

C1
R-382

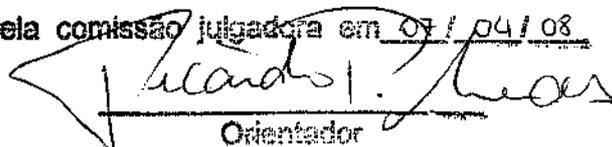
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Integração de Dados para Análise de Desempenho de Poços de Petróleo

Autora: Naisa Verônica Carrillo Arturo
Orientador: Professor Doutor José Ricardo P. Mendes
Co-orientador: Professor Doutor Celso K. Morooka

Campinas, 2008
SP – Brasil

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Naisa Verônica
Carrillo Arturo e aprovada
pela comissão julgadora em 07/04/08


Orientador

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

Integração de Dados para Análise de Desempenho de Poços de Petróleo

Autor: Naisa Verônica Carrillo Arturo
Orientador: Professor Doutor José Ricardo Pelaquim Mendes
Co-orientador: Professor Doutor Celso K. Morooka

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2008
SP - Brasil

UNIDADE BC
Nº CHAMADA: _____
T/UNICAMP 02351
V. _____ EX. _____
TOMBO FOCAL 80549
PROJ. 16-148-09
C _____ D X
PREÇO 11,00
DATA 10-03-09
BIB-ID _____
cod cit 436166

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

C191i
80549 Carrillo Arturo, Naisa Verônica.
Integração de dados para análise de desempenho de poços de petróleo / Naisa Verônica Carrillo Arturo. -- Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Orientadores: José Ricardo Pelaquim Mendes, Celso Kazuyuki Morooka.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências.

1. Poços de petróleo. 2. Desempenho. 3. Produtividade. I. Mendes, José Ricardo Pelaquim II. Morooka, Celso Kazuyuki. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Data integration for performance analysis of petroleum wells

Palavras-chave em Inglês: Petroleum wells, Data integration, Performance, productivity index

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Kazuo Miura, Sergio Bordalo, André Martins

Data da defesa: 07/04/2008

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

200905419

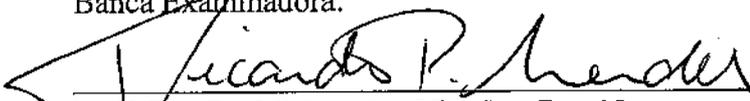
**Integração de Dados para Análise de
Desempenho de Poços de Petróleo**

Autor: Naisa Verônica Carrillo Arturo

Orientador: Professor Doutor José Ricardo Pelaquim Mendes

Co-orientador: Professor Doutor Celso K. Morooka

Banca Examinadora:

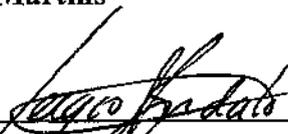


Prof. Dr. José Pelaquim Mendes, Presidente
Universidade Estadual de Campinas

Dr. Kazuo Miura
Petrobras



Dr. André Leibsohn Martins
Petrobras



Prof. Dr. Sergio N. Bórdalo
Universidade Estadual de Campinas

Campinas, 07 de abril de 2008

Dedicatória

Dedico este trabalho à pessoa que sempre me deu seu apoio incondicional, à pessoa cujo esforço e dedicação fizeram de mim o que hoje eu sou, à pessoa que sempre acreditou em mim e sobrepôs o meu bem-estar pelo seu próprio: minha mãe.

Agradecimentos

Este trabalho não seria possível sem ajuda de familiares, companheiros e amigos que acompanharam o transcorrer da minha estadia no Brasil. Gostaria de agradecer a todas essas pessoas que me brindaram carinho e apoio durante estes dois anos.

A Deus, por ser minha força e por permitir a conclusão deste trabalho.

A minha mãe, por crer em mim e nas minhas capacidades, por todo o amor e carinho e por minha vida.

Ao Doutor Kazuo Miura, cuja participação foi indispensável, tanto por sua ajuda para a obtenção de dados, como por seu conhecimento e experiência, além de me dar a oportunidade e confiança para trabalhar neste projeto.

A minha família, por acompanhar desde a Colômbia o caminho andado.

A meu namorado, Diego, por ter suportado todas as minhas pirraças e meus maus momentos, por sua paciência e, sobretudo, por seu amor.

A meu orientador, Professor José Ricardo, por sua paciência, colaboração, acessibilidade e, em especial, pelo apoio oferecido nos momentos difíceis durante todo o mestrado.

A Dieguinho, por sua desinteressada colaboração.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela bolsa de estudos fornecida.

A PETROBRAS, pela infra-estrutura e informação disponibilizada.

Ao professor Celso Morooka, que com seus sermões teve um papel importante no desenvolvimento desta dissertação.

A todos os funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo, em especial a Elisabeth Aparecida de Oliveira Viana, Alice Kiyoka Obata, Fátima Sueli Simões Lima, Giselle A. Moreira Palermo e Dêlcio Ribeiro da Silva, pela grande ajuda que me deram.

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

A minhas meninas peruanas, Cecília e Maria Teresa, por serem minhas confidentes e cúmplices, e por aceitarem todos meus conselhos.

A meus amigos colombianos, Oscar e José por me fazerem rir, por todas as festas e momentos de alegria que me deram, e, em especial, por fazerem com que eu não esquecesse do espanhol e nem de dançar a salsa.

*Temer ao amor é temer à vida,
e aqueles que temem à vida
já estão três partes mortos.
(Bertrand Russell)*

Resumo

CARRILLO ARTURO, Naisa Verônica. *Integração de Dados para Análise de Desempenho de Poços de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 88p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho é proposto um parâmetro, denominado de índice de desempenho do sistema, que permite estudar o desempenho de poços de petróleo. Um diferencial deste parâmetro é que ele utiliza dados reais e abundantes de campo que são medidos periodicamente. Tal índice permite, por exemplo, avaliar o desempenho e as tecnologias utilizadas nos poços. Usando este índice, verificou-se a influência da geometria do poço para um mesmo campo e uma mesma zona produtora, comparando o desempenho dos poços verticais, direcionais e horizontais. Comparou-se também o desempenho do tipo de contenção de areia para esse mesmo campo e essa mesma zona produtora. Os dados utilizados neste trabalho foram gentilmente fornecidos pela Petrobras.

Palavras Chave

- Poços de petróleo, integração de dados, desempenho, índice de produtividade.

Abstract

CARRILLO ARTURO, Naisa Verônica. *Data Integration for Performance Analysis of Petroleum Wells*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 88p. Dissertation (Master Degree)

In this work a new parameter called the System Performance Index is proposed, which allows a more profound study of the performance of petroleum wells. An outstanding characteristic of this parameter is that it uses a large amount of field data measured periodically. This index allows the assessing of the performance and technologies used in the wells. This study presents a comparison of the performance of vertical, directional and horizontal wells. The sand control technologies used in the wells are also evaluated. Finally, the proposed parameter enables a practical analysis that can be implemented as a strategic tool for oilfield performance and optimization studies. Data used in this work were kindly supplied by Petrobras.

Key Words

- Petroleum wells, data integration, performance, productivity index.

Tabela de Conteúdo

Lista de Figuras.....	xiii
Lista de Tabelas.....	xvi
Nomenclatura.....	xvii
1. Introdução.....	1
2. Revisão da Literatura.....	4
2.1 Modelos Analíticos	4
2.2 Modelos Numéricos.....	15
2.3 Considerações Finais.....	19
3. Fundamentos Teóricos.....	21
3.1 Índice de Produtividade – IP.....	21
3.2 Estimativa do Índice de Produtividade para Poços Verticais.....	22
3.3 Estimativa do Índice de Produtividade para Poços Horizontais.....	24
3.4 Métodos de Exclusão de Areia.....	27
3.4.1 Dispositivos.....	29

3.4.1.1 Tubos Ranhurados.....	29
3.4.1.2 Telas <i>Wire-Wrapped</i>	29
3.4.1.3 Telas Pré-empacotadas.....	30
3.4.1.4 Telas de <i>Premium</i>	31
3.4.1.5 Telas Expansíveis.....	32
3.4.2 Métodos.....	32
3.4.2.1 <i>Gravel Pack</i>	32
3.4.2.2 <i>Gravel Pack</i> em Poços Revestidos.....	33
3.4.2.3 <i>Gravel Pack</i> em Poço Aberto.....	34
3.4.2.4 <i>Gravel Pack</i> em Poço Aberto Horizontal.....	35
3.4.2.5 <i>Frac-Pack</i>	36
3.4.2.6 <i>Stand Alone Screen</i>	37
4. Índice de Desempenho do Sistema.....	38
4.1 Índice de Produtividade.....	38
4.2 Índice de Desempenho do Sistema.....	40
4.3 IP versus IDS.....	45
4.4 Aplicações do IDS.....	47
5. Aplicações e Resultados.....	49
5.1 Coleta de Dados.....	49
5.2 Premissas Adotadas no Estudo.....	53

5.3 IP calculado com correlações e o IP calculado com PDG.....	53
5.4 IP versus IDS.....	55
5.5 Índice de Desempenho das Linhas e Colunas.....	60
5.6 Produtividade de Poços Horizontais, Verticais e Direcionais.....	64
5.7 Comparação das Tecnologias de Contenção de Areia.....	66
Conclusões.....	71
Referências Bibliográficas.....	74
Apêndice.....	79
Apêndice A: Dados Coletados.....	80
Apêndice B: Conceitos de Estatística Básica.....	86
Apêndice B.1 Regressão Estatística.....	86
Apêndice B.2 Diagrama de Caixa.....	87
Apêndice B.3 Grau de Associação entre as Variáveis (GA).....	88

Lista de Figuras

Figura 2.1: Diagrama esquemático de um poço horizontal.....	5
Figura 2.2: escoamento turbulento em um poço horizontal de condutividade finita. (Dikken, 1990).....	7
Figura 2.3: Fluxograma para avaliar a importância do fator de atrito. (Adaptado de Novy, 1992).....	8
Figura 2.4: Produção de líquidos para superfícies (a) lisas e (b) rugosas. (Original de Novy, 1992).....	9
Figura 2.5: Produção de gás para superfícies: (a) lisa e vazão no intervalo [0,50], (b) lisa e vazão no intervalo [50,100], (c) rugosa e vazão no intervalo [0,20], (d) rugosa e vazão no intervalo [20,100]. (Original de Novy, 1992).....	10
Figura 2.6: Procedimento para calcular o IP com perda de carga ao longo do poço proposto por Cho <i>et al</i> (2001).....	13
Figura 2.7: Área de drenagem para um poço horizontal. (Adaptada de Economides, 1994)....	15
Figura 2.8: Quadro cronológico dos principais trabalhos na área de escoamento em poços horizontais.....	19
Figura 3.1: Reservatório cilíndrico produzindo através de um poço vertical em escoamento radial permanente. (Adaptada de Rosa <i>et al</i> 2006).....	23

Figura 3.2: Esquema de um Poço Horizontal. (Adaptada de Rosa <i>et al</i> 2006).....	25
Figura 3.3: Modelo Simplificado de um Poço Horizontal. (Adaptada de Rosa <i>et al</i> 2006).....	25
Figura 3.4: Tubos Ranhurados.....	29
Figura 3.5: Telas <i>Wire-Wrapped</i> . (Adaptada de www.alloymachineworks.com).....	30
Figura 3.6: Telas Pré-Empacotadas. (Adaptada de www.variperm.com e Machado, 2003).....	31
Figura 3.7: Telas Premium. (Original de www.mkicorp.com).....	31
Figura 3.8: Telas Expansíveis. (Original www.halliburton.com).....	32
Figura 3.9: Método de <i>Gravel Pack</i> em poços revestidos. (Adaptada de Machado 2003).....	33
Figura 3.10: Operação de <i>Gravel Pack</i> em poço revestido. (Adaptada de Economides, 1993).....	34
Figura 3.11: Estrutura do <i>Gravel Pack</i> em poço aberto. (Adaptada de Machado 2003).....	35
Figura 3.12: Esquema ilustrativo do preenchimento do poço horizontal com areia numa operação OHGP: (a) onda alfa no sentido calcanhar-dedão e (b) onda beta no sentido dedão-calcenhar.....	36
Figura 4.1: Diagrama esquemático para obtenção do Índice de Produtividade e IDS.....	42
Figura 4.2: Analogia entre circuitos elétricos e escoamento de fluidos.....	45
Figura 5.1: Histórico de pressão estática da zona de interesse.....	52
Figura 5.2: Gráfico comparativo entre IP_{PDG} e $IP_{Inferido}$	55
Figura 5.3: IP_{PDG} , $IP_{Inferido}$ e IDS_{Total} para o poço SW-73.....	56
Figura 5.4: Gráfico de dispersão para a IDS_{Total} e o IP_{PDG}	57
Figura 5.5: Gráfico de dispersão para o IDS_{Total} e o $IP_{Inferido}$ dos 63 poços.....	59

Figura 5.6: Impedâncias das componentes do sistema.....	61
Figura 5.7: Gráficos de dispersão para: (a) IDS_{Total} e IDS_{Coluna} e (b) IDS_{Total} e IDS_{Linha}	62
Figura 5.8: Impedâncias das componentes do sistema para os 63 poços analisados.....	63
Figura 5.9: Diagrama de caixa para poços Vertical&Direcional e poços Horizontais.....	65
Figura 5.10: Histórico de evolução dos tipos de contenção de areia.....	67
Figura 5.11: Influência do tipo de contenção de areia na produtividade do poço.....	68
Figura 5.12: Esquema do assentamento da tela na parte inferior do poço.....	70
Figura B.1: Diagrama de caixa (<i>box plot</i>).....	87

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Intervalos de valores óleo. (Novy 1992).....	9
Tabela 2.2: Intervalos de valores para gás. (Novy 1992).....	9
Tabela 2.3: Variáveis adimensionais para o cálculo do fator de influxo.....	12
Tabela 2.4: Coeficientes polinomiais para o fator de influxo. Yildiz e Ozkan (1998).....	12
Tabela 2.5: Parâmetros para calcular a vazão em um poço horizontal.....	14
Tabela 2.6: Efeitos dos parâmetros que afetam a perda de carga ao longo do poço horizontal.....	18
Tabela 4.1: Quadro comparativo entre Índice de Produtividade e Índice de Desempenho do Sistema.....	47
Tabela 5.1: Tabela comparativa entre $IP_{Inferido}$ e IP_{PDG}	54
Tabela 5.2: Tabela comparativa entre $IP_{Inferido}$, IP_{PDG} e $IP_{regressão}$	58
Tabela 5.3: Tabela comparativa entre IP_{PDG} , IDS_{coluna} , IDS_{linha} , IDS_{total}	60
Tabela 5.4: Sumário estatístico para os poços horizontais e poços Vertical&Direcional.....	65
Tabela 5.5: Sumário estatístico do tipo de contenção de areia com respeito à produtividade....	68
Tabela B.1: Índice de Determinação para Correlações Lineares de Pearson.....	86

Nomenclatura

A = Área transversal do poço, m^2 .

α = Parâmetro de geometria da área de drenagem elipsoidal.

α_1 = Coeficiente polinomial.

α_2 = Coeficiente polinomial.

B = Fator de volume de formação, m^3/m^3 .

C_{hA} = Fator de forma para caso em que o reservatório é drenado por um poço horizontal, adimensional.

c_f = Compressibilidade efetiva da rocha, Pa^{-1}

c_w = Resistência ao fluxo ao longo do poço, adimensional.

C_{hD} = Condutividade hidráulica do poço, adimensional.

D = Coeficiente de turbulência, adimensional.

d = Diâmetro do poço, m .

F = Função adimensional.

f = Fator de atrito, adimensional.

f_o = Fator de atrito sem transferência de massa, adimensional.

G = Fator de influxo, adimensional.

G_0 = Coeficiente polinomial.

g = Aceleração da gravidade, m/s^2 .

g_c = Fator de conversão, adimensional.

h = Espessura da formação, m .

IDS_{Coluna} = Índice de desempenho da coluna superior de produção, $m^3/d.MPa$.

IDS_{Linha} = Índice de desempenho das linhas de escoamento, $m^3/d.MPa$.

IDS_{Total} = Índice de desempenho do sistema, $m^3/d.MPa$.

IP = Índice de produtividade, $m^3/d.MPa$.

IP_f = Índice de produtividade com perda de carga ao longo do poço, $m^3/d.MPa$.

J = Índice de produtividade unitário, $m^3/d.MPa.m$.

k = Permeabilidade absoluta, μm^2 .

k_h = Permeabilidade horizontal, μm^2 .

k_v = Permeabilidade vertical, μm^2 .

L = Comprimento do poço, m.

L_D = Comprimento adimensional do poço.

n = Densidade de furos do canhoneado, m^{-1} .

p_e = Pressão do reservatório, MPa.

P_R = Pressão estática do Reservatório, MPa.

P_{wb} = Pressão de escoamento no fundo do poço, MPa.

$P_{plataforma}$ = Pressão medida na plataforma, MPa.

p_w = Pressão do poço, MPa.

p_{wD} = Pressão adimensional do poço.

Q = Vazão de óleo com perda de carga ao longo do poço, m^3/d .

$Q_{líquido\ produzido}$ = Vazão de Líquido (óleo e água), m^3/d .

q_w = Vazão de óleo em qualquer posição ao longo do poço, m^3/d .

q_{wD} = Vazão adimensional de óleo em qualquer posição ao longo do poço.

q_h = Vazão de óleo para poço horizontal, m^3/d .

R = Constante universal dos gases, $Pa.m^3/mol.kg.K$.

Re = Número de Reynolds, adimensional.

Re_w = Número de Reynolds nos furos do canhoneado, adimensional.

R_s = Resistência ao fluxo no poço, adimensional.

r_{eh} = Raio de drenagem para poço horizontal, m.

r_{ev} = Raio de drenagem para poço vertical, m.

r_w = Raio do poço, m.

r_{we} = Raio efetivo do poço, m.

r'_{we} = Raio efetivo do poço em um reservatório anisotrópico, m.

S = Perímetro do poço, m.

$s_{C_{A,h}}$ = Fator de forma-película, adimensional.

s_f = Fator de película devido a uma fratura de condutividade infinita, adimensional.

s_m = Fator de película mecânico, adimensional.

s_R = Fator de película devido à penetração parcial do poço horizontal no plano areal, adimensional.

T = Temperatura absoluta, K

t_D = Tempo adimensional.

T_{cor} = Grupo de correlação, adimensional.

U = Velocidade média, m/s.

U_i = Velocidade de influxo em cada furo de canhoneado, m/s.

U_r = Componente radial da velocidade de influxo, m/s.

U_x = Componente axial da velocidade de influxo, m/s.

v = Velocidade média de fluxo, m/s.

x = Coordenada axial, m.

x_D = Distância adimensional.

Z = Impedância, MPa.d/m³.

z = Fator de compressibilidade dos gases reais, adimensional.

Símbolos Gregos:

α = Coeficiente da equação de Blasius, 0 para superfícies rugosas, 0,25 para superfícies lisas.

α_t = Fator de correção da quantidade de movimento, adimensional.

β = Anisotropia, adimensional.

Δp_f = Perda de carga por atrito, MPa.

Δp_h = Diferença de pressão em um tubo sólido, MPa.

Δp_w = Diferença de pressão no poço, MPa.

Δp_{wD} = Queda adimensional pressão ao longo do poço.

Φ = Potencial de fluxo, MPa

φ = Porosidade, adimensional.

μ = Viscosidade do fluido, mPa*s.

ρ = Densidade do fluido, kg/m³.

τ_w = Tensão de cisalhamento na parede do poço, Pa.

Outros Símbolos:

d = Derivada total.

∂ = Derivada parcial.

Subscritos:

ani = Anisotropia.

bh = Condições de fundo (do inglês *bottom hole*)

D = Adimensional. (do inglês *dimensionless*)

e = Efetivo.

f = Formação.

f = Fratura.

h = Horizontal.

m = Mecânico.

o = Óleo.

r = Reservatório.

sc = Condições padrão (do inglês *standar conditions*).

v = Vertical.

w = Poço (do inglês *well*).

Capítulo 1

Introdução

Nas últimas décadas a indústria do petróleo tem experimentado um grande avanço tecnológico na instrumentação de seus poços. Tem se investido bastante no melhoramento dos sensores de superfície e subsuperfície para aumentar sua confiabilidade, assim como, o grau de sofisticação para a obtenção de uma gama maior de informações de poço e reservatório. Como consequência desta crescente instrumentação, atualmente o volume de dados disponíveis é bastante substancial. Mas, estes dados ainda são subutilizados apesar dos esforços no desenvolvimento de ferramentas de análise e gerenciamento de dados, ou seja, a capacidade atual de análise de informações ainda está muito aquém da capacidade de medir. Em um trabalho de 2005 os autores Unneland e Hauser presumiram que muitos profissionais gastam aproximadamente de 60 a 80% de seu tempo procurando e organizando dados em vez de concentrarem-se em melhorar a qualidade das decisões tomadas. Adicionalmente, além do volume de dados, estes normalmente não estão organizados e integrados com os dados de outras áreas. É bastante comum, até por questões de segurança, que as áreas sejam quase que “estanques” onde o compartilhamento de dados é dificultado. Esta situação atrapalha a obtenção de visão holística através do uso de ferramentas de análise de dados e dificulta o desenvolvimento de ferramentas de conexão de informação.

Por outro lado, do ponto de vista mais acadêmico, devido à instrumentação e a disponibilidade de dados, os poços em muitos casos são quase que experimentos em escala real, fornecendo uma grande quantidade de informações importantes para a uma melhor compreensão de vários

fenômenos físicos que acontecem no poço, no reservatório e nas linhas. Esse conhecimento é fundamental para melhorar a qualidade das decisões tomadas dentro da engenharia de petróleo.

Outra questão importante é que os estudos experimentais são conduzidos em condições específicas, ocasionando de tal forma uma interpretação de resultados válida só para aquela situação particular. Muitas vezes, criando a necessidade de um estudo mais abrangente¹ para modelagem do mesmo fenômeno em condições diferentes. Neste contexto, durante o estudo bibliográfico realizado neste trabalho verificou-se a ausência de indicadores que correlacionem os modelos existentes na literatura com as medidas ou dados de campo. A ausência destes indicadores dificulta a calibração e a validação dos modelos utilizados pela indústria do petróleo.

Em suma, neste cenário sente-se a necessidade de uma melhor organização e estruturação dos dados, assim como, integração de informações de diferentes fontes. Uma primeira consequência disto seria o surgimento de um terreno extremante fértil para a introdução de novas tecnologias tanto para tomadas de decisões (ou avaliações) em tempo real como para casos de pós-análise importantes nas atividades de projetos de poços. Uma segunda consequência é permitir um melhor aproveitamento de todas essas informações para aprimorar o conhecimento dos fenômenos que acontecem, por exemplo, no poço e no reservatório.

Sendo assim, neste trabalho procurou-se introduzir algumas ferramentas de análise no sentido de contribuir na questão de análise de dados, assim como, ilustrar a importância da integração de informações de áreas diferentes da engenharia de petróleo.

1.1 Objetivo do Trabalho

Com base no panorama apresentado na seção anterior, este trabalho tem como objetivo introduzir um parâmetro de análise inspirado no tradicional índice de produtividade, denominado de índice de desempenho do sistema, e demonstrar o seu potencial de aplicação. Para isto será utilizado um conjunto de dados bastante abrangente proveniente de diferentes áreas de especialização.

¹ Os estudos experimentais são limitados a fatores geométricos ou de escala. Ao se fazer a análise dimensional, na maioria dos casos, não são todos os parâmetros adimensionais encontrados que satisfazem a semelhança do aparato com a realidade, tendo que atender a relação de semelhança que mais afete o fenômeno a ser estudado.

1.2 Organização do Trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos com a seguinte disposição:

- O Capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura, traçando um panorama geral de como está atualmente o conhecimento dos mecanismos de produção em poços horizontais acoplados ao reservatório. Este conhecimento tem um impacto direto nos métodos de cálculo de índice produtividade;
- O Capítulo 3 é um capítulo de fundamentos teóricos que apresenta a definição do índice de produtividade e as principais equações utilizadas na sua previsão para poços verticais e horizontais. Ainda neste capítulo também são apresentados os principais métodos de exclusão de areia, focando-se nos métodos mecânicos;
- O Capítulo 4 introduz o conceito de índice de desempenho do sistema. É feita uma discussão sobre a facilidade de sua utilização, assim como, as vantagens em relação ao índice de produtividade;
- O Capítulo 5 ilustra a aplicação, com dados reais de diversas áreas, do índice de desempenho do sistema proposto no Capítulo 4. Com base neste índice, a produtividade de poços horizontais, verticais e direcionais é comparada. Também é feita uma comparação dos métodos de contenção de areia utilizados nos poços;
- O Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas no decorrer deste estudo e sugestões para trabalhos futuros.

