso, a equipe de desenvolvimento do projeto de engenharia passa por um processo de elaboração que envolve o estudo de conceitos relacionados ao sistema a ser desenvolvido, a análise de domínio e a identificação de pacotes.

Na elaboração fazemos uma análise dos requisitos, ajustando os requisitos iniciais de forma a desenvolver um sistema útil, que atenda às necessidades do usuário e, na medida do possível, permita seu reuso e futura extensão.

Eliminam-se os requisitos "impossíveis" e ajusta-se a idéia do sistema de forma que este seja flexível, considerando-se aspectos como custos e prazos.

### 3.1 Análise de domínio

A tecnologia de poços horizontais constitui o padrão de perfuração e implementação de poços de desenvolvimento na indústria do petróleo, ao lado da perfuração direcional, principalmente em ambientes offshore, devido ao alto custo de um poço. Antes do avanço da tecnologia para a perfuração de poços horizontais a desvantagem em relação a poços verticais era que apenas uma área poderia ser drenada por um mesmo poço.

A partir do surgimento de novas técnicas de perfuração passaram-se a perfurar poços horizontais multilaterais, assim um poço poderia drenar mais de um reservatório. A partir de um poço vertical perfuram-se vários trechos horizontais em diferentes camadas. O principal motivo para esse tipo é o grande aumento que se dá de produtividade, podendo apontar outras vantagens em relação ao poço vertical como menor gradiente de pressão, menor número de poços, maior exposição ao reservatório, poços de longo alcance, redução da produção de areia, entre outros. Porém, como qualquer outro método há desvantagens, por exemplo, se o poço horizontal for atingido pela água proveniente do contato óleo/água ascendente, dependendo da completação que foi utilizada no poço, ele deverá ser fechado ou transformado em um poço injetor, não podendo haver intervenção ou recompletação.

O projeto de perfuração de um poço horizontal é diferente de um poço vertical, porque

a sua produtividade depende de seu comprimento, além de fatores determinantes em ambos os projetos como viscosidade do óleo e permeabilidade da formação e vários aspectos relativos à perfuração do trecho horizontal.

Este projeto tem como objetivo evidenciar em que situações, em termos de produtividade, qual design de poço seria mais recomendado por meio de um estudo com embasamento teórico sobre diversos parâmetros de reservatório que podem intervir na produtividade do poço horizontal e qual o ganho de produtividade em um poço vertical à estimulação, em especial o fraturamento hidráulico.

Depois de estudar as especificações do sistema e estudos de biblioteca e de disciplinas do curso foi possível identificar nosso domínio de trabalho:

- O software irá calcular vários índices de produtividade para um mesmo reservatório dado por meio dos métodos a depender do caso ser isotrópico ou anisotrópico;
- O software usará conceitos de engenharia de reservatório e da engenharia de poço para que se realize as simulações, aqui iremos ter explanações básicas de quando se usar cada método, porém é necessário que se tenha o conhecimento básico dessas disciplinas para a realização da simulação.
- O software plotará os resultados dos índices de produtividade para poços com diferentes design.

## 3.2 Formulação teórica

### 3.2.1 Produtividade de Poços

Inicialmente, serão apresentadas algumas definições de parâmetros para uma boa compreensão de termos e conceitos utilizados no decorrer do projeto.

### 3.2.2 Índice de Produtividade

O índice de produtividade, de forma simplificada, é dado pela equação 3.1 :

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_w} \quad (3.1)$$

Onde:

$Q = \text{vazão} [m^3/d]$

$P_e = \text{pressão estática do reservatório} [kgf/cm^2]$

$P_w = \text{pressão de fluxo do poço} [kgf/cm^2]$

### 3.2.3 Efeito Skin

Segundo [JOSHI, 1988] o efeito de película ou de skin é um modelo matemático introduzido na indústria de petróleo por Van Everdingen & Hurst com o objetivo de simular uma simulação física originada por um fenômeno real, o dano à formação.

A partir da definição do fator de skin pode-se definir o raio efetivo do poço por meio da equação 3.2:

$$r'_w = r e^{-s} \quad (3.2)$$

Onde:

$r'_w$  = raio efetivo do poço [cm]

$r_w$  = raio do poço [cm]

$s$  = fator de skin

### 3.2.4 Regime Permanente

As soluções analíticas em estado estacionário ou permanente são a forma mais simples de soluções para poços horizontais. No regime de fluxo permanente, por hipótese admitimos que a pressão em qualquer ponto do reservatório é independente do tempo.

