

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

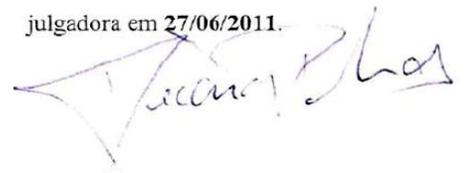
SERGIO FERNANDO CELIS ARIZA

Estudos de Aplicação de um Novo Parâmetro para Análise de Desempenho de Sistemas de Produção de Petróleo

Campinas, 2011

SP – Brasil

Este exemplar corresponde à redação final
da dissertação defendida por **Sergio
Fernando Celis Ariza** pela Comissão
julgadora em **27/06/2011**.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Estudos de Aplicação de um Novo Parâmetro para Análise de Desempenho de Sistemas de Produção de Petróleo

Autor: Sergio Fernando Celis Ariza
Orientador: Professor Dr. José Ricardo P. Mendes
Co-orientador: Professor Associado Sérgio Nascimento Bordalo

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: Exploração

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2011
SP – Brasil

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

Ar47e Ariza, Sergio Fernando Celis
Estudos de aplicação de um novo parâmetro de análise de desempenho de sistemas de produção de petróleo / Sergio Fernando Celis Ariza. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientadores: José Ricardo Pelaquim Mendes, Sérgio Nascimento Bordalo.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Desempenho. 2. Escoamento. 3. Produtividade. 4. Poços de petróleo. 5. Petróleo - Prospecção. I. Mendes, José Ricardo Pelaquim. II. Bordalo, Sérgio Nascimento. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Application studies of a new key parameter to oil production system performance analysis

Palavras-chave em Inglês: Performance, Flow index, Productivity, Oil wells, Petroleum – Prospecting

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho, Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Data da defesa: 27-06-2011

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

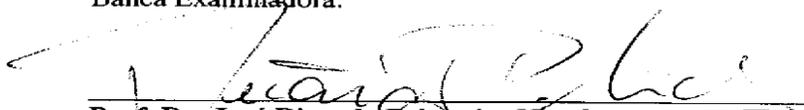
**Estudos de Aplicação de um Novo
Parâmetro para Análise de Desempenho de
Sistemas de Produção de Petróleo**

Autor: Sergio Fernando Celis Ariza

Orientador: Professor Doutor José Ricardo Pelaquim Mendes

Co-orientador: Professor Doutor Sérgio Nascimento Bordalo

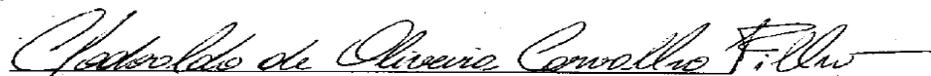
Banca Examinadora:



Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Clodoaldo de Oliveira Carvalho Filho
Universidade Federal do Ceará

Campinas, 27 de Junho de 2011

DEDICATÓRIA

A Deus por ser minha fortaleza e minha guia, por levar-me da mão em cada uma das metas que me propus.

A meus pais, Mery e Gonzalo, por que sem seu apoio, entendimento e incondicional amor não tivesse podido conseguir este lucro, que não é meu, se não deles em realidade.
Porque lhes devo todo o que eu sou.

A Natalie por chegar a minha vida e fazer desta etapa tão maravilhosa e por apoiar-me incondicionalmente para poder cumprir este lucro.

A meus irmãos Jineth, Oscar e Paulita, porque são a maior motivação para sair adiante, por ser meus colegas e amigos em todo momento.

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 dar-me a fortaleza para sair adiante apesar das dificuldades, por ser meu alimento espiritual e ser meu amigo incondicional.

Não há palavras que possam descrever meu profundo agradecimento para meus pais, quem durante todos estes anos confiaram em mim, compreendendo meus ideais e o tempo que não estive com eles.

A Natálie por estar sempre a meu lado apoiando-me e dando-me forças para cumprir esta meta, por encher minha vida de felicidade e de sonhos, por sortear a meu lado as coisas boas e más da vida. Obrigado por confiar em mim.

Aos professores José Ricardo, Kazuo Miura e Sérgio Boradalo por sua dedicação, colaboração e orientação durante o desenvolvimento da teses, por seus conhecimentos e experiências, além de me dar a oportunidade e confiança para trabalhar neste projeto.

A CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo apoio financeiro.

A meus amigos Brasileiros, especialmente a: Walter, Rodrigo, Brunno, Felipe, Sócrates, Marcos, Luciana e Lizbeth por me fazerem rir, por todas as festas e momentos de alegria que me deram.

A todos os funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo, 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 verdadeira sabedoria está
em reconhecer a própria ignorância
(Sócrates)*

RESUMO

CELIS ARIZA, Sergio Fernando. *Estudos de Aplicação de um novo parâmetro para análise de desempenho de sistemas de produção de petróleo*. Departamento de Engenharia do Petróleo. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. Dissertação (Mestrado)

O avanço tecnológico na instrumentação de poços de petróleo tem proporcionado um vasto volume de dados. A análise desses dados pode fornecer uma importante contribuição aos projetos de futuras instalações de produção. Para esta finalidade é necessário organizar e integrar informações que se encontram em diferentes setores, referentes ao poço, ao reservatório e às linhas de escoamento. Este processo de interpretação de dados requer o desenvolvimento de ferramentas e de métodos de análise. O Índice de Desempenho do Escoamento (IDE) é um parâmetro operacional que serve de instrumentação para estudar o desempenho das instalações de poços de petróleo utilizando os dados abundantes de campo que são medidos periodicamente em tempo real. O IDE permite, por exemplo, avaliar o desempenho das tecnologias empregadas nos poços.

Neste trabalho, estuda-se o potencial de aplicação do IDE para poços que operam com *gas-lift*. O IDE é utilizado para verificar a influência da geometria do poço, comparar o desempenho de poços horizontais, verticais e direcionais em um mesmo campo e zona produtora, para comparar o tipo de contenção de areia, para identificar a presença de problemas no sistema de produção e no auxílio ao diagnóstico de tais problemas.

Palavras chave: Índice de desempenho do poço, Índice de escoamento, Índice de produtividade.

ABSTRACT

CELIS ARIZA, Sergio Fernando. *Application Studies of a New Key Parameter to Oil Production System Performance Analysis*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. Dissertation (Master Degree)

Technological advances in oil wells instrumentation have provided a volume of important data. The Analysis of these data can provide an important contribution to the projects of future production facilities. For this purpose is necessary to organize and to integrate information that are in different sectors, referring to the well, reservoir and flow lines. This process of data interpretation requires the development of tools and methods of analysis. The Flow Performance Index (FPI) is an operational parameter that can used to study the performance of oil wells facilities using the field abundant data which are measured periodically in real time. For example, the FPI allows assessment the technologies performance employed in the wells.

In the present study, examines the FPI application potential for wells that operate with gas-lift. The IDE is used to verify the influence of well geometry to compare the performance of horizontal, vertical and directional wells for the same field and same producing area. The FPI is employed to compare the performance of the type of sand control technologic. The FPI is applied in identification of problems presence in the production system and in the aid to diagnosis these problems.

Keywords: Well performance index, Flow index, Productivity Index

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	xviii
LISTA DE TABELAS	xxii
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxiv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo geral do trabalho.....	2
1.2. Organização do trabalho	2
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	4
2.1. Índice de Produtividade (IP).....	4
2.1.1. Origem do IP	4
2.1.2. Definição do IP	6
2.1.3. Estimativa do IP do reservatório para poços verticais	8
2.1.4. Estimativa do IP do reservatório para poços horizontais	13
2.2. Índice de Desempenho do Escoamento para poços com elevação natural (IDE) .	16
2.2.1. Índice de Desempenho do Escoamento de um sistema e seus componentes ...	18
2.2.2. Propriedade matemática do IDE.....	21
2.3. <i>Gas-lift</i> contínuo	22

2.4. Incrustações	23
2.5. Hidratos	25
2.6. Troca da válvula operadora de <i>gas-lift</i> (VGL)	27
3. ÍNDICE DE DESEMPENHO DO ESCOAMENTO PARA <i>GAS-LIFT</i> CONTÍNUO (IDE_{GL})	28
3.1. Índice de Desempenho do escoamento de um sistema e de seus componentes ...	31
3.2. Propriedade matemática do IDE_{GL}	33
3.3. Comparação entre o IP e o IDE_{GL}	34
3.4. Aplicações do IDE_{GL}	36
4. ORGANIZAÇÃO DA BASE DE DADOS	37
4.1. Coleta de Dados	37
4.2. Organização e integração dos dados	40
4.3. Características do campo em estudo	41
4.3.1. Conexões das linhas de fluxo e as árvores de natal submarinas (ANM)	42
4.3.2. Mecanismo de contenção de areia	42
4.3.3. Medidores no fundo do poço (<i>Downhole gauges</i>)	44
4.3.4. Características das linhas de produção e do método de <i>gas-lift</i>	44
4.3.5. Injeção de água	45
4.4. Análise dos dados de produção	46

4.4.1. Problemas que afetam a qualidade dos dados medidos.....	52
4.5. Estimativa do IDE_{GL} do sistema e dos subsistemas.....	54
5. APLICAÇÕES E RESULTADOS.....	61
5.1. Premissas Adotadas no Estudo.....	61
5.2. Comparação entre o Índice de Desempenho do Escoamento e o Índice de Produtividade.....	62
5.3. Índice de Desempenho do Sistema e dos Componentes.....	65
5.4. Produtividade de Poços Horizontais, Verticais e Direcionais.....	68
5.5. Comparação das Tecnologias de Contenção De Areia.....	76
5.6. Identificação de presença de problemas no sistema de produção.....	79
5.6.1. Interpretação do desempenho usando o IDE_{GL}	82
5.6.1.1. Procedimento do diagnóstico de problemas na indústria do petróleo.....	83
5.6.1.2. Casos de estudo.....	86
6. CONCLUSÕES.....	109
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113
APÊNDICE.....	119
Apêndice A: Dados coletados.....	120
Apêndice B: Diagrama de Caixa.....	126
Apêndice C: Boletim do <i>workover</i> do poço SW17.....	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Curva IPR	7
Figura 2.2: Esquema do reservatório cilíndrico produzindo através de um poço vertical em escoamento radial (adaptada de Rosa <i>et al.</i> 2006).....	9
Figura 2.3: Representação de dano de formação (adaptada de Rosa <i>et al.</i> 2006).....	11
Figura 2.4: Perfil de pressão em um poço danificando (adaptada de Rosa <i>et al.</i> 2006).....	11
Figura 2.5: Representação do efeito de película (adaptada de Rosa <i>et al.</i> 2006).....	12
Figura 2.6: Modelo simplificado de um poço horizontal (adaptada de Rosa <i>et al.</i> 2006).....	14
Figura 2.7: Área drenada por um poço horizontal. Adaptada de Rosa <i>et al.</i> 2006.	14
Figura 2.8: Diagrama esquemático do poço para obter o IDE.....	17
Figura 2.9: Diagrama esquemático para obtenção do IDE	19
Figura 2.10: Esquema típico de instalação GLC	23
Figura 2.11: Exemplo de cone de água nos poços vertical (a) e horizontal (b)	25
Figura 2.12: Hidratos no interior da linha.	26
Figura 3.1: Esquema do gradiente de pressão em poços com elevação a gás, condição estática.....	29

Figura 3.2: Diagrama esquemático para a obtenção do IDE_{GL}	32
Figura 4.1: Pressão do reservatório medida a diferentes cotas quando $N_p = 0$	47
Figura 4.2: Histórico da pressão estática do reservatório na cota de referência e média trimestral dos dados de produção	50
Figura 4.3: Histórico da média trimestral da pressão estática na cota de referência e dos dados de produção	51
Figura 4.4: Comportamento do IDE_{GL} do sistema no tempo para diferentes tipos de escoamento	59
Figura 4.5: Comportamento do IDE_{GL} da coluna no tempo para diferentes tipos de escoamento	60
Figura 5.1: Comportamento do IDE_{GLci} , IDE_{GLsist} e o $IP_{correlações}$ no tempo para os poços sw 73 (a) e sw 38 (b).	63
Figura 5.2: Comportamento do IDE_{GLci} , IDE_{GLsist} e o $IP_{correlações}$ no tempo para os poços sw 95 (a) e sw 39 (b).	64
Figura 5.3: $1/IDE_{GL}$ do sistema e de seus componentes, para o ano 2006 (a) e 2007 (b).....	67
Figura 5.4: IDE_{GLsist} médio no ano 2007 para os poços horizontais, verticais e direcionais na data quando começaram a produzir.....	69
Figura 5.5: Diagrama de caixa (Box plot) para poços vertical&direcional e poços horizontais nos ano 2006 (a) e 2007 (b) – IDE_{GLsist}	71
Figura 5.6: Diagrama de caixa (box plot) para poços vertical&direcional e poços horizontal nos ano 2006 (a) e 2007 (b) – IDE_{GLci}	73
Figura 5.7: Influência do tipo de contenção de areia no desempenho do poço (IDE_{GLci}), ano 2006 (a) e 2007 (b).....	78

Figura 5.8: Influência do tipo de contenção de areia no desempenho do poço (IDE_{GLci}), ano 2006 (a) e 2007 (b).....	79
Figura 5.9: Histórico dos dados de produção, do diferencial entre a pressão estática e as pressões na cabeça e no fundo do poço. Poço sw 95	80
Figura 5.10: Histórico do IDE_{GL} do sistema e os subsistemas para o poço sw 95.....	81
Figura 5.11: Perfis do histórico de produção de um poço	83
Figura 5.12: Histórico dos dados de produção do poço sw 22.....	86
Figura 5.13: Histórico dos IDE_{GL} 's, o BSW e a RGO do poço sw 22	88
Figura 5.14: Histórico dos dados de produção do poço sw 17.....	90
Figura 5.15: Histórico dos IDE_{GL} 's, o BSW e a RGO do poço sw 17.	92
Figura 5.16: Histórico dos dados de produção do poço sw 25.....	95
Figura 5.17: Histórico dos IDE_{GL} 's, o BSW e a RGO do poço sw 25	96
Figura 5.18: Histórico dos dados de produção do poço sw 59.....	99
Figura 5.19: Histórico dos IDE 's, BSW e RGO do poço sw 59.	100
Figura 5.20: Histórico dos dados de produção do poço sw 72.....	102
Figura 5.21: Histórico dos IDE 's, BSW e a RGL do poço sw 72.....	103
Figura 5.22: Histórico dos dados de produção do poço sw 45.....	105
Figura 5.23: Histórico dos IDE_{GL} 's, BSW e a RGL do poço sw 45.....	106
Figura B 1: Diagrama de Caixa (<i>Box Plot</i>).....	127

Figura C.1: Boletim da intervenção do poço sw17.....128

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Quadro comparativo entre o IP e o IDE	35
Tabela 4.1: Representação do formato dos dados de produção fornecidos em condição de superfície	40
Tabela 4.2: Formato dos dados da pressão estática do reservatório	41
Tabela 4.3: Média por ano da pressão estática medida no reservatório	52
Tabela 4.4: Inconsistências mais comuns nos dados de produção medidos	53
Tabela 4.5: Formato dos dados de produção	54
Tabela 4.6: Formato dos dados das pressões dos sensores no sistema de produção	54
Tabela 5.1: IDE_{GLsist} , IDE_{GLci} , $IDE_{GLlinha}$ e $IDE_{GLlinha}$ médios para o ano 2006	65
Tabela 5.2: IDE_{GLsist} , IDE_{GLci} , $IDE_{GLlinha}$ e $IDE_{GLlinha}$ médios para o ano 2007	65
Tabela 5.3: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLsist}) - ano 2006.....	70
Tabela 5.4: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLsist}) – ano 2007	70
Tabela 5.5: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLci}) – ano 2006	72
Tabela 5.6: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLci}) – ano 2007	72
Tabela 5.7: Relação do desempenho do Sistema entre os poços horizontal e vertical&direcional para os principais dados estatísticos - ano 2006	74

Tabela 5.8: Relação do desempenho da completção inferior entre os poços horizontal e vertical&direcional para os principais dados estatísticos - ano 2007	74
Tabela 5.9: Sumário estatístico do tipo de contenção de areia usando o IDE _{GLci} - 2006	77
Tabela 5.10: Sumário estatístico do tipo de contenção de areia usando o IDE _{GLci} - 2007.....	77
Tabela 5.11: Detalhe da intervenção no poço sw 22.....	87
Tabela 5.12: Detalhe da intervenção 1 no poço sw 17	91
Tabela 5.13: Detalhe da intervenção 2 no poço sw 17	91
Tabela 5.14: Detalhe da intervenção 1 no poço sw 25	95
Tabela 5.15: Detalhe da intervenção 2 no poço sw 25	96
Tabela 5.16: Detalhe da intervenção no poço sw 59	99
Tabela 5.17: Detalhe da intervenção no poço sw 72	102
Tabela 5.18: Detalhe da intervenção 1 no poço sw 45	105
Tabela 5.19: Detalhe da intervenção 2 no poço sw 45	106

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas

a = Parâmetro de geometria da área de drenagem elipsoidal.