O trabalho também possui dois apêndices sendo o Apêndice A dedicado aos dados utilizados nas análises e o Apêndice B trata sobre os conceitos estatísticos básicos usados nesta dissertação.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Apesar da perfuração de poços horizontais tornarem-se uma prática comum, existe uma lacuna de entendimento nos mecanismos envolvidos na produção de petróleo em trechos horizontais principalmente na questão do acoplamento com o reservatório. Este conhecimento é importante para o estudo do índice de produtividade e seus métodos de cálculo. O presente capítulo busca proporcionar uma visão de como está atualmente tal conhecimento e os esforços no sentido de melhorá-lo. Embora o objetivo deste trabalho não seja investigar os modelos para o cálculo do índice de produtividade, o estudo desta literatura proporcionará uma visão mais abrangente quando da introdução do índice de desempenho do sistema no Capítulo 4. O presente capítulo está dividido em modelos analíticos e numéricos de escoamento de poços horizontais.

2.1 Modelos Analíticos

Em 1990 Dikken apresentou um trabalho pioneiro com um modelo de acoplamento de um reservatório homogêneo com um poço horizontal, a Figura 2.1 mostra um diagrama esquemático deste tipo de poços.

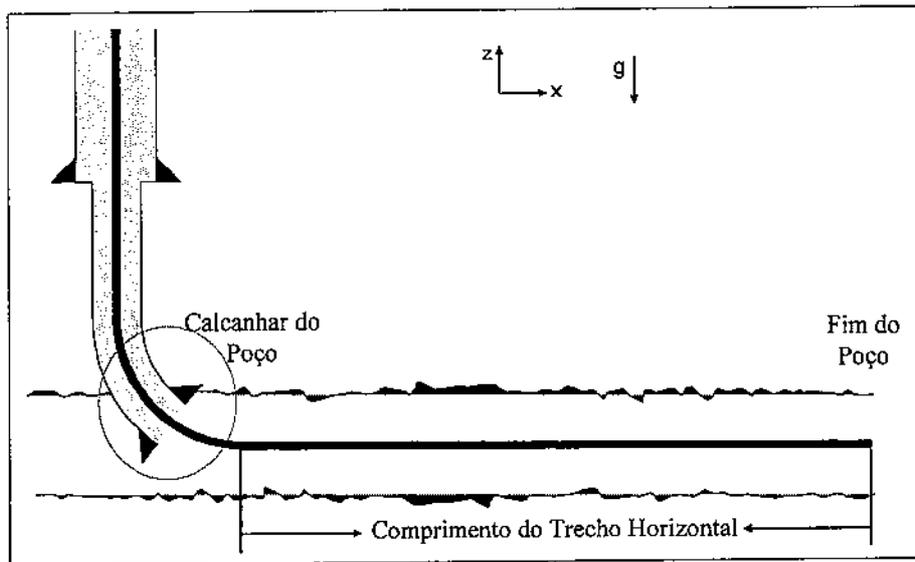


Figura 2.1: Diagrama esquemático de um poço horizontal.

No modelo proposto por Dikken o escoamento no poço é monofásico, turbulento e em regime permanente. Este modelo utiliza três equações básicas para o acoplamento poço-reservatório. A primeira equação descreve o escoamento no reservatório como função do índice de produtividade por comprimento (J) da seção horizontal¹ e da diferença de pressão entre o reservatório e o poço, ou seja:

$$q_r(x) = J \cdot [P_R - P_w(x)] \quad (2.1)$$

Onde:

$q_r(x)$: Influxo do reservatório por unidade de comprimento;

J : Índice de produtividade unitário;

P_R : Pressão estática do reservatório;

$P_w(x)$: Pressão no poço variando ao longo do mesmo.

A segunda equação resulta do balanço de massa no poço, acoplando a vazão ao longo do poço em uma posição x com a vazão por unidade de comprimento no reservatório na mesma posição:

¹ Seria um índice de produtividade unitário.

$$\frac{d}{dx}q_w(x) = -q_r(x) \quad (2.2)$$

Onde:

$q_w(x)$: Vazão no poço.

Por fim, a terceira equação no modelo proposto por Dikken, resulta do balanço de quantidade de movimento:

$$\frac{dp_w}{dx} = 4f \frac{\rho V^2}{2D} \quad (2.3)$$

Onde para escoamento turbulento dentro do poço:

$$f = 0,316 \cdot (\text{Re})^{-\alpha} : \text{proposto por Blasius onde } \begin{cases} \alpha = 0 & \text{parede rugosa} \\ \alpha = 0,25 & \text{parede lisa} \end{cases}$$

Re: Número de Reynolds;

V : Velocidade do líquido;

ρ : Massa específica do líquido;

D : Diâmetro do poço.

No trabalho Dikken ele assumiu que o J (índice de produtividade unitário) era constante ao longo do poço o que não é uma hipótese muito realista. O autor também soluciona o equacionamento anterior para os casos de condutância infinita e finita, mostrando as diferenças entre ambas as soluções. Como nosso interesse está focalizado nos estudos de condutância finita, são mostradas as conclusões somente para este caso. Dikken mostra como para um poço horizontal com perda de carga ao longo do poço, a maior vazão do reservatório é obtida nas proximidades do calcanhar do poço e como esta diminui na parte final do mesmo. O mesmo efeito ocorre para o potencial de escoamento, diminuindo no final do poço e aumentando no calcanhar. Este estudo também mostra que o aumento da vazão é muito pequeno para o aumento de comprimento do poço. Estes resultados são apresentados na Figura 2.2 em termos de variáveis adimensionais.

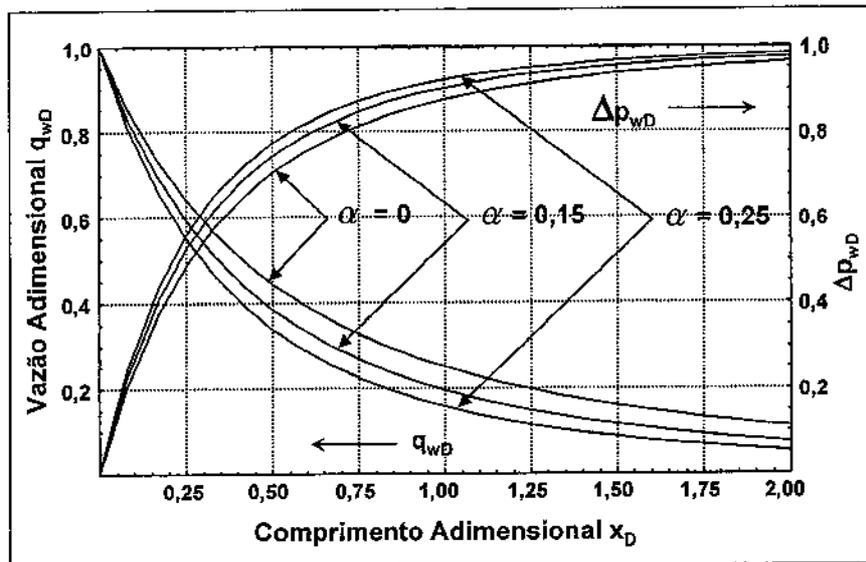


Figura 2.2: Escoamento turbulento em um poço horizontal de condutância finita. (Dikken, 1990).

Onde, na Figura 2.2:

q_{wD} = Vazão adimensional de óleo em qualquer posição ao longo do poço;

Δp_{wD} = Queda adimensional pressão ao longo do poço;

x_D = Coordenada adimensional ao longo do poço.

Com base no trabalho de Dikken, Novy (1992) desenvolveu um modelo para avaliar os casos nos quais as perdas de carga devido ao atrito podem ser negligenciadas no caso de poços horizontais. Este modelo calcula o comprimento do poço onde a vazão começa a diminuir significativamente devido aos efeitos de atrito. Mais especificamente, o modelo calcula o comprimento do poço no qual a produção é reduzida em 10% do valor que seria obtido sem perdas por atrito.

Na Figura 2.3 está um procedimento na forma de fluxograma, proposto por Novy, que verifica a influência do fator de atrito para um poço horizontal de comprimento conhecido.

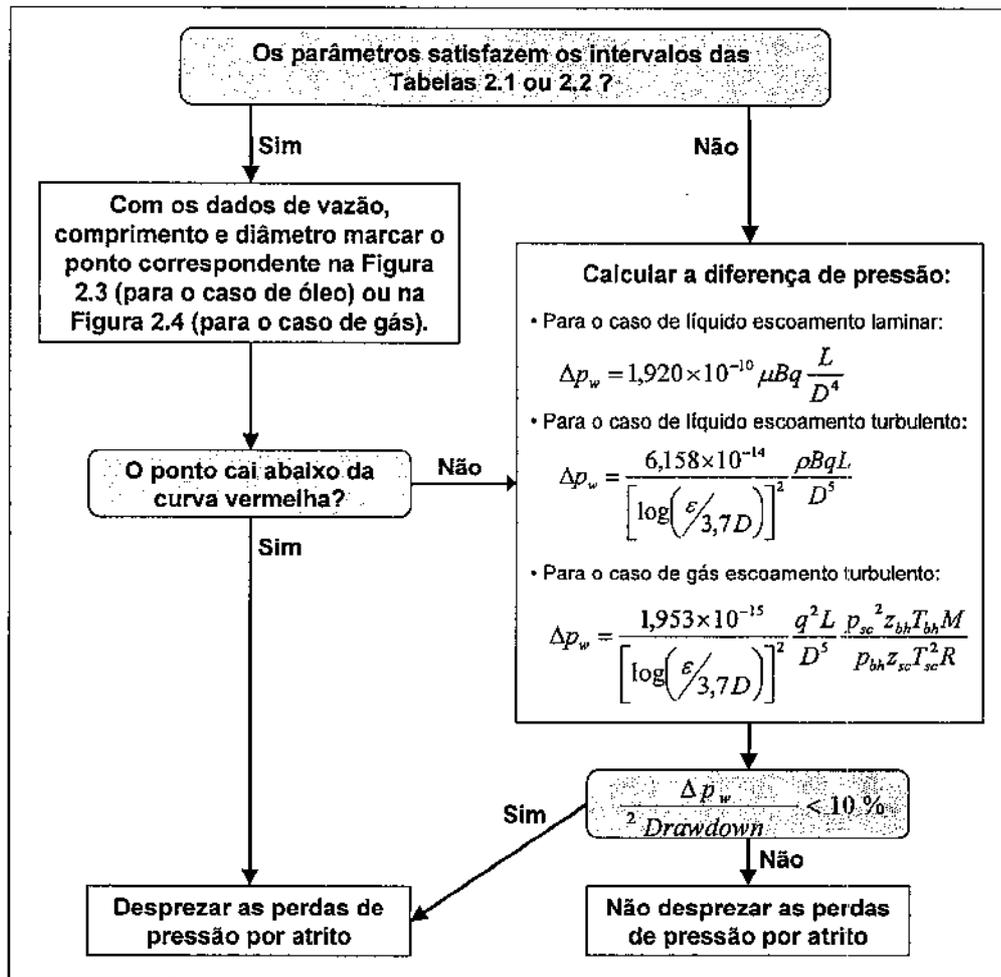


Figura 2.3: Fluxograma para avaliar a importância do fator de atrito. (Adaptado de Novy, 1992).

No fluxograma da Figura 2.3 para o cálculo da diferença de pressão temos:

μ : viscosidade do fluido;

B : fator de volume de formação;

L : comprimento do poço;

ϵ : Rugosidade da parede do poço;

R = Constante universal dos gases;

T = Temperatura absoluta;

z = Fator de compressibilidade dos gases reais.

² Drawdown: Diferença de pressão entre o reservatório e o poço ($P_R - P_{wb}$)

A Tabela 2.1 e 2.2, referenciadas no fluxograma da Figura 2.3, são apresentadas a seguir.

Tabela 2.1: Intervalos de valores óleo. (Novy 1992).

Parâmetro	Unidades	Intervalo para óleo
Permeabilidade	k [mD]	$1 \leq k \leq 1000$
Drawdown	Δp [psi]	$10 \leq \Delta p \leq 1000$
Raio de drenagem	r_e [ft]	$50 \leq r_e \leq 5000$
Viscosidade	μ [cp]	$0.1 \leq \mu \leq 1000$
Densidade	ρ [lbm/ft ³]	$40 \leq \rho \leq 100$

Tabela 2.2: Intervalos de valores para gás. (Novy 1992).

Parâmetro	Unidades	Intervalo para de gás
Permeabilidade	k [mD]	$1 \leq k \leq 1000$
Drawdown	Δp [psi]	$100 \leq \Delta p \leq 3000$
Raio de drenagem	r_e [ft]	$50 \leq r_e \leq 5000$
Temperatura de fundo	T_{fundo} [°F]	$120 \leq T_{fundo} \leq 450$
Pressão estática absoluta	P_R [psia]	$300 \leq P_R \leq 14000$

As Figuras 2.4 e 2.5, referenciadas no fluxograma da Figura 2.3, são apresentadas a seguir. Nestas figuras a áreas abaixo da curva vermelha indicam quando as perdas de pressão podem ser negligenciadas. Acima desta curva vermelha as perdas por atrito resultam em uma redução da produção em mais de 10%.

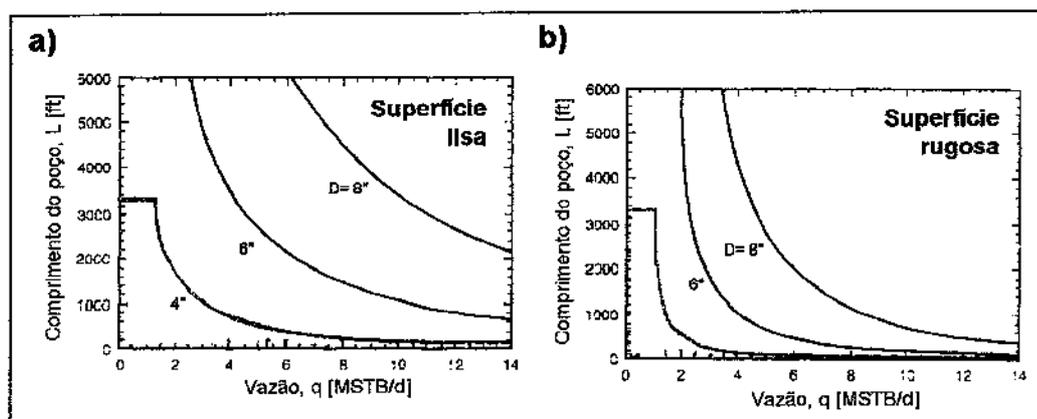


Figura 2.4. Produção de líquidos para superfícies (a) lisas e (b) rugosas. (Original de Novy, 1992).

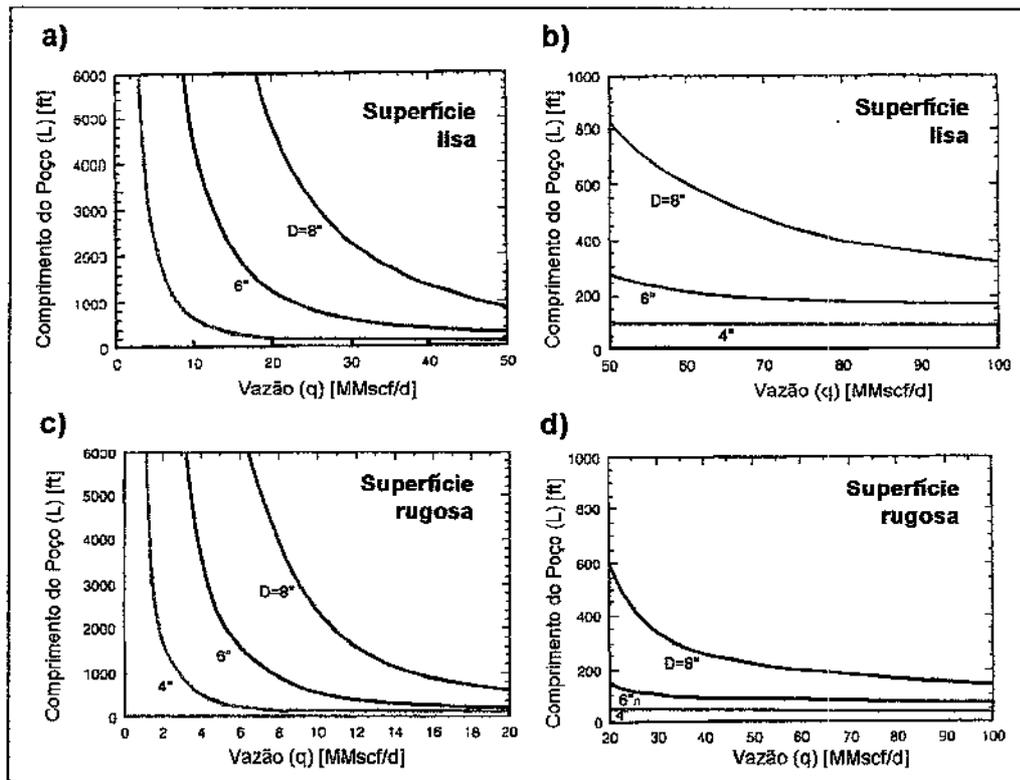


Figura 2.5: Produção de gás para superfícies: (a) lisa e vazão no intervalo [0,50], (b) lisa e vazão no intervalo [50,100], (c) rugosa e vazão no intervalo [0,20], (d) rugosa e vazão no intervalo [20,100]. (Original de Novy, 1992).

Penmatcha *et al* (1997) apresentam uma metodologia para avaliar como o comprimento do poço, a vazão, a rugosidade da tubulação, a viscosidade do fluido e a permeabilidade do reservatório afetam a produtividade do mesmo. Os autores definem uma variável chamada de erro de produtividade, E_p , que representa o erro no cálculo da produtividade do poço horizontal quando se desconsidera as perdas por atrito. Esta variável é calculada da seguinte forma:

$$E_p = \frac{q_{w,nof} - q_{w,fric}}{q_{w,nof}} \quad (2.4)$$

Onde:

$q_{w,nof}$: vazão no poço sem perdas por atrito;

$q_{w,fric}$: vazão no poço com perdas por atrito;

Os autores concluíram que quanto maior é o comprimento do poço, apesar do maior contato com o reservatório, o efeito do atrito no poço também aumenta podendo proporcionar, em alguns casos, um efeito negativo na produtividade. Também verificaram que o aumento da viscosidade do fluido normalmente causa uma queda de pressão no poço pequena quando comparada com a queda de pressão no reservatório, resultando assim, em menores E_p para fluidos mais viscosos. Em suma, verificaram que os erros no cálculo da produtividade do poço (ignorando as perdas de pressão por atrito) aumentam com o aumento do comprimento do poço, da vazão, da rugosidade da tubulação e da permeabilidade do reservatório e diminui com maiores diferenças de pressão poço-reservatório ou viscosidades altas do fluido de produção.

Yildiz e Ozkan (1998) também apresentaram uma correlação mostrando que a hidráulica dentro do poço tem influência na produtividade de um poço horizontal. Baseados no trabalho de Dikken (1990), eles chegaram em uma expressão para a perda de pressão em um tubo horizontal equivalente:

$$\Delta p_{hp} = c_1 \frac{f_t P}{r_w^5} q_t^2 L \quad (2.5)$$

Onde:

$$c_1 = 9.249 \times 10^{-14}$$

f_t = Fator de atrito para a vazão total;

r_w = Raio do poço, ft;

q_t = Vazão total, STB/d;

L = Comprimento do poço, ft.

Com esta perda de pressão em um tubo horizontal equivalente, avalia-se a perda de carga ao longo do poço com a equação:

$$\Delta p_{wb} = \frac{\Delta p_{hp}}{G} \quad (2.6)$$

Onde Δp_{wb} é a perda de pressão ao longo do poço e G é o fator de influxo. Este último é calculado da seguinte correlação:

$$G = G_0 + a_1 T_{cor} + a_2 T_{cor}^2 \quad \text{com} \quad T_{cor} = \frac{(\text{Re}_t f)^{0,65}}{C_{hD}} r_{wD}^{1,5} \quad (2.7)$$

As variáveis adimensionais e os coeficientes polinomiais utilizadas na Equação 2.7 estão nas Tabelas 2.3 e 2.4, respectivamente.

Tabela 2.3: Variáveis adimensionais para o cálculo do fator de influxo. Yildiz e Ozkan (1998).

Raio Adimensional do poço	Número de Reynolds	Condutividade Hidráulica do poço
$r_{wD} = \frac{r_w}{h}$	$\text{Re}_t = 6,166 \times 10^{-2} \frac{\rho q_t}{\mu r_w}$	$C_{hD} = 7,393 \times 10^{13} \frac{r_w^4}{khL}$

Tabela 2.4: Coeficientes polinomiais para o fator de influxo. Yildiz e Ozkan (1998).

Coeficientes	$T_{cor} < 0,0002$	$0,0002 < T_{cor} < 0,002$	$T_{cor} > 0,002$
G_0	2,772	1,963	-18,98
a_1	9956	16844	36689
a_2	$2,23 \times 10^7$	$4,524 \times 10^6$	$-1,06 \times 10^6$

Yildiz e Ozkan utilizaram sua correlação em um poço horizontal no campo *Captain* operado pela Texaco no Mar do Norte. Segundo os autores os valores estimados concordam com os valores medidos.

Cho *et al* (2001) propuseram uma outra metodologia para estimar o índice de produtividade (IP) de poços horizontais considerando as perdas de carga ao longo do poço. O procedimento de cálculo proposto está representado no fluxograma da Figura 2.6.

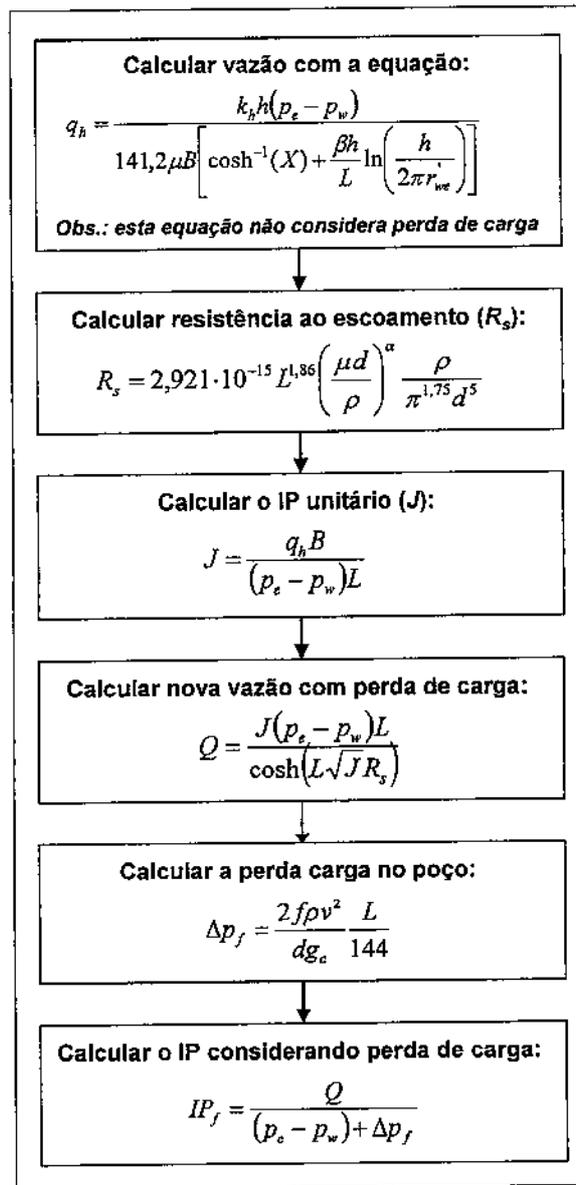


Figura 2.6: Procedimento para calcular o IP com perda de carga ao longo do poço proposto por Cho *et al* (2001).

Onde:

q_h : Vazão para um poço horizontal;

k_h : Permeabilidade horizontal;

h : Espessura da formação;

p_e : Pressão no limite externo do reservatório;

p_w : Pressão de escoamento de fundo;

B : Fator de volume-formação de óleo;

μ : Viscosidade de óleo;

L : Comprimento do poço;

d : Diâmetro do poço;

ρ : Massa específica do fluido;

f : Fator de atrito de Fanning;

g_c : Fator de conversão, 32,17 lbf ft/lbf s²

v : Velocidade superficial do óleo.

A seguir estão definidos os parâmetros utilizados nos cálculos do procedimento da Figura 2.6.

Tabela 2.5: Parâmetros para calcular a vazão em um poço horizontal.

Parâmetro de configuração de drenagem	Maior semi-eixo da elipse de drenagem	Fator de anisotropia	Raio efetivo do poço em um meio anisotrópico
$\cosh^{-1}(X) = \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right]$	$a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5}$	$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$	$r_{we} = \left(\frac{1 + \beta}{2\beta} \right) r_w$

Estes parâmetros são melhor visualizados na Figura 2.7.