Na realidade são pouquíssimos casos de reservatórios que operam sob as condições do regime de fluxo permanente. Apesar disso, essas soluções são usadas em grande frequência segundo [JOSHI, 1988] pelos seguintes fatos:

1. São de fácil dedução analítica;
2. Podem ser usados para obter soluções para o fluxo transiente, usa-se o artifício de aumentar o raio de drenagem com o tempo;
3. Podem ser usadas para se obter soluções para o fluxo pseudopermanente por meio do emprego do fator de Dietz, que permite o cálculo da pseudopressão para diversas geometrias do reservatório;
4. Podem ser verificadas experimentalmente por meio de modelos de laboratório [ROSA, 2006].

### 3.2.5 Produtividade de Poços Horizontais

Os métodos abaixo são para formações isotrópicas, ou seja, com a permeabilidade vertical igual à horizontal.

- Borisov:

$$IP = \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu}}{\ln\left(\frac{4r_{eh}}{L}\right) + \left[\left(\frac{h}{L}\right)\ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)\right]} \quad (3.3)$$

- Giger:

$$IP = \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu}}{\left(\frac{L}{h}\right) \ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2r_{eh}}\right)^2}}{\frac{L}{2r_{eh}}}\right) + \ln\left(\frac{h}{2\pi r_w}\right)} \quad (3.4)$$

- Joshi:

$$IP = \frac{2\pi k_h h}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{h}{L}\right) \ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)} \quad (3.5)$$

Onde:

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4}} \quad (3.6)$$

$IP$  = Índice de Produtividade

$k_h$  = permeabilidade horizontal

$h$  = altura do reservatório

$\mu$  = viscosidade do óleo

$r_{eh}$  = raio exeterno do reservatório

$L$  = comprimento horizontal do reservatório

$r_w$  = raio do poço

Na literatura também é apresentado uma solução que é independente do raio de drenagem  $r_{eh}$  do poço. segundo [SHEDID, 2001]:

$$IP = \frac{\frac{2\pi h k}{\mu B_o}}{\left[\ln\left(\frac{h/2r_w}{L/h}\right) + \left(0.25 + \frac{C}{L}\right)\left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{h}\right)\right]} \quad (3.7)$$

Onde:

$B_o$  = fator volume de formação do óleo

E a contante  $C$  é mostrada na figura 3.1 abaixo:

Horizontal well	Value of ( C ) or equation to be used to calculate the constant (C), ft
Length (L), ft	
>0-1000	270
>1000-3000	$C = 470 - 0.20 * L$

Figura 3.1: Constante  $C$

### 3.2.6 Cálculo do IP com anisotropia

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{\frac{2\pi k_h h}{\mu}}{\ln\left(\frac{a + \sqrt{a - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \ln\left(\frac{\beta h}{2r_w}\right)} \quad (3.8)$$

Onde:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.9)$$

$\Delta P$  é a queda de pressão no reservatório

- Modelo de Renard e Dupuy:

$$IP = \frac{2\pi k_h h}{\mu} \left( \frac{1}{\cosh^{-1}(X) + \left(\frac{\beta h}{L}\right) \left(\ln \left[ \frac{h}{2\pi r'_w} \right] \right)} \right) \quad (3.10)$$

Onde:

$$r'_w = \frac{1 + \beta}{2\beta} r_w \quad (3.11)$$

$$X = \frac{2a}{L} \quad (3.12)$$

Isso é usado para uma área elipsoidal,  $a$  é dado pela equação 3.6 e  $\beta$  pela equação 3.9.

### 3.2.7 Poços Verticais Fraturados

#### Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico é uma técnica usada para estimular poços através da aplicação de uma pressão contra a rocha reservatório causando seu rompimento por tração por uso de um fluido chamado fluido de fraturamento. Durante a operação de fraturamento de um poço vertical não se tem muito controle sobre a altura da fratura, que pode ser muito grande, a depender da resistência oferecida pelas formações adjacentes. Como pode ser visto na figura 3.2(a), a fratura penetra totalmente a formação, isto é, a altura da fratura é igual à da formação e na parte 3.2(b), a fratura diminui a partir do momento em que se distancia do poço.