A = Área transversal da coluna de produção, m^2 .

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

d = Massa específica, Kg/m^3 .

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

f = Fração volumétrica, adimensional.

k = Permeabilidade, μm^2 .

k_a = Permeabilidade em uma região alterada, μm^2 .

k_h = Permeabilidade horizontal, m^2

q = Vazão volumétrica, m^3/d .

L = Comprimento do poço, m.

h = Espessura de formação, m.

P = Pressão, MPa

P_e = Pressão no limite externo do reservatório, Pa

\bar{P} = Pressão média do reservatório, MPa.

P_a = Pressão no limite externo de uma região de permeabilidade alterada, Pa.

P_M = Pressão no fundo do poço com injeção de gás na coluna de produção. Pa.

P_w = Pressão de fluxo do poço, Pa

P'_w = Pressão de fluxo teórica no poço quando há alteração da permeabilidade nas suas imediações, MPa.

P'_M = Pressão no fundo do poço sem injeção de gás na coluna de produção, MPa.

r = Raio, m.

r_a = Raio de uma região alterada, m.

s = Fator de película (*Skin factor*)

z = Profundidade vertical, m.

Letras Gregas

γ = Densidade relativa à água padrão, adimensional.

κ = Gradiente hidrostático padrão da água, MPa/m.

μ = Viscosidade do fluido, mPa.s.

ϕ = Porosidade, adimensional.

ΔP_s = Queda de pressão devido ao efeito película, MPa.

Φ = Potencial de fluxo, MPa.

Subscritos

a = Água.

ci = Completação inferior.

$coluna$ = Coluna de produção.

cp = Cabeça do poço.

eh = Drenagem do poço horizontal.

$est@cr$ = Pressão estática do reservatório na cota de referência.

$estmd$ = Pressão estática do reservatório medida a uma determinada profundidade vertical.

fp = Fundo do poço.

GL = *gas-lift*.

gp = Gás produzido.

gpi = Gás produzido da formação e gás injetado.

h = Poço horizontal.

J = Nodo jusante de escoamento.

L = Líquidos.

$linha$ = Linhas de escoamento.

LV = Relação entre a vazão volumétrica do líquido produzida e a vazão volumétrica total produzida (líquidos + gás produzido da formação + gás injetado).

m = Mistura – fase líquida mais fase gasosa (gás produzido da formação).

M = Nodo a montante de escoamento.

mc = Mistura – fase líquida mais fase gasosa (gás produzido da formação).

met = Metano

ms = Mistura – fase líquida mais fase gasosa (gás produzido da formação e gás injetado).

o = Óleo.

r = Reservatório.

sist = Sistema.

up = Unidade de produção.

v = Vertical.

V = Nodo de escoamento, instalação da válvula *gas-lift*.

vg = “*rebaixamento de carga piezométrica*” na válvula de *gas-lift*.

w = poço (do inglês well).

Siglas

ANP = Agência Nacional do Petróleo.

CIP = Comissão de Intervenção em Poço.

GLC = *Gas-lift* Contínuo.

GLI = *Gas-lift* Intermitente.

IPR = Inflow Performance Relationship

FPI = *Flow Performance Index*.

HOHGP = *Horizontal Open Hole Gravel Pack*.

IDE = Índice de Desempenho do Escoamento.

IP = Índice de Produtividade.

PI = *Productivity Index*.

PDG = *Permanent Downhole Gauges*.

SAS = *Stand Alone Screen*.

TPT = *Temperature Pressure Transducer.*

VGL = *Válvula Gas-Lift.*

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO

Durante as últimas décadas da indústria do petróleo, investiu-se na instrumentação de poços petrolíferos com o objetivo de aumentar a confiabilidade dos dados medidos pelos sensores de superfície e subsuperfície. Obteve-se assim, uma gama maior de informações que refletem as condições reais de operação dos poços e dos reservatórios. Devido ao avanço tecnológico, o volume da base de dados disponíveis tornou-se muito amplo. No entanto, apesar do esforço no desenvolvimento de ferramentas de análise e gerenciamento de dados, estes dados permanecem subutilizados e armazenados em bases de dados isoladas, de forma que não se aproveita o potencial das informações. Observa-se que a capacidade atual de medição é maior do que a capacidade de análise. Além disso, estes dados não estão organizados e integrados com dados de outros setores, de tal modo que esta situação dificulta o processamento dos dados e atrapalha o desenvolvimento de novas ferramentas de análise.

Do ponto de vista acadêmico, essa grande quantidade de informações é muito importante, pois os casos registrados poderiam ser utilizados como experimentos em escala real. Essas informações podem contribuir para uma melhor compreensão de vários fenômenos físicos que ocorrem no poço, no reservatório e nas linhas, conhecimento fundamental para melhorar a qualidade das decisões tomadas dentro da engenharia de petróleo.

De acordo com o mencionado, há a necessidade de uma melhor organização, integração, racionalização e estruturação dos dados medidos nas diversas áreas de especialização. O resultado desse processo seria a obtenção de uma ampla base de dados,

que surgiria como um novo terreno extremadamente fértil para a introdução de novas ferramentas de análise, que ajudarão a melhorar as tomadas de decisões em tempo real de operações, ou, no caso de pós-análise, para melhorar os projetos dos novos poços de petróleo.

Em 1930 (Haider, 1936), foi proposto um parâmetro para avaliar o desempenho dos poços de petróleo, denominado Índice de Produtividade (IP). Através do tempo, sua aplicação foi um grande sucesso e, até a presente data, é um dos indicadores mais empregados na área, embora, não aproveite todos os dados medidos disponíveis nos diferentes setores do sistema de produção de petróleo. No ano de 2008, os autores Arturo, Pelaquim, Miura, Bordalo e Morooka apresentaram um trabalho que utilizou um parâmetro de análise denominado Índice de Desempenho do Escoamento (IDE), inspirado no tradicional Índice de Produtividade (IP). O IDE somente permitia analisar o desempenho das instalações dos poços de petróleos que operavam por elevação natural, aproveitando uma base de dados medidos periodicamente. No presente trabalho, pretende-se dar continuidade ao estudo do IDE aplicando-o para poços que operam com *gas-lift* contínuo.

1.1. Objetivo geral do trabalho.

Com base no panorama anteriormente descrito, este trabalho tem como objetivo desenvolver metodologias de aplicação do Índice de Desempenho do Escoamento (IDE), proposto em trabalhos progressos, através de estudos de casos de poços que operam com *gas-lift* contínuo, e demonstrar o potencial de aplicação do IDE.

1.2. Organização do trabalho

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

- No Capítulo 2, dispõem-se os fundamentos teóricos desta dissertação, apresentando a definição do índice de produtividade (IP) e as principais equações utilizadas em sua previsão para poços verticais e direcionais. Em seguida, é mostrada a definição do índice de desempenho do escoamento (IDE) para poços que operam por elevação natural. Além disso, são explicados também o método de elevação por *gas-lift*

contínuo e os fenômenos físicos e químicos dos problemas operacionais encontrados no campo que resultam em intervenções.

- No Capítulo 3, o conceito do índice de desempenho do escoamento é introduzido para poços que operam com *gas-lift* contínuo (IDE_{GL}). São apresentadas as propriedades e características do IDE_{GL} e suas possíveis aplicações.
- No Capítulo 4, apresenta-se a metodologia implementada neste trabalho para estimar os valores do índice de desempenho do escoamento. Essa metodologia envolve a coleta de dados de diferentes áreas do campo e sua organização e integração dos diversos dados. Neste capítulo, são mostradas as características do campo em estudo.
- No Capítulo 5, ilustra-se a aplicação do índice de desempenho do escoamento proposto no Capítulo 3. Tais aplicações usam dados reais do campo em estudo, oriundos de diversas fontes. O parâmetro proposto é avaliado realizando-se diferentes comparações com o índice de produtividade. Com base no índice de desempenho do escoamento, é comparado o desempenho de poços horizontais, verticais e direcionais. Também é feita uma comparação dos métodos de contenção de areia utilizados nos poços. Fechando o Capítulo, é mostrada a aplicação do IDE_{GL} no diagnóstico e identificação de problemas nos poços.
- No Capítulo 6, apresentam-se as conclusões obtidas no decorrer deste estudo e sugestões para trabalhos futuros.

O trabalho também possui três apêndices: o Apêndice A é dedicado aos dados utilizados nas análises; o Apêndice B trata sobre os conceitos estatísticos básicos usados nesta dissertação; o Apêndice C mostra o boletim da intervenção realizada no poço sw17.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo, serão 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 de fluxo permanente e pseudopermanente por serem as mais amplamente usadas.

A definição do índice de desempenho do escoamento (IDE) para poços que operam por elevação natural, utilizada por Arturo (2008), será explicada antes de ser apresentada no próximo capítulo, o IDE para poços que operam com *gas-lift* contínuo (IDE_{GL}). Aqui será relatado o funcionamento desse método de elevação que permitirá uma maior visualização da definição do parâmetro proposto no presente trabalho.

Ainda no capítulo, serão explicados os princípios físicos e químicos dos problemas encontrados no campo e reportados nas intervenções. Tais problemas são: incrustações, hidratos e troca da válvula operadora de *gas-lift* (VGL). Esses fundamentos teóricos são importantes uma vez que serão apresentados vários casos nos quais se identificam e diagnosticam esses possíveis problemas no campo (Capítulo 5); portanto, a explicação dos fenômenos ajudará no entendimento de tais casos.

2.1. Índice de Produtividade (IP)

2.1.1. Origem do IP

Haider (1936) citou a existência de variados métodos para medir a produtividade dos poços, dentre os quais haviam diferenças que dependiam do local e do reservatório onde

estivesse localizado o poço. O autor mencionou também que o método mais comum, usado no passado (antes de 1930), era o *potencial de fluxo aberto* através do revestimento. Esse método consistia em colocar o poço para produzir sem nenhuma restrição, sendo avaliado através da vazão de óleo que chegava à superfície; ou seja, o poço com maior vazão era considerado o mais produtivo. Para a realização desse procedimento, realizava-se uma limpeza do poço com a finalidade de retirar os cascalhos oriundos do processo de perfuração. Em seguida, testes com o poço pressurizado eram efetuados para a obtenção do seu potencial. A partir daí, o poço era posto em produção a seu máximo potencial sem nenhuma restrição, realizando-se vários testes da mesma forma. A fim de adaptar a grande capacidade de produção dos poços, comumente eram instalados três separadores, seis linhas de ventilação e um grande tanque de armazenamento na superfície.

O método perdeu credibilidade, por resultar em grande desperdício e por ser frequentemente bastante prejudicial para o poço e para o reservatório. O autor também afirmou que os testes de fluxo aberto não eram uma indicação real da capacidade da formação para produzir óleo, devido, principalmente, às grandes diferenças nas dimensões dos equipamentos utilizados nos poços, tais como, revestimento, árvores de natal, separadores etc.

Por causas desses problemas, uma avaliação com potencial limitado começou a ser aplicada na indústria. A restrição do escoamento era feita na cabeça do revestimento através de um estrangulamento de tamanho uniforme ou por meio da coluna de produção de tamanho uniforme. Os dois métodos utilizavam a vazão de óleo na superfície, estimando assim, a produtividade do poço. Embora a produtividade do poço fosse igual nos dois métodos, o método de restrição era mais recomendado por ser menos custoso e evitar o desgaste físico dos equipamentos.

Em 1930, Moore (Haider, 1936) sugeriu um novo método para avaliar a produtividade relativa do poço sem um teste de fluxo aberto. Tal método envolvia medições da pressão no fundo do poço e do reservatório quando o poço produzia a várias vazões e estimava um parâmetro, denominado índice de produtividade (IP), definido como a relação entre os barris de óleo produzidos por dia e o diferencial entre a pressão estática do

reservatório e a de escoamento no fundo do poço. Esse método começou a ser empregado nos poços porque minimizava o desperdício, riscos, custos e a necessidade de uniformidade do equipamento do poço.

O índice de produtividade (IP) tem sido usado consistentemente na indústria de petróleo, até a presente data, como um indicador da capacidade de produção do poço; é por essa razão que, na próxima seção, esse parâmetro será explicado em mais detalhes. Adianta-se que, na realidade, o IP é um indicador de produtividade do reservatório; ou, mais rigorosamente, é uma medida de desempenho do acoplamento do reservatório com o fundo do poço.

2.1.2. Definição do IP

Um dos indicadores mais empregados na engenharia de produção é o IP, função das propriedades do fluido, do reservatório, do poço e da geometria do sistema. Usualmente considerado o potencial de produção do reservatório, é expresso como a razão¹ entre a vazão de líquidos na condição de superfície (no tanque) e o diferencial entre a pressão estática do reservatório² e a pressão de escoamento no fundo do poço, da seguinte forma:

$$IP = \frac{q_L}{P_r - P_{fp}} \quad (2.1)$$

Onde:

q_L = Vazão de líquido na condição de superfície, bpd.

P_r = Pressão estática do reservatório, psi.

P_{fp} = Pressão de escoamento no fundo do poço, psi.

¹ Originalmente, definida em unidades de campo como bpd/psi (barril padrão por dia; por libra por polegada quadrada).

² A pressão de equilíbrio que seria alcançada se o poço fosse fechado por um tempo infinito.

Para determinar o IP, o poço é fechado até atingir-se a pressão estática no reservatório; em seguida, o poço é aberto e posto a produzir até que a pressão no fundo do poço e a taxa de produção se estabilizem (estado pseudopermanente). Visto que a pressão estabilizada na superfície não necessariamente indica que a pressão no fundo do poço se estabilizou, esta pressão deve ser continuamente registrada desde o momento em que o poço é aberto. A diferença entre a P_r e P_{fp} é mostrada em função da vazão de líquidos medida na superfície. Esta curva resultante é denominada IPR (inflow performance relationship), como ilustra a Figura 2.1.