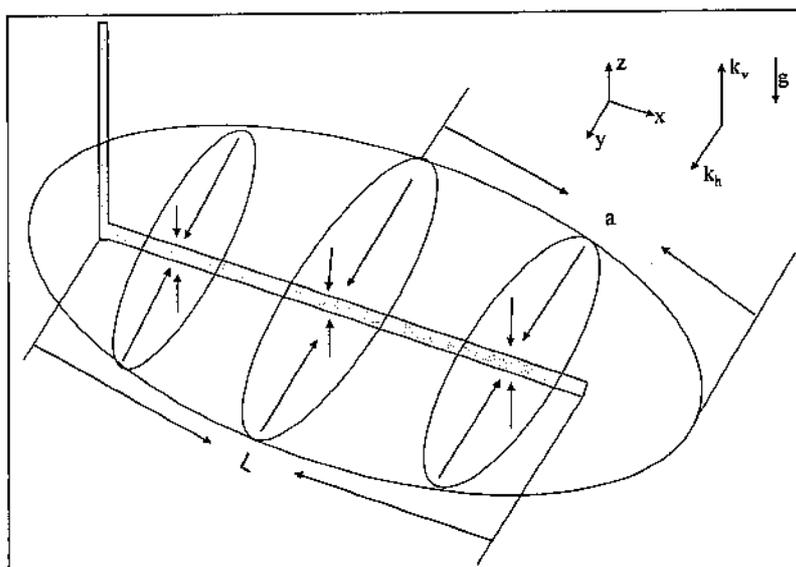


Figura 2.7: Área de drenagem para um poço horizontal. (Adaptada de Economides, 1994).

Os autores concluíram que as perdas por atrito são significativas para poços com trecho horizontal maiores que 914,4 m (3000 ft). Desprezando estas perdas pode-se incorrer em superestimativas do índice de produtividade do poço.

2.2 Modelos Numéricos

Ouyang *et al* (1998) apresentaram um modelo de acoplamento poço-reservatório que pode ser aplicado para qualquer tipo de reservatório de geometria paralelepípeda drenado por poços com qualquer quantidade de laterais e com configurações arbitrárias. Este modelo pode ser utilizado na previsão do índice de produtividade do poço, no perfil de pressões dentro do poço e na distribuição de vazão ao longo do poço. Neste modelo as hipóteses assumidas para o escoamento no reservatório foram:

- Reservatório homogêneo e anisotrópico;
- Fluido incompressível;
- Pressão constante nas fronteiras;

A equação governante para o reservatório é dada pela equação da difusividade hidráulica:

$$k_x \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} + k_z \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} = \phi \mu c_t \frac{\partial \varphi}{\partial t} \quad (2.8)$$

Onde:

φ : Potencial do fluido (relacionado com a pressão);

k_x : Permeabilidade no eixo x ;

k_y : Permeabilidade no eixo y ;

k_z : Permeabilidade no eixo z ;

ϕ : Porosidade;

μ : Viscosidade do fluido;

c_t : Compressibilidade total.

Para o escoamento monofásico foi utilizada uma equação para o gradiente de pressão:

$$\frac{dp}{dL} = -\frac{\tau_w S}{A} - \rho g \sin \theta - 2 \rho v q_l \quad (2.9)$$

Onde:

q_l = Vazão volumétrica por unidade de comprimento;

v = Velocidade axial local;

S = Perímetro do poço;

A = Área transversal do poço;

As equações anteriores são resolvidas simultaneamente com ajuda da adimensionalização das variáveis e a discretização (divisão em blocos ou segmentos) do poço.

Os autores concluíram que para poços multilaterais horizontais, a pressão do poço pode variar significativamente de um lateral para outro. Portanto, deve ser feita uma avaliação razoável da perda de carga ao longo de cada lateral para obter uma previsão precisa do perfil de pressão e da distribuição de vazão ao longo de cada lateral. Isto se deve a que a distribuição de influxo é grandemente afetada pela existência de outros poços no volume de drenagem.

Vicente *et al* (2000), com base em um modelo monofásico de escoamento acoplado ao reservatório, desenvolveram um simulador 3D para poços horizontais que utiliza uma malha híbrida³. As simulações foram realizadas considerando o armazenamento e a descarga do poço. Os efeitos de permeabilidade, espessura da formação, comprimento do poço e a compressibilidade do fluido também foram investigados. Os autores verificaram que o modelo monofásico pode gerar erros significativos quando aplicados em poços horizontais produzindo sob escoamento multifásico. A magnitude do erro aumenta com a saturação de gás.

Vicente *et al* (2001) refinaram o modelo matemático incluindo o escoamento multifásico. Com este novo modelo foram conduzidas novas simulações com o simulador 3D onde se verificou como os parâmetros de reservatório e os parâmetros do poço afetam a produtividade. Os autores constataram que a idealização de condutância infinita para o poço horizontal pode ser utilizada nos casos de baixa produção com reservatórios de baixa permeabilidade. Nestes casos, a perda de pressão no poço é desprezível quando comparada com a diferença de pressão poço-reservatório. Um resumo das principais conclusões dos autores está na Tabela 2.6.

³ Foram utilizadas coordenadas retangulares em toda a malha com exceção das proximidades do poço onde foram usadas coordenadas cilíndricas.

Tabela 2.6: Efeitos dos parâmetros que afetam a perda de carga ao longo do poço horizontal.

PARÂMETRO	EFEITO
Permeabilidade	Quanto maior é a permeabilidade do reservatório, maior o erro quando se considera condutância infinita para modelar o poço. Quanto menor a permeabilidade da rocha, as perdas de carga no poço são muito pequenas comparadas com a perda de pressão no reservatório. Assim, o poço pode ser considerado como um conduto de condutância infinita.
Vazão	Quanto maior a vazão, maior a perda de carga ao longo do poço e portanto maior o erro de condutância infinita. Por outro lado, a contribuição da porção mais afastada do calcanhar permanece basicamente a mesma independente da quantidade de vazão.
Saturação de Gás	O erro no cálculo da perda de carga ao longo do poço assumindo modelo de escoamento monofásico quando as condições reais são multifásicas é muito alto. O modelo monofásico subestima o valor real da perda de pressão.
Viscosidade do Fluido	Quando a viscosidade aumenta, a perda de pressão no reservatório é mais significativa do que no poço. A distribuição de vazão ao longo do poço é mais uniforme quanto maior a viscosidade do fluido.
Localização do Poço no Reservatório	A localização do poço dentro do reservatório é um parâmetro que afeta as linhas de fluxo. Dependendo da posição do poço a contribuição do reservatório pode variar em cada trecho.
Diâmetro do Poço	Quanto maior o diâmetro do poço, menor a perda de carga e portanto uma distribuição de fluxo mais uniforme ao longo do poço.
Comprimento do Poço	A maior quantidade de fluxo vem da zona mais próxima do calcanhar do poço, por exemplo, para o estudo feito (L=5000 ft, L=3000 ft, L=2000 e L=1000) 80% do índice de produtividade é devido aos primeiros 1300 ft, independente do comprimento da seção horizontal.
Anisotropia e Canhoneados	Quanto maior a relação de anisotropia (k_h/k_v), mais uniforme a distribuição de fluxo ao longo do poço. Observando que é obtida uma distribuição mais uniforme quando a permeabilidade mais alta é controlada. Assim, é preferível canhonear ortogonalmente à maior permeabilidade.

Por fim, em 2003, Vicente *et al* com base no trabalho anterior, publicaram um estudo para otimizar os projetos de poços horizontais. O estudo investigava o ganho de produtividade por comprimento adicional do poço, assim como, a influência do diâmetro. Também eram considerados os custos de perfuração e completação, assim como, os riscos envolvidos nestas operações.

2.3 Considerações Finais

Com base no estudo bibliográfico realizado é possível traçar um panorama cronológico dos principais trabalhos de escoamento em poços horizontais. Este panorama está representado na Figura 2.8.

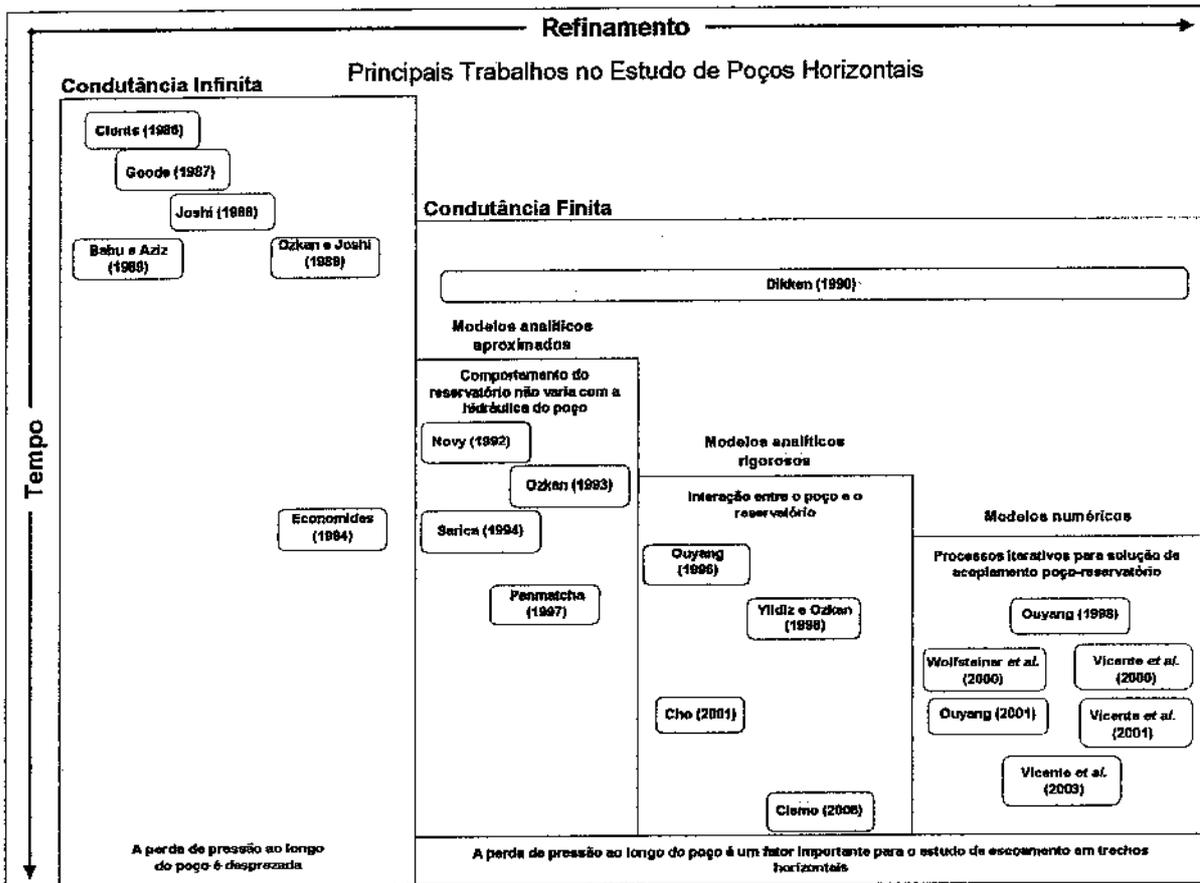


Figura 2.8: Quadro cronológico dos principais trabalhos na área de escoamento em poços horizontais. Foram incluídos outros trabalhos não abordados no levantamento bibliográfico.

O quadro tem início na década de 1980 quando os poços horizontais eram modelados como uma linha de condutância infinita, ou seja, a perda de pressão ao longo do poço era desprezada. No início da década de 1990 o trabalho pioneiro de Dikken abriu as portas para novos estudos sobre a modelagem do escoamento dentro do trecho horizontal. Isto despertou o interesse no conhecimento da influência da perda de carga na produtividade do poço (condutância finita), assim como, o interesse no desenvolvimento de modelos mais completos que consideram o acoplamento poço-reservatório. Os modelos começaram com os trabalhos analíticos aproximados

os quais assumem que o comportamento do reservatório não varia com a hidráulica do poço. Esta premissa, para poços horizontais, é frágil, já que o trecho horizontal se estende por centenas de metros ao longo do reservatório e existe uma interação entre poço-reservatório. Conforme os estudos foram avançando, surgiram os primeiros trabalhos analíticos mais completos que consideram a interação entre o poço e o reservatório. No final da década de 1990, com o aumento da complexidade destes modelos, surgiram os primeiros trabalhos numéricos mais completos. Atualmente os trabalhos enfatizam a importância do acoplamento poço-reservatório devido a sua influência na produtividade do poço horizontal.

Por fim, verificou-se neste levantamento bibliográfico que existe uma dificuldade de comparação entre os modelos estudados e a sua validação com dados reais de campo. Esta foi uma das motivações para a busca de um parâmetro de análise que usa dados reais de campo no estudo tanto do poço, quanto das tecnologias envolvidas na produção de petróleo.

Capítulo 3

Fundamentos Teóricos

Neste capítulo são apresentadas a definição do índice de produtividade (IP) e as principais equações básicas para sua estimativa, tanto para poços verticais, como para poços horizontais. Mais especificamente, são apresentadas as soluções para regime permanente já que estas são as mais amplamente utilizadas.

Ainda neste capítulo, também são apresentadas as principais técnicas de controle de areia em poços utilizadas na indústria do petróleo. Neste tópico, focou-se principalmente nos métodos mecânicos de contenção de areia.

3.1 Índice de Produtividade - IP

O índice de produtividade (IP) é um parâmetro que indica o potencial de influxo de um reservatório para o poço. O IP é definido como a razão entre a vazão de líquido medida em condições de tanque e a diferença de pressão entre a formação produtora e o poço. Assim, matematicamente temos:

$$IP = \frac{Q_{\text{liquido produzido}}}{P_R - P_{wb}} \quad (3.1)$$

Onde:

$Q_{\text{liquido produzido}}$ = Vazão de líquido;

P_R = Pressão estática do reservatório;

P_{wb} = Pressão de escoamento no fundo do poço.

A pressão de escoamento no fundo é uma função da pressão de cabeça, que por sua vez, depende das propriedades da instalação (pressão do separador, abertura do *choke*, perda de carga das linhas, etc.). O que o poço realmente produz, é uma combinação do que o reservatório pode entregar e o que a hidráulica do poço permite produzir. (Economides, 1993).

A determinação do IP de um determinado poço é realizada através da medição da pressão estática do reservatório e um teste de produção (ou mais se necessário).

A estimativa do valor do IP pode ser feita através de equações teóricas ou correlações com dados de campo. A seguir são apresentadas as equações mais utilizadas na estimativa do valor do IP, tanto para poços verticais, como para horizontais.

3.2 Estimativa do Índice de Produtividade para Poços Verticais

Vamos assumir que o reservatório está recebendo uma alimentação externa contínua e constante, de tal forma que o fluido produzido é repostado simultaneamente através da fronteira externa. Devido a essa alimentação, a vazão permanece constante no espaço e no tempo, estabelecendo-se um regime permanente. Na prática não são encontrados muitos casos de reservatórios que operam sob tais condições de escoamento permanente. Na grande maioria dos casos os reservatórios exibem variações de pressão ao longo do tempo.

No entanto as soluções para escoamento permanente são amplamente utilizadas por vários motivos, a saber:

- São de fácil dedução analítica;
- Podem ser utilizadas para se obter soluções para escoamento transiente, usando-se o artifício matemático de se aumentar o raio de drenagem do poço com o tempo;
- Podem ser utilizadas para se obter soluções para escoamento pseudo-permanente, através do emprego do fator de forma de Dietz¹.

Considere a situação ilustrada na Figura 3.1, na qual o escoamento ocorre apenas no plano xy, sem escoamento no sentido vertical (escoamento radial), em um meio poroso cilíndrico, de raio da base igual a r_e e altura h , com um poço de raio r_w situado no seu centro.

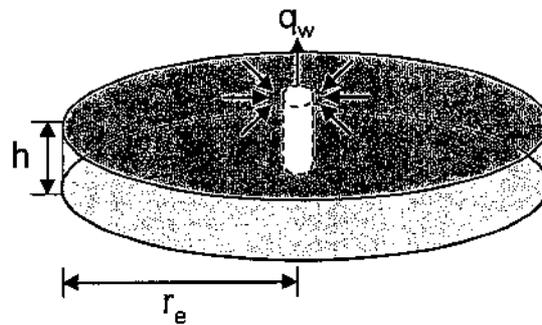


Figura 3.1: Reservatório cilíndrico produzindo através de um poço vertical em escoamento radial permanente. (Adaptada de Rosa *et al* 2006).

A equação da vazão para escoamento radial permanente é dada por:

$$q_w = \frac{2\pi hk (p_e - p_w)}{B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)} \quad (3.2)$$

Onde:

k = Permeabilidade, m^2

h = Espessura da formação, m

p_e = Pressão no limite externo do reservatório, Pa

¹ Também chamado fator de geometria. Ele é utilizado para considerar a influência dos limites do reservatório e da localização do poço dentro dele.

p_w = Pressão de escoamento de fundo, Pa

B_o = Fator de volume-formação de óleo, m^3/m^3

μ_o = Viscosidade de óleo, Pa.s

r_e = Raio de drenagem, m

r_w = Raio do poço, m

Neste caso o índice de produtividade pode ser obtido por:

$$IP = \frac{2\pi hk}{B_o \mu_o \ln(r_e / r_w)} \quad (3.3)$$

3.3 Estimativa do Índice de Produtividade para Poços Horizontais

Para poços horizontais, considere a situação (modelo físico) ilustrada na Figura 3.2 (Rosa *et al.*, 2006) a qual mostra um reservatório horizontal homogêneo que possui permeabilidade vertical (k_v) e permeabilidade horizontal (k_h) constantes, espessura (h), porosidade constante (ϕ) e compressibilidade efetiva da rocha constante (c_f), produzindo através de um poço horizontal de comprimento L , raio r_w e localizado a uma distância z_w da base da formação. Uma simplificação deste modelo é apresentada na Figura 3.3. Estes modelos são conduzidos considerando o poço como um canal de condutância infinita.

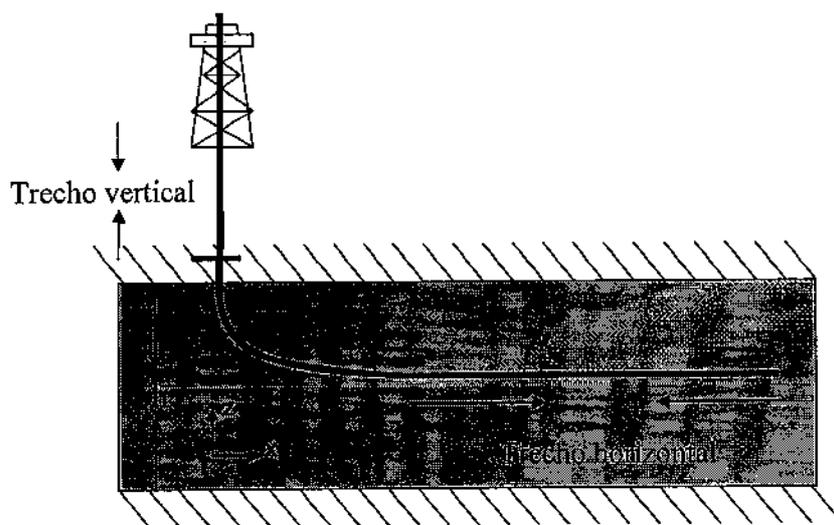


Figura 3.2: Esquema de um Poço Horizontal. (Adaptada de Rosa *et al* 2006).

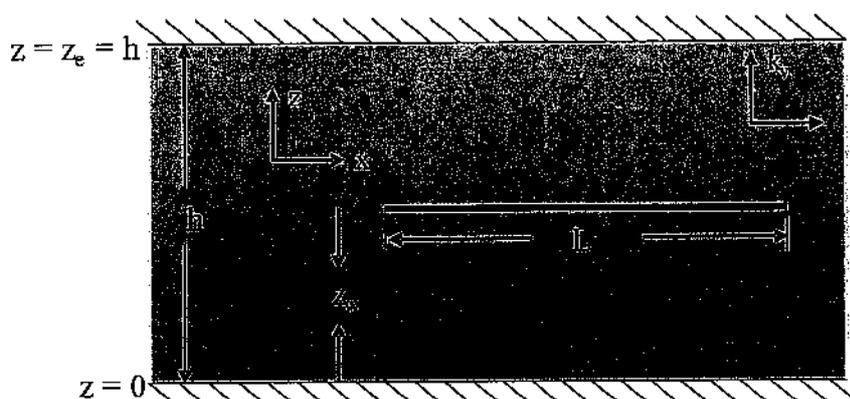


Figura 3.3: Modelo simplificado de um poço horizontal. (Adaptada de Rosa *et al* 2006).

O fluido de produção tem uma viscosidade μ_o , compressibilidade pequena e constante (c) e fator de volume de formação (B_o), fluindo a uma vazão constante (q_h). Além disso, o reservatório é limitado superior e inferiormente por camadas impermeáveis. Admite-se que a pressão permaneça constante é igual à inicial a uma distância infinitamente grande do poço (reservatório infinito) e consideram-se pequenos gradientes de pressão e desprezam-se os efeitos gravitacionais.

Para a determinação da vazão de poços horizontais em regime permanente estão disponíveis na literatura diversas equações, sendo a mais conhecida, a equação de Joshi (1988) para um reservatório de óleo com permeabilidade isotrópica:

$$q_h = \frac{2\pi k_h L (p_e - p_w)}{B_o \mu_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{h}{2r_w} \right] \right\}} \quad (3.4)$$

Onde,

k_h = Permeabilidade horizontal, m^2

L = Comprimento do poço horizontal, m

p_e = Pressão do reservatório, Pa

p_w = Pressão de fluxo de fundo, Pa

B_o = Fator de volume-formação de óleo, m^3/m^3

μ_o = Viscosidade de óleo, Pa.s

r_w = Raio do poço, m

$$a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5}$$

r_{eh} = Raio de drenagem do poço horizontal, m

Para um poço anisotrópico, a equação apresentada por Joshi foi modificada por Economides *et al* em 1990, mapeando-se um comportamento permanente no plano horizontal e pseudo-permanente no plano vertical:

$$q_h = \frac{2\pi k_h h (p_e - p_w)}{B\mu \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left[\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right\}} \quad (3.5)$$

Onde o fator de anisotropia entre a permeabilidade vertical e horizontal está dado por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

Assim, o índice de produtividade de um poço horizontal IP_h é obtido dividindo-se a sua vazão pelo diferencial de pressão, ou seja:

$$IP_h = \frac{2\pi k_h L (p_e - p_w)}{B_o \mu_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{h}{2r_w} \right] \right\}} (p_e - p_w) \quad (3.6)$$

Simplificando a equação 3.6, obtém-se:

$$IP_h = \frac{2\pi k_h L}{B_o \mu_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{h}{L} \ln \left[\frac{h}{2r_w} \right] \right\}} \quad (3.7)$$

3.4 Métodos de Exclusão de Areia

Usualmente existem 4 métodos nos quais se baseiam as técnicas de controle de areia em um poço:

1. Restrição da vazão de produção;
2. Métodos químicos;
3. Métodos mecânicos;
4. Combinando os métodos anteriores.

Os métodos de restrição da vazão de produção são aqueles que apresentam os menores custos e podem representar uma boa alternativa frente aos outros métodos. No entanto, na maioria dos casos, este método não é indicado visto que a produção de areia não está relacionada somente com a produção de fluidos. Existe uma dependência com o grau de consolidação da formação, o tipo e quantidade de material cimentante na rocha, etc.

Nos métodos químicos, uma resina é injetada na formação propiciando uma cimentação entre os grãos e formando uma massa permeável de areia consolidada ao redor dos canhoneados. Uma segunda injeção de produtos químicos é efetuada para remover o excesso de resina do interior dos poros, possibilitando assim, a produção de hidrocarbonetos. Neste método as principais limitações são:

- O comprimento do intervalo não pode ser superior de 8 metros;
- A temperatura da zona não pode ser maior de 138°C;
- A permeabilidade da formação deve ser maior ou igual a 100 mD, com menos de 15% de argila e feldspato.

O método químico possui a vantagem de minimizar o uso de equipamentos. As principais desvantagens deste método são as seguintes:

- Redução da permeabilidade da zona tratada de 20 a 60%, dependendo da permeabilidade inicial e o teor de argila;
- Somente intervalos pouco espessos (2 a 3 m) têm sido tratados;
- A resina possui vida útil relativamente curta com uma média de 6 meses a 5 anos.