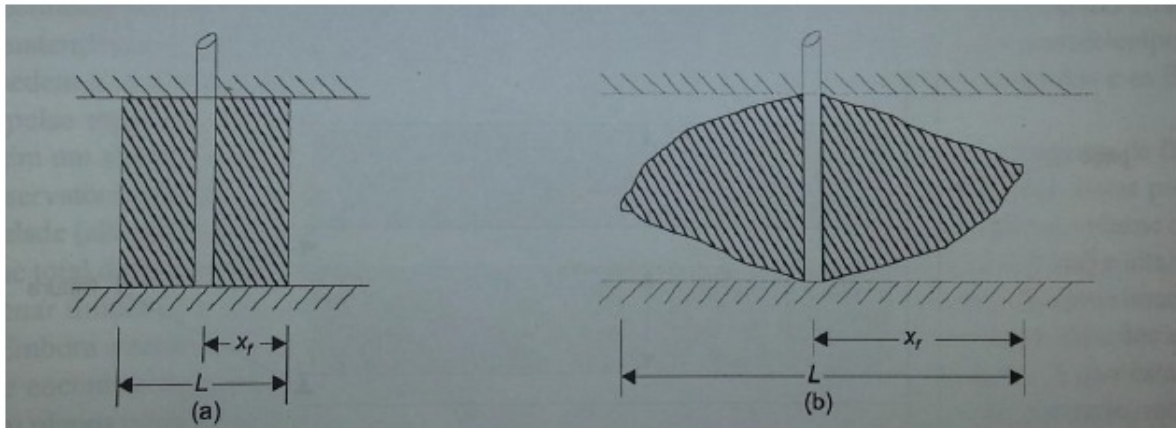


Figura 3.2: Tipos de fratura

Segundo [JOSHI, 1988] do ponto de vista do reservatório, as fraturas artificiais ou induzidas são subdivididas em três categorias diferentes, como mostra a figura 3.3: fraturas com fluxo uniforme (a), fraturas de condutividade infinita (b) e fraturas com condutividade finitas (c).