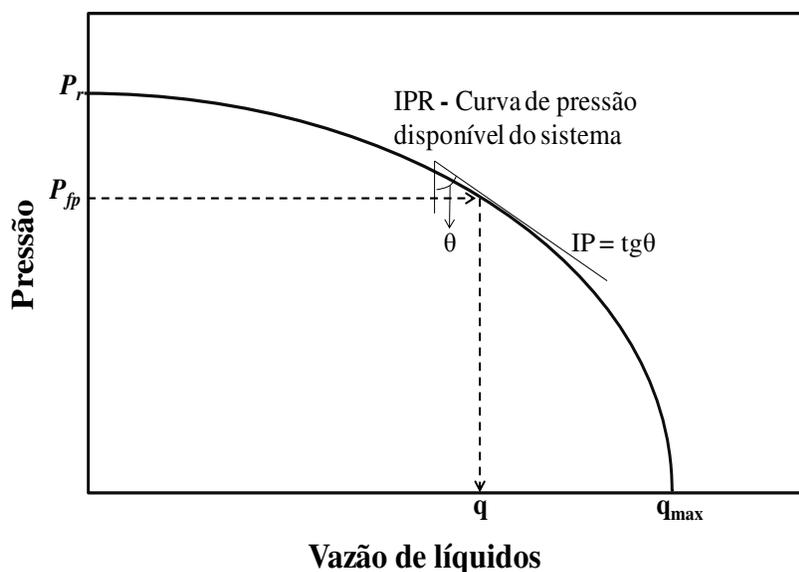


Figura 2.1: Curva IPR

No teste de produção, o tempo requerido para que o poço alcance a estabilização da pressão no fundo e da taxa de produção, pode levar várias horas ou dias, e, ocasionalmente, semanas. A duração desse período transiente, o declínio da taxa da pressão de fundo e do IP indicará a qualidade do reservatório; por exemplo, um período curto indica uma alta qualidade do reservatório e um longo período indica uma baixa qualidade do reservatório. Esta última terá uma recuperação relativamente baixa da quantidade do óleo estimada no reservatório. A qualidade do reservatório não é relacionada ao valor numérico do IP. Para observar o período transiente com facilidade frequentemente gráfica-se o valor do IP em função do tempo em escala log-log.

Uma das variáveis que influem na estimativa do IP é a pressão estática do reservatório; uma propriedade do reservatório estimada em condições hidrostáticas, longe da interface poço-reservatório. Se sua medição é realizada perto do poço, os distúrbios de pressão causados pelo poço geram um erro no valor do IP, e, assim, são obtidos valores subestimados. Essa pressão estática do reservatório é obtida em testes de formação realizados em diferentes profundidades verticais.

Outra variável importante a ser estimada para o cálculo do IP é a pressão de escoamento do fundo do poço, que pode ser obtida de testes de formação, ou, quando disponível, do PDG (*Permanent Downhole Gauge*). O PDG é um sensor instalado na coluna de produção a uma determinada profundidade, para medir a pressão e a temperatura nesta profundidade.

Na engenharia de reservatórios costuma-se estimar o IP a partir de correlações, derivadas da equação de Darcy, que incluem as propriedades do reservatório, do poço e do fluido. Uma utilidade desse cálculo é a possibilidade de se estimar a permeabilidade do reservatório igualando o IP obtido do teste de produção ao valor estimado com as correlações derivadas da equação de Darcy. Com essas ressalvas, são apresentadas a seguir as equações mais usadas na literatura para estimar o valor do IP, tanto para poços verticais como horizontais.

2.1.3. Estimativa do IP do reservatório para poços verticais

Aqui serão apresentadas as equações mais comuns para estimar o IP para os regimes estabilizados de fluxo (permanente e pseudopermanente). Para os dois casos é assumido 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. O escoamento ocorre apenas no plano xy (radial), sem escoamento no sentido vertical (escoamento radial puro), como pode ser observado na Figura 2.2.

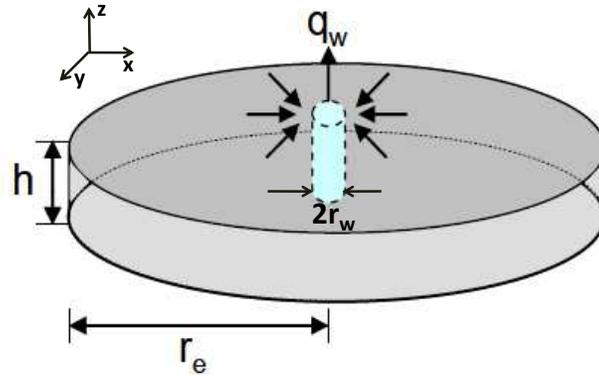


Figura 2.2: Esquema do reservatório cilíndrico produzindo através de um poço vertical em escoamento radial (adaptada de Rosa *et al.* 2006).

Para o caso do regime permanente, assume-se que o meio poroso recebe uma alimentação externa contínua e constante; de tal forma que o fluido produzido através do poço é repostado simultaneamente através da fronteira externa. Devido a essa alimentação, a vazão permanece constante no espaço e no tempo, assim como ocorre com a pressão no reservatório.

No caso do regime pseudopermanente, assume-se que no meio poroso não existe alimentação externa; assim, a produção acontecerá em decorrência principalmente da expansão do fluido. Por tanto, a distribuição da pressão no reservatório cai de forma homogênea.

Desta forma, segundo Rosa *et al.* (2006) o índice de produtividade para regime permanente e pseudopermanente, respectivamente, pode ser obtido por:

$$IP = \frac{q_w}{P_e - P_w} = \frac{2\pi kh}{B\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (2.2)$$

e

$$IP = \frac{q_w}{\bar{P} - P_w} = \frac{2\pi kh}{B\mu \ln(r_e/r_w - 3/4)} \quad (2.3)$$

Onde:

P_e = Pressão no limite externo do reservatório, Pa

\bar{P} = Pressão média do reservatório³, Pa

q_w = Vazão do poço, m³_{sc}/d

P_w = Pressão de fluxo do poço, Pa

μ = Viscosidade do fluido, Pa.s

B = Fator volume formação do fluido, m³/m³

r_e = Raio do reservatório, m

r_w = Raio do poço, m

k = Permeabilidade, m²

h = Espessura da formação, m

Um fenômeno físico que acontece dentro do reservatório e que influi nos valores do IP é o dano da formação. Segundo Rosa et al. (2006), basicamente, o dano de formação ocorre devido a um dos seguintes fatores:

- ✓ Redução da permeabilidade absoluta da formação, causada pelo tamponamento dos canais de fluxo por sólidos em suspensão ou inchamento de argilas.
- ✓ Redução da permeabilidade relativa ao óleo, devida ao aumento da saturação de água ou gás.
- ✓ Aumento da viscosidade do óleo por parafinação, formação de emulsões, etc.

Fatores mecânicos ou mesmo geológicos, tais como a penetração parcial da zona produtora, canhoneio inefetivo, fluxo turbulento, redução da espessura ou quaisquer outras anomalias que impliquem em redução da produtividade, são também normalmente classificados como dano da formação. Para uma melhor entendimento deste fenômeno, na Figura 2.3 é ilustrado uma situação de um poço danificado onde uma região ao seu redor apresenta uma permeabilidade alterada.

³ Pressão média no instante do fechamento do poço.

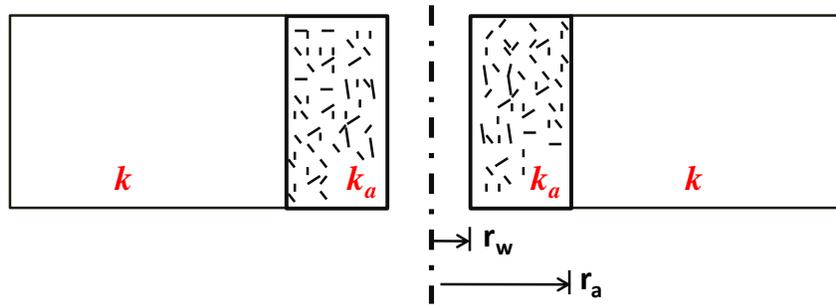


Figura 2.3: Representação de dano de formação (adaptada de Rosa *et al.* 2006).

Caso a permeabilidade da região alterada (k_a) seja menor que a permeabilidade da formação (k), o fluido deverá despende uma quantidade de energia adicional ao atravessar a região alterada, ocorrendo portanto uma maior queda de pressão nas imediações do poço. Isso faria com que o gradiente de pressão variasse bruscamente na interface das duas regiões. O perfil de pressão em um determinado instante após o início da produção poderia ser representado pela Figura 2.4.

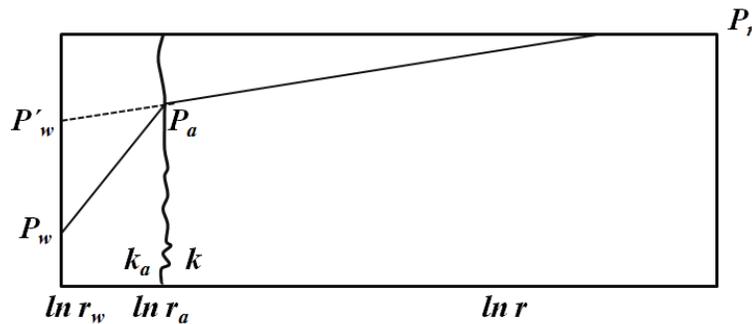


Figura 2.4: Perfil de pressão em um poço danificando (adaptada de Rosa *et al.* 2006).

Caso não houvesse alteração da permeabilidade do reservatório, a queda de pressão devida à produção do poço com vazão q_w , do ponto r_a até o poço, seria dada por:

$$\frac{2\pi kh}{q_w \mu} (P_a - P'_w) = \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.4)$$

No entanto, a queda de pressão na região alterada é:

$$\frac{2\pi k_a h}{q_w \mu} (P_a - P_w) = \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.5)$$

Essa duas equações podem ser usadas para a determinação da queda de pressão adicional devida à alteração da permeabilidade nas imediações do poço:

$$\frac{2\pi kh}{q_w \mu} (P'_w - P_w) = \left(\frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.6)$$

Para representar matematicamente a situação física descrita anteriormente, foi criado um modelo de efeito de película. Nesse modelo, admite-se que toda a queda de pressão adicional devida ao dano da formação ocorre em uma película de espessura infinitesimal à parede do poço, conforme ilustra a Figura 2.5.

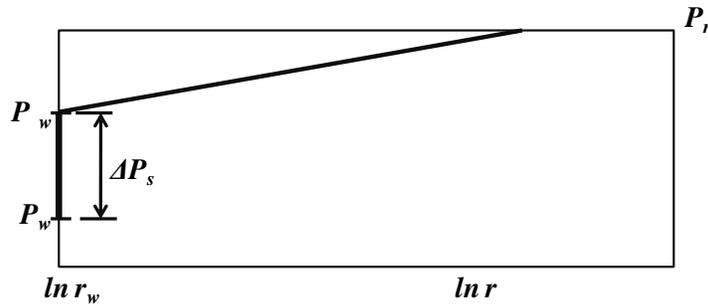


Figura 2.5: Representação do efeito de película (adaptada de Rosa *et al* 2006).

Dessa forma, pode ser definido um fator adimensional s , denominado *fator de película* (*skin factor*), que representa a queda de pressão devida à alteração das características do reservatório. Assim a Equação 2.6 pode ser escrita na forma:

$$\frac{2\pi kh}{q_w \mu} (P'_w - P_w) = \frac{2\pi kh}{q_w \mu} (\Delta P_s) = s \quad (2.7)$$

O termo ΔP_s representa a queda de pressão devida ao efeito *skin*. Para o caso específico de alteração de permeabilidade, a relação entre o fator s , as permeabilidades e o raio da região alterada pode ser obtida comparando-se as Equações 2.6 e 2.7:

$$s = \left(\frac{k}{k_a} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right) \quad (2.8)$$

Quando $k_a < k$, o valor de s é positivo e a indicação é de dano da formação. Para $k_a > k$, o valor de s é negativo, indicando estímulo do poço. Quando $s=0$ a produtividade do poço é a original.

Se esse fenômeno (efeito *skin*) fosse apresentado no reservatório, afetaria o valor do índice de produtividade (produtividade do reservatório) segundo a variação da permeabilidade próxima ao poço. Portanto, considerar esses efeitos no cálculo do IP é necessário. As equações apresentadas anteriormente para representar o efeito *skin* são para o fluxo radial permanente em poços verticais, já que são as mais simples e usadas. A finalidade da explicação deste fenômeno foi mostrar a influência dos efeitos do dano da formação na produtividade do reservatório.

2.1.4. Estimativa do IP do reservatório para poços horizontais

A Figura 2.6 mostra um desenho esquemático de um poço horizontal para produzir em uma única zona. Esse modelo físico considera um reservatório horizontal homogêneo que possui permeabilidade horizontal (k_h) e vertical (k_v) constantes, espessura h , porosidade constante (ϕ) e compressibilidade efetiva da rocha constante (c_f). A produção ocorre através de um poço de raio r_w e comprimento L , localizado a uma distância z_w da base da formação. O reservatório é limitado superior e inferiormente por camadas impermeáveis. Consideram-se pequenos os gradientes de pressão no reservatório e desprezam-se os efeitos gravitacionais. Apenas o trecho horizontal (L) é alimentado pelo reservatório.

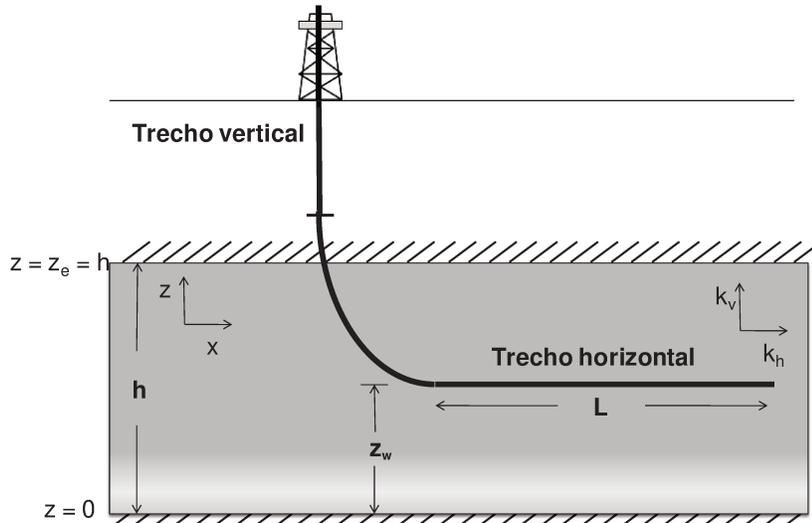


Figura 2.6: Modelo simplificado de um poço horizontal (adaptada de Rosa *et al* 2006).

Sob as mesmas condições e durante um mesmo período de tempo, um poço horizontal drenará uma área maior do reservatório do que um poço vertical. Segundo Joshi (1991), é possível calcular a área de drenagem de um poço horizontal admitindo que essa área seja uma elipse no plano horizontal, com cada extremidade do poço sendo um foco dessa elipse, como ilustra a Figura 2.7. Esta suposição é levada em consideração para o caso de estimar o IP do reservatório para poços horizontais. Na Figura 2.7, o r_{eh} é o raio de drenagem do poço e L o comprimento do poço.