Por fim, os métodos mecânicos são os mais comuns na indústria do petróleo. Nestes métodos sempre há um dispositivo de fundo para promover a filtração dos fluidos que estão sendo produzidos. Os principais dispositivos que restringem a produção de areia podem ser: os tubos ranhurados, as telas *wire-wrapped*, as telas expansíveis, as telas pré-empacotadas, as telas *premium*. Quando existe uma deposição de areia ou cerâmica de granulometria selecionada (*gravel*) no anular entre a tela (ou tubo) e a formação ou revestimento, temos o método conhecido como *Gravel Pack* (GP). Quando o anular não é preenchido, temos o método conhecido como *Stand Alone Screen* (SAS).

O princípio de funcionamento destes sistemas é a retenção de certa porção de sólidos que formam pontes ou arcos entre si, através do embricamento de partículas que impedem a entrada de mais sólidos da formação para o poço. A formação destas pontes é função da forma das partículas, da abertura das ranhuras e malhas das telas e dos diâmetros característicos das partículas.

3.4.1 Dispositivos

A seguir são apresentados os principais dispositivos de contenção de areia ordenados conforme foram surgindo na indústria do petróleo:

3.4.1.1 Tubos Ranhurados

São tubos nos quais foram feitos cortes longitudinais com serra de precisão ou *laser*, o tamanho destes cortes ou ranhuras deve ser dimensionado em função do diâmetro médio do grão da formação (Figura 3.4). Neste método não é possível obter uma grande área aberta ao escoamento, visto que a resistência à tração do tubo seria comprometida. Por isso, não é recomendável sua utilização em poços de alta vazão.

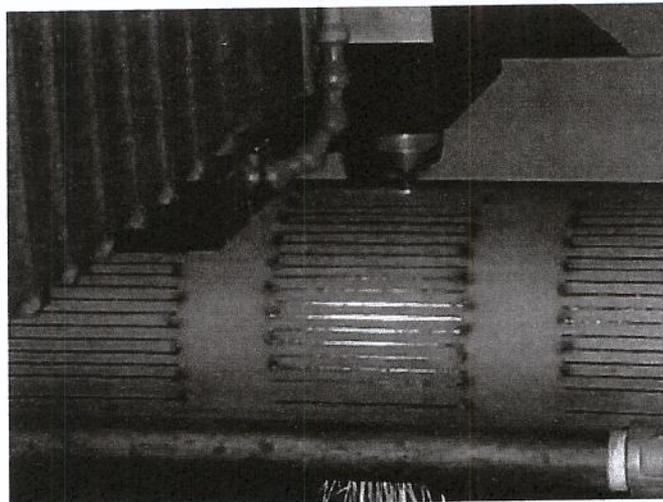


Figura 3.4: Tubos Ranhurados.

3.4.1.2 Telas *Wire-Wrapped*

São telas constituídas por um tubo base com furos ou ranhuras no qual são soldados hastes finas longitudinais. Estas hastes são a base para o arame que é soldado helicoidalmente constituindo-se em uma jaqueta instalada ao redor do tubo (Figura 3.5). O espaçamento entre os fios do arame helicoidal é determinado de forma a reter os grãos de areia.

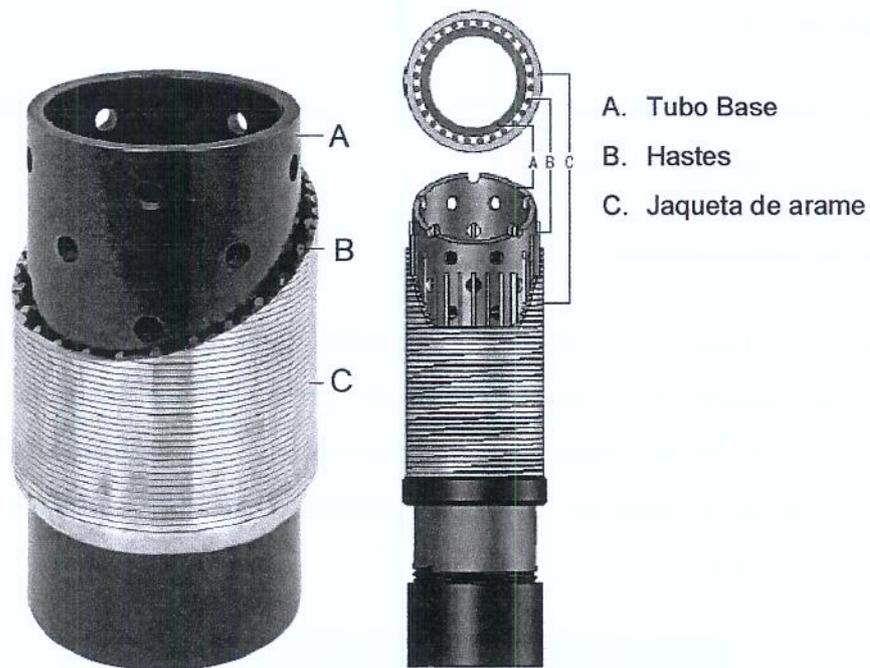


Figura 3.5: Telas *Wire-Wrapped*. (Adaptada de www.alloymachineworks.com, 01/2008).

3.4.1.3 Telas Pré-empacotadas

Consiste em dois tubos telados concêntricos onde o espaço anular entre uma jaqueta interna e outra externa é preenchida com areia ou cerâmica de granulometria determinada (*gravel*), podendo ser consolidada ou não com resina (Figura 3.6). A restrição a esta técnica é a grande tendência do tamponamento do empacotamento com *gravel* confinado entre as duas jaquetas, pelos finos da formação. O uso mais recomendável destas telas é em poços com longos intervalos canhoneados e altamente desviados ou horizontais.

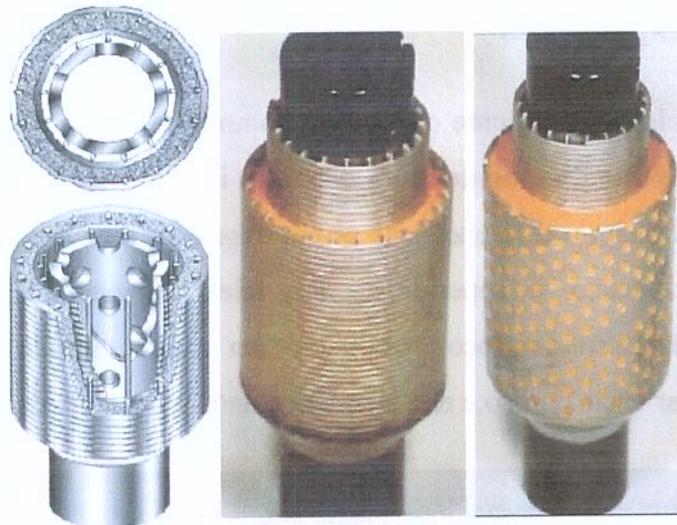


Figura 3.6: Telas Pré-Empacotadas. (Adaptada de www.variperm.com, 01/2008 e Machado, 2003).

3.4.1.4 Telas de *Premium*

Consiste em um sistema de várias camadas de malha metálica sobrepostas ao redor de uma tela *wire-wrapped*, que confere suporte mecânico ao conjunto. Tem também uma tela externa para fornecer proteção mecânica à malha metálica (Figura 3.7).

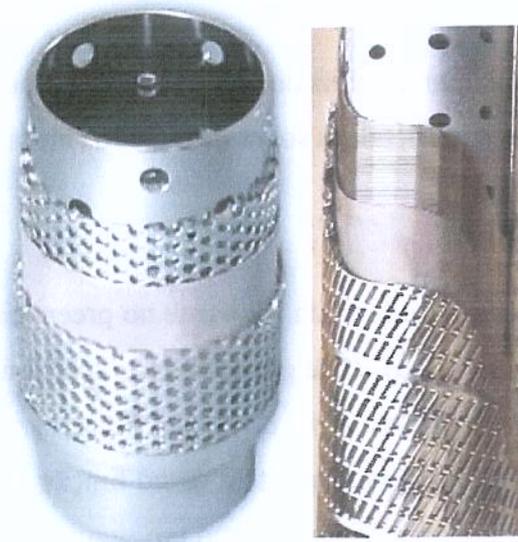


Figura 3.7: Telas Premium. (Original de www.mkicorp.com, 01/2008).

3.4.1.5 Telas Expansíveis

Esta é uma tecnologia emergente que surgiu como uma opção para controle de areia em poços não revestidos. Estas telas possuem um diâmetro inicial igual ao das telas utilizadas em outros métodos, mas possuem o diferencial de serem expandidas contra a parede do poço. O diâmetro final, após a expansão, é superior ao das telas convencionais. Este diâmetro expandido acompanha o diâmetro do poço, resultando em maior estabilidade do poço, eliminando o escoamento anular entre o poço e a tela e aumentando a produtividade (Figura 3.8).

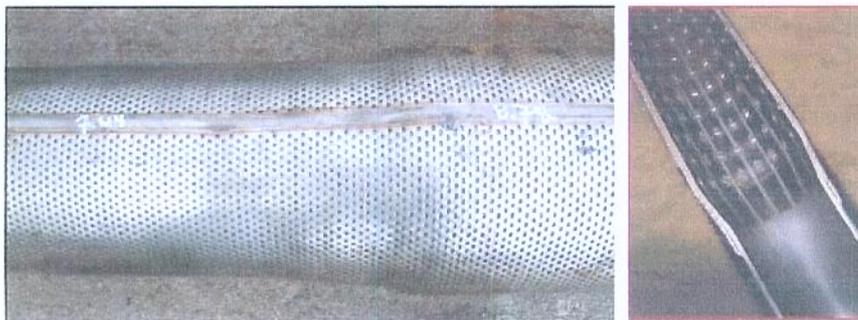


Figura 3.8: Telas expansíveis. (Original de www.halliburton.com, 01/2008).

3.4.2 Métodos

Por serem os mais amplamente utilizados na indústria do petróleo e principalmente no Brasil, a seguir são apresentados mais detalhes sobre os métodos mecânicos de contenção de areia.

3.4.2.1 *Gravel Pack*

É uma técnica mundialmente difundida. Consiste no preenchimento do anular entre o tubo telado e o revestimento com areia (*gravel*) de granulometria selecionada formando um pacote compacto, que impede a movimentação da areia da formação. O *gravel* (areia ou cerâmica) tem como função reter a areia da formação e a tela tem como função reter o *gravel*. O princípio do método de empacotamento é que o *gravel* atuará como um segundo arcabouço, altamente permeável, que permite o escoamento dos hidrocarbonetos para dentro do poço, impossibilitando a movimentação dos grãos da formação.

3.4.2.2 Gravel Pack em Poços Revestidos (*Cased Hole Gravel Packing*)

Em poços revestidos o empacotamento com *gravel* é efetuado preenchendo o espaço anular entre a tela e o revestimento no volume canhoneado (Figura 3.9).

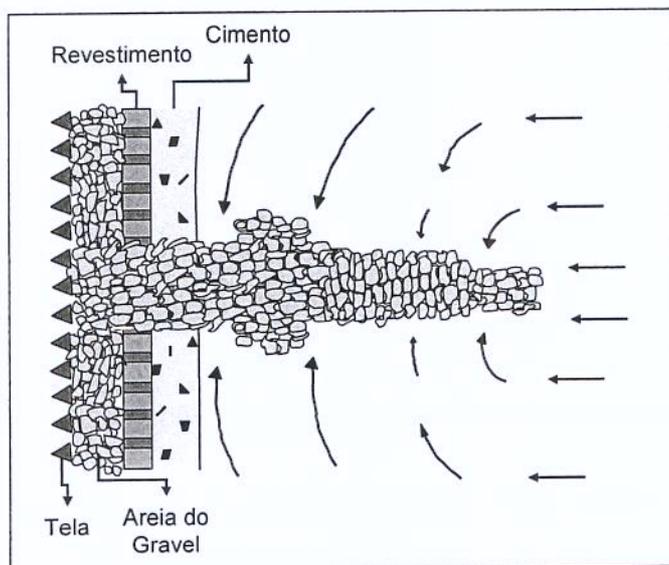


Figura 3.9: Método de *Gravel Pack* em poços revestidos. (Adaptada de Machado 2003).

O preenchimento é feito com um propante que carrega o *gravel* para dentro do poço até chegar a um *crossover*, que permite o escoamento para o anular tela/revestimento. Este anular é preenchido com o *gravel* até a altura da tela e o propante retorna a superfície. O volume requerido de *gravel* será o necessário para preencher o anular até a altura da tela, os canhoneados e parte da formação. Este procedimento está esquematizado na Figura 3.10.

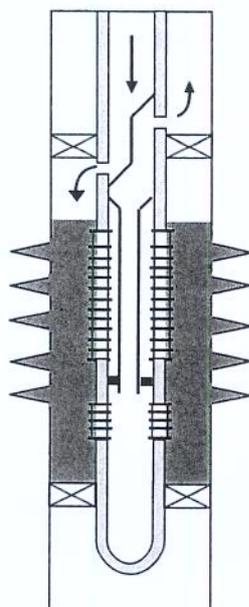


Figura 3.10: Operação de *Gravel Pack* em poço revestido. (Adaptada de Economides, 1998).

Este método é mais efetivo no controle de areia em intervalos longos, suporta a maioria das reações desenvolvidas em um tratamento químico e não se deteriora com o tempo, além disso, é menos afetado pelas variações de permeabilidade da formação.

3.4.2.3 *Gravel Pack* em Poço Aberto (*Open Hole Gravel Packing*)

Neste caso o empacotamento é efetuado no anular entre a tela e o poço aberto (Figura 3.11), de forma que toda a parede do poço contribui para a produção. Isto diminui a carga associada ao escoamento linear através dos canhoneados, garantido assim, maior produção que o *gravel pack* a poço revestido.

A descida e instalação do *gravel pack* em poço aberto são similares a um poço revestido (Figura 3.10), a diferença principal é que não existe o *packer* de fundo. As vantagens que esta técnica apresenta são: a baixa perda de carga e maior produtividade, excelente longevidade, não existe custos de revestimento e canhoneio. Apesar das vantagens descritas a técnica a poço aberto não é recomendável para todos os tipos de reservatórios e formações, pois existe dificuldade para o isolamento de fluidos indesejáveis, como água ou gás, ou ainda, fluidos especiais para perfurar o trecho a poço aberto.

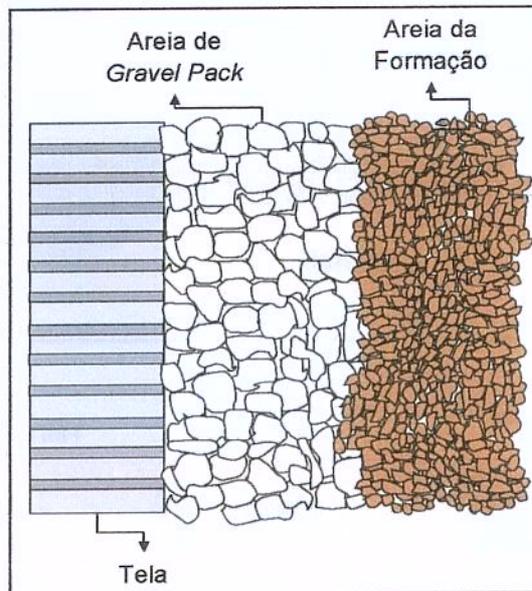


Figura 3.11: Estrutura do *Gravel Pack* em poço aberto. (Adaptada de Machado 2003).

3.4.2.4 *Gravel Pack* em Poço Aberto Horizontal (*Horizontal Open Hole Gravel Packing*)

Conhecido também como HOHGP. No campo, a operação do HOHGP é efetuada de tal forma que logo após a descida da tela no poço, o empacotamento é realizado preenchendo com areia o anular entre as telas e a formação. Este empacotamento é feito preenchendo o poço com o propante no sentido do calcanhar para o final do poço, onde se forma uma duna de areia (denominada de onda alfa, α). Esta duna caminha preenchendo o anular na parte inferior do poço. Quando esta duna atinge o final do poço, ela retorna no sentido inverso (sendo denominada agora de onda beta, β), preenchendo o anular na parte superior do poço. A Figura 3.12 mostra um diagrama esquemático ilustrando este processo de empacotamento do poço.

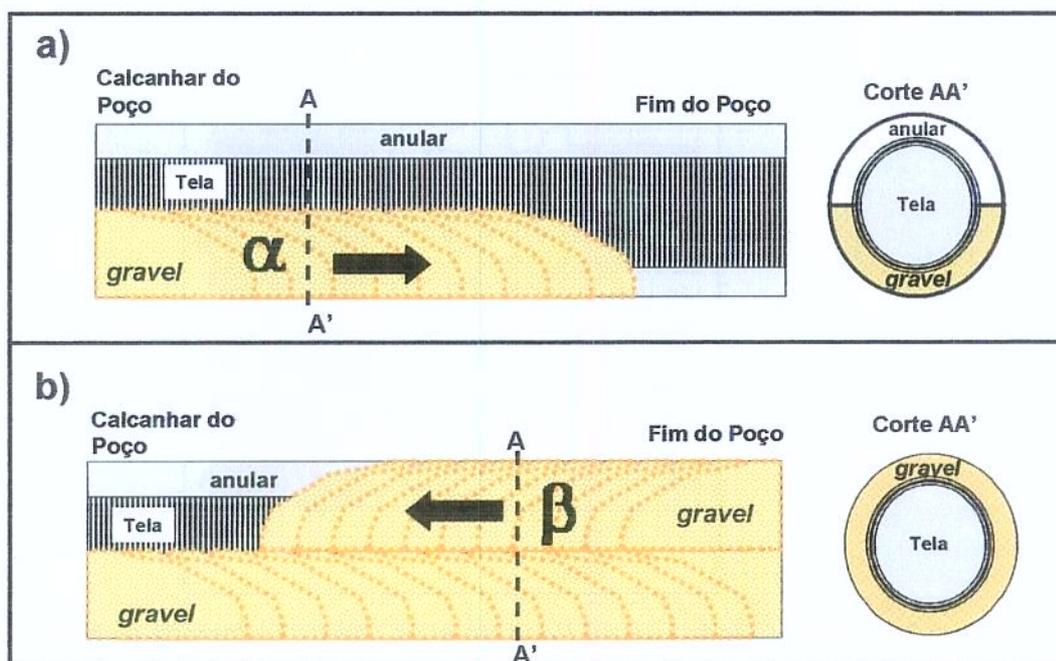


Figura 3.12: Esquema ilustrativo do preenchimento do poço horizontal com areia numa operação HOHGP: (a) onda alfa no sentido calcanhar-dedão e (b) onda beta no sentido dedão-calcanhar.

Ao final desse processo, o que se deseja é que o anular esteja totalmente preenchido. No entanto, em algumas ocasiões, a duna formada pela onda beta acaba tamponando o anular e, como consequência disso, a região próxima do calcanhar não é preenchida totalmente. Além disso, como um fator agravante, normalmente é na região próxima do calcanhar que ocorre a maior contribuição de vazão do reservatório.

3.4.2.5 *Frac-Pack*

Este método é uma evolução do *Gravel Pack*, realizado em poços verticais e direcionais revestidos. Consiste em uma combinação entre as técnicas de fraturamento hidráulico e *gravel pack*. É usada em formações laminadas, que propiciam maiores fraturas. O *frac-pack* não só apresenta a vantagem de controlar a produção de areia sem introduzir a perda de carga adicional imposta pelos *gravel packs*, mas também cria uma fratura que ajuda a abrir um canal de alta permeabilidade propagada na zona perto do poço. O objetivo principal desta técnica é reduzir o dano próximo ao poço, sendo usada principalmente em poços onde o dano à formação é alto.

3.4.2.6 *Stand Alone Screen*

Neste método as telas são instaladas em frente ao intervalo produtor e a areia produzida é depositada ao seu redor, funcionando como um filtro. Este sistema é eficaz se for instalado em arenitos limpos e inconsolidados, de distribuição granulométrica homogênea e com pouca quantidade de finos, pois a areia produzida é retida ao redor das telas e a presença de partículas mais finas podem causar a redução da permeabilidade do sistema, reduzindo consideravelmente a produtividade do poço.

Capítulo 4

Índice de Desempenho do Sistema

O índice de produtividade é um dos indicadores mais importantes da engenharia de produção. Por outro lado, para seu cálculo de forma adequada, são necessários dados que em muitos casos não estão disponíveis. Neste capítulo é proposto um novo parâmetro de análise inspirado no já tradicional e difundido índice de produtividade. Este novo parâmetro, na grande maioria dos casos, é mais fácil de ser obtido e permite outros tipos de análises que o índice de produtividade não abrange. As vantagens de utilização deste parâmetro frente ao índice de produtividade serão discutidas. Por fim, também serão apresentados os principais usos deste novo parâmetro.

4.1 Índice de Produtividade

Conforme discutido no Capítulo 3, o índice de produtividade (IP) é um parâmetro que indica o potencial de influxo de um reservatório para o poço, considerando a influência da interface poço formação. O índice de produtividade foi definido na ocasião com a seguinte equação:

$$IP = \frac{Q_{\text{líquido produzido}}}{P_R - P_{wb}} \quad (3.1)$$

Onde:

$Q_{\text{líquido produzido}}$ = Vazão de líquido;

P_R = Pressão estática do reservatório;

P_{wb} = Pressão de escoamento no fundo do poço.

No campo é comum medir a vazão de líquido em m^3/d e as pressões em kgf/cm^2 (~ 98 kPa). Em unidades marítimas de produção a vazão de líquido produzido (vazão de óleo mais a vazão de água) é medida no separador na superfície. Esta vazão é registrada posteriormente na base de dados de produção. No caso das pressões, a pressão estática é obtida em testes de formação realizados para várias profundidades verticais. Já a pressão de fundo pode ser obtida tanto de testes de formação, como de PDG (*Permanent Downhole Gauge*) quando disponível. O PDG é um sensor instalado na coluna de produção a uma dada profundidade, o qual mede a pressão e a temperatura nesta profundidade.

O IP é uma informação importante para as ações de desenvolvimento de um campo de petróleo. Entender e medir as variáveis que afetam o IP torna-se uma atividade indispensável. Uma das variáveis importantes neste entendimento é a pressão de escoamento no fundo que, como comentado anteriormente, pode ser medida com o PDG. No entanto, tem se verificado que após um período de tempo os PDG's dos poços apresentam, na grande maioria dos casos, problemas de funcionamento e deixam de transmitir os dados de pressão e temperatura de fundo para superfície.

Na falta de informações de PDG, normalmente, utiliza-se as correlações de escoamento bifásico para avaliar a pressão de escoamento no fundo do poço a partir da pressão de escoamento na plataforma e, desta forma, calcular o IP. Segundo os especialistas da área de elevação e escoamento do campo estudado, nos trechos verticais tais como *riser* e coluna de produção, as correlações que tem proporcionado melhores resultados são as de Hagedorn & Brown (1965) e Duns & Ros (BRILL, 1986, p. 3-20). Ainda, segundo estes mesmos especialistas, nos trechos horizontais, tais como linhas de escoamento, são usadas as correlações de Beggs & Brill (1973) e Dukler, Eaton & Flanigan (BRILL, 1986, p. 4-11). Estas correlações são utilizadas pela grande maioria dos simuladores de elevação e escoamento.

Contudo, devido às simplificações implícitas nestas correlações e, algumas vezes, por não se conseguir um bom ajuste dos modelos usados pelos simuladores, tem-se observado grandes discrepâncias entre os valores de pressão de fundo calculados e os valores medidos (real) pelos sensores de poço.

Além dos erros mencionados anteriormente, o método utilizado pelos especialistas de elevação e escoamento para inferir o IP, considera a pressão estática do reservatório em um ponto próximo do poço. Por definição, a pressão estática é uma propriedade do reservatório medida em condições iniciais, quando os distúrbios de pressão causados pelo poço não são observados no reservatório. Este erro conceitual acarreta em um valor pouco robusto para o IP inferido.

Por outro lado, a pressão medida na plataforma é uma informação abundante e simples de se obter. Esta informação é mais representativa do comportamento do sistema.

Adicionalmente, no cenário tecnológico atual, os sensores estão sendo aprimorados e tornando-se mais confiáveis. Estes avanços tecnológicos proporcionarão, em um curto espaço de tempo, uma disponibilidade muito maior de informações ao engenheiro. Estas informações podem e devem ser utilizadas não somente no cálculo do IP.

Neste panorama, sente-se a necessidade de novas ferramentas de análises com base na gama de informações disponíveis. Assim, na próxima seção, será proposto um novo parâmetro de análise.

4.2 Índice de Desempenho do Sistema

Diante do exposto na seção anterior, propõe-se a utilização de um novo parâmetro. Este parâmetro é definido como a razão entre a vazão de líquido e o potencial de fluxo, expressado na seguinte relação:

$$IDS_{Total} = \frac{Q_{\text{liquido produzido}}}{\Phi_R - \Phi_{\text{Plataforma}}} \quad (4.1)$$

Onde:

$$\Phi_R = P_R + \rho g z \quad (4.2)$$

$$\Phi_{Plataforma} = P_{Plataforma} + \rho g z_{Plataforma} \quad (4.3)$$

Na Equação 4.2 z é igual a zero, já que todas as pressões estáticas foram corrigidas em relação a cota de referência (centro da zona produtora).