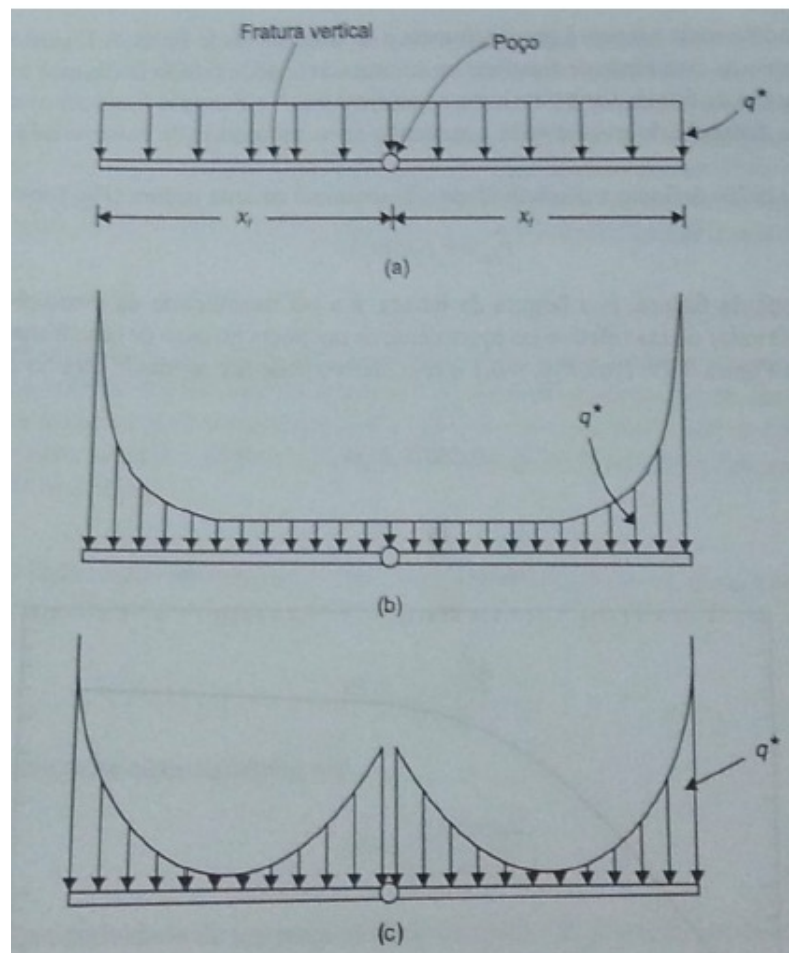


Figura 3.3: Categorias de fraturas

(a) Fratura com fluxo uniforme: O raio efetivo de um poço com fratura sob fluxo

uniforme é definido, segundo [JOSHI, 1988], por:

$$r'_w = \frac{L}{2e} = \frac{x_f}{e} \quad (3.13)$$

Onde:

$r'_w$  = raio efetivo do poço

$L$  = comprimento total da fratura

$x_f$  = comprimento de uma fratura

$e$  = logaritmo neperiano

(b) Fratura com condutividade infinita: O raio efetivo de um poço com fratura de condutividade infinita que penetra totalmente é definido, de acordo com Joshi baseado no modelo de Prats, por:

$$r'_w = \frac{L}{4} = \frac{x_f}{2} \quad (3.14)$$

se  $\left(\frac{x_f}{x_e}\right) > 0.3$

Onde:

$x_e$  é a metade do comprimento de uma área quadrada drenada

(c) Fratura com condutividade finita: A condutividade adimensional é definida por:

$$F_{CD} = \frac{k_f b_f}{k x_f} \quad (3.15)$$

Onde:

$k_f$  = permeabilidade da fratura

$b_f$  = largura da fratura

$k$  = permeabilidade da formação

$x_f$  = comprimento da fratura

$L$  = comprimento da fratura

Para  $F_{CD} < 0.1$ , a seguinte equação pode ser usada para calcular o raio efetivo do poço:

$$r'_w = \frac{0.2807 k_f b_f}{k} \quad (3.16)$$

### 3.2.8 Modelos de cálculo de IP para poços verticais fraturados

A equação do modelo de Prats explicita o ganho de produtividade em poço vertical fraturado em relação a um poço vertical convencional.

• Prats:

$$\frac{IP}{IP_0} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_{w'}}\right)} \quad (3.17)$$

$$a = \frac{\pi k x_f}{2k_f w} \quad (3.18)$$

$$r'_{wD} = \frac{r'_w}{x_f} = \frac{r_w e^{-s_f}}{x_f} \quad (3.19)$$

Onde:

$IP$  = índice de produtividade do poço vertical fraturado

$IP_0$  = índice de produtividade do poço vertical sem fratura

$r_e$  = raio externo

$r_w$  = raio do poço

$r'_w$  = raio efetivo do poço

$r'_{wD}$  = raio efetivo do poço adimensional

$k_f w$  = condutividade da fratura

$x_f$  = comprimento de uma asa da fratura

$s_f$  = parâmetro de Prats

$k$  = permeabilidade do reservatório

No caso particular de condutividade infinita para  $a \rightarrow 0$ , então  $r'_{wD} = 0.5$ , assim:

$$\frac{IP}{IP_0} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{0.5L'}\right)} \quad (3.20)$$

Onde:

$L$  é o raio da fratura.

O parâmetro  $a$  é dado por meio do gráfico da figura 3.4 abaixo:

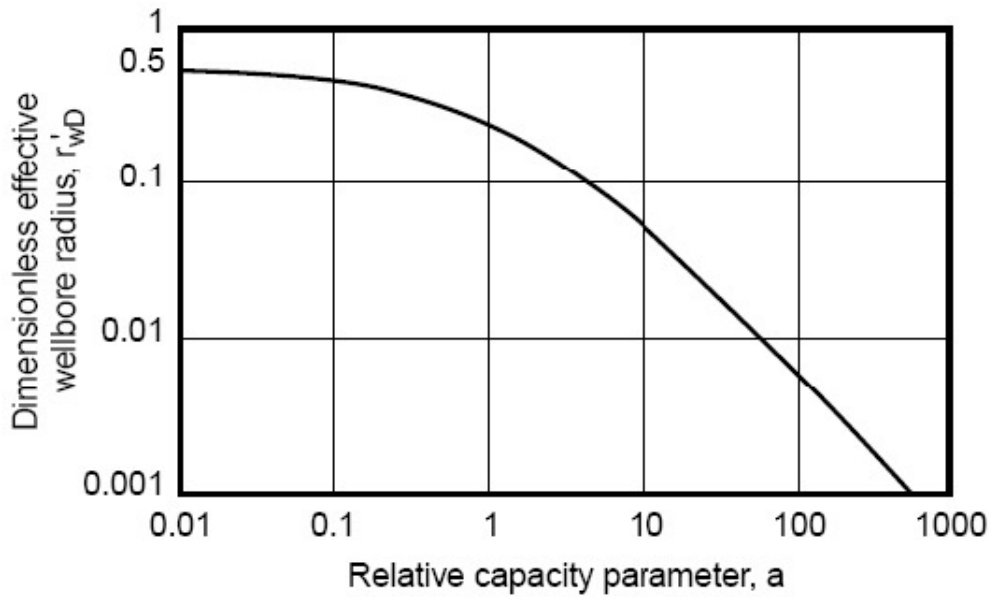


Figura 3.4: Parâmetro  $a$

A equação do modelo de McGuire & Sikora supõe um reservatório em regime de fluxo pseudo-permanente, ou seja, vazão constante e área de drenagem quadrada.



- McGuire & Sikora:

Neste modelo, é usada a condutividade relativa:

$$CR = \frac{w_f k_f}{k} \sqrt{\frac{40}{A}} \quad (3.21)$$

Onde:

$w_f$  = abertura da fratura

$k_f$  = permeabilidade da fratura

$k$  = permeabilidade da formação

A equação de Cinco-Ley desenvolvido em 1978 trata do reservatório em regime de fluxo transiente, com vazão constante no poço e condutividade de fratura infinita.

A condutividade adimensionalizada introduzida pelo modelo é dada pela equação a seguir:

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k_f x} = \frac{\pi}{2a} \quad (3.22)$$

Sendo  $a$  a capacidade relativa da fratura (Modelo de Prats). Ou pode ser obtida através do gráfico da figura 3.5.

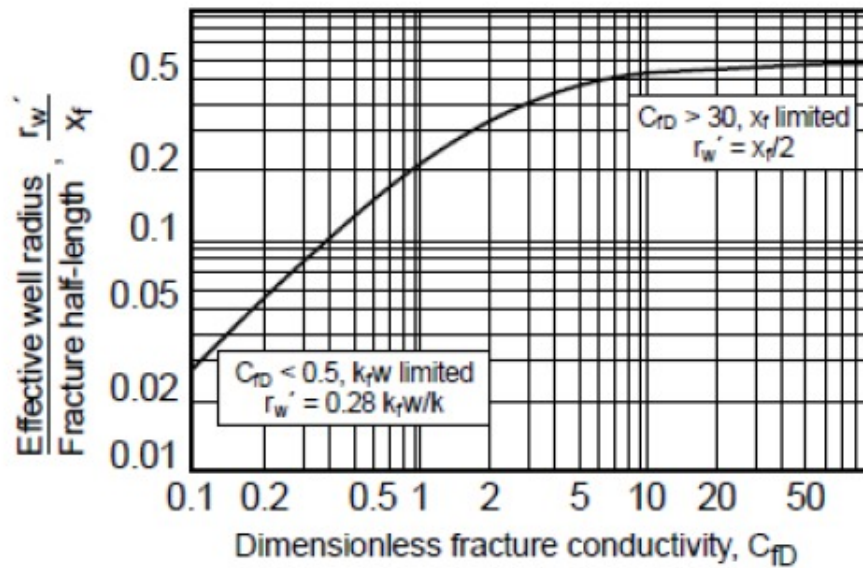


Figura 3.5: Condutividade da fratura  $C_{fD}$

### Fraturamento ácido

Nesta modalidade de estimulação é combinado o fraturamento hidráulico e a acidificação matricial. A fratura é propagada através de um processo hidráulico, mas a condutividade da fratura é caracterizada pela reação do ácido com a rocha utilizada, criando tortuosidades nas superfícies de fratura.