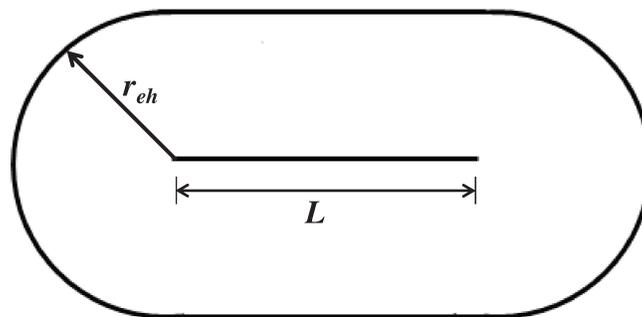


Figura 2.7: Área drenada por um poço horizontal. Adaptada de Rosa *et al.* 2006.

Na literatura, estão disponíveis diversas equações para estimar a produtividade dos poços horizontais, sendo a mais conhecida a equação proposta por Joshi (1988). Em seu trabalho, Joshi apresentou uma equação para calcular a produtividade dos poços horizontais localizados num reservatório anisotrópico ($k_v \neq k_h$) para escoamento em regime permanente.

Ainda nesse trabalho, comparam-se a produtividade entre os poços horizontais e verticais, concluindo-se que um poço horizontal pode produzir de duas a seis vezes mais que um poço vertical, não sendo incluídos efeitos de dano de formação. A seguir a equação proposta por Joshi:

$$IP = \frac{q_h}{P_r - P_w} = \frac{2\pi k_h L}{B_o \mu_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + (h/L) \ln \left[\frac{h}{2r_w} \right] \right\}} \quad (2.9)$$

Onde:

k_h = Permeabilidade horizontal, m²

L = Comprimento do poço horizontal, m

q_h = Vazão de óleo do poço, m³_{sc}/d

P_r = Pressão do reservatório no limite de drenagem, Pa

P_w = Pressão de fluxo no poço horizontal, Pa

B_o = Fator de volume-formação de óleo, m³/ m³_{sc}

μ_o = Viscosidade de óleo, Pa.s

r_w = Raio do poço, m

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

$$a = (L/2) \left[\frac{1 + \sqrt{1 + 4 \times \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4}}{2} \right]^{0,5}, \text{ m} \quad (2.10)$$

Na indústria do petróleo, durante muitos anos utilizou-se o índice de produtividade para avaliar o desempenho dos poços de petróleo. Existem na literatura diversos trabalhos que procuram estimar o valor do IP o mais exatamente possível. Para esse fim, os autores propõem modelos analíticos ou numéricos, que representam, de certa forma, as condições reais de operação do poço e do reservatório, como por exemplo: o cálculo do IP para diferentes regimes de fluxo, considera-se o dano perto do poço, estudam-se reservatórios anisotrópicos etc, sempre levando em consideração a definição do IP; ou seja, a relação entre a vazão de líquidos medida na superfície e o diferencial entre a pressão estática do reservatório e a pressão no fundo do poço.

A maioria dos trabalhos que enfocam o estudo da produtividade dos poços horizontais foi conduzida admitindo-se o conceito de condutividade infinita (sem perda de carga⁴) no trecho horizontal do poço. No caso dos poços verticais, essa suposição é relativamente aceitável, visto que o intervalo do canhoneado é curto comparado com o comprimento que o fluido tem que escoar até a superfície, ou seja, a queda de pressão devido à gravidade, atrito viscoso e outros efeitos no intervalo do canhoneado é desprezível frente à queda de pressão na coluna de produção, e entre o reservatório e o poço. Para o caso dos poços horizontais, essa suposição de condutância infinita não é apropriada, devido à perda de carga por atrito viscoso ao longo do comprimento horizontal. Isso causa alterações na distribuição da pressão dentro do poço ao longo de todo o comprimento, portanto, assumir que a pressão no fundo do poço horizontal seja uniforme não é realista.

2.2. Índice de Desempenho do Escoamento para poços com elevação natural (IDE)

Nesta seção são explicados o conceito e as propriedades do Índice de Desempenho de Escoamento (IDE). Esse parâmetro utiliza dados reais e abundantes de campo que são medidos periodicamente. O IDE é definido pela seguinte relação, válida para regime pseudopermanente ou permanente para poços de elevação natural:

⁴ Sem dissipação de energia por efeitos viscosos e inerciais.

$$IDE = \frac{q_L}{\Phi_M - \Phi_J} \quad (2.11)$$

Onde:

q_L = Vazão diária de líquidos, expressa em unidades de volume padrão por dia, fluindo no elemento de escoamento que liga os nodos M e J (Ver Figura 2.8).

Φ = Potencial de fluxo do nodo, expresso em unidades operacionais de pressão, definido como $p + \gamma \cdot \kappa \cdot z$; Sendo que, nesse nodo, p é a pressão, γ é a densidade da mistura de fases (líquido mais gás produzido) relativa à água padrão, z é a cota gravitacional (em relação a um nível arbitrário de referência) e κ é o gradiente hidrostático padrão da água⁵.

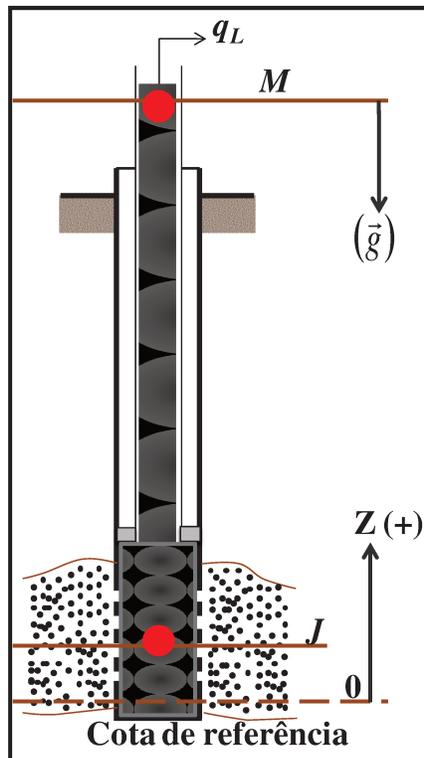


Figura 2.8: Diagrama esquemático do poço para obter o IDE

⁵ $\kappa = 0,433$ psi/ft em unidades no sistema inglês, $\kappa = 0,1$ (kgf/cm²)/m em unidades no sistema métrico e $\kappa = 0,098$ bar/m em unidades no sistema internacional.

Algumas observações:

1. A vazão de líquidos inclui a produção de óleo e água, $q_L = q_o + q_a$;
2. A densidade da mistura de óleo e água dada a partir da média volumétrica das duas fases líquidas na superfície; $\gamma_L = \gamma_o \cdot f_o + \gamma_a \cdot f_a$, onde f_o é a fração volumétrica de óleo e $f_a = 1 - f_o$;
3. A densidade da mistura líquida e gasosa (gás produzido) relativa à água padrão é dada a partir da média volumétrica das duas fases na superfície: $\gamma_m = \gamma_L \cdot f_L + \gamma_{gp} \cdot f_{gp}$, onde f_{gp} é a fração volumétrica do gás produzido e $f_L = 1 - f_{gp}$;
4. O referencial para a cota gravitacional z deve ser o mesmo para todos os nodos do sistema de escoamento; a cota zero é arbitrária, entretanto, optou-se em adotar esta cota na profundidade média do reservatório como origem desta referência;
5. Na indústria do petróleo, o estado padrão refere-se a 14,7 psi e 60°F, no sistema inglês; 1,033 kgf/cm² e 15,5°C, no sistema métrico; e 1,013 bar e 15,5°C no sistema internacional.

2.2.1. Índice de Desempenho do Escoamento de um sistema e seus componentes

O conceito de IDE pode ser empregado para um sistema de produção composto por vários subsistemas. Segundo a Figura 2.9, pode se observar as principais tomadas de pressões dentro do sistema de produção. Desse modo, os principais trechos do sistema de produção são a interface poço-reservatório também referido como completação inferior, a coluna de produção e as linhas de escoamento.

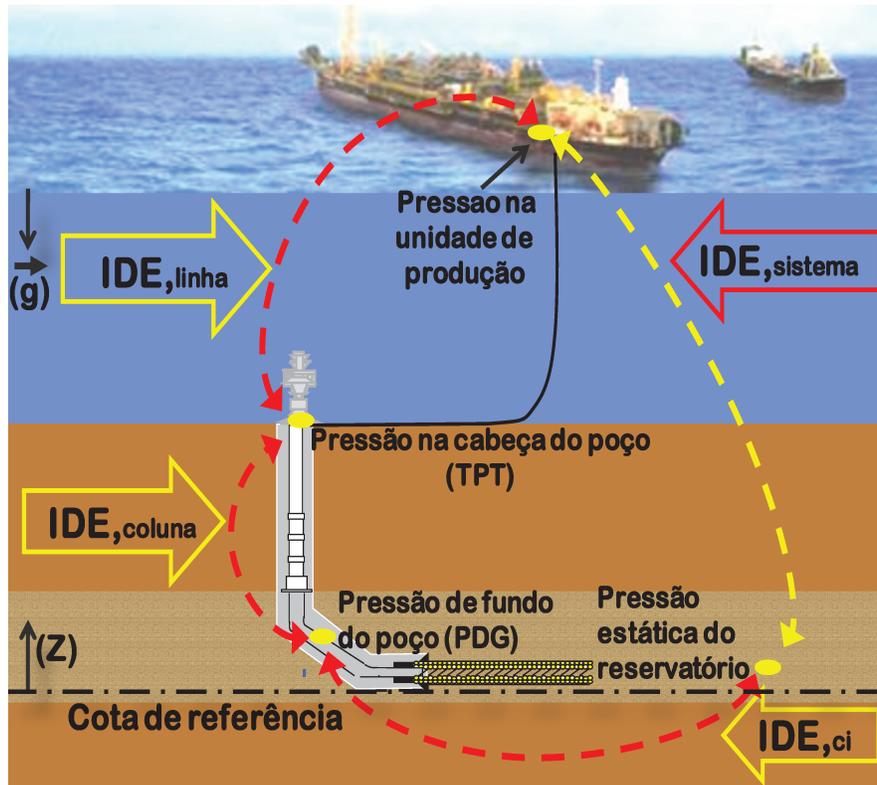


Figura 2.9: Diagrama esquemático para obtenção do IDE

A pressão de escoamento no fundo do poço é medida através do sensor PDG. O TPT (*Temperature Pressure Transducer*) instalado na árvore de natal permite medir a pressão e a temperatura na cabeça do poço. A pressão na unidade de produção é medida automaticamente por um sensor localizado antes da válvula de controle de vazão e a pressão do reservatório é calculada através de testes de formação.

Dependendo das informações disponíveis neste sistema de produção, como por exemplo, as pressões medidas pelos sensores PDG e TPT, pode-se calcular o IDE do sistema e dos subsistemas aplicando as seguintes expressões:

$$IDE \text{ do sistema, } IDE_{sist} = \frac{q_L}{\Phi_r - \Phi_{up}} \quad (2.12)$$

$$IDE \text{ da completção inferior, } IDE_{ci} = \frac{q_L}{\Phi_r - \Phi_{fp}} \quad (2.13)$$

$$IDE \text{ da coluna, } IDE_{\text{coluna}} = \frac{q_L}{\Phi_{fp} - \Phi_{cp}} \quad (2.14)$$

$$IDE \text{ da linha de escoamento, } IDE_{\text{linha}} = \frac{q_L}{\Phi_{cp} - \Phi_{up}} \quad (2.15)$$

Os subscritos que identificam os subsistemas e seus nodos limitantes, são: Φ_r , potencial estático do reservatório (acumulação petrolífera), Φ_{up} , potencial da unidade de produção (estação de coleta do escoamento), Φ_{fp} , potencial do fundo do poço, Φ_{cp} , potencial da cabeça do poço.

Onde:

$$\Phi_r = P_r + \gamma_m \cdot \kappa \cdot Z_r \quad (2.16)$$

$$\Phi_{up} = P_{up} + \gamma_m \cdot \kappa \cdot Z_{up} \quad (2.17)$$

$$\Phi_{fp} = P_{PDG} + \gamma_m \cdot \kappa \cdot Z_{PDG} \quad (2.18)$$

$$\Phi_{cp} = P_{TPT} + \gamma_m \cdot \kappa \cdot Z_{TPT} \quad (2.19)$$

Onde:

γ_m = Densidade da mistura de fases líquida e gasosa (gás produzido) relativa à água padrão na condição de superfície.

κ = O gradiente hidrostático padrão da água.

P_r = Pressão estática do reservatório a uma profundidade específica.

P_{up} = Pressão do escoamento na unidade de coleta de produção.

P_{PDG} = Pressão do escoamento no fundo do poço, medida com o sensor PDG.

P_{TPT} = Pressão do escoamento na cabeça do poço, medida com o sensor TPT.

z_r = Cota de medição da pressão estática em relação à cota de referência.

z_{up} = Cota do sensor instalado para medir a pressão na plataforma em relação à cota de referência.

z_{PDG} = Cota de instalação do sensor PDG em relação à cota de referência.

z_{TPT} = Cota de instalação do sensor TPT em relação à cota de referência

Segundo a equação do IDE_{sist} , pode-se dizer que esse parâmetro expressa a resposta do sistema de produção (reservatório, poço e linha de escoamento), em termos de vazão líquida produzida ao potencial motriz do escoamento, representado pela diferença entre a energia dos fluidos disponível no reservatório (indicada pela sua pressão estática) e a energia dos fluidos requerida na planta de processo (expressa pela pressão e carga piezométrica na plataforma).

Cuidado deve ser tomado no uso das Equações 2.12 a 2.15, uma vez que essas equações só podem ser utilizadas para sistemas que não empregam um método de elevação artificial, pois tais métodos representam uma fonte adicional de energia para promoção do escoamento. Essa foi uma forte motivação para dar continuidade ao parâmetro e para implementá-lo para poços com elevação artificial para aumentar seu grau de aplicação.

2.2.2. Propriedade matemática do IDE

Devido à definição do IDE, a qual considera o mesmo valor da vazão de líquidos (na condição de superfície) para estimar o IDE do sistema e dos subsistemas, e do fato que dois subsistemas consecutivos possuem um potencial de fluxo em comum, o IDE apresenta uma propriedade matemática que relaciona o IDE do sistema e seus subsistemas. Esta relação é definida como (Bordalo-2009):

$$\frac{1}{IDE_{sist}} = \left[\frac{1}{IDE_{ci}} + \frac{1}{IDE_{coluna}} + \frac{1}{IDE_{linha}} \right] \quad (2.20)$$

Note que o IDE do sistema é mais influenciado pelos subsistemas com menores IDE's, portanto, para aumentar o desempenho do sistema devem-se concentrar esforços para melhorar os componentes de piores valores. A partir da Equação 2.20, pode se estabelecer valores limitantes para o IDE do sistema, segundo Bordalo (2009):

- ✓ $IDE_{sist} \leq IDE_{min}$, onde IDE_{min} é o menor índice dentre os subsistemas; isto é, o sistema jamais será melhor do que seu pior componente.
- ✓ $IDE_{sist} \leq \frac{1}{n} IDE_{max}$, onde n é o número de componentes do sistema. Essa condição pode ser mais limitante do que a anterior, quando os subsistemas têm desempenhos próximos (Casos em que $IDE_{max} \leq n \cdot IDE_{min}$). Para componentes mais díspares (quando $IDE_{max} > n \cdot IDE_{min}$), tal condição torna-se irrelevante, prevalecendo o valor limite anterior. A seguinte relação resume esses resultados: $IDE_{sist} \leq menor\{IDE_{min}; \frac{1}{n} IDE_{max}\}$.
- ✓ $IDE_{sist} \geq \frac{1}{n} IDE_{min}$, esta condição fornece o limite inferior, estabelecendo a seguinte faixa para o IDE_{sist} : $\frac{1}{n} IDE_{min} \leq IDE_{sist} \leq menor\{IDE_{min}; \frac{1}{n} IDE_{max}\}$. É interessante observar que, se os subsistemas (_{sub}) têm igual desempenho, então $IDE_{sist} = \frac{1}{n} IDE_{sub}$.