E:

$P_{Plataforma}$ = Pressão de escoamento na plataforma;

$z_{Plataforma}$ = Diferença de altura entre a cota de referência e a plataforma.

Note que nesta relação utiliza-se a pressão na plataforma ao invés de pressão de escoamento no fundo. Esta pressão é medida por um sensor na plataforma antes do *choke* de controle de vazão. Denominou-se este novo parâmetro de índice de desempenho do sistema (IDS).

Este parâmetro correlaciona a energia disponível no reservatório (indicada pela pressão estática) com a energia necessária na entrada da planta de processo (indicada pela pressão na plataforma) e a resposta do sistema (poço mais linhas de escoamento) em forma de vazão para estes dois extremos. Isto é, este parâmetro é um indicador de todo o sistema (reservatório, poço e linhas de escoamento) que incorpora todas as perdas de carga imposta ao fluido durante a produção e também a “energização” fornecida pelo método de elevação artificial (BCS ou *gaslift*).

Também é possível definir a impedância (Z) como um parâmetro que indica as oposições (resistências) que o fluido sofre ao escoar pelo sistema, pela seguinte relação:

$$Z = \frac{1}{IDS_{Total}} = \frac{\Phi_R - \Phi_{Plataforma}}{Q_{líquido\ produzido}} \quad (4.4)$$

Um cuidado deve ser tomado no uso da Equação 4.4. A equação pode ser usada em sistemas que não possuem método de elevação artificial, pois estes métodos representam uma fonte adicional de energia e não uma resistência ao fluxo.

Note que a pressão na plataforma é apenas uma das informações que podem estar disponíveis. A Figura 4.1 mostra os principais pontos de tomadas de pressão. O PDG, a uma determinada profundidade na coluna de produção, mede a pressão e temperatura de fundo. O TPT (*Temperature Pressure Transmitter*) é um sensor situado na árvore de natal que permite medir pressão e a temperatura na cabeça do poço. Por último, a pressão na plataforma é medida automaticamente por um sensor localizado antes do *choke*.

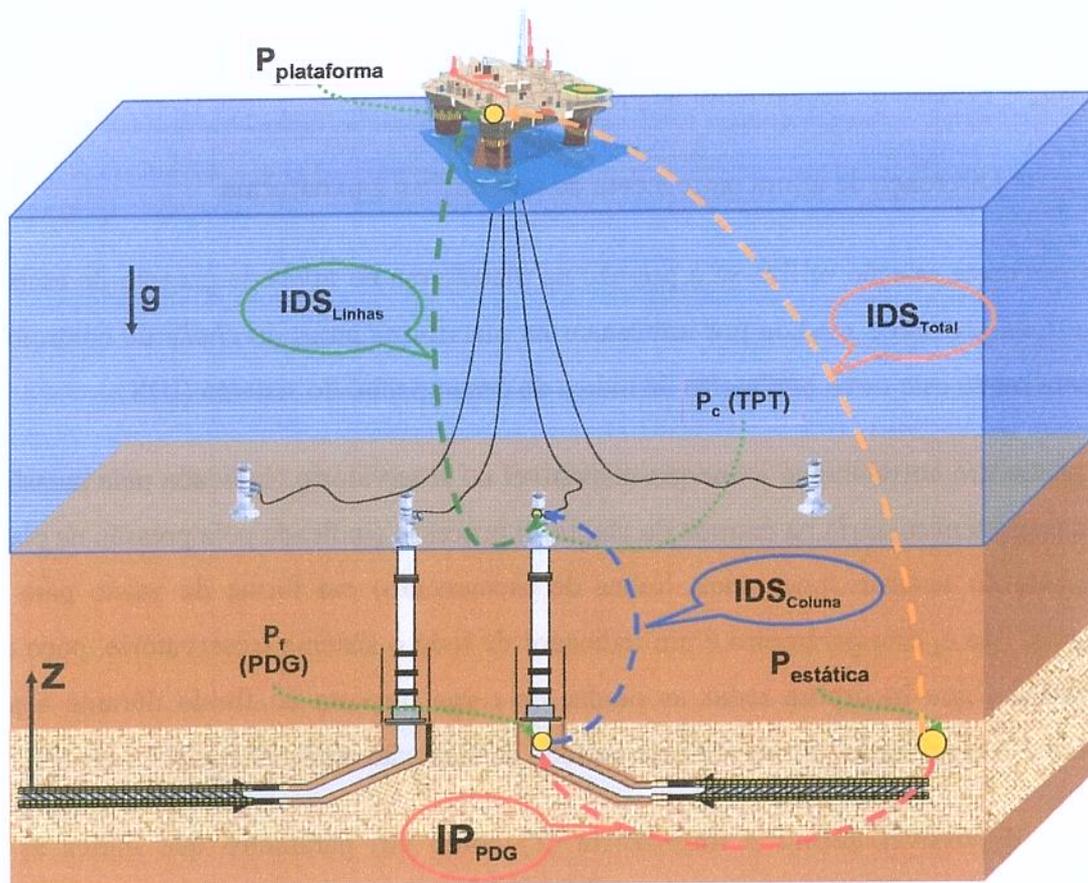


Figura 4.1: Diagrama esquemático para obtenção do IP e IDS.

Dependendo das informações disponíveis (TPT, PDG e/ou pressão na plataforma) pode-se calcular o IDS em vários trechos do sistema. Por exemplo, pode ser calculado o índice de desempenho entre o reservatório e o poço, com a pressão estática e de escoamento no fundo disponíveis, que de fato seria o cálculo do índice de produtividade. Com os dados de pressão de escoamento no fundo (PDG) e pressão na árvore de natal (TPT) pode-se calcular o IDS na coluna de produção. O mesmo cálculo de IDS pode ser feito para as linhas de escoamento. Assim, de

modo análogo ao anterior, pode-se definir:

$$IDS_{Coluna} = \frac{Q_{líquido\ produzido}}{\Phi_{PDG} - \Phi_{TPT}} \quad (4.5)$$

Onde:

$$\Phi_{PDG} = P_{PDG} + \rho g z_{PDG} \quad (4.6)$$

$$\Phi_{TPT} = P_{TPT} + \rho g z_{TPT} \quad (4.7)$$

Onde:

P_{PDG} = Pressão de escoamento no fundo do poço, medida com sensor PDG;

z_{PDG} = Altura de instalação do sensor PDG com relação a cota de referência ;

P_{TPT} = Pressão de cabeça do poço, medida com sensor TPT;

z_{TPT} = Altura de instalação do sensor TPT com relação a cota de referência.

De maneira similar, para o caso das linhas:

$$IDS_{Linhas} = \frac{Q_{líquido\ produzido}}{\Phi_{TPT} - \Phi_{Plataforma}} \quad (4.8)$$

Estes dois parâmetros, para escoamento monofásico, podem ser estimados de uma maneira bastante simples pela equação de *Darcy-Weisbach* (White, 2003):

$$h_p = f \frac{L V^2}{D 2g} \quad (4.9)$$

Onde:

h_p : Perda de carga por atrito, m;

- f : Fator de atrito, adimensional;
- L : Comprimento da linha, m;
- D : Diâmetro da linha, m;
- V : Velocidade do fluido, m/s;
- g : Aceleração da gravidade, m/s²

Assim, por exemplo, considere para simplificar um escoamento monofásico em um trecho horizontal¹ das linhas de escoamento. Neste caso a Equação 4.8 pode ser reescrita na seguinte equação:

$$\Delta P = f \frac{8L\rho}{\pi^2 D^5} Q^2 \quad (4.10)$$

Note que existe uma dependência não linear entre a queda de pressão e a vazão no trecho. Esta dependência desaparece caso o escoamento seja laminar. Nesta situação podemos escrever a seguinte relação:

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{\pi D^4}{128 \mu L} \quad (4.11)$$

Ou em termos de impedância:

$$Z = \frac{\Delta P}{Q} = \frac{128 \mu L}{\pi D^4} \quad (4.12)$$

Apesar da Equação 4.12 ser aplicável numa situação bastante restritiva (escoamento horizontal e laminar), ela ilustra de uma forma geral a dependência da impedância (ou se quiser o inverso a condutância) com os parâmetros geométricos da linha e parâmetros físicos do fluido, no caso somente a viscosidade. A analogia com circuitos elétricos é quase que direta. Por exemplo, a vazão de líquido de um sistema (poço e linhas) depende da diferença de pressão entre os extremos, mas também da impedância (resistência) que o próprio sistema oferece. De forma

¹ A extensão para um trecho vertical ou inclinado somente trás um detalhamento matemático um pouco maior e não acrescenta muito a exemplo.

semelhante, a quantidade de corrente depende não apenas da voltagem, mas também da resistência elétrica que o condutor oferece ao fluxo de carga. Assim, a corrente elétrica poder ser correlacionada com a vazão de líquido e a diferença de potencial elétrico (voltagem) com o potencial de fluxo. Como forma ilustrativa, uma analogia simplificada é mostrada na Figura 4.3 onde foram acrescentados mais alguns elementos, como por exemplo, o reservatório.

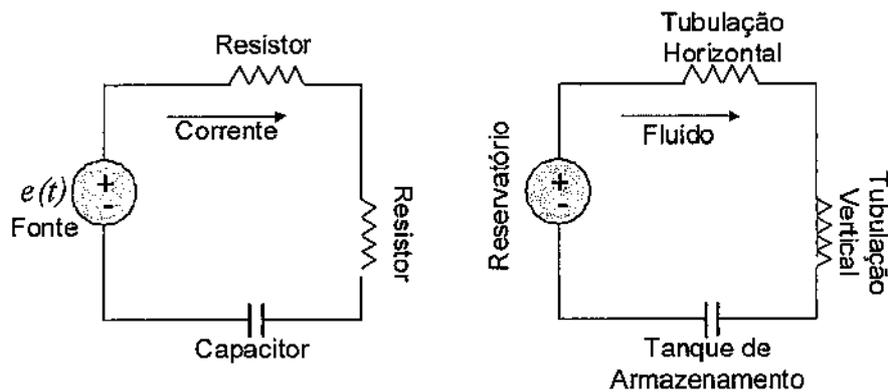


Figura 4.2: Analogia entre circuitos elétricos e escoamento de fluidos.

O exemplo anterior é apenas ilustrativo. Na prática o escoamento tanto nos poços como nas linhas são, na maioria dos casos, turbulentos e multifásicos com a presença de água e gás além do óleo.

4.3 IP versus IDS

Depois da perfuração de um poço é importante saber se os hidrocarbonetos presentes no reservatório podem ser produzidos economicamente. O teste de formação (colocando o poço em escoamento) poderá confirmar a presença de hidrocarbonetos na formação e fornecer informações a respeito das condições de fluxo nas imediações do poço, isto é, medir o IP. A principal desvantagem do IP obtido nos testes é que ele é medido no regime transiente, ou seja, os efeitos de quedas de pressão entre o poço e o reservatório são observados apenas em uma região próxima ao poço, sendo uma medição otimista.

Já o IDS, por ser obtido após a estabilização da produção do poço, é medido no regime estabilizado ou pseudo-permanente, fazendo com que os dados sejam mais representativos e confiáveis.

Ao longo da vida produtiva do poço pode-se fazer uma perfilagem de produção (PLT) para se avaliar a produtividade e determinar o IP. Esta perfilagem é realizada em poços horizontais com uma ferramenta chamada de *Coiled Tubing*, cuja capacidade de medição não permite medir a vazão total do poço, forçando uma redução da vazão de produção acarretando em um valor menor de IP. Ou seja, a ferramenta de medida altera a quantidade que está sendo medida.

Por outro lado, o IDS é calculado com a vazão medida no separador, a qual é a vazão que o reservatório está fornecendo para esse poço sem nenhuma restrição ao escoamento.

O IP mede os efeitos de escoamento no reservatório acoplados aos efeitos da interface poço-formação. Enquanto o IDS_{Total} , além de considerar esses efeitos, considera também as perdas de carga ao longo da coluna de produção e das linhas de escoamento e a eficácia do método de elevação. Além disso, ele é de fácil obtenção. A vazão de líquido é informada mensalmente para a operadora para a Agência Nacional do Petróleo (ANP). A pressão estática da formação é um dos parâmetros mais monitorados e calibrados que existem. E, por fim, a pressão na plataforma é medida automaticamente por um sensor na plataforma e portanto uma informação abundante.

As principais diferenças entre o IP e o IDS estão resumidas no quadro comparativo da Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Quadro comparativo entre Índice de Produtividade e Índice de Desempenho do Sistema.

Índice de Produtividade - IP	Índice de Desempenho do Sistema - IDS
<ul style="list-style-type: none"> • Obtido por testes de formação é otimista, já que é medido no regime transiente. • Obtido a partir da correlação de fluxo introduz o erro de simplificação do modelo. • Obtido por perfilagem de produção é pessimista, devido à capacidade de medição da ferramenta. • Obtido com PDG é robusto, já que a pressão é medida no fundo. • Mede apenas os efeitos do reservatório e da interface poço formação. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de obter. • Obtido por medição automática de pressão na plataforma • Obtido no regime estabilizado (pseudo-permanente). • Além dos efeitos do reservatório e da interface poço formação, considera os efeitos das perdas de carga na coluna de produção e nas linhas de escoamento, assim com também a eficácia do método de elevação.

4.4 Aplicações do IDS

Para finalizar este capítulo, os possíveis usos e aplicações do IDS são listados a seguir:

- Permite a comparação do desempenho de diferentes tecnologias empregadas na contenção de areia. Em relação a este último será feito um estudo de caso no Capítulo 5;
- O IDS permite identificar poços problemáticos, ou seja, aqueles poços que não estão produzindo dentro do esperado. Facilitando a identificação da componente do sistema de produção onde está ocorrendo o problema, comparando o IDS_{Total} , IDS_{PDG} , IDS_{Coluna} e IDS_{Linhas} ;
- Permite comparar o desempenho dos sistemas que estão produzindo para uma mesma unidade estacionária de produção (UEP);

- Permite obter valores médios de desempenho e usá-los no planejamento de novos poços naquele campo;
- Pode ser usado como ferramenta na análise do campo para identificar os melhores poços e, assim, utilizar as informações destes no planejamento de novos poços para conseguir melhores resultados;
- Pode proporcionar informações para o melhoramento de modelos fenomenológicos de escoamento.

Capítulo 5

Aplicações e Resultados

Neste capítulo são aplicados os conceitos de índice de desempenho definidos no capítulo anterior. Para ilustrar estas aplicações foi necessária uma coleta de dados cuidadosa e bastante abrangente em diferentes áreas de especialização. Os detalhes desta coleta são descritos na primeira seção a seguir. Posteriormente, são realizadas algumas análises de comparação, tais como: comparação do desempenho de poços horizontais, direcionais e verticais e comparação dos métodos de contenção de areia com base no índice de desempenho.

5.1 Coleta de Dados

Para a realização deste estudo foram coletados dados e informações de várias áreas de especialização distintas e independentes de uma Unidade de Negócios *Upstream*¹, a saber:

- Automação;
- Engenharia submarina;
- Engenharia de reservatórios;
- Interpretação de testes e perfis;

¹ Unidade de Negócios *Upstream*: de forma geral cada unidade de negócios é responsável pela gestão de um conjunto de concessões exploratórias e de produção, instalações operacionais e administrativas. *Upstream* refere-se às atividades de Exploração e Produção (E&P) da indústria do petróleo, responsável pela pesquisa, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural dentro do território nacional.

- Acompanhamentos de produção;
- Elevação e escoamento;
- Engenharia de poço.

Estes dados foram coletados com autorização da Petrobras e por razões de confidencialidade os nomes dos poços, da zona produtora e das plataformas foram alterados para nomes fictícios.

Para esta coleta de dados foi necessário o deslocamento até uma das unidades de negócios da Petrobras. O levantamento das informações levou aproximadamente um mês onde foi realizada uma busca e integração dos dados, os quais se encontravam espalhados nas diversas áreas da empresa.

Para facilitar as análises, a coleta dos dados foi norteadada no sentido de uniformizar as informações. Ou seja, para se ter as mesmas condições de reservatório e as mesmas propriedades de fluidos, os dados disponíveis foram filtrados para um determinado campo e uma determinada zona produtora.

Ao final desta coleta foram selecionados 88 poços de um mesmo campo e de uma mesma zona produtora que produzem através de 7 unidades estacionárias de produção (UEP). Os dados coletados destes 88 poços foram:

- Histórico de produção mensal dos poços;
- Pressão estática no tempo;
- Pressão na plataforma (UEP);
- Pressão de fluxo no fundo (quando disponível);
- IP calculado com correlações;
- Tipo de completação dos poços;
- Trajetória dos poços.

Os dados de produção foram os primeiros a serem analisados. Estes dados de produção são os mesmos disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) em seu site. A partir destes dados, constatou-se que o melhor período para a realização dos estudos era do ano de 2005 a

2007, pois neste período, a pressão estática do campo estabilizou-se após o início de injeção de água. Verificou-se que 14 poços foram fechados antes de 2005, portanto ficando fora do período escolhido para o estudo, reduzindo o número de poços de 88 para 74. Notando também que para 2 poços os dados de IP calculado com correlações não estavam disponíveis, assim como os dados de comprimento da coluna de produção e comprimento das linhas de escoamento faltavam para 9 poços. Isto reduziu o número de poços analisados para 63. Destes 63 poços, 9 são verticais, 31 direcionais e 23 horizontais.

A pressão estática foi obtida de testes de formação realizados nos poços do campo ao longo do tempo. Para uma unificação dos dados, a pressão foi levada a uma mesma cota de referência (o centro da zona produtora) através da seguinte equação:

$$P_{estatica} = P_{estatica\ medida} + \rho \cdot g \cdot h \quad (5.1)$$

Onde:

$P_{estatica\ medida}$ = Pressão medida pela ferramenta de teste (Pa);

h = Diferença entre a cota de referência e a profundidade vertical a qual foi medida a pressão estática (m);

ρ = Densidade do fluido (kg/m^3);

g = Aceleração da gravidade ($9,81 \text{ m/s}^2$).

Na Figura 5.1 é apresentado um histórico de pressão estática da zona de interesse. Através deste histórico é possível obter a pressão estática para qualquer período de tempo entre 1990 e 2007.

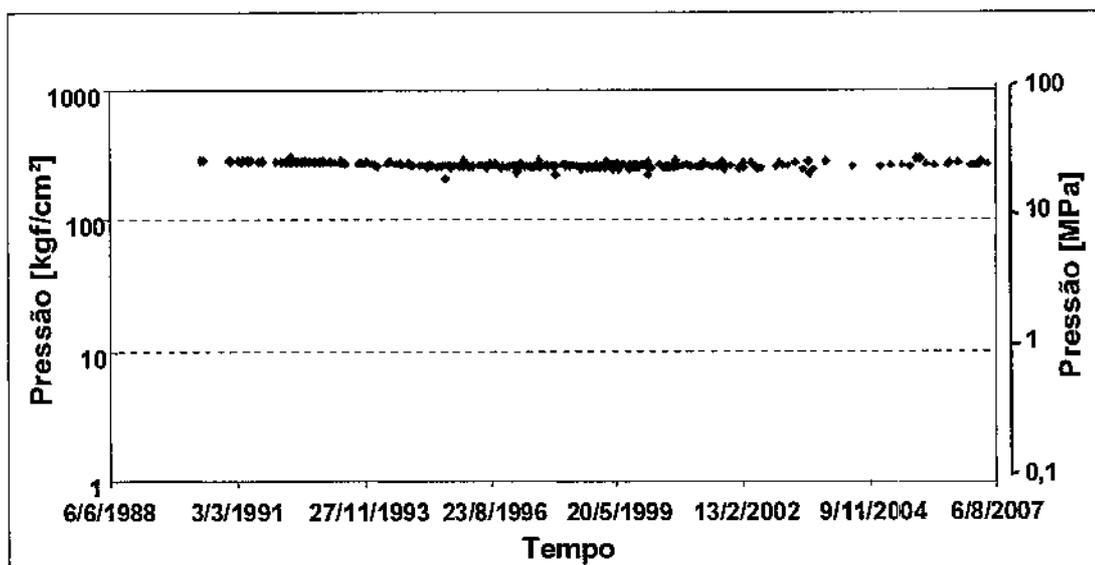


Figura 5.1: Histórico de pressão estática da zona de interesse.

Os dados de pressão de escoamento na plataforma (UEP), foram obtidos através do sensor no *manifold* de entrada dos poços na planta de processo antes do *choke* (ou *bean*²) de controle de vazão. Os dados de IP são provenientes de correlações de escoamento bifásicos já registrados na base de dados.

Os dados de PDG e TPT foram obtidos do sistema de automação utilizado na Petrobras denominado de PI (*Plant Information*) que automatiza a coleta, o armazenamento e a apresentação de dados de processo. Ressalta-se que poucos dados de pressão foram obtidos de PDG, pois somente em 17 poços o sensor ainda funcionava. Os dados de linhas de escoamento foram consultados com a permissão do setor de elevação e escoamento.

O reservatório escolhido para este estudo é relativamente homogêneo, inconsolidado, com porosidade da ordem de 25%, uma área de aproximadamente 150 km², espessura média de 47 m e com óleo de 19°API.

Por fim, o tipo de completação dos poços, assim como, sua trajetória foram obtidas de bases de dados de engenharia de poço. Os dados utilizados neste estudo estão organizados no Apêndice A.

² O *bean* é um *choke* ajustável que permite que se varie a sua abertura.

5.2 Premissas Adotadas no Estudo

Como comentado na seção anterior, foram tomados alguns cuidados na coleta de dados para uniformizar as informações. A seguir, são listadas as principais premissas adotadas neste trabalho:

1. Considerou-se que as propriedades do reservatório são as mesmas para todos os poços, pois estes poços estão drenando a mesma zona de interesse dentro de um mesmo campo;
2. Quando existe dano ao redor do poço, os efeitos são incluídos no cálculo do IDS;
3. Os efeitos da perda de carga na coluna de produção e nas linhas de escoamento também estão incluídos no IDS.

5.3 IP calculado com correlações e o IP calculado com PDG

Conforme comentado no Capítulo 4, na falta de informações de PDG, normalmente se utiliza correlações de escoamento bifásico para avaliar a pressão de fundo e, desta forma, calcular o IP. Denominaremos o IP calculado desta forma como IP_{Inferido} . De forma similar, o IP calculado a partir de dados de pressão medida com PDG será denominado de IP_{PDG} .

Teoricamente os valores do IP_{Inferido} e IP_{PDG} deveriam ser próximos já que os dois são calculados com a pressão de fundo (que também deveriam ser próximas mesmo provenientes de fontes diferentes). Considerando que a pressão medida pelo sensor PDG é mais confiável, foi feita uma comparação entre o IP_{Inferido} e o IP_{PDG} . Dos 72 poços analisados, foram selecionados somente 17 casos para tal comparação, pois somente nestes casos os PDG's estavam funcionando. A Tabela 5.1 mostra os valores destes IP's e o erro percentual em relação ao IP_{PDG} .

Tabela 5.1: Tabela comparativa entre IP_{Inferido} e IP_{PDG} .

POÇO	IP_{PDG}	IP_{Inferido} [m ³ /d.kgf/cm ²]	Erro Percentual
SW-38	8,94	12,86	-43,92
SW-44	22,12	36,69	-65,90
SW-57	13,60	20,87	-53,48
SW-58	89,52	188,35	-110,40
SW-60	15,65	17,94	-14,63
SW-62	61,73	88,68	-43,66
SW-66	8,17	10,97	-34,25
SW-69	18,44	15,53	15,82
SW-70	40,87	62,74	-53,51
SW-71	54,56	77,44	-41,95
SW-73	24,05	36,72	-52,65
SW-77	98,19	95,27	2,97
SW-78	6,57	6,87	-4,55
SW-80	52,42	107,04	-104,21
SW-85	53,62	178,99	-233,79
SW-88	51,79	73,17	-41,28
SW-95	23,26	77,37	-232,65

Nos casos estudados o erro médio ficou em torno de 66%. Note que na maioria dos casos os erros são bastante grandes chegando a 224% no poço SW-95. Esta discrepância evidencia o pobre ajuste com as correlações de escoamento. Isto pode ser melhor visualizado quando plotamos IP_{PDG} contra IP_{Inferido} onde o resultado esperado seria um bom ajuste com uma reta de 45°. Este resultado está representado na Figura 5.2.