Modelo de condutividade para fraturamento ácido:

- Nierode & Kruk (1973)

Desenvolveram uma equação empírica da condutividade da fratura por fraturamento ácido como é apresentada pela equação:

$$kfw = C_1 e^{-C_2 S} \quad (3.23)$$

Sendo:

$$C_1 = 0.265(DREC)^{0.822} = 1.47 \times 10^7 w_i^{2.47} \quad (3.24)$$

$$C_2 = [13.9 - 1.3 \ln(RES)] \cdot 10^{-3} \quad (3.25)$$

para  $RES < 20000 \text{ psi}$

$$C_2 = [3.8 - 0.28 \ln(RES)] \cdot 10^{-3} \quad (3.26)$$

para  $RES \geq 20000 \text{ psi}$

$$w_i = \frac{XV}{2(1 - \phi)x_f h_f} \quad (3.27)$$

Onde:

$kfw$  = condutividade da fratura

$S$  = pressão de fechamento (*closing stress*)

$DREC$  = condutividade equivalente à quantidade de rocha dissolvida

$RES$  = resistência da rocha à endentação

$w_i$  = abertura da fratura através da dissolução da rocha pelo ácido antes do fechamento da fratura

$X$  = capacidade de dissolução volumétrica do ácido

$V$  = volume injetado

$\phi$  = porosidade da formação

$x_f$  = comprimento de asa de uma fratura

$h_f$  = altura da fratura

$RES$  é um parâmetro de deformação da rocha, assim como o módulo de elasticidade  $E$ , medido em laboratório por meio de um aparelho chamado penetrômetro.

Para mais informações sobre o assunto, o livro “Well Completion Design” complementar.

### 3.3 Diagrama de pacotes – assuntos

Com base na análise de domínio do software desenvolvido, foram identificados os seguintes pacotes:

- Pacote de de Dados: O programa irá solicitar os dados de entrada (parâmetros do reservatório e do fluido) ao usuário.
- Pacote de Poço: O usuário irá informar se deseja fazer a simulação com reservatório isotrópico ou anisotrópico.
- Pacote de Conversão : O usuário irá escolher o sistema de unidade que poderá ser *S.I*, petrobras ou americano e este pacote terá métodos de conversão entre essas unidades os quais será mostrado o resultado final.
- Pacote de Métodos de cálculo de IP : Aqui serão encontrados os métodos para o cálculo do índice de produtividade.
- Pacote e Gráficos: Usando um software Gnuplot, será possível gerar gráficos relacionando cada índice de produtividade com cada método.
- Pacote Simulador: Relaciona os pacotes acima, sendo responsável pela criação e destruição dos objetos.

Veja Figura 3.6.

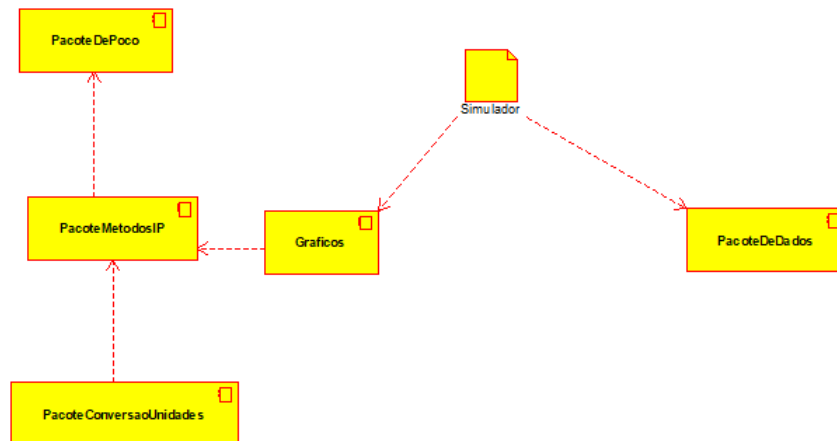


Figura 3.6: Diagrama de Pacotes



# Referências Bibliográficas

- [JOSHI, 1988] JOSHI, S. D. (1988). *Production Forecasting Methods for Horizontal Wells*. SPE 17850, Tianjin, China. 9, 12, 13
- [ROSA, 2006] ROSA, A. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, Rio de Janeiro. 9
- [SHEDID, 2001] SHEDID, S. A. (2001). *Sensitivity Analysis of Horizontal Well Productivity under Steady-State Conditions*. SPE 72121, Kuala Lumpur. 10