2.3. *Gas-lift* contínuo

Tendo em conta que a aplicação do IDE restringe-se àqueles poços que operam por elevação natural, a contribuição do presente trabalho é estudar o conceito do IDE_{GL} para poços que operam com *gas-lift* contínuo e verificar seu potencial de aplicação. Para um melhor entendimento desta aplicação do IDE_{GL} , primeiro será explicado brevemente o funcionamento método de *gas-lift* contínuo.

A elevação a gás é um dos métodos de elevação artificiais mais utilizados na indústria para manter a produção de petróleo. O objetivo desse processo é reduzir a carga hidrostática no poço, através de injeção de gás. Esse método contempla a injeção contínua (abreviada GLC).

Para o GLC (Figura 2.10) um volume contínuo de gás a alta pressão é introduzido na região anular do poço, passando para o interior da coluna de produção através da válvula operadora de *gas-lift*. O gás injetado gaseifica a coluna de fluido (na coluna de produção) reduzindo a densidade do sistema multifásico (fluidos do reservatório e gás), aumentando o diferencial entre a pressão estática do reservatório e a pressão do fundo do poço, causando um aumento na produção de fluidos do reservatório para o poço. Para alcançar essa meta, é instalada na coluna de produção uma válvula operadora que permitirá o influxo de gás a uma pressão de elevação desejada; uma válvula de injeção no revestimento, que atuará com um orifício variável, para regular a injeção de gás na superfície. Quanto mais próximo ao canhoneado for injetado o gás na coluna, maior será a vazão de óleo produzida. Esse método é indicado para reservatórios com o alto índice de produtividade.

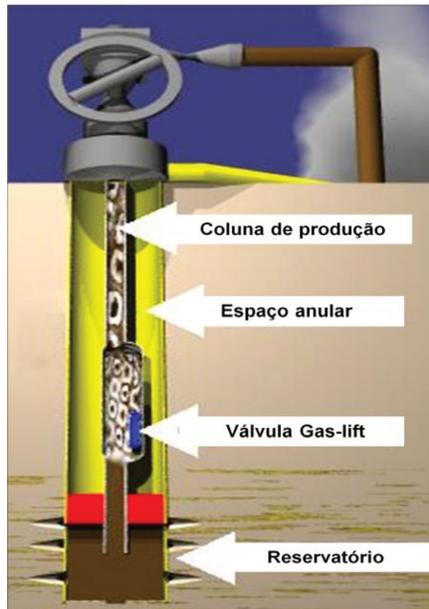


Figura 2.10: Esquema típico de instalação GLC
Fonte: Modificada de http://www.thefullwiki.org/Gas_lift

2.4. Incrustações

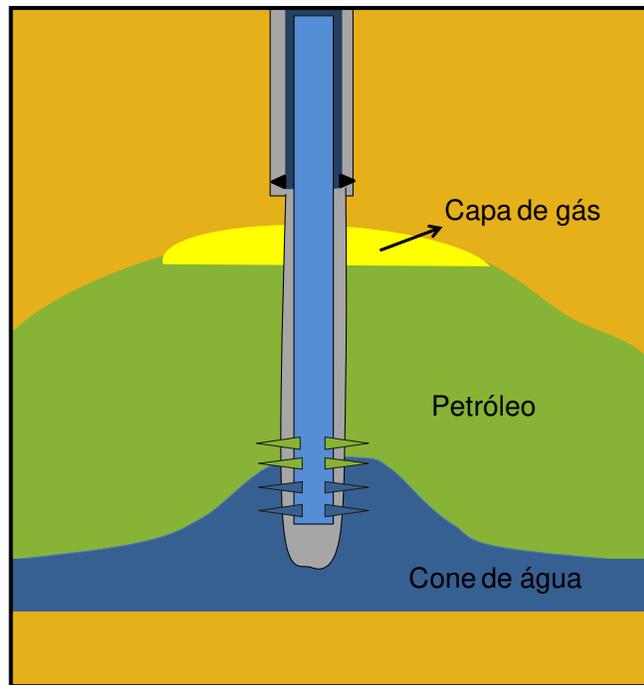
As incrustações são causadas por compostos químicos de natureza inorgânica, que podem ser solúveis ou insolúveis, e que precipitam, acumulando na formação, canhoneados, telas de *gravel packing*, dentro do poço e equipamentos de superfície. Dentre esses compostos, o sulfato de bário é o de mais difícil remoção por ser o mais insolúvel.

Durante as operações *offshore*, a água do mar (rica em sulfatos) é injetada nos reservatórios petrolíferos com a finalidade de manter a pressão destes em um nível desejado durante a produção do óleo; isto pode induzir à formação de incrustação de sulfato de bário, se a água da formação contiver alto teor de bário.

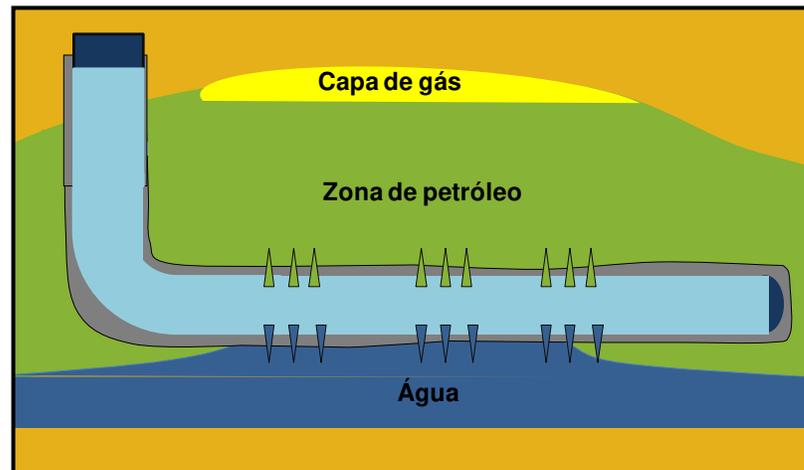
Desse modo, as incrustações ocorrem quando se injeta a água do mar disponível no reservatório, provocando sua mistura com a água original da formação. Essa última contém os cátions Sr^{2+} e Ba^{2+} , que reagem com os sulfatos da água marinha formando sulfatos minerais que se precipitarão no reservatório (danificando a matriz porosa) e no poço (formando incrustações no fundo do poço).

Na Figura 2.11 ilustram-se reservatórios com mecanismo combinado quando se tem um poço vertical ou horizontal. Nesse mecanismo, quando se apresenta um cone de água adjacente à zona do óleo, a facilidade dos sulfatos minerais a depositar-se próximo ao canhoneado é alta, ocasionando a restrição da passagem dos líquidos. Os sulfatos minerais formados acabam se depositando na interface poço-reservatório, arrastados para o canhoneado pelos líquidos produzidos, nas telas *gravel packing*, dentro do poço e nos equipamentos de superfície, forçando ao poço produzir abaixo de seu potencial. Dessa forma, a redução da vazão de líquidos, sobretudo da água, poderia ser um sinal de formação de incrustações dentro do sistema de produção.

Para a remoção das incrustações, utilizam-se sistemas mecânicos e químicos. Para remover tais incrustações nas tubulações (coluna de produção e linhas de escoamento), é realizado hidrojateamento. No caso dos métodos químicos, são utilizados aditivos químicos (inorgânicos) que reagem com as deposições inorgânicas formando um ácido solúvel, água dispersa ou um lodo facilmente bombeável. Quando a remoção química por si só não é suficiente para remover a incrustação, utiliza-se a remoção mecânica combinada, sendo o primeiro método utilizado o mecânico e só após a retirada do excesso do material depositado aplica-se o químico. A remoção mecânica pode ser feita através de uma variada gama de ferramentas e técnicas aplicáveis na coluna de produção e canhoneados.



a)



b)

Figura 2.11: Exemplo de cone de água nos poços vertical (a) e horizontal (b)

2.5. Hidratos

Hidratos são compostos que se formam quando o gás natural proveniente da formação rochosa entra em contato com a água (água do mar, água contida nos fluidos de perfuração ou proveniente do próprio reservatório) sob as condições de alta pressão e baixa temperatura, tipicamente encontradas em águas profundas e ultraprofundas.

Segundo Queiroz (2007), a formação de hidratos pode levar ao aumento da potência de bombeamento (requerido no caso de utilização de bombas no método de elevação), perda de produtividade, redução da vazão ou até mesmo ao bloqueio total da linha, resultando na perda da produção e do equipamento de produção instalado, tal como se pode observar na Figura 2.12, que ilustra o hidrato no interior da linha.



Figura 2.12: Hidratos no interior da linha.

Fonte: (Queiroz, 2007)

Dentro do sistema de produção, as temperaturas mais baixas dos hidrocarbonetos se apresentam no fundo marinho, nas linhas de produção e na cabeça do poço, onde a temperatura atinge 4°C a elevadas pressões. É por essa razão que a formação de hidratos ocorre nessas regiões. Assim, visando manter a temperatura dos hidrocarbonetos acima da temperatura da formação de hidratos na pressão de operação, muitas vezes utiliza-se isolamento em excesso, o que causa um alto custo adicional, devido às grandes extensões envolvidas. Para minimizar o problema, a depressurização da linha é utilizada, pois reduzindo a pressão, reduz-se também a temperatura de formação de hidrato. Outra técnica

usada na indústria é a injeção de inibidores termodinâmicos, como o metanol ou etanol, que reduzem a temperatura de estabilidade dos hidratos.

2.6. Troca da válvula operadora de *gas-lift* (VGL)

As válvulas operadoras de *gas-lift* são dispositivos reguladores de pressão, introduzidos entre a coluna de produção e o revestimento, para controlar o fluxo de gás para o interior da coluna de produção, em profundidades predeterminadas. Seu mau funcionamento afetaria a capacidade de produção do poço, portanto, tornando-se necessária a elaboração de um plano de manutenção preventivo para manter as condições ótimas de operação dessas válvulas.

Frequentemente, para evitar falhas nas válvulas de *gas-lift*, aproveita-se uma intervenção realizada no poço para a troca desses dispositivos. Nos casos de estudo, que serão apresentados no Capítulo 5, nas intervenções de alguns poços, por motivo de remoção de incrustações, se corrigiu a comunicação entre a coluna de produção (COP) e o anular trocando a VGL. A troca é feita devido ao bloqueio que incrustações inorgânicas poderiam causar nos orifícios da válvula e desse modo, fazer que a VGL opere de uma inadequada. Esse tipo de operação previne que a VGL funcione incorretamente depois da intervenção do poço.

Essa troca nem sempre indica que a VGL apresenta problemas de operação e que necessita substituição; na maioria das vezes, a troca é feita para aproveitar a intervenção dentro do poço com o objetivo de prevenir falhas posteriores, que forçariam uma segunda intervenção ocasionando maiores custos.

Conforme mencionado, foram abordados os princípios físicos e químicos dos possíveis problemas encontrados no campo, com o objetivo de propiciar um melhor entendimento da análise realizada nos casos de estudo descritos no Capítulo 5.

CAPÍTULO 3

3. ÍNDICE DE DESEMPENHO DO ESCOAMENTO PARA GAS-LIFT CONTÍNUO (IDE_{GL})

Neste capítulo será dada continuidade ao estudo do IDE, utilizando-se a definição do mesmo para poços que operam com *gas-lift* contínuo. Primeiro será explicado o princípio físico da injeção de gás.

Na Figura 3.1, é representado tal princípio, no qual a cota de referência está na base do reservatório, o nodo M se localiza no canhoneio e o nodo J na superfície. As linhas descontínuas vermelhas representam a variação da componente hidrostática da pressão na coluna de produção. A densidade da mistura relativa à água padrão antes da válvula *gas-lift* (γ_{mc}) corresponde ao óleo, água e gás produzidos, calculada com as frações volumétricas na condição de superfície. A densidade da mistura: óleo, água, gás produzido e gás injetado depois da válvula *gas-lift* - γ_{ms} -; também é estimada nas condições de superfície.

O efeito da redução da densidade da mistura devida à injeção de gás é a diminuição do gradiente piezométrico, ou seja, menor carga gravitacional, que permite uma maior vazão dos fluidos à partir da pressão do fundo do poço (P_M), como é mostrado pelas linhas descontínuas. No entanto, se não houvesse injeção de gás, o gradiente piezométrico desde o fundo do poço seria constante (linha contínua), e se teria um maior contra-potencial hidráulico frente ao reservatório; como consequência, ocorreria uma menor vazão de óleo produzido.

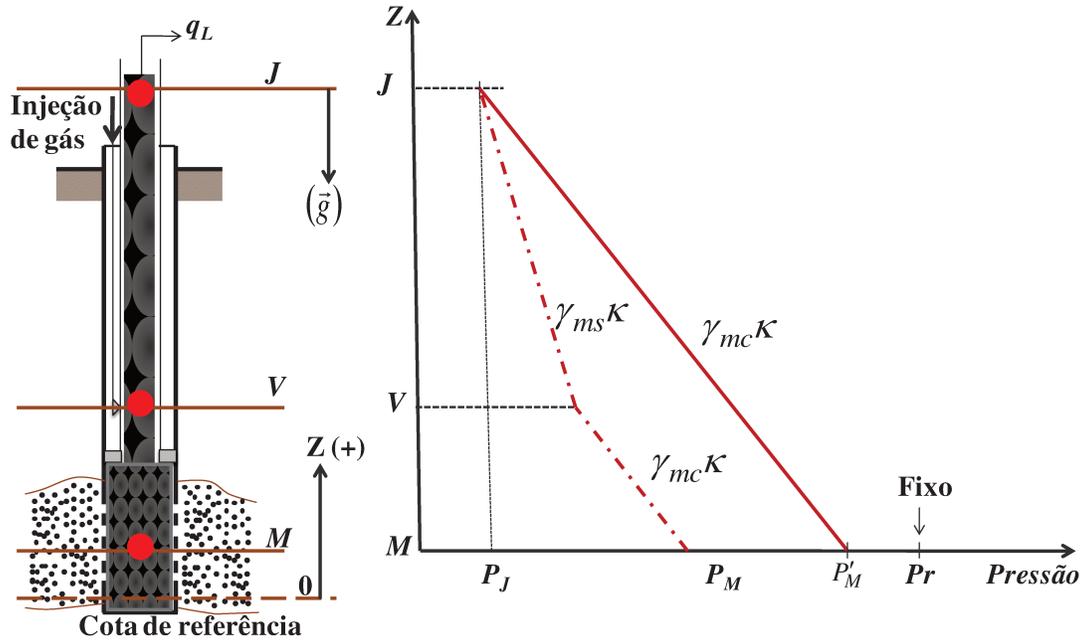


Figura 3.1: Esquema do gradiente de pressão em poços com elevação a gás, condição estática

Segundo a Figura 3.1 e através das Equações 3.1 e 3.2, pode-se estimar as pressões P'_M e P_M , respectivamente. Neste caso, $P'_M > P_M$, isto se deve ao fato de que o valor da densidade da mistura óleo, água e gás produzido (γ_{mc}) é maior aproximadamente em 100 vezes ao valor da densidade da mistura óleo, água, gás produzido e gás injetado (γ_{ms}), as duas densidades são relativas à água padrão. Assim, a injeção de gás na coluna de produção fará com que o diferencial entre a pressão do reservatório e a pressão no fundo do poço seja maior, aumentando a vazão de líquidos produzidos pelo reservatório.

$$P'_M = P_J + \gamma_{mc} \cdot \kappa \cdot (z_J - z_M) \quad (3.1)$$

$$P_M = P_J + \gamma_{mc} \cdot \kappa \cdot (z_v - z_M) + \gamma_{ms} \cdot \kappa \cdot (z_J - z_v) \quad (3.2)$$

Onde:

$$P'_M > P_M;$$

$$(z_v - z_M) < (z_J - z_v);$$

Dessa forma, considerando esse principio físico, o índice de desempenho do escoamento para poços que operam com elevação a gás (IDE_{GL}) é definido pela Equação 3.3, obtido no regime pseudopermanente ou permanente e a partir de dados medidos pelos sensores.

$$IDE_{GL} = \frac{q_L}{\Phi_M - \Phi_J - \Phi_{vg}} \quad (3.3)$$

Onde:

q_L : Vazão diária de líquidos, expressa em unidades de volume padrão por dia, fluindo no elemento de escoamento que liga os nodos M e J .