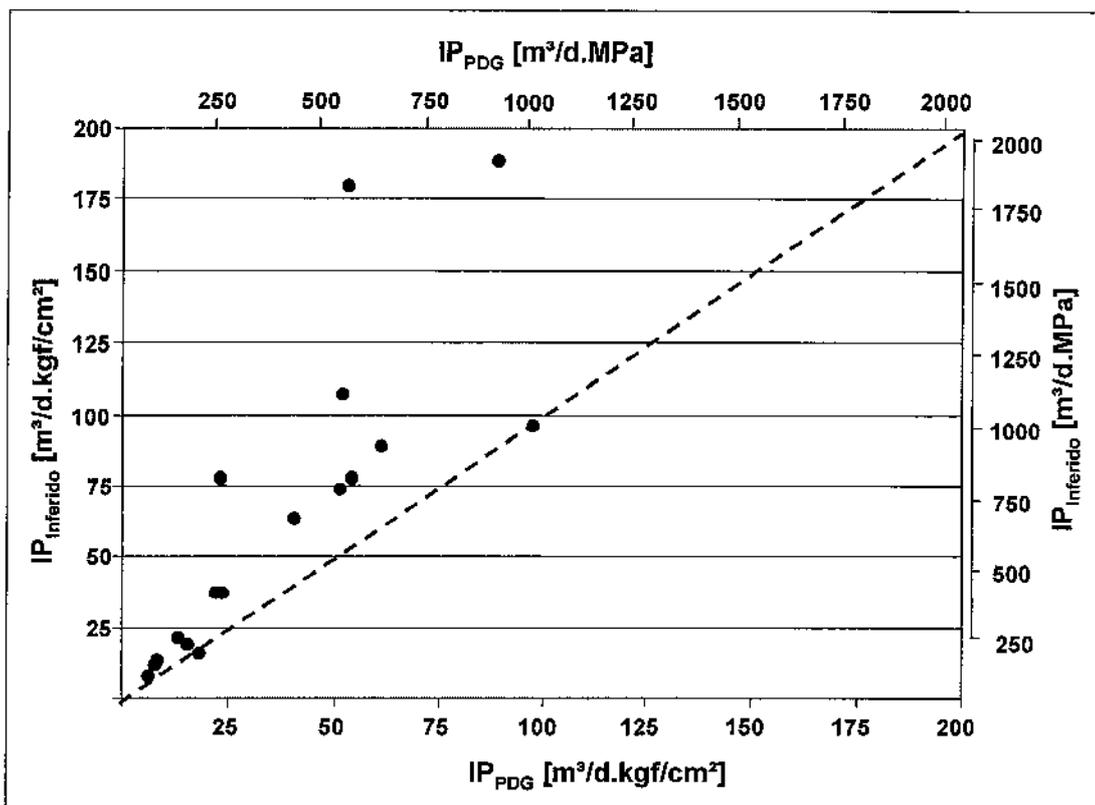


Figura 5.2: Gráfico comparativo entre IP_{PDG} e $IP_{Inferido}$.

Pelo gráfico da Figura 5.2 observamos que a dispersão dos dados está acima da reta, ou seja, um maior desvio dos dados é apresentado em relação ao $IP_{Inferido}$, o qual indica uma superestimativa do IP (real) quando calculado com correlações.

5.4 IP versus IDS

Como discutido anteriormente, o índice de desempenho do sistema (IDS) é obtido em um regime pseudo-permanente podendo ser considerado um indicador mais estável e robusto. Nesta seção, pretende-se investigar a consistência e a uniformidade da medida deste índice e seu grau de associação com o IP.

Iniciaremos verificando como o IDS_{Total} , o IP_{PDG} e o $IP_{Inferido}$ se comportam ao longo do tempo para um mesmo poço. Esta comparação permite verificar o comportamento geral destes dois parâmetros. Assim, o gráfico da Figura 5.3 mostra o comportamento ao longo do tempo do IP_{PDG} ,

o $IP_{Inferido}$ e o IDS_{Total} para um mesmo poço no período de 2004 a 2007. Ressalva-se que para verificar a tendência conjunta destes dois parâmetros eles foram plotados em um mesmo gráfico, mas em escalas diferentes. O uso de escalas diferentes é necessário, pois o IDS_{Total} possui valores bem menores devido às perdas de carga na coluna de produção e nas linhas de escoamento.

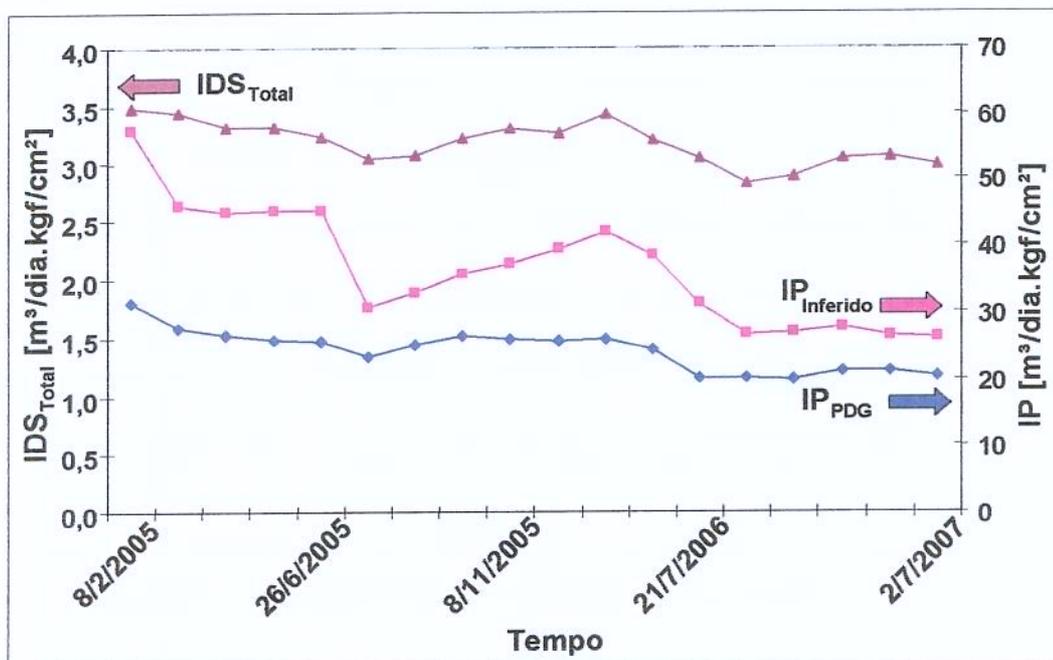


Figura 5.3: IP_{PDG} , $IP_{Inferido}$ e IDS_{Total} para o poço SW-73.

Note que o IDS_{Total} acompanha a tendência do IP_{PDG} e possui um comportamento mais suave e estável com relação ao $IP_{Inferido}$. Note também a diferença entre o IP_{PDG} e o $IP_{Inferido}$; este último apresenta várias oscilações no tempo que provavelmente são devido a erros introduzidos pelo método de cálculo.

Agora, vamos verificar o grau de associação do IDS_{Total} e o IP_{PDG} para os poços nos quais o sensor de PDG estava funcionando. Na Figura 5.4 é apresentado o gráfico de dispersão destes dois parâmetros.

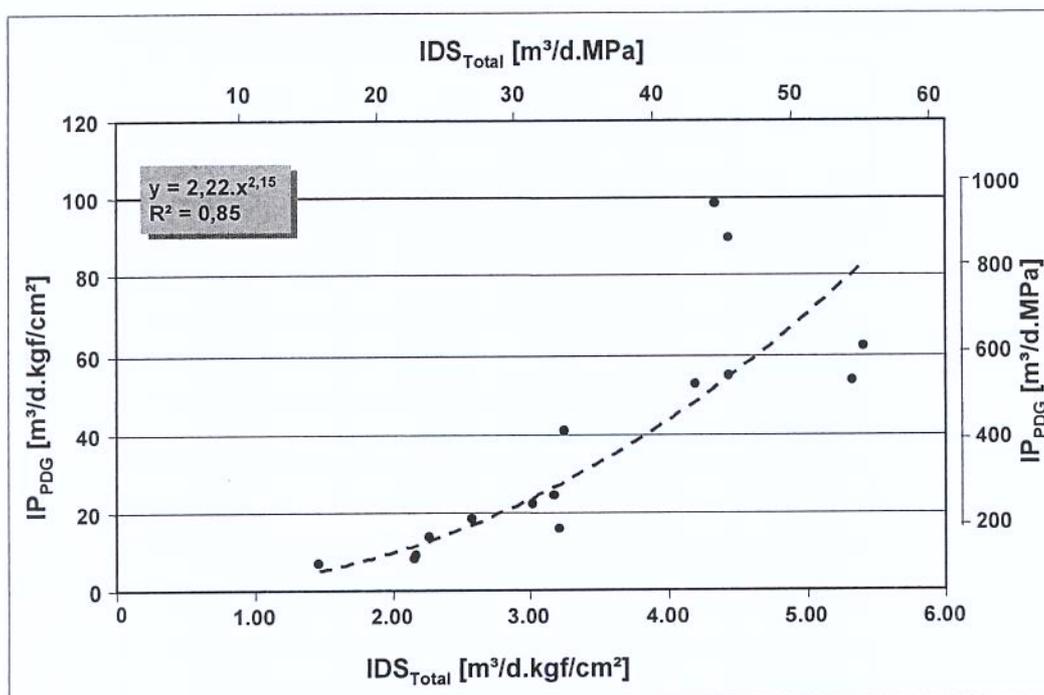


Figura 5.4: Gráfico de dispersão para a IDS_{Total} e o IP_{PDG} .

Pelo gráfico verificamos claramente uma associação entre o índice de desempenho do sistema e o IP_{PDG} . Também foi ajustado um modelo de regressão aos dados o qual é apresentado no gráfico, assim como, o seu coeficiente de determinação (R^2). O coeficiente de determinação é uma medida da variabilidade dos dados considerada pelo modelo de regressão. Este coeficiente varia no intervalo $[0,1]$ e fornece uma medida do grau de associação entre as variáveis com base no modelo de regressão. Assim, neste caso, o modelo de regressão explica 85% da variabilidade dos dados. Mais detalhes sobre o coeficiente de determinação e regressão podem ser encontrado no Apêndice B.

Com base nos resultados da regressão foi feita uma comparação com os valores de $IP_{Inferido}$ apresentados na seção anterior. A Tabela 5.2 mostra os valores de $IP_{Inferido}$, os valores de IP previstos pela regressão (o qual foi denominado de $IP_{regressão}$) e os valores de IP_{PDG} .

Tabela 5.2: Tabela comparativa entre IP_{Inferido} , IP_{PDG} e $IP_{\text{regressão}}$.

POÇO	IP_{Inferido} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IP_{PDG} [m ³ /d.kgf/cm ²]	$IP_{\text{Regressão}}$ [m ³ /d.kgf/cm ²]
SW-38	12,86	8,94	11,69
SW-44	36,69	22,12	23,85
SW-57	20,87	13,60	12,73
SW-58	188,35	89,52	54,41
SW-60	17,94	15,65	27,10
SW-62	88,68	61,73	83,14
SW-66	10,97	8,17	11,58
SW-69	15,53	18,44	16,89
SW-70	62,74	40,87	27,74
SW-71	77,44	54,56	54,31
SW-73	36,72	24,05	26,41
SW-77	95,27	98,19	51,86
SW-78	6,87	6,57	4,93
SW-80	107,04	52,42	48,28
SW-85	178,99	53,62	80,38

Na falta de informações de fundo, este tipo de análise pode ser útil para estimar o IP, uma vez que, o IDS_{Total} é uma medida de fácil obtenção. Esta estimativa pode ser feita, por exemplo, mensalmente na falta de dados de fundo. Observa-se pela Tabela 5.2 que em muitos casos o valor de $IP_{\text{regressão}}$ ficou bem próximo do valor de IP_{PDG} . Em outros casos – como, por exemplo, o SW-70, o SW-62 e o SW-85 – o valor da regressão foi melhor que o obtido pelas correlações.

Já que se dispõe dos dados de IP_{Inferido} de 72 poços e, mesmo tendo em mente que tais dados não são os ideais para este tipo de análise, é novamente interessante verificar o comportamento geral deste parâmetro com o IDS_{Total} em um gráfico de dispersão. Na Figura 5.5 é apresentado este gráfico de dispersão.

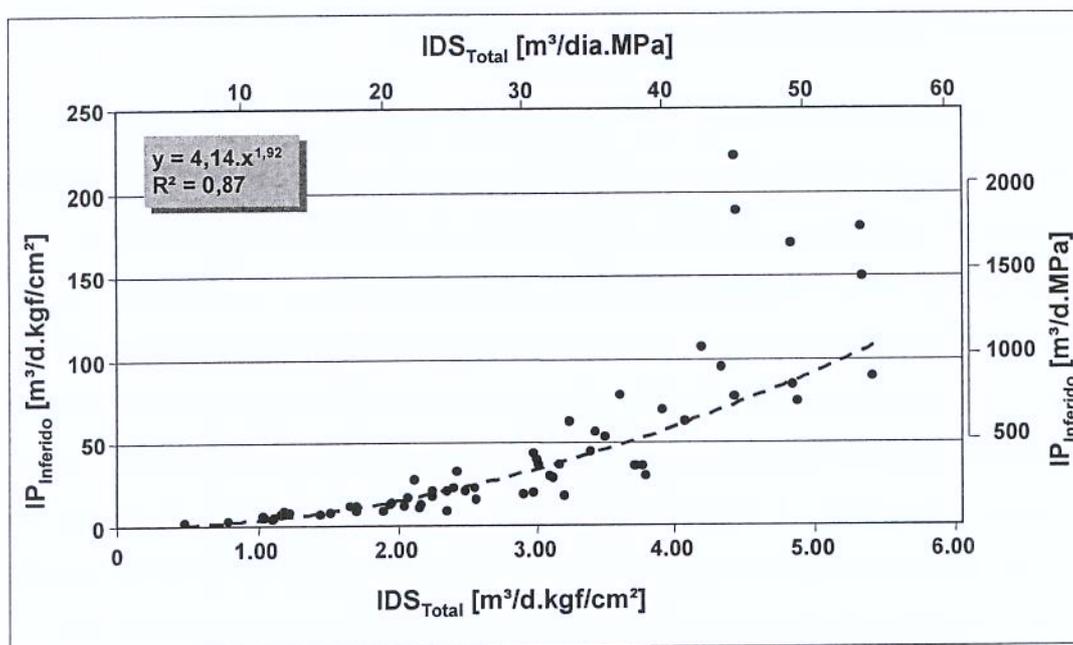


Figura 5.5: Gráfico de dispersão para o IDS_{Total} e o $IP_{Inferido}$ dos 63 poços.

No gráfico da Figura 5.5 obtivemos um coeficiente de determinação de 87%. Este resultado poderia ser melhorado retirando os pontos atípicos. Estes pontos são aqueles que estão surpreendentemente fora da tendência do restante dos dados.

Verifica-se visualmente que a quantidade de pontos atípicos não é elevada sendo possível a sua retirada de forma manual. Mesmo assim, com um coeficiente de determinação de 0,87 a retirada destes pontos não melhoraria o ajuste de regressão de forma significativa.

Vale ressaltar que apesar do número de dados ser mais representativo do que o número de dados utilizados na análise do IP_{PDG} (Figura 5.4), o $IP_{Inferido}$ pode apresentar erros elevados devido a problemas de ajuste das correlações. Estes erros podem ser reduzidos com a retirada de pontos atípicos, mas o resultado deve ser utilizado com cuidado. Na ausência de informações mais precisas (como, por exemplo, os dados de PDG) este tipo de análise pode ser feito como uma estimativa inicial do IP.

5.5 Índice de Desempenho das Linhas e Colunas

O índice de desempenho do sistema pode ser utilizado para avaliar o comportamento de cada uma das componentes do sistema. Por exemplo, com a pressão estática e a pressão de escoamento no fundo, pode ser analisado o IP; com a pressão de escoamento no fundo (PDG) e a pressão na árvore de natal (TPT), o comportamento da coluna de produção (IDS_{Coluna}); com a pressão na árvore de natal (TPT) e de plataforma, o comportamento das linhas de escoamento (IDS_{Linhas}); e finalmente o desempenho total do sistema como um todo (IDS_{Total}), com a pressão estática e a pressão de escoamento de plataforma. Todos os componentes anteriores consideram a perda de carga devida a gravidade. A Tabela 5.3 apresenta os valores do índice de desempenho de cada componente do sistema para os poços nos quais estão disponíveis os dados de pressão. A vazão de líquido para cada um dos poços é a vazão média do período de produção de 2005 a 2007.

Tabela 5.3: Tabela comparativa entre IP_{PDG} , IDS_{coluna} , IDS_{linha} , IDS_{total} .

POÇO	Vazão Líq. [m ³ /d]	IP_{PDG} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IDS_{Coluna} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IDS_{Linha} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IDS_{Total} [m ³ /d.kgf/cm ²]
SW-78	790	6,57	2,87	5,31	1,45
SW-66	1107	8,17	4,15	10,03	2,16
SW-57	1198	13,60	3,82	9,28	2,26
SW-44	1591	22,12	5,02	11,55	3,02
SW-73	1752	24,05	5,40	11,27	3,17
SW-60	1788	15,65	5,84	13,07	3,21
SW-70	1756	40,87	5,10	11,39	3,24
SW-77	2278	98,19	6,60	14,56	4,34
SW-58	2343	89,52	6,34	17,69	4,44
SW-62	2709	61,73	8,68	18,69	5,41

Pela Tabela 5.3 é possível comparar o desempenho dos poços verificando o IDS_{Total} e identificar quais destes poços apresentam um desempenho ruim. Além disso, é possível dizer se este desempenho é consequência de um problema nas linhas ou colunas. Para facilitar este tipo de análise, as informações da tabela podem ser traduzidas numa forma gráfica. Estas informações estão representadas na Figura 5.6. Chama-se a atenção que nesta figura utilizou-se o inverso do IDS, ou seja, a “impedância” definida no Capítulo 4. Apesar do sistema possuir uma fonte de energia adicional (método de elevação artificial), isso foi realizado porque todos os poços possuem *Gas Lift* com a mesma pressão de injeção, permitindo assim, a comparação entre eles.

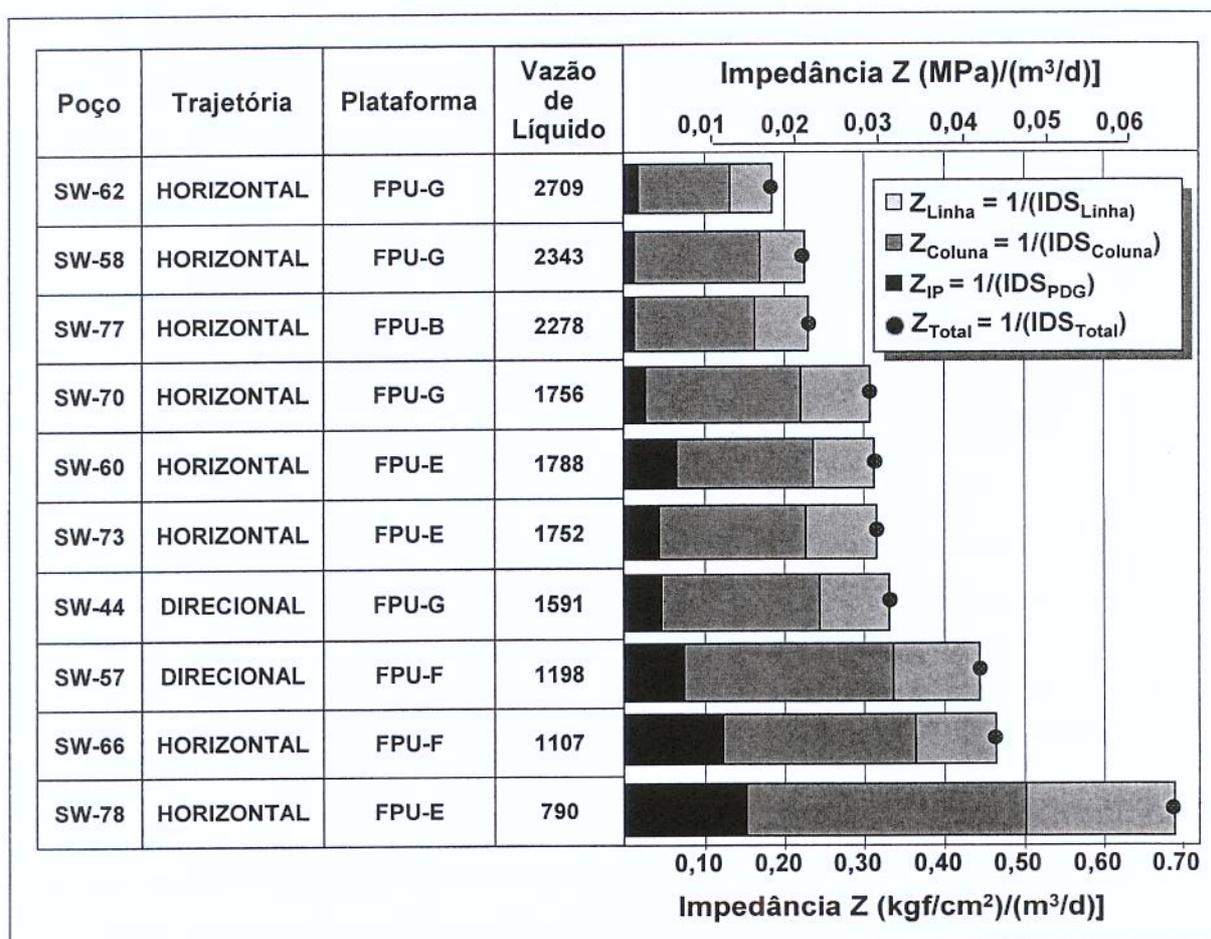


Figura 5.6: Impedâncias das componentes do sistema.

Na Figura 5.6 visualizam-se, na forma de barras, as impedâncias (ou resistências) das linhas (Z_{Linha}) e das colunas (Z_{Coluna}). Também estão representadas as impedâncias totais (Z_{Total}) na forma de pontos sobre as barras. Uma forma de investigar a consistência destas informações é checar se a soma das impedâncias de cada componente é igual à impedância total. Ou seja, os pontos que representam as impedâncias totais não devem estar muito distantes das barras.

Este tipo de gráfico expõe as informações de uma forma fácil e pode ser bastante útil para avaliar os desempenhos dos poços. Por exemplo, o poço SW-78 apresenta uma maior impedância (menor índice de desempenho). Verificando-se os dados deste poço, constata-se que este é um poço historicamente problemático onde foram necessárias várias intervenções.

Lembrando que na seção 5.4 foi obtida uma correlação entre o IP_{PDG} e o IDS_{Total} apresentada no gráfico da Figura 5.4. Um estudo semelhante pode ser realizado com os dados da Tabela 5.3, apesar de seu número ser pequeno. Assim, na Figura 5.7 estão os gráficos de dispersão para IDS_{Linha} e IDS_{Coluna} em relação ao IDS_{Total} .

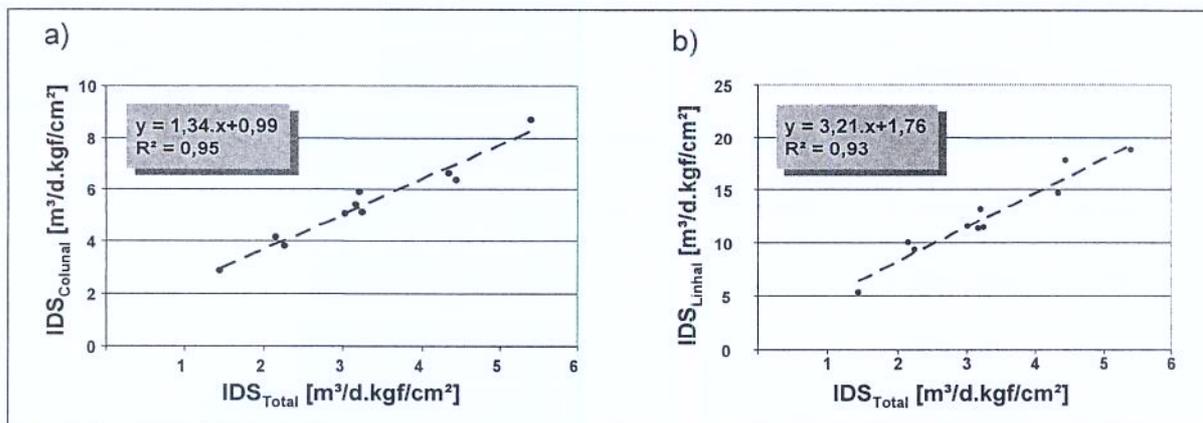


Figura 5.7: Gráficos de dispersão para: (a) IDS_{Total} e IDS_{Coluna} e (b) IDS_{Total} e IDS_{Linha} .

Como anteriormente, foi ajustado um modelo de regressão para os dois gráficos da Figura 5.7. Nota-se que o coeficiente de determinação para os casos de IDS_{Coluna} e IDS_{Linha} em relação ao IDS_{Total} são bastante significativos. Na falta de informações mais precisas estas correlações podem ser utilizadas como estimativas iniciais. Com essas ressalvas, vale a pena utilizar as correlações obtidas como uma estimativa das impedâncias para os 63 poços. Este resultado está representado na Figura 5.8.

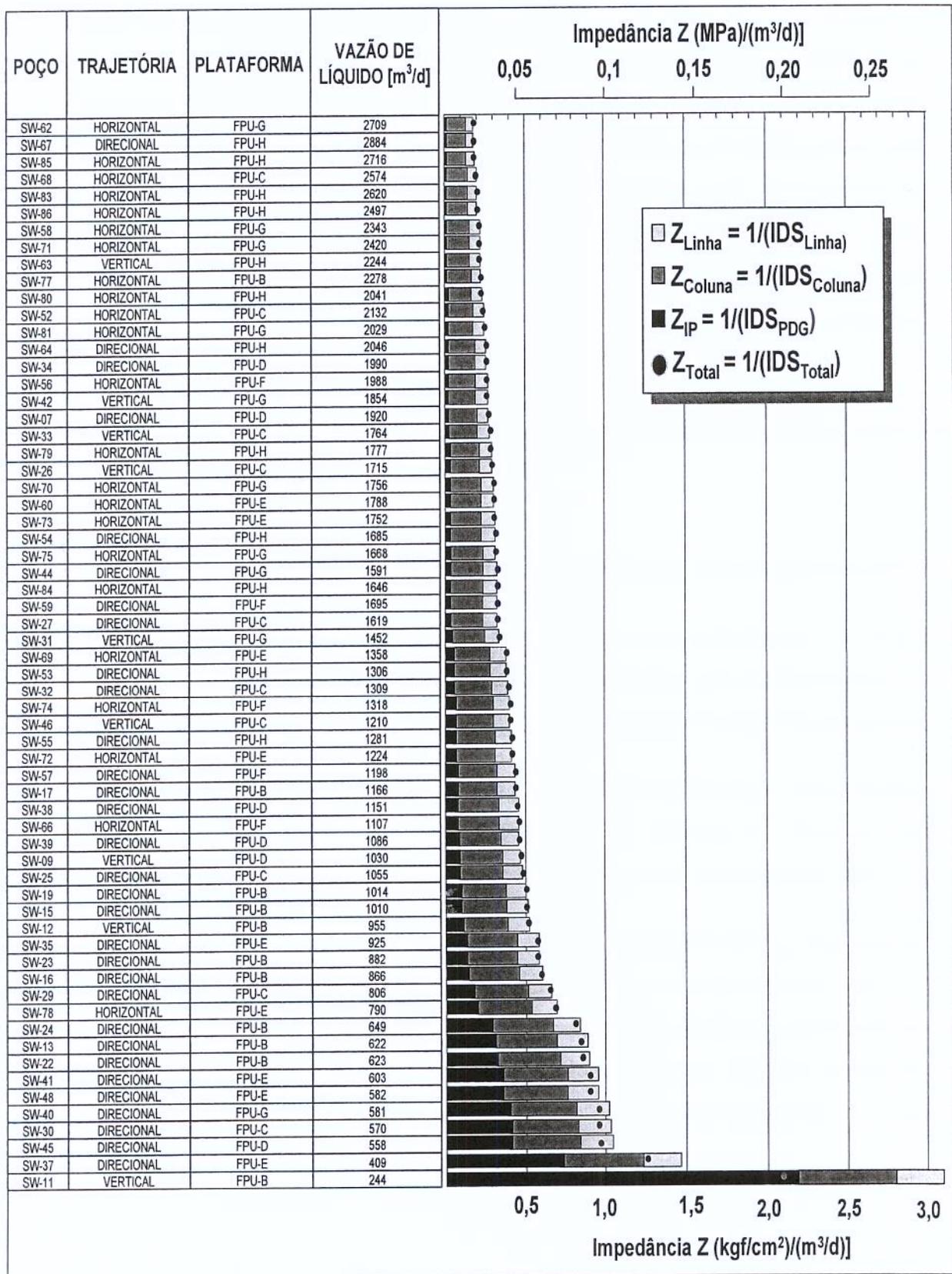


Figura 5.8: Impedâncias das componentes do sistema para os 63 poços analisados.

Nota-se pela Figura 5.8 que os valores de impedâncias totais não estão distantes da somatória das impedâncias de cada trecho (exceto o poço SW-11). Isto é um bom indicativo que as correlações obtidas anteriormente para o IDS_{Coluna} e IDS_{Linha} são representativas. Verifica-se também que a última coluna, referente ao poço SW-11, apresenta um IP muito baixo quando comparado com o restante dos poços. Nos dados coletados não há informações suficientes para se identificar um possível problema. O poço direcional SW-67 apresenta um desempenho melhor que o poço horizontal SW-85. Isto acontece porque neste poço foi realizado um fraturamento hidráulico (contenção de areia com FP).

Em suma, este tipo de gráfico pode ser uma boa ferramenta para se realizar estimativas de impedância para novos poços, considerando com cuidado o método de elevação artificial.

5.6 Produtividade de Poços Horizontais, Verticais e Direcionais

Nesta seção é realizada uma comparação entre a produtividade dos poços verticais e direcionais com a produtividade dos poços horizontais. Por questões práticas, os poços verticais e direcionais foram agrupados numa mesma classe (ou grupo) denominada de Vertical&Direcional.

Freqüentemente a produtividade dos poços horizontais é bem maior que a produtividade dos poços verticais, ou mesmo, direcionais. Segundo Joshi (1988) as vazões de alguns poços horizontais podem ser de 2 a 5 vezes maiores que as de poços verticais não estimulados.

Para comparar a produtividade dos poços horizontais com a produtividade dos poços verticais e direcionais será utilizado o conceito IDS apresentado anteriormente. Para isto, dos 63 poços coletados, foram separados dois grupos sendo um grupo com 23 casos de poços Horizontais e outro grupo com 40 casos de poços Vertical&Direcional. Na Tabela 5.4 é apresentado um sumário das principais informações estatísticas para estes dois grupos de poços.

Tabela 5.4: Sumário estatístico para os poços Horizontais e poços Vertical&Direcional.

Tipo de poço	Casos	Média	Desvio padrão	Variância	Mín.	q ₁	q ₂	q ₃	Max.
Vertical&Direcional	40	2,3	1,08	1,19	0,48	1,44	2,14	2,99	5,34
Horizontal	23	3,68	1,05	1,15	1,45	3,05	3,72	4,44	5,41

Na Tabela 5.4 a média refere-se ao IDS_{Total} , o qual é o nosso parâmetro de comparação de produtividade entre os grupos de poços. Pela tabela os poços horizontais possuem um IDS_{Total} médio de 7,75 contra 4,78 dos poços Vertical&Direcional – sendo estes valores dados em $(m^3/dia)/(kgf/cm^2)$. Por outro lado, a dispersão dos dados é grande indicando que o desempenho dos poços, tanto Vertical&Direcional como horizontal, nesta região pode ser melhorado. Por exemplo, apesar do desempenho médio dos poços horizontais ser bem maior que o desempenho dos poços Vertical&Direcional, a dispersão dos dados é um indicativo da existência de alguns poços Vertical&Direcional com produtividade superior aos dos poços horizontais. Isto é comprovando pela última coluna da tabela que indica o valor máximo de IDS_{Total} encontrado para cada grupo. Ainda em relação a Tabela 5.4, os valores de q_1, q_2 e q_3 são os valores do 1º, 2º e 3º quartil, respectivamente. Para uma melhor visualização destes resultados, na Figura 5.9 estão representados os diagramas de caixa para estes dois grupos de poços.

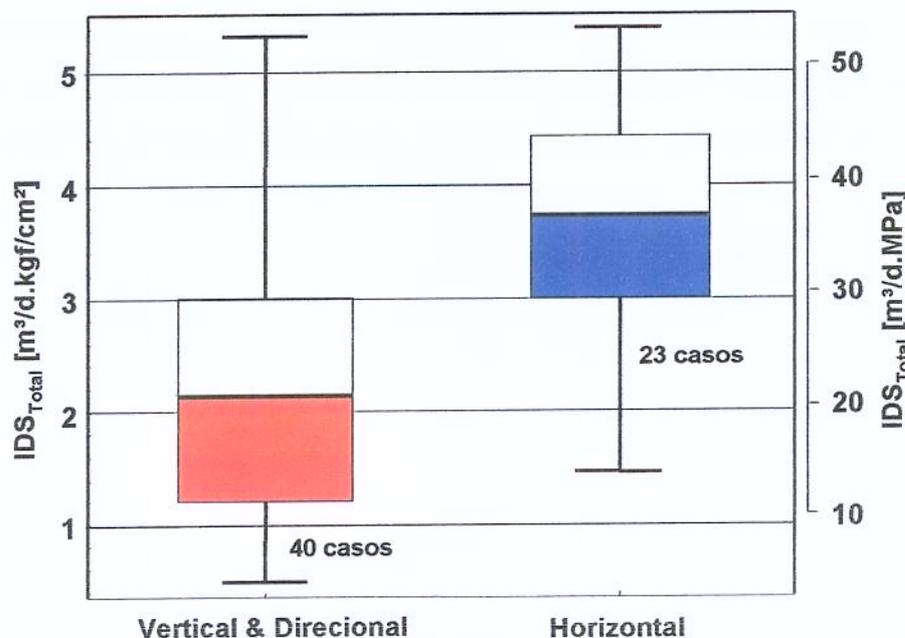


Figura 5.9: Diagrama de caixa para poços Vertical&Direcional e poços Horizontais.

A Figura 5.9 é uma ferramenta estatística denominada de diagrama de caixa ou *box plot* que fornece uma representação gráfica da dispersão e simetria dos dados. Pode-se verificar que os dados possuem uma distribuição assimétrica e os pontos atípicos são os valores afastados do corpo principal dos dados. Uma breve descrição sobre o diagrama de caixa é apresentada no Apêndice B.2.

Os comentários sobre a Tabela 5.4 ficam ainda mais evidentes nos diagramas de caixas da Figura 5.11. Ambos os diagramas indicam que a distribuição de IDS_{Total} não é simétrica, porque os “bigodes³”, assim como, as medianas no interior das caixas estão deslocados do centro. Também fica fácil visualizar a dispersão dos dados e os valores máximos de cada grupo.

5.7 Comparação das Tecnologias de Contenção de Areia

Um das aplicações do IDS é que ele permite comparar diferentes tecnologias empregadas no campo. Nesta seção será feito um estudo para o caso das tecnologias de contenção de areia. Serão analisados o *Frack Pack* (FP) e o *Gravel Pack* (GP) utilizados nos poços verticais e direcionais. Também serão analisados o *Horizontal Open Hole Gravel Pack* (HOHGP) e o *Stand Alone Screen* (SAS) para o caso de poços horizontais. Para este estudo foi levantado um histórico do uso destas tecnologias em função do IDS_{Total} , para o campo que esta sendo estudado, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 2006. Este histórico está apresentado na Figura 5.10.

³ Os bigodes são as linhas inferiores e superiores que se estendem de cada extremidade do retângulo até os limites superior e inferior.

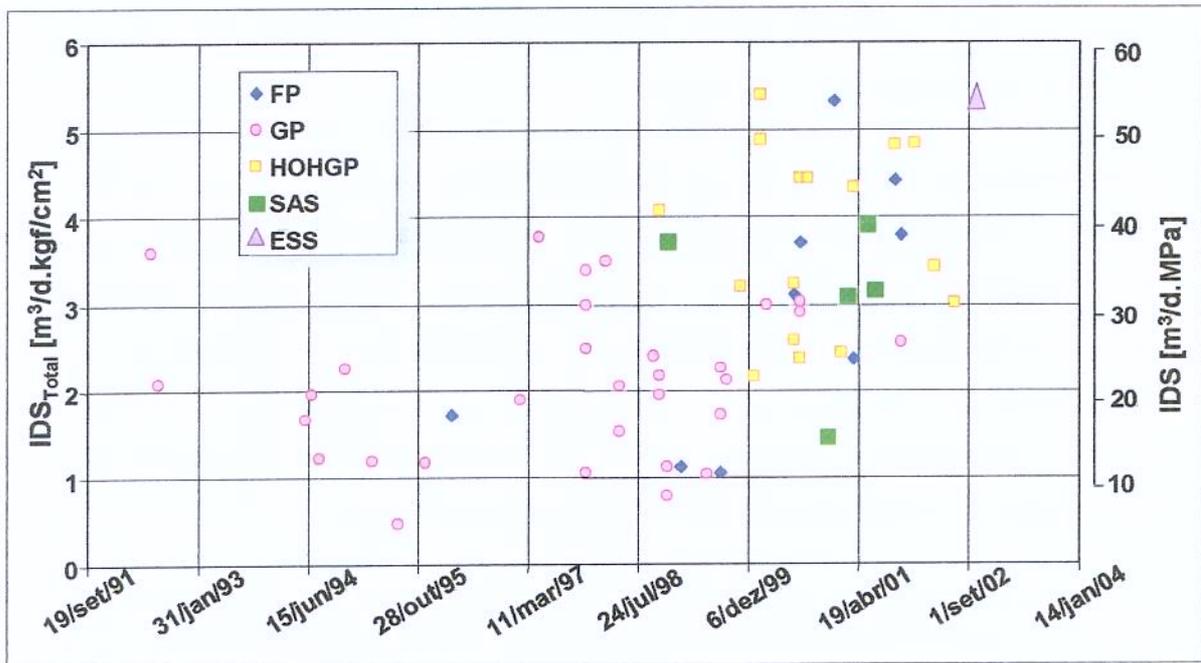


Figura 5.10: Histórico de evolução dos tipos de contenção de areia.

A Figura 5.10 mostra o IDS_{Total} atual, ou seja, a média do período de 2005 a 2007 versus a data de início de cada um dos poços. Em relação ao FP e GP, nota-se pela figura que nos primeiros 6 anos (1994 a 2000) não há uma diferença significativa, em termos de produtividade, a favor de uma ou outra tecnologia. Somente nos últimos anos de uso destas tecnologias (entre 2000 e 2001) é que houve uma diferenciação com vantagem significativa a favor do FP. A partir do ano 1998 foram introduzidas as tecnologias HOHGP e SAS usadas em poços horizontais, ao mesmo tempo em que a perfuração de poços verticais e direcionais foi diminuindo. A partir do ano de 2002 foram perfurados somente poços horizontais, prevalecendo assim o uso do HOHGP e SAS, e o abandono das técnicas de FP e GP. Ainda pela Figura 5.10, observa-se no período de 2001 a 2004 que há uma ligeira vantagem no uso do HOHGP em relação ao SAS. Um fato interessante é que aproximadamente no período de 2000 a 2001 o FP obteve desempenho equivalente ao HOHGP. Também se observa na figura um único poço horizontal com ESS (telas expansíveis).

É importante comentar que para alguns poços horizontais analisados, durante a sua completação, não era intenção de se ter um SAS. Conforme discutido no Capítulo 3, ao final das operações de HOHGP, em algumas ocasiões, a duna formada pela onda beta acaba tamponando o anular e, como consequência, a região próxima ao calcanhar não é preenchida totalmente. Além disso,

como um fator agravante, normalmente na região próxima do calcanhar ocorre a maior contribuição de vazão do reservatório.

Semelhante a seção anterior aqui também empregaremos o diagrama de caixa. Para isso os poços verticais e direcionais foram agrupados novamente numa mesma classe (ou grupo) denominada de Vertical&Direcional. Dentro desta classe foram identificados aqueles completados com FP e GP. Desta forma, para os poços Vertical&Direcional foram identificados 11 casos de FP e 33 casos de GP. Para os poços horizontais tem-se 19 casos de HOHGP e 10 casos de SAS. Após a identificação do tipo de contenção de areia, apresenta-se na Tabela 5.5 um sumário das principais informações estatísticas destes poços com respeito ao IDS_{Total} .

Tabela 5.5: Sumário estatístico do tipo de contenção de areia com respeito à produtividade.

Contenção	Casos	Média	Desvio padrão	Variância	Min.	q ₁	q ₂	q ₃	Máx.
FP	9	2,96	1,42	2,26	1,05	1,71	3,12	3,79	5,34
GP	31	2,11	0,86	0,77	0,48	1,37	2,07	2,73	3,77
HOHGP	17	3,76	0,99	1,05	2,16	3,00	4,08	4,44	5,41
SAS	5	3,07	0,87	0,94	1,45	3,10	3,17	3,72	3,91

Estas informações estão traduzidas na Figura 5.11 na forma de diagrama de caixa.

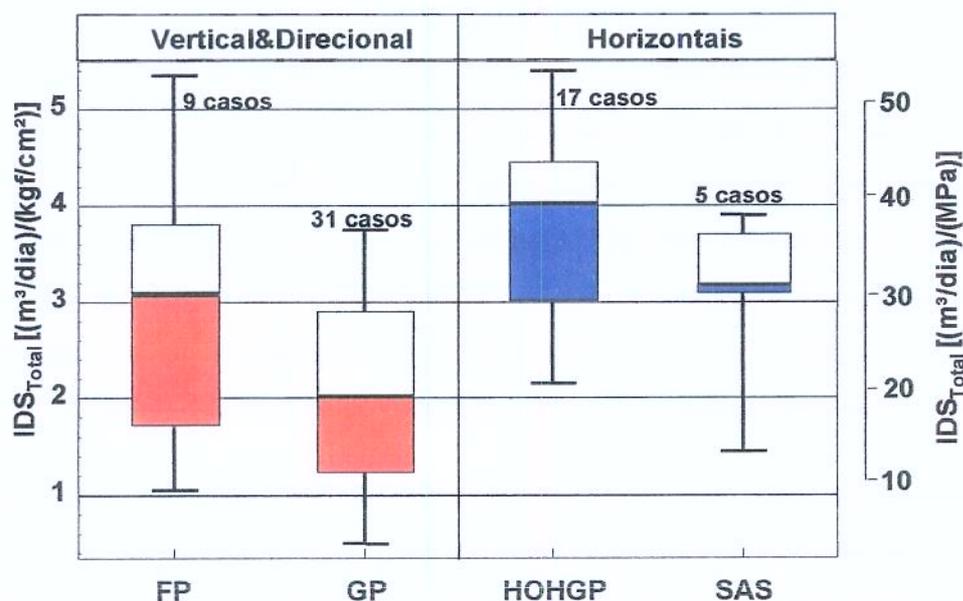


Figura 5.11: Influência do tipo de contenção de areia na produtividade do poço.

Avaliando os grupos de poços Vertical&Direcional, verifica-se que a diferença de IDS (e por consequência a produtividade) entre FP e GP não é tão acentuada. O mesmo ocorre para os poços horizontais com respeito a HOHGP e SAS.

Para quantificar a dependência entre o tipo de contenção de areia com o IDS é útil utilizar o coeficiente de determinação (R^2). Assim, para os poços Vertical&Direcional o coeficiente de determinação é de 0,07; ou seja, apenas 7% da variação total do IDS é explicada pelo tipo de contenção de areia usada nestes poços. Então, pode-se dizer que a contribuição, em termos de produtividade, a favor do FP ou GP para estes casos não é muito significativa.

No caso dos poços horizontais verificamos algo semelhante. Para os poços horizontais completados com HOHGP ou SAS, o coeficiente de determinação foi de 0,11; ou seja, apenas 11% da variação total do IDS é explicada pelo tipo de contenção. Assim, constata-se que a contribuição de produtividade do HOHGP não é muito melhor que o SAS. Lembrando que o SAS nos casos analisados são aquelas operações de HOHGP que não foram bem sucedidas.

Foi realizado um teste de hipótese para verificar se estes dois grupos de poços, HOHGP e SAS, poderiam ser considerados uma mesma população. O teste de hipótese é uma ferramenta estatística que permite fazer uma verificação da igualdade das médias. Assim, pelo teste de hipótese conclui-se que as médias para poços horizontais com HOHGP e SAS são iguais. Isto significa que o tipo de contenção de areia para poços horizontais, nos casos analisados, não está influenciando na produtividade dos poços.

O fato é que, nos casos analisados, as telas da operação de HOHGP foram descidas nos poços horizontais sem centralizadores. A consequência disto é o assentamento da tela na parte inferior do poço restringindo o preenchimento de areia. A Figura 5.12 ilustra esta situação.

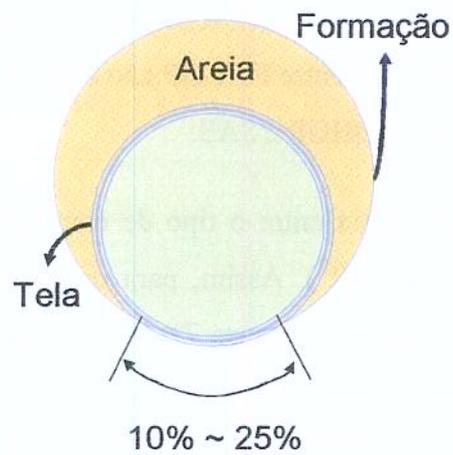


Figura 5.12: Esquema do assentamento da tela na parte inferior do poço.

Note que aproximadamente 10 a 25% da área do poço não é preenchido com areia fazendo com que grande parte das telas fique exposta à formação, modificando assim, o princípio da contenção de areia. Desta forma, em muitos casos onde o poço foi classificado como um HOHGP bem sucedido, ele pode ser de fato classificado como *Stand Alone Screen* (SAS).

Capítulo 6

Conclusões

O estudo realizado neste trabalho representa uma iniciativa de introduzir ferramentas de análise, inspiradas no tradicional índice de produtividade, no sentido de contribuir na questão de análises de dados de poços. O parâmetro proposto, o índice de desempenho do sistema, possibilita comparações em termos de eficiência entre os poços e o sistema de produção incluindo os efeitos de reservatório. Também permite a avaliação das diferentes tecnologias aplicadas no campo. Este tipo estudo somente é possível com a utilização de dados de diversas áreas, onde se verificou a importância da organização e integração destes dados. Um diferencial importante do parâmetro proposto é que ele utiliza dados reais de campo que são medidos periodicamente. A vazão de líquido é informada mensalmente, a pressão estática do reservatório sempre é monitorada e a pressão na plataforma é uma informação abundante.

Deste estudo destacamos os seguintes pontos:

- A partir dos anos noventa a perda de pressão ao longo do poço começou a ser considerada um fator importante para o estudo do escoamento em trechos horizontais. Neste período surgiram os modelos analíticos e numéricos que consideram a interação entre o poço e o reservatório. No estudo bibliográfico realizado verificou-se a ausência de indicadores que correlacionem os modelos existentes na literatura com as medidas de laboratório ou dados de campo. A ausência de destes indicadores dificulta a calibração e a validação dos modelos utilizados pela indústria do petróleo.

- Para avaliar o IP logo após a perfuração do poço é feito um teste de formação, a principal desvantagem do IP medido por testes de formação é que ele é obtido no regime transiente, ocasionando uma superestimativa do IP. Já o parâmetro proposto é medido após a estabilização da produção do poço, proporcionando dados mais realistas.
- Em poços horizontais a perfilagem de produção é feita com *Coil tubing*, reduzindo assim a área aberta ao escoamento resultando em uma estimativa do IP menor do que a real. O IDS é calculado com a vazão medida no separador sem nenhuma restrição do fluxo.
- O índice de desempenho do sistema é um parâmetro que permite comparar o desempenho de diferentes tecnologias empregadas no campo. Neste trabalho foram comparadas as tecnologias de contenção de areia.
- A impedância (inverso do índice de desempenho) dos componentes do sistema pode ser uma ferramenta de avaliação de poços e identificação de problemas em cada trecho do sistema de produção.
- Existem numerosas informações de campo que são subutilizadas. Verificou-se a possibilidade de organização e integração destes dados para transformá-los em informações mais aproveitáveis.
- Para os poços horizontais, considerados neste estudo, a contenção de areia feita com SAS (*Stand Alone Screen*) ou HOHGP (*Horizontal Open Hole Gravel Pack*) possui a mesma eficácia em termos de produtividade. O fato é que as telas de HOHGP foram descidas nos poços horizontais sem centralizadores. Uma das conseqüências é o assentamento da tela na parte inferior do poço o que pode restringir o preenchimento do anular com a areia (*gravel*).

As sugestões para trabalhos futuros:

- Estudar e propor novos modelos de escoamento dentro do poço acoplado ao reservatório agora sob a luz do IDS. Ainda nesta mesma linha, procurar calibrar, comparar e, se possível, validar os modelos utilizados na indústria do petróleo.

- Investigar a melhoria das correlações obtidas em função do IDS através da inclusão de informações do regime de escoamento, por meio do número de Reynolds, em cada trecho do poço.
- Investigar a possibilidade de uso do índice de desempenho do sistema para comparar métodos de elevação artificial como BCS, *gaslift*, etc.