Φ_M e Φ_J : Potencial de fluxo dos nodos M e J , expresso em unidades operacionais de pressão, definido como $p + \gamma \cdot \kappa \cdot z$; Sendo que, nos nodos, p é a pressão medida, γ é a densidade da mistura (fases líquida e gasosa) relativa à água padrão, z é altura gravitacional em relação à cota de referência e κ é o gradiente hidrostático padrão da água. Φ_M seria o nodo a montante e o Φ_J o nodo a jusante do escoamento.

Φ_{vg} : "*rebaixamento de carga piezométrica*" na válvula de *gas-lift*, expresso em unidades operacionais de pressão, definido como $(\gamma_{mc} - \gamma_{ms}) \cdot \kappa \cdot z_v$; sendo que, γ_{mc} é a densidade da mistura (líquido mais gás produzido) relativa à água padrão antes da injeção de gás, γ_{ms} é a densidade da mistura (líquido mais gás produzido da formação e injetado) relativa à água padrão depois da injeção de gás, ambas densidades medidas na condição de superfície a partir das frações volumétricas, z_v é a altura gravitacional da válvula *gas-lift* em relação à cota de referência e κ é o gradiente hidrostático padrão da água.

Algumas observações:

1. A vazão de líquidos inclui a produção de óleo e água, $q_L = q_o + q_a$;
2. A densidade da mistura de óleo e água relativa à água padrão é a média das densidades do óleo e da água ponderadas por suas respectivas frações volumétricas

na mistura em condição de superfície; $\gamma_L = \gamma_o \cdot f_o + \gamma_a \cdot f_a$, onde f_o é a fração volumétrica de óleo e $f_a = 1 - f_o$ é a fração volumétrica de água.

3. A densidade da mistura líquida e gasosa (só gás produzido da formação) relativa à água padrão no nodo M é a média das densidades dos fluidos ponderadas por suas respectivas frações volumétricas na mistura em condição de superfície: $\gamma_{mc} = \gamma_L \cdot f_L + \gamma_{gp} \cdot f_{gp}$, onde f_{gp} é a fração volumétrica do gás produzido da formação e $f_L = 1 - f_L$;
4. A densidade da mistura líquida e gasosa (gás produzido da formação e injetado) relativa à água padrão no nodo J é a média das densidades dos fluidos ponderadas por suas respectivas frações volumétricas na mistura em condição de superfície: $\gamma_{ms} = \gamma_L \cdot f_{Lv} + \gamma_{gpi} \cdot f_{gpi}$, onde f_{gpi} é a fração volumétrica do gás produzido da formação e injetado, e $f_{gpi} = 1 - f_{Lv}$; $f_{gpi} = \frac{q_{gpi}}{q_{gpi} + q_L}$; $q_{gpi} = q_{gp} + q_{gi}$. Onde q_{gp} é a vazão do gás produzido da formação, q_{gi} é a vazão do gás injetado e q_{gpi} é a vazão do gás produzido da formação e injetado. f_{Lv} é a fração volumétrica do líquido produzido (água e óleo) em relação ao total de fluido produzido (Água, óleo, gás injetado e produzido da formação). Todas em condição de superfície.
5. O referencial para a cota gravitacional z deve ser o mesmo para todos os nodos do sistema de escoamento; a cota zero é arbitrária, entretanto, optou-se em adotar a cota na profundidade média do reservatório como origem desta referência. Nesta mesma cota estima-se a pressão estática do reservatório.

3.1. Índice de Desempenho do Escoamento de um sistema e de seus componentes

Da mesma maneira que o IDE (para poços a elevação natural), o IDE_{GL} pode ser empregado para um sistema de produção (com método de elevação a gás) composto por vários subsistemas de escoamento. Na Figura 3.2 pode-se observar tal sistema.

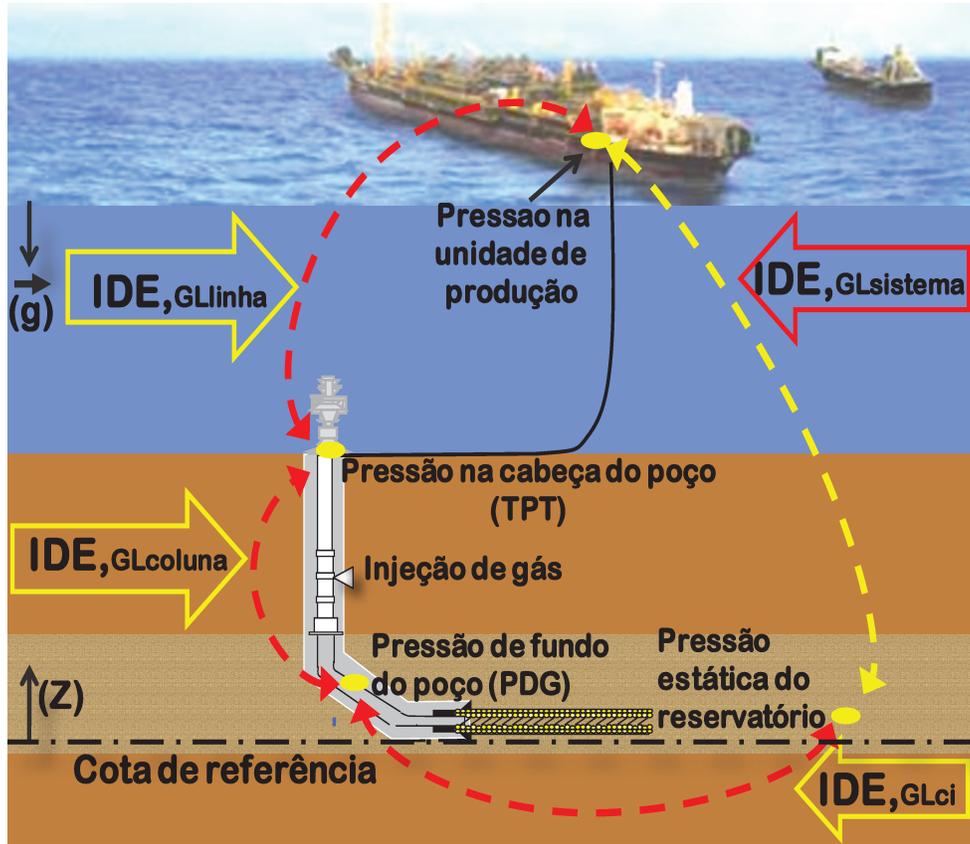


Figura 3.2: Diagrama esquemático para a obtenção do IDE_{GL}

Novamente, se observam no diagrama as tomadas das principais pressões, mas a diferença aqui é a injeção do gás na coluna de produção (método de elevação *gas-lift*). As pressões no fundo e na cabeça do poço são medidas pelos sensores PDG e TPT, a pressão estática do reservatório é estimada a partir de testes de formação, a pressão na plataforma é registrada por um sensor localizado antes da válvula de *choke*.

Aplicando a definição da equação 3.3 pode-se escrever:

$$IDE_{GL} \text{ do sistema, } IDE_{GLsist} = \frac{q_L}{\phi_r - \phi_{up} - \phi_{vg}}; \quad (3.4)$$

$$IDE_{GL} \text{ da completção inferior, } IDE_{GLci} = \frac{q_L}{\phi_r - \phi_{fp}}; \quad (3.5)$$

$$IDE_{GL} \text{ da coluna, } IDE_{GLcoluna} = \frac{q_L}{\phi_{fp} - \phi_{cp} - \phi_{vg}}; \quad (3.6)$$

$$IDE_{GL} \text{ da linha de escoamento, } IDE_{GLlinha} = \frac{q_L}{\phi_{cp} - \phi_{up}} ; \quad (3.7)$$

Onde:

$$\phi_r = P_r + \gamma_{mc} \cdot \kappa \cdot Z_r \quad (3.8)$$

$$\phi_{up} = P_{up} + \gamma_{ms} \cdot \kappa \cdot Z_{up} \quad (3.9)$$

$$\phi_{fp} = P_{PDG} + \gamma_{mc} \cdot \kappa \cdot Z_{PDG} \quad (3.10)$$

$$\phi_{cp} = P_{TPT} + \gamma_{ms} \cdot \kappa \cdot Z_{TPT} \quad (3.11)$$

$$\phi_{vg} = (\gamma_{mc} - \gamma_{ms}) \cdot \kappa \cdot Z_V \quad (3.12)$$

Onde:

γ_{mc} = Densidade da mistura da fase líquida e gasosa (gás produzido da formação) antes da válvula de *gas-lift* na condição de superfície.

γ_{ms} = Densidade da mistura da fase líquida e gasosa (gás produzido da formação e injetado) depois da válvula *gas-lift* na condição de superfície.

Z_V = Cota da instalação da válvula de *gas-lift* em relação à cota de referência.

3.2. Propriedade matemática do IDE_{GL}

Do mesmo modo que para o índice de desempenho do escoamento para o sistema de produção por elevação natural, o IDE_{GL} apresenta a mesma propriedade matemática, definida pela seguinte formula:

$$\frac{1}{IDE_{GLsist}} = \left[\frac{1}{IDE_{GLci}} + \frac{1}{IDE_{GLcoluna}} + \frac{1}{IDE_{GLlinha}} \right] \quad (3.13)$$

Cabe mencionar, que os valores limitantes mencionados no item 2.2.2 também são aplicados neste caso.

3.3. Comparação entre o IP e o IDE_{GL}

A seguir será realizada uma comparação entre o IP e o IDE_{GL} , parâmetros usados para avaliar a produtividade dos poços. Para isso são discutidos os métodos para suas estimativas e as vantagens e desvantagens de cada um.

Segundo Arturo, 2008, através dos testes de formação (em que se fecha o poço até alcançar o estado estático e depois se coloca o poço para produzir), são estimados o índice de produtividade e a pressão estática do reservatório. Nesses testes, o IP normalmente é medido em regime transiente, e a queda de pressão estática é registrada próxima ao poço, o que pode levar a valores otimistas, já que os efeitos dentro do poço ou de outros poços próximos (injetores ou produtores) podem interferir nesta medida. No caso do índice de desempenho do escoamento, sua estimativa é feita após a estabilização da produção, ou seja, em regime permanente ou pseudopermanente proporcionando dados mais representativos.

Os dois parâmetros levam em consideração a vazão de líquidos na superfície. Para avaliar a produtividade e determinar o IP, ao longo da vida dos poços é feita uma perfilagem de produção (PLT), que, por sua vez, acaba interferindo nessa vazão para os poços horizontais. Tal perfilagem é realizada para esses tipos de poços com uma ferramenta chamada coiled tubing (flexitubo), que é descida dentro da coluna de produção, restringindo, assim, o fluxo no mesmo. Além disso, normalmente, para não ser arrastada esta ferramenta durante a perfilagem, a vazão é restringida, forçando uma redução da vazão real do poço e acarretando em um valor menor do IP. No caso do IDE, para todos os poços, a vazão de líquido é registrada no separador, sendo essa a vazão que o reservatório fornece para o poço sem nenhuma restrição ao escoamento.

O IP considera os efeitos de escoamento entre o reservatório (onde é medida a pressão estática) e o poço (onde é medida a pressão no fundo do poço). O IDE do sistema

além de considerar esses efeitos, incorpora as perdas de cargas impostas ao fluido na coluna de produção e nas linhas de escoamento. Depois do abrangente e tedioso processo de unificação dos dados das diferentes áreas do campo, o IDE é relativamente fácil de se obter porque aproveita as informações fornecidas pelos instrumentos de medição instalados no sistema de produção; a vazão de líquidos produzidos é informada mensalmente pela operadora à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural & Bicom bustíveis (ANP). A pressão estática da formação é um dos parâmetros mais monitorados e calibrados do campo.

Na Tabela 3.1 é apresentado um quadro comparativo entre as principais diferenças entre os dois parâmetros segundo a autora Arturo (2008).

Tabela 3.1: Quadro comparativo entre o IP e o IDE

Índice de Produtividade IP	Índice de Desempenho do Escoamento - IDE_{GL}
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estimado a partir de testes de formação, é otimista já que é medido em regime transiente. ➤ Estimado através de correlações de escoamento, pode ser inexato devido aos erros introduzidos nos modelos ➤ Obtido por perfilagem de produção (poços horizontais), é subestimado devido à interferência da ferramenta de perfilagem na produção. ➤ Considera os efeitos do reservatório e da interface poço-reservatório. ➤ Pode ser estimado medindo a pressão no fundo do poço por meio do sensor PDG tornando-o mais robusto. ➤ A partir de seu valor pode se estimar a permeabilidade da formação. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Pode ser estimado em regime permanente ou pseudopermanente, ➤ Obtém valores mais confiáveis, pois é estimado a partir de medições feitas pela instrumentação dos poços (condições reais). ➤ Já organizada a base de dados é fácil de obter devido a utilizar dados medidos periodicamente no poço. ➤ Além de considerar os efeitos do reservatório, e da interface poço-reservatório considera os efeitos das perdas de carga imposta ao fluido na coluna de produção e nas linhas de escoamento.

3.4. Aplicações do IDE_{GL}

Aqui são listadas as possíveis aplicações e usos do índice de desempenho do escoamento:

- O IDE_{GL} permite identificar aqueles poços problemáticos, os quais não estão produzindo dentro do esperado. Estudando e comparando o comportamento do IDE_{GLsist} , IDE_{GLci} , $IDE_{GLcoluna}$ e $IDE_{GLlinha}$ no tempo (identificando quais dos subsistemas apresentam variações bruscas ou tendências decrescentes), pode-se identificar o trecho que está apresentando o problema. No Capítulo 5, serão apresentados casos para diagnosticar a presença de problemas no sistema de produção.
- Pode ser usado como ferramenta de análise do campo para avaliar as instalações usadas nos poços de altos desempenhos e, assim, utilizar as informações destes no planejamento de novos poços naquele campo, para conseguir melhores resultados.
- Permite estudar a influência das diferentes tecnologias empregadas na contenção de areia, comparando o desempenho do IDE_{GLci} médio para diferentes grupos de poços classificados segundo seu método de contenção. Em relação a este, será feito um estudo de caso no Capítulo 5.
- Permite comparar o desempenho dos sistemas que estão produzindo para uma mesma unidade estacionária de produção (UEP). Por exemplo, comparando o desempenho de vários grupos de poços, os quais são classificados segundo o tipo de geometria, do método de contenção de areia, da configuração do *riser*, comprimento das linhas de produção e do canhoneado etc, com o objetivo identificar os melhores poços para usar tais sistemas no planejamento de novos poços naquela UEP.

CAPÍTULO 4

4. ORGANIZAÇÃO DA BASE DE DADOS

Neste capítulo descreve-se a metodologia desenvolvida no presente trabalho, que tem como objetivo orientar o processo para estimar os valores do índice de desempenho do escoamento do sistema e seus subsistemas para poços de um mesmo campo e uma mesma zona produtora, calculados em um certo período de produção do campo. Para tanto, foi preciso realizar uma coleta de informações e organizar uma base de dados abrangente.

4.1. Coleta de Dados

Para a realização deste estudo, utilizou-se os dados coletados por Arturo (2008) em seu trabalho. Para essa coleta, Arturo deslocou-se até uma das unidades de negócios da Petrobras. O levantamento dessas informações levou aproximadamente um mês devido ao fato dos dados se encontrarem espalhados nas diversas áreas da empresa. Os dados e informações foram coletados das diferentes áreas de especialização das unidades de negócios *upstream*⁶, a saber:

- ✓ Automação;
- ✓ Engenharia submarina;
- ✓ Engenharia de reservatórios;
- ✓ Interpretação de testes e perfis;
- ✓ Acompanhamentos de produção;

⁶ 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.

- ✓ Elevação e escoamento;
- ✓ Engenharia de poço.

Os dados coletados foram fornecidos com a autorização da Petrobras, e, por razões de segurança e confidencialidade, os nomes dos poços, plataformas e zona produtora foram substituídos por nomes fictícios.

Esses dados foram filtrados para o mesmo campo e a mesma zona produtora com o objetivo de normalizar a análise, de forma que todos os poços tivessem as mesmas características do reservatório e iguais propriedades de fluidos. Como resultado desse filtro, obtiveram-se 88 poços que operam com *gas-lift* contínuo, que produzem através de sete unidades estacionárias de produção (UEP). Os dados coletados se apresentam a seguir:

- ✓ 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.
- ✓ Boletim de completação dos poços.

A pressão estática é medida nos testes de formação realizados para varias profundidades verticais; esse parâmetro é um dos mais monitorados e calibrados no campo. A pressão na plataforma é medida por um sensor na plataforma antes do choke de controle de vazão. As pressões de escoamento do poço são estimadas através de sensores localizados na cabeça e no fundo do poço. No relatório da trajetória e completação dos poços, é reportada a profundidade de instalação dos sensores de medição e válvulas *gas-lift*.

Os dados de produção e das pressões para cada poço devem estar na mesma data de medição, visto que o valor e o comportamento dessas variáveis dependem entre si; além disso, pretende-se estimar o IDE_{GL} para cada data de medição. No histórico de produção, são reportadas as vazões de líquidos, de gás injetado e de gás produzido pela formação em

condição de superfície, além das propriedades dos fluidos necessárias para estimar as densidades da mistura. O tipo de completação serve para identificar aqueles poços que operam com *gas-lift* e elevação natural, assim como o tipo de contenção de areia empregado para cada poço (essa informação é necessária para o caso de aplicação que será mostrado no Capítulo 5). No boletim de completação, estão registradas as alturas de instalações dos sensores PDG e TPT e da válvula operadora de *gas-lift*.

Verificou-se durante o processo de ordenamento dos dados que 12 poços foram fechados antes do ano de 2004, reduzindo o número total de poços para 76. Nota-se também que, para 13 poços, os dados de IP calculado com correlações não estavam disponíveis, assim como os dados de comprimento da coluna de produção e das linhas de escoamento, o número de poços analisados foi reduzido, portanto, para 63. Desses 63 poços, 9 são verticais, 31 direcionais e 23 horizontais.

Os dados das pressões no fundo e na cabeça do poço foram obtidos através dos sensores PDG e TPT, respectivamente, no setor de automação da Petrobras, denominado de PI (*Plant Information*). Esse setor automatiza a coleta, o armazenamento e a apresentação de dados de processos. A obtenção das pressões de escoamento na plataforma (UEP) foi feita através do sensor no manifold de entrada na planta de processo, antes do dispositivo de controle de vazão, que pode ser um *choke* ou um *bean*. Os dados de linhas de escoamento foram consultados com a permissão da Gerência de Elevação e Escoamento dos Ativos.

Entretanto, ressalta-se que, atualmente, estes dados são subutilizados apesar dos esforços no desenvolvimento de ferramentas de análise e gerenciamento de dados, ou seja, a capacidade atual de análises de informações ainda está muito aquém da capacidade de medir.

Cada um dos setores mencionados anteriormente tem armazenado informações valiosas sobre as condições reais de operação tanto do poço como do reservatório, mas a capacidade de conexão de dados entre cada setor é baixa. Para que as informações sejam aproveitadas ao máximo é necessário que haja sua integração nos diversos setores.

A motivação do presente trabalho é o aproveitamento desse volume de dados disponíveis em diferentes setores, nos quais são necessárias a organização, integração e racionalização dos mesmos. Esse processo “resultaria” em uma base de dados bastante ampla com muita informação valiosa.

4.2. Organização e integração dos dados

Aqui os dados do histórico de produção e das pressões medidas pelos sensores são organizados para cada poço, de acordo com a data de medição dessas variáveis.

Primeiro, agruparam-se todos os poços com seus respectivos dados de produção em uma única base (como representa a Tabela 4.1). Nessa base, estão indicadas as vazões de óleo, água produzida, o gás produzido da formação e o gás injetado para cada poço, em diferentes datas. Foram incluídos os poços que tinham informações disponíveis dos sensores PDG e TPT (na mesma data de medição dos dados de produção).

Tabela 4.1: Representação do formato dos dados de produção fornecidos em condição de superfície

Nome do poço	Data	Vazão de óleo (m ³ /d)	Vazão de gás produzido formação (m ³ /d)	Vazão de água (m ³ /d)	Vazão de gás injetado (m ³ /d)
SW y1	d1/m1/a1	xx	xx	xx	xx
SW y2	d2/m2/a2	xx	xx	xx	xx

Para estimar os potenciais de fluxo e o potencial de rebaixamento piezométrico, é necessário saber as alturas das instalações da válvula de injeção de gás, dos sensores PDG, TPT e o sensor localizado na plataforma para cada poço. Estes valores foram obtidos a partir do boletim de completção dos poços e posteriormente registrados na base de dados atual.

A pressão estática do reservatório é obtida por meio de testes de formação realizados em várias profundidades verticais. Para calcular o IDE_{GL} do sistema e da completção inferior é necessário levar tais pressões estáticas a um ponto de referência. Para isso, primeiro são agrupadas todas as pressões estáticas do reservatório medidas (a diferentes profundidades), e, em seguida se define uma cota de referência dentro do reservatório (que

pode ser a profundidade média), valido para todos os nodos do sistema de escoamento. Nesse caso, optou-se por tomar a profundidade média do reservatório de 2618 m como cota de referência.

O formato dos valores tratados podem ser observados na Tabela 4.2. Na tabela, o volume acumulado do óleo, da água e do gás produzido do campo e a pressão do reservatório a diferentes profundidades verticais (cota) são reportados para cada poço, em diferentes datas de produção.

Tabela 4.2: Formato dos dados da pressão estática do reservatório

Nome do poço	Data	Volume de óleo (m ³)	Volume de água produzida (m ³)	Volume de gás produzido (m ³)	Pressão reservatório (kgf/cm ²)	Cota (m)
SW y1	d1/m1/a1	xx	xx	xx	xx	xx

Obtém-se, dessa forma, uma base de dados que fornece informações para uma melhor compreensão de vários fenômenos físicos que acontecem dentro deste sistema de produção. Uma característica notável do IDE_{GL} é que ele agrupa varias informações da base de dados e as representa como um índice global do desempenho tanto do sistema quanto de seus trechos.

4.3. Características do campo em estudo

As informações descritas do campo são provenientes de diferentes artigos que por questões de confidencialidade da Petrobras não são referenciadas já que se é assim, seria mostrado o nome do campo.

O campo em estudo compreende uma área de 165 km², sob uma lamina d'água entre 600 m e 1100 m. O grau API do óleo varia de 18° a 21° na área principal do campo; a viscosidade do óleo no reservatório está entre 4 cP e 8 cP, e a pressão de saturação é de 22 kgf/cm² (2,15 MPa). No final do ano 2010, a produção do campo em torno de 85.000 m³/d (535.000 bpd); a injeção de água, de 101.000 m³/d (640.000 bpd); o fator de recuperação, de 7,2 %, a produção de água, de 3.300 m³/d (bsw = 3,7%); e a relação gás-óleo (RGO) era

igual à razão de solubilidade inicial, $80 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Um total de 92 poços está operando, sendo 60 poços produtores e 32 poços injetores de água.

O campo em estudo é composto por *lobos turbiditos* (sedimentos), que preenchem uma inclinação interna, com alta depressão desenvolvida por deslizamento descendente dos evaporitos subjacentes aptianos. Uma característica do reservatório é a de compreender várias camadas juntas, poucos consolidadas, não estratificadas, médio de arenitos muito finos com limo e teores de argila muito baixos. A porosidade e permeabilidade são relativamente homogêneas, normalmente na faixa de 27% - 30% e 1000 md - 2000 md, respectivamente. Todas as fácies dos arenitos são pouco-consolidadas, pouco-uniformes, tem média baixa de limo (<10%) e de teor de argila (<2%). A maioria da areia rica do reservatório forma parte de 5 m - 60 m de espessura, 2 km - 8 km largura e 5 km - 12 km de comprimento de *lobos turbiditos*.

4.3.1. Conexões das linhas de fluxo e as árvores de natal submarinas (ANM)

Devido à profundidade da lamina d'água sobre o campo, as cabeças dos poços estão além do limite dos mergulhadores, sendo, portanto, instaladas árvores de natal operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (diverless guidelineless - GLL) nos poços. Essas ANM's já descem com as linhas de fluxo e controle conectadas diretamente à ANM ou conectadas alternativamente a uma base adaptadora de produção (BAP), descida antes da própria ANM. Essa técnica implica certas limitações, tal como o fato de que a conexão deve ser realizada diretamente à unidade de produção flutuante, em lugar de um manifold submarino, que levou ao desenvolvimento do método de conexão vertical. Nesse método cada poço tem suas linhas de produção e o riser comunicados diretamente à plataforma de produção, sem a necessidade de utilizar manifolds.

4.3.2. Mecanismo de contenção de areia

O campo em estudo é pouco-consolidado e requer a instalação de mecanismos de contenção de areia. O primeiro mecanismo a usar-se no campo foi o método *gravel pack* (GP), o qual foi uma das operações de completação mais difíceis e complexas realizadas nos primeiros poços, essas operações foram realizadas desde plataformas flutuantes sob

condições ambientais difíceis (grandes ondas), mas estas operações foram aprimoradas ao longo do tempo.

Apesar dos avanços tecnológicos na qualidade do *gravel* (deposição de areia ou cerâmica de granulometria selecionada), nos métodos para remover as impurezas do poço, nos fluidos de filtração e nas perfurações, a alta qualidade do gravel pack não garantia que os poços produzissem de forma tão eficiente, como teoricamente deveriam. Assim, tentando aperfeiçoar a eficiência do GP e minimizar a queda de pressão ocasionada pelo GP, foi introduzida a técnica de fraturamento hidráulico *Frac-Pack (FP)*, que apresenta o mesmo desempenho que o GP. Cabe ressaltar que o GP e FP são usados para poços verticais e direcionais.

A utilização de poços horizontais nesse campo tem sido uma alternativa factível quando comparados o custo-desempenho entre estes poços e o custo-desempenho dos poços verticais e direcionais completados com GP e FP. Embora, com a introdução dos poços horizontais, os problemas relacionados à estabilidade do poço deveriam ser considerados na fase da perfuração e durante a vida produtiva do poço. Não obstante, geralmente as vantagens econômicas das completações horizontais compensam as dificuldades técnicas que se tem durante a perfuração e a produção. No entanto, para que essas vantagens se apresentem, precisa-se de um eficiente trabalho de completação nos poços porque sendo o reservatório de arenitos poucos consolidados e de grãos muito finos, o que ocasionaria a produção de areia afetando o desempenho do poço. Além disso, o desempenho do poço depende também da forma como os intervalos de produção foram perfurados. Assim, para aumentar a área da zona de produção e a taxa de produção do óleo, a completação de poços abertos (não revestidos) é a abordagem necessária para completar os poços horizontais.

Pesquisas e estudos sobre modelos físicos foram levados a cabo, confirmando que o *Gravel Pack*, instalado corretamente nos poços horizontais, permitiria a retenção de areia da formação para o poço. Esses estudos avançaram e a técnica mais nova introduzida nos poços horizontais para o controle de areia, nesse campo, é a tela expansível (*expandable screen*).

4.3.3. Medidores no fundo do poço (*Downhole gauges*)

Como no campo só há poços submarinos, a utilização dos medidores de pressão de fundo (*Pressure Downhole Gauges* - PDG) é a forma mais rentável (custo-benefício) para se coletar dados do poço. O sistema PDG foi aperfeiçoando ao longo do tempo e se tornou um método confiável para o monitoramento do poço. Várias ações foram importantes para a evolução e melhora da qualidade das instalações realizadas no campo, tais como o uso de medidores de quartzo em vez de medidores de deformação e o desenho do cabo de fundo do poço⁷ com alta resistência para suportar os impactos mecânicos. Dentro do poço, há dois sensores localizados para medir a pressão e temperatura na cabeça e no fundo do poço, o sensor TPT (*Temperature Pressure Transmitter*) e o sensor PDG, respectivamente.

4.3.4. Características das linhas de produção e do método de *gas-lift*

Devido a sua alta produtividade, e para facilitar o gerenciamento do reservatório, a maioria dos poços está conectada individualmente às suas respectivas unidades de produção. Os *manifolds* submarinos foram empregados apenas quando as unidades de produção atingiram os números máximos de riser.

As linhas de produção são normalmente de 0,1 metros (4 in) de diâmetro, enquanto o *riser* podem ter entre 0,1 metro (4 in) e 0,15 metros (6 in) de diâmetro, dependendo da produção esperada. A maioria dos poços é equipada com colunas de produção de 0,15 metros (5,5 in) de diâmetro e uma só válvula de orifício para *gas-lift*. Alguns poços com alta produção foram completados com diâmetro de coluna de 0,18 metros (7 in) de diâmetro.

O método de *gas-lift* foi escolhido devido a sua alta confiabilidade obtida no campo Basin. Apesar do baixo grau API do petróleo do campo em estudo, sua RGO (incluindo somente a vazão de gás produzido da formação, i.e., sem o gás injetado) perto de 80 m³/m³ e o fato de que todos os poços estão equipados com árvore de natal molhada reforçou a

⁷ O cabo que sujeita os medidores dentro do poço a árvore de natal.

escolha para o método *gas-lift*. A elevação a gás é fornecida aos poços através de linhas de injeção individuais, normalmente de 0,06 metros (2,5 in) de diâmetro, operando a uma pressão de compressão máxima de 170 kgf/cm² (16,67 MPa).

Para os poços afastados da unidade de produção e aqueles com baixas produções, o óleo do campo pode apresentar cristais de parafinas. Para evitar perdas de produção, um sistema foi projetado para remover esses depósitos de cera periodicamente (normalmente a cada 15 dias), circulando *pigs* de espuma dentro das linhas de produção. Portanto, a maioria das árvores de natal está equipada com um *pig-crossover* conectando a linha de *gas-lift* com a linha de produção. Esse componente permite a passagem do *pig* de espuma sem danificá-lo.

Um cuidado especial é tomado quando existe a possibilidade de formação de hidratos. A cada fechamento do poço, as linhas de produção e o anular perto da árvore de natal são preenchidos com etanol, para prevenir sua formação. No entanto, se por qualquer motivo, o hidrato é formado, o procedimento de limpeza combina a depressurização da linha do anular, linha de produção e a injeção de etanol.

4.3.5. Injeção de água

A continuidade do reservatório, a relativa escassez do gás, as características favoráveis das curvas de permeabilidades relativas e a localização em águas profundas elegem a injeção da água do mar como o método mais viável para manter a pressão e incrementar a recuperação em todo o campo. A injeção da água é feita na região do óleo, concentrada nas porções inferiores do reservatório, e a produção é concentrada nas porções superiores, isso para atrasar o avanço da água para os poços produtores.

A relação de viscosidade desfavorável entre a água e o óleo é parcialmente compensada pelas características das permeabilidades relativas. Devido à alta permeabilidade do reservatório, o gradiente de pressão entre os poços injetores e produtores é muito baixo e a água segrega, fluindo do fundo do reservatório para os poços produtores que estão na parte superior do reservatório, empurrando o óleo para os poços produtores.

Sem a injeção da água, a pressão do reservatório diminuiria ao longo do tempo e, como consequência, a RGO aumentaria consideravelmente, e a produção seria muito baixa.

4.4. Análise dos dados de produção

A análise dos dados de produção realizada a seguir ajudará a definir o período de aplicação do IDE_{GL} e permite que se obtenha a pressão estática na cota de referência para qualquer período de tempo entre 1990 e 2007. Para tanto, foi necessário levar o valor da pressão estática do reservatório na cota⁸ de referência (-2618 m, como definido no item 4.2), medida a partir da cota zero (superfície do mar).

Uma vez definida a cota de referência, as pressões foram levadas nessa cota através da equação a seguir:

$$P_{est@cr} = P_{est,med} + \rho_f \cdot g \cdot \Delta z \quad (4.1)$$

Onde:

$P_{est@cr}$ = Pressão estática do reservatório na cota de referência, *MPa*;

$P_{est,med}$ = Pressão medida a uma determinada profundidade vertical, *MPa*;

ρ_f = Densidade do fluido, *kg/m³*;

g = Aceleração da gravidade, *m/seg²*;

$\Delta z = z_0 - z_h$; Diferença entre a cota de referência (z_0) e a cota na qual foi medida a pressão estática (z_h), *m*.

Nessa equação é preciso obter-se a densidade do fluido para se estimar a carga hidrostática exercida pelo fluido; para isso tem-se duas opções: estimar a densidade nas

⁸ Na indústria do petróleo, quando se refere ao termo *cota* trata-se da distância entre a superfície da água e a profundidade vertical medida denotada pelo sinal negativo.

condições de superfície⁹ ou nas condições do reservatório (condição real), Essa última é estimada plotando-se os valores da pressão do reservatório medida contra as cotas de medição, quando o campo ainda não está em produção (Figura 4.1); ou seja, valores medidos durante a perfuração dos poços.

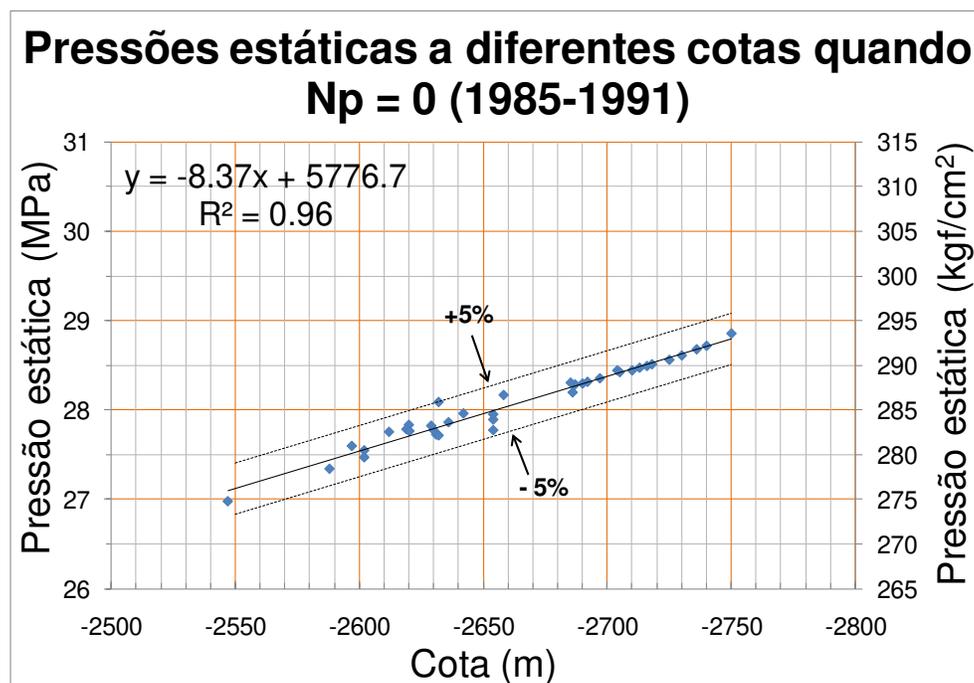


Figura 4.1: Pressão do reservatório medida a diferentes cotas quando $N_p = 0$

No decorrer deste trabalho, nos gráficos seguintes, os valores do eixo esquerdo serão em unidades do SI e no eixo direito em unidades de campo. O período de perfuração dos primeiros poços no campo foi entre os anos de 1984 e 1991. Pode-se observar que a tendência da pressão estática com a cota é linear, é dizer, à medida que aumenta o diminui a pressão e a cota se mantém a mesma inclinação. Essa tendência crescente ocorre pois à medida em que a profundidade aumenta (cota), aumenta também a pressão devido à carga hidrostática (a densidade do fluido apresenta pouca variação no reservatório porque ainda não se está produzindo). Para observar o grau de correlação entre os dados fez-se uma regressão linear, obtendo-se um coeficiente de correlação (R^2) de 0,96.

⁹ Supor que a densidade do fluido nas condições de superfície não varia muito da densidade do fluido nas condições do reservatório.

Para ver o grau de dispersão dos dados da pressão estática, esses valores foram variados $\pm 5\%$, traçando-se uma tendência linear para analisar o grau de dispersão dos dados (linhas descontinuas), observando-se que a dispersão é baixa, pois nenhum dado ficou fora dessa faixa, como ilustra a Figura 4.1.

Conforme, a inclinação da equação obtida (equação de uma reta), representa o gradiente de pressão, cuja unidade é kPa/m; mas, se essa inclinação é dividida pela gravidade obtém-se o peso específico do fluido nas condições do reservatório (853 kgf/m³).

O grau API do óleo varia entre 18° e 21° (óleos leves) na área principal do campo, estando o peso específico do óleo na faixa de 947 - 928 kgf/m³ (59,12 – 57,9 lbf/ft³) a uma temperatura de 15,55 °C (60 °F), condição do °API. A pressão de saturação e a temperatura do reservatório são 265 kgf/cm² (26 MPa) e 65 °C (149 °F), respectivamente, onde o peso específico obtido pela regressão linear, 853 kgf/m³ (53,25 lbf/ft³), está influenciado por estas propriedades. Em outras palavras, por definição, quando se aumenta a temperatura, a densidade da mistura diminui, e, com a pressão original do reservatório entre 275 kgf/cm² e 294 kgf/cm² (27 MPa – 29 MPa; maior que a pressão de saturação) dentro da faixa de cota de -2.547 m e 2.750 m, respectivamente, o gás se encontra dissolvido no óleo (gás em solução). Por isso, o peso específico do fluido é menor que o peso específico do óleo do campo na condição de superfície (°API). Finalmente, com o valor do peso específico do fluido obtido na condição do reservatório e a Equação 4.1, se unificaram as pressões do reservatório à cota de referência.

Na Figura 4.2, plotou-se a pressão estática do reservatório na cota de referência em função do tempo, junto às vazões de óleo, gás, água produzida e injetada, e a razão de gás-óleo (RGO) do campo. Essas vazões foram estimadas por trimestre e assumiu-se que a pressão de saturação 265 kgf/cm² (26 MPa) é constante no tempo.

Na Figura 4.2, observa-se que a pressão estática se manteve constante de 1985 a 1991, pois o campo ainda não produzia. A partir de 1991, os primeiros poços começaram a produzir e, conseqüentemente, a pressão começou a diminuir, chegando a valores abaixo da

pressão de saturação, atingindo seu valor mínimo entre os anos de 1996 e 1997. Depois desse período, observam-se muitos dados de pressão estática dispersos, para uma melhor compreensão e análises, estimou-se uma média por trimestre da pressão estática do reservatório, como se observa na Figura 4.3.

Nesta figura, ao final de 1994 (nove meses depois que a pressão estática começou a diminuir), começou-se a injetar água para aumentar a pressão do reservatório e a produção de óleo. Contudo, a pressão estática começou a aumentar somente quando a vazão de água injetada superou a vazão de óleo (01/97), aumentando assim a vazão de óleo, que chegou ao seu pico no início de 2002. Outra causa para o aumento da vazão de óleo foi a perfuração de mais poços. No início da produção do campo, havia quatro poços verticais e um direcional; no final do ano 2002, mais de 90 poços estavam em produção. Logo, aproximadamente três meses depois do início da injeção de água, a pressão do reservatório chegou perto da pressão de saturação.

O reservatório começou a produzir água a partir do final de 1995, em porcentagens baixas, aumentando quando a vazão de água injetada superou a vazão do óleo no ano 2000; o que pode indicar que a vazão de água injetada atingiu alguns poços produtores, chegando ao final do ano 2007 a produzir 50% de água em relação à vazão de líquidos. Outro fato importante é que, apesar da pressão estática estar abaixo da pressão de saturação, a razão gás-óleo não sofreu muitas variações, o que indica que a água injetada aumentou notavelmente a produção de óleo.

Desta forma, verificou-se que o período da análise poderia estar entre os anos de 1999 a 2002 ou de 2006 a 2007, porque a produção de óleo e gás apresentou um comportamento ascendente e descendente relativamente estável nesses dois períodos e também porque depois da injeção de água a pressão estática não sofreu variações bruscas. No período entre o final do ano 2002 e 2005 a pressão estática apresentou muitas variações. Assim, dentre as duas opções, escolheu-se o período de análise entre os anos de 2006 e 2007, porque há uma quantidade considerável de dados fornecidos pelos sensores nesse período, quando comparado a outros anos.

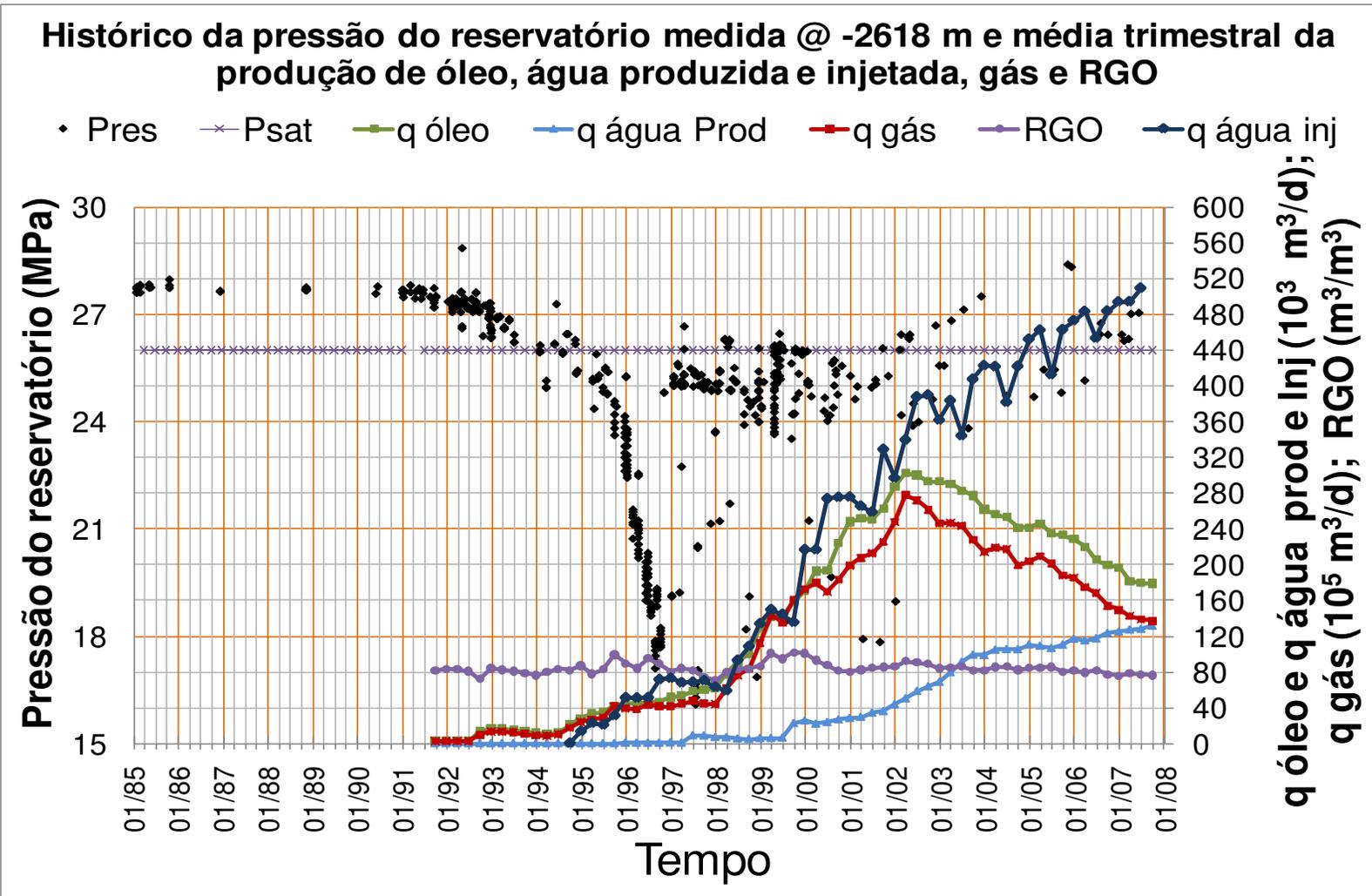


Figura 4.2: Histórico da pressão estática do reservatório na cota de referência e média trimestral dos dados de produção