Referências Bibliográficas

- AGUILERA, R., CORDELL, G. M., NICHOL, G. W., ARTINDALE, J. S., RUNIONS, G. A.:
“Horizontal Wells”. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA, 1991.
- BEGGS, H.D., BRILL, J. P.: “A study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes”. Journal of
Petroleum Technology, May, 1973, p. 607 - 617.
- BRILL, J. P., BEGGS, H. D.: “Two Phase Flow in Pipes”. First Edition, 1986.
- BUSSAB, W. O., MORETTIN, P. A.: “Estatística Básica”. Quinta Edição. Editora Saraiva, 2006.
Capítulo 13: Inferência para duas Populações, p. 355-365.
- CHO, H., SUBHASH, N.: “Prediction of Specific Productivity Index for Long Horizontal
Wells”, SPE 67237 – Production and Operations Symposium, Oklahoma, USA, March 24-
27, 2001.
- CHO, H.: “Integrated Optimization on a Long Horizontal Well Length”, SPE 83669 –
Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, USA, April 2-3, 2003.
- CLEMO, T.: “Flow in Perforated Pipes: A Comparison of Models and Experiments”, SPE 89036
– SPE Production & Operations, May, 2006.

- CLONTS, M.D., RAMEY, Jr.H.J.: “Pressure Transient Analysis for Wells with Horizontal Drainholes”, SPE 15116 – California Regional Meeting, Oakland, April 2-4, 1986.
- CUNHA, C. B.: “Escolha de Sistemas de Contenção de Areia para Poços Horizontais não Revestidos: Análise de uma Metodologia com base em Dados de Campo”. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, Macaé, Rio de Janeiro, 2003. Monografia de Fim de Curso de Graduação.
- DIKKEN, B.J.: “Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effects on Their Production Performance”, SPE 19824 – 64th Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 8-11, 1989.
- ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C.: “Petroleum Production Systems”. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, USA, 1994.
- ECONOMIDES, M. J., WATTERS, L. T., NORMAN, S. D.: “Petroleum Well Construction”. John Wiley & Sons Ltd, 1998. Cap. 18: Sand Stabilization and Exclusion, p. 509 – 536.
- FERNANDES, P. D., SILVA, M. G., BEDRIKOVETSKY, P.: “A New Technology Homogenize Horizontal Well Injectivity/Productivity Profile”, SPE 99343 – Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, April 22-26, 2006.
- GOODE, P. A., THAMBYNAYAGAM, R.K.M.: “Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media”, SPEFE, December, 1987.
- HAGEDORN, A. R., BROWN, K. E.: “Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits”. Journal of Petroleum Technology, April, 1965, p. 475 – 484.
- JOSHI, S. D.: “Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells”, Journal of Petroleum Technology, June, 1988, p. 729 – 739.

- JOSHI, S. D.: “Horizontal Well Technology”. PennWell Publishing, Tulsa Oklahoma, USA, 1990.
- MACHADO, F. A.: “Desenvolvimento de Critério para Seleção de Material para empacotamento de Gravel em Poços Produtores Horizontais não Revestidos”. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, Macaé, Rio de Janeiro, 2003. Dissertação de Mestrado.
- MORETTIN, L. G.: “Estatística Básica, Inferência”. Volume 2. Pearson Education do Brasil, 2000.
- NOVY, R.A.: “Pressure Drops in Horizontal Wells: When Can They Be Ignored?”, SPE 24941-Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, October 4-7, 1992.
- NOVY, R.A.: “Pressure Drops in Horizontal Wells: When Can They Be Ignored?”, SPE 24941-SPE Reservoir Engineering, February, 1995.
- OUYANG, L.B., ARBABI, S., AZIZ, K.: “General Wellbore Flow Model for Horizontal, Vertical and Slanted Well Completions”, SPE 36608 – Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, October 6-9, 1996.
- OUYANG, L.B., AZIZ, K.: “A Simplified Approach to Couple Wellbore Flow and Reservoir Inflow for Arbitrary Well Configurations”, SPE 48936 – Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 27-30, 1998.
- OUYANG, L.B., AZIZ, K.: “A General Single-Phase Wellbore/Reservoir Coupling Model for Multilateral Wells”, SPE 72467, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, August, 2001.
- OZKAN, E., REGHAVAN, R., JOSHI, S.D.: “Horizontal Well Pressure Analysis”, SPEFE, December, 1989.

- PENMATCHA, V.R., ARBABI, S.,AZIZ, K.: “Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length”, SPE 37494 – Production Operations Symposium, March 9-11, 1997.
- PENMATCHA, V.R., SEPEHR, A.,AZIZ, K.: “Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length”, SPE 57193 – SPE Journal, September, 1999, p. 215 – 223.
- ROSA, A. D., CARVALHO, R., XAVIER, J. A.: “Engenharia de Reservatórios de Petróleo”. Editora Interciência, Brasil, 2006. Capítulo 3: Fluxo de Líquidos em Meios Porosos, p. 241-265.
- UNNELAND, T., HAUSER, M.: “Real Time Asset Management: From Vision to Engagement – An Operator’s Experience”, SPE 96390 - Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 9-12, 2005.
- VICENTE, R., SARICA, C., ERTEKIN, T.: “A Numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics: Transient Behavior of Single-Phase Liquid and Gas Flow”, SPE 65508– Petroleum Society of CIM International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, November 6-8, 2000.
- VICENTE, R., SARICA, C., ERTEKIN, T.: “A Two-Phase Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics”, SPE 69570 – Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, March 25-28, 2001.
- VICENTE, R., SARICA, C., ERTEKIN, T.: “An Investigation of Horizontal Well Completions Using a Two-Phase Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics”, SPE 71601 - Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 30-October 03, 2001.

VICENTE, R., SARICA, C., ERTEKIN, T.: “A Numerical Model Coupling Reservoir and Horizontal Well Flow Dynamics: Transient Behavior of Single-Phase Liquid and Gas Flow”, SPE 77096, SPE Journal, March, 2002, p. 70 – 77.

VICENTE, R., SARICA, C., ERTEKIN, T.: “Horizontal Well Design Optimization: A Study of the Parameters Affecting the Productivity and Flux Distribution of a Horizontal Well”, SPE 84194 - Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, October 5-8, 2003.

WALPOLE, R. E., MYERS, R. H.: “Probability and Statistics for Engineers and Scientists”. Third Edition. Macmillan Publishing Company, 1985.

WOLFSTEINER, C., DURLOFSKY, L. J., AZIZ, K.: “Efficient Estimation of the Effects of Wellbore Hydraulics and Reservoir Heterogeneity on the Production of Non-Conventional Wells”, SPE 59399 – Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Yokohama, Japan, April 25-26, 2000.

YALIZ, A., CHAPMAN, T., DOWNIE, J.: “Case Study of Quad-Lateral Horizontal Well in the Lennox Field: A Triassic Oil-Rim Reservoir”, SPE 75249 – Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 13 -17, 2002.

YILDIZ, T., OZKAN, E.: “A Simple Correlation to Predict Wellbore Pressure Drop Effects on Horizontal Well Productivity”, SPE 48938 – Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 27-30, 1998.

Apêndice

Poço	Trajectoria	Vazão de Líquido [m ³ /d]	Pressão Estática [kgf/cm ²]	Pressão PDG [kgf/cm ²]	Pressão de TPT [kgf/cm ²]	Pressão de Plataforma [kgf/cm ²]	Comprimento Coluna de produção [m]	Lamina d'água [m]
SW-07	DIRECIONAL	1920	272,3	Sem sensor		17,9	2324	705
SW-08	VERTICAL	1419	272,3	Sem sensor		14,4		
SW-09	VERTICAL	1030	272,3	Sem sensor		18,3	1926	719
SW-11	VERTICAL	244	272,3	Sem sensor	55,3	11,5	1790	925
SW-12	VERTICAL	955	272,3	Falha sensor	70,3	16,3	1801	910
SW-13	DIRECIONAL	622	272,3	Falha sensor		13,9	1994	910
SW-15	DIRECIONAL	1010	272,3	Sem sensor		14,6	1958	910
SW-16	DIRECIONAL	866	272,3	Sem sensor		14,8	1959	910
SW-17	DIRECIONAL	1166	272,3	Sem sensor		15,9	1905	955
SW-19	DIRECIONAL	1014	272,3	Sem sensor		14,7	1830	1010
SW-22	DIRECIONAL	623	272,3	Falha sensor		17,1	2101	948
SW-23	DIRECIONAL	882	272,3	Sem sensor		14,9	1827	980
SW-24	DIRECIONAL	649	272,3	Sem sensor		13,5	1976	960
SW-25	DIRECIONAL	1055	272,3	Sem sensor		13,6	1979	828
SW-26	VERTICAL	1715	272,3	Falha sensor		14,3	1856	844
SW-27	DIRECIONAL	1619	272,3	Sem sensor		14,3	2256	854
SW-29	DIRECIONAL	806	272,3	Sem sensor		14,1	2135	851
SW-30	DIRECIONAL	570	272,3	Sem sensor		13,6	2302	853
SW-31	VERTICAL	1452	272,3	Sem sensor		17,4	1841	825
SW-32	DIRECIONAL	1309	272,3	Sem sensor	76,2	13,9	2175	766
SW-33	VERTICAL	1764	272,3	Sem sensor		14,3	1930	760
SW-34	DIRECIONAL	1990	272,3	Sem sensor		21,6	2321	701
SW-35	DIRECIONAL	925	272,3	Sem sensor		17,8	2126	987

Poço	Trajectoria	Vazão de Líquido [m³/d]	Pressão Estática [kgf/cm²]	Pressão PDG [kgf/cm²]	Pressão de TPT [kgf/cm²]	Pressão de Plataforma [kgf/cm²]	Comprimento Coluna de produção [m]	Lamina d'água [m]
SW-37	DIRECIONAL	409	272,3	Sem sensor		15,5	1859	981
SW-38	DIRECIONAL	1151	272,3	143,5		19,2	2331	702
SW-39	DIRECIONAL	1086	272,3	Sem sensor		26,3	2176	731
SW-40	DIRECIONAL	581	272,3	Sem sensor		13,3	2325	885
SW-41	DIRECIONAL	603	272,3	Sem sensor		16,0	2133	979
SW-42	VERTICAL	1854	272,3	Falha sensor		17,9	1863	806
SW-44	DIRECIONAL	1591	272,3	200,4	79,8	15,7	2143	804
SW-45	DIRECIONAL	558	272,3	Falha sensor		21,5	2433	729
SW-46	VERTICAL	1210	272,3	Sem sensor		13,9	1935	740
SW-48	DIRECIONAL	582	272,3	Sem sensor		14,9	1899	1002
SW-52	HORIZONTAL	2132	272,3	Sem sensor	79,4	14,2	2032	858
SW-53	DIRECIONAL	1306	272,3	Falha sensor		13,6	1797	963
SW-54	DIRECIONAL	1685	272,3	Falha sensor	81,3	10,8	2075	962
SW-55	DIRECIONAL	1281	272,3	Falha sensor	72,9	15,0	2155	970
SW-56	HORIZONTAL	1988	272,3	Falha sensor	55,6	17,6	2269	780
SW-57	DIRECIONAL	1198	272,3	184,2	76,5	16,4	2253	753
SW-58	HORIZONTAL	2343	272,3	246,1	85,4	26,9	2277	807
SW-59	DIRECIONAL	1695	272,3	Sem sensor		19,7	2644	800
SW-60	HORIZONTAL	1788	272,3	158,0	58,1	17,0	2255	1045
SW-62	HORIZONTAL	2709	272,3	228,4	86,0	24,4	1854	910
SW-63	VERTICAL	2244	272,3	Falha sensor	128,2	14,8	1745	977
SW-64	DIRECIONAL	2046	272,3	Sem sensor	72,5	17,9	2135	976
SW-66	HORIZONTAL	1107	272,3	136,9	52,3	14,9	1991	797

Poço	Trajectoria	Vazão de Líquido [m³/d]	Pressão Estática [kgf/cm²]	Pressão de PDG [kgf/cm²]	Pressão de TPT [kgf/cm²]	Pressão de Plataforma [kgf/cm²]	Comprimento Coluna de produção [m]	Lamina d'água [m]
SW-67	DIRECIONAL	2884	272,3	Falha sensor	201,7	23,7	2217	961
SW-68	HORIZONTAL	2574	272,3	Sem sensor		14,5	2102	841
SW-69	HORIZONTAL	1358	272,3	198,7		15,6	1949	1011
SW-70	HORIZONTAL	1756	272,3	229,4	93,6	18,8	2279	867
SW-71	HORIZONTAL	2420	272,3	228,0		20,9	2297	918
SW-72	HORIZONTAL	1224	272,3	Sem sensor		14,6	1811	1051
SW-73	HORIZONTAL	1752	272,3	199,5	81,7	18,9	2258	1012
SW-74	HORIZONTAL	1318	272,3	Sem sensor		15,0	2255	852
SW-75	HORIZONTAL	1668	272,3	Sem sensor		19,6	2266	850
SW-77	HORIZONTAL	2278	272,3	249,1	90,3	17,2	2036	910
SW-78	HORIZONTAL	790	272,3	152,2	69,3	16,3	2104	1046
SW-79	HORIZONTAL	1777	272,3	Sem dados		16,3	1887	983
SW-80	HORIZONTAL	2041	272,3	233,4		52,4	2015	892
SW-81	HORIZONTAL	2029	272,3	Falha sensor		20,9	2049	870
SW-83	HORIZONTAL	2620	272,3	Falha sensor		26,5	2305	920
SW-84	HORIZONTAL	1646	272,3	Sem sensor	76,6	13,8	2179	983
SW-85	HORIZONTAL	2716	272,3	221,7		32,8	2061	896
SW-86	HORIZONTAL	2497	272,3	Falha sensor		26,8	1986	972
SW-87	HORIZONTAL	2843	272,3		128,3	18,9		
SW-88	HORIZONTAL	2264	272,3	228,6		18,8		
SW-92	HORIZONTAL	2346	272,3			19,5		
SW-93	HORIZONTAL	1081	272,3			14,6		
SW-94	HORIZONTAL	1632	272,3			16,2		
SW-95	HORIZONTAL	2063	272,3	183,6	92,4	18,9		
SW-145	HORIZONTAL	1761	272,3			19,3		

Poço	Plataforma	Completação	Data Início	IP _{PDG} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IP _{Inferido} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IDS _{Coluna} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IDS _{Linha} [m ³ /d.kgf/cm ²]	IDS _{Total} [m ³ /d.kgf/cm ²]
SW-07	FPU-D	GP	01-jul-92		77,61			3,61
SW-08	FPU-C	FP	01-jul-92		23,44			
SW-09	FPU-D	GP	01-ago-92		16,33			2,07
SW-11	FPU-B	GP	01-ago-95		1,99			0,48
SW-12	FPU-B	GP	01-fev-97		9,32			1,89
SW-13	FPU-B	GP	01-abr-95		9,17			1,19
SW-15	FPU-B	GP	01-nov-98		13,13			1,94
SW-16	FPU-B	GP	01-jun-94		12,30			1,66
SW-17	FPU-B	GP	01-dez-94		18,16			2,25
SW-19	FPU-B	GP	01-jul-94		13,68			1,96
SW-22	FPU-B	GP	01-dez-95		6,84			1,17
SW-23	FPU-B	FP	01-abr-96		12,34			1,71
SW-24	FPU-B	GP	01-ago-94		7,97			1,23
SW-25	FPU-C	GP	01-mai-98		11,93			2,05
SW-26	FPU-C	GP	01-dez-97		44,18			3,39
SW-27	FPU-C	GP	01-dez-97		19,52			2,98
SW-29	FPU-C	GP	01-mai-98		7,99			1,52
SW-30	FPU-C	GP	01-dez-97		5,23			1,04
SW-31	FPU-G	GP	01-ago-00		18,29			2,91
SW-32	FPU-C	GP	01-dez-97		20,44			2,48
SW-33	FPU-C	GP	01-mar-98		52,91			3,50
SW-34	FPU-D	GP	01-mai-97		35,31			3,77
SW-35	FPU-E	GP	01-ago-99		9,24			1,71

Poço	Plataforma	Completção	Data Início	IP _{PDG} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IP _{Interido} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IDS _{Coluna} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IDS _{Linha} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IDS _{Total} [m ³ /d.kgff/cm ²]
SW-37	FPU-E	GP	01-dez-98		3,10			0,79
SW-38	FPU-D	GP	01-nov-98	8,94	12,86			2,17
SW-39	FPU-D	GP	01-set-99	22,39	27,31			2,12
SW-40	FPU-G	FP	01-ago-99	13,76	4,98			1,05
SW-41	FPU-E	GP	01-dez-98		5,00			1,11
SW-42	FPU-G	FP	01-ago-00		35,49			3,72
SW-44	FPU-G	GP	01-ago-00	22,12	36,69	5,02	11,55	3,02
SW-45	FPU-D	GP	01-jun-99		5,78			1,03
SW-46	FPU-C	GP	01-out-98		22,46			2,40
SW-48	FPU-E	FP	01-fev-99		3,80			1,11
SW-52	FPU-C	OHGP > 90%	01-nov-98		62,05			4,08
SW-53	FPU-H	GP	01-nov-01		22,26			2,55
SW-54	FPU-H	FP	01-jul-00		28,73			3,12
SW-55	FPU-H	FP	01-abr-01		20,53			2,36
SW-56	FPU-F	90% OHGP - 10% SAS	01-dez-98		35,77			3,72
SW-57	FPU-F	GP	01-ago-99	13,60	20,87	3,82	9,28	2,26
SW-58	FPU-G	OHGP > 90%	01-ago-00	89,52	188,35	6,34	17,69	4,44
SW-59	FPU-F	GP	01-mar-00	41,50	43,71			2,99
SW-60	FPU-E	OHGP > 90%	01-nov-99	15,65	17,94	5,84	13,07	3,21
SW-62	FPU-G	OHGP > 90%	01-fev-00	61,73	88,68	8,68	18,69	5,41
SW-63	FPU-H	FP	01-out-01	81,09	221,07			4,43
SW-64	FPU-H	FP	01-nov-01	7,07	29,73			3,79
SW-66	FPU-F	OHGP > 90%	01-jan-00	8,17	10,97	4,15	10,03	2,16

Poço	Plataforma	Completção	Data Início	IP _{PDG} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IP _{Inferido} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IDS _{Coluna} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IDS _{Linha} [m ³ /d.kgff/cm ²]	IDS _{Total} [m ³ /d.kgff/cm ²]
SW-67	FPU-H	FP	01-jan-01	57,64	148,92			5,34
SW-68	FPU-C	OHGP > 90%	01-fev-00	56,04	74,37			4,88
SW-69	FPU-E	OHGP > 90%	01-jul-00	18,44	15,53			2,57
SW-70	FPU-G	OHGP > 90%	01-jul-00	40,87	62,74	5,10	11,39	3,24
SW-71	FPU-G	OHGP > 90%	01-set-00	54,56	77,44			4,43
SW-72	FPU-E	OHGP > 90%	01-ago-00		9,04			2,35
SW-73	FPU-E	90% OHGP - 10% SAS com ECP	01-jul-01	24,05	36,72	5,40	11,27	3,17
SW-74	FPU-F	OHGP > 90%	01-fev-01		32,20			2,43
SW-75	FPU-G	90% OHGP - 10% SAS	01-mar-01		29,96			3,10
SW-77	FPU-B	OHGP > 90%	01-abr-01	98,19	95,27	6,60	14,56	4,34
SW-78	FPU-E	SAS	01-dez-00	6,57	6,87	2,87	5,31	1,45
SW-79	FPU-H	OHGP > 90%	01-abr-02		56,10			3,43
SW-80	FPU-H	OHGP > 90%	01-abr-02	52,42	107,04			4,20
SW-81	FPU-G	90% OHGP - 10% SAS	01-jun-01		68,71			3,91
SW-83	FPU-H	OHGP > 90%	01-jan-02		84,42			4,84
SW-84	FPU-H	OHGP > 90% com ECP	01-out-01		39,72			3,00
SW-85	FPU-H	ESS	01-out-02	53,62	178,99			5,32
SW-86	FPU-H	OHGP > 90%	01-jul-02		169,34			4,84
SW-87	FPU-H	OHGP > 90%	01-nov-02		281,57			
SW-88	FPU-B	40% OHGP - 60% SAS	01-jun-03	51,79	73,17			
SW-92	FPU-D	90% OHGP - 10% SAS	01-out-04		40,05			
SW-93	FPU-C	40% OHGP - 60% SAS	01-dez-04		20,43			
SW-94	FPU-G	40% OHGP - 60% SAS	01-fev-05		30,53			
SW-95	FPU-B	40% OHGP - 60% SAS	01-dez-04	23,26	77,37			
SW-145	FPU-B	OHGP > 90%	01-dez-01		24,43			

Apêndice B: Conceitos de Estatística Básica

Apêndice B.1 Regressão Estatística

Para Morettin (2000) a regressão é uma técnica estatística que busca caracterizar a relação entre variáveis. Ela tenta explicar uma variável, a qual é chamada variável dependente, usando a outra variável, chamada variável independente. Mantendo a tradição estatística, seja Y a variável dependente e X a variável independente. Se as duas variáveis são plotadas uma contra a outra num gráfico de espalhamento, com Y no eixo vertical e X no eixo horizontal, a regressão tenta identificar a curva matemática que melhor se ajusta aos dados disponíveis, o que equivale a identificar ao traçado que melhor se encaixa nos pontos do diagrama de dispersão. A análise pode ser Linear Simples (relaciona duas variáveis através de uma reta), Linear Múltipla (relaciona três ou mais variáveis por meio de uma reta) ou Não-Linear (relaciona duas ou mais variáveis por meio de uma curva matemática que não é reta).

Neste tipo de análise é importante determinar o quanto a linha de regressão representa os dados. Neste caso, se faz necessário calcular o R^2 de Pearson ou coeficiente de determinação, que mede a proporção da variabilidade em Y que é explicada por X . O valor de R^2 é de 0 a 1, quanto mais próximo de 1, melhor o ajuste do modelo considerado. Além disso, o R^2 na maioria dos ajustes é igual ao coeficiente de correlação amostral, isto quer dizer que quanto mais próximo de 1 traz indicação que existe forte correlação entre as duas variáveis.

A Tabela B.1 mostra um quadro dos índices de determinação e a respectiva correlação.

Tabela B.1: Índice de Determinação para Correlações Lineares de Pearson.

R	R^2	Correlação
0,0-0,3	0,00-0,09	Fraca
0,3-0,6	0,09-0,36	Moderada
0,6-0,9	0,36-0,81	Forte
0,9-1,0	0,81-1,00	Muito forte

Apêndice B.2 Diagrama de Caixa

Morettin (2000) afirma que o diagrama de caixa (*box plot*), Figura B.1, é uma representação gráfica envolvendo os quartis¹. Esta representação é definida por um retângulo onde o nível superior é dado pelo terceiro quartil (q_3) e o nível inferior pelo primeiro quartil (q_1). A mediana (segundo quartil - q_2) é representada por uma linha no interior do retângulo. Linhas inferiores e superiores (bigodes) se estendem de cada extremidade do retângulo até os limites superior (LS) e inferior (LI). Estes limites são definidos da seguinte maneira:

$$LS = q_3 + 1,5d_q$$

$$LI = q_1 - 1,5d_q$$

Onde: $d_q = q_3 - q_1$

Os valores que estiverem acima do limite superior ou abaixo do limite inferior são chamados de *outliers* ou valores atípicos e são representados por asteriscos.

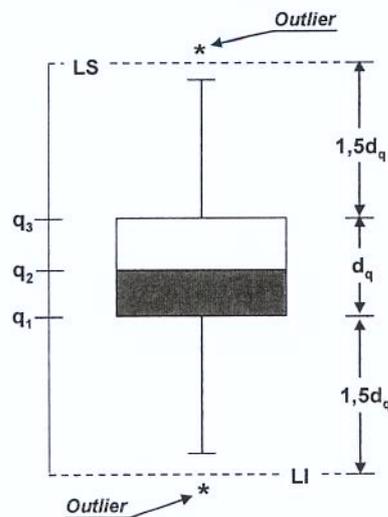


Figura B.1: Diagrama de caixa (*box plot*).

¹ Primeiro quartil: 25º percentil;
Segundo quartil (mediana): 50º percentil;
Terceiro quartil: 75º percentil;

Apêndice B.3 Grau de Associação entre as Variáveis (GA)

Segundo Morettin (2000) é conveniente contar com uma medida que quantifique o grau de dependência entre variáveis e as variâncias podem ser usadas para construir essa medida. Se a variância dentro de cada categoria for pequena e menor que a global, significa que a variável qualitativa melhora a capacidade de previsão da quantitativa e portanto existe uma relação entre as duas variáveis. Explicitamente,

$$GA = 1 - \frac{\overline{\text{variância}(IP_n)}}{\text{variância}(IP_n)}$$

Onde,

$$\overline{\text{Variância}(IP_n)} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i \times \text{Var}_i(IP_n)}{\sum_{i=1}^k n_i}$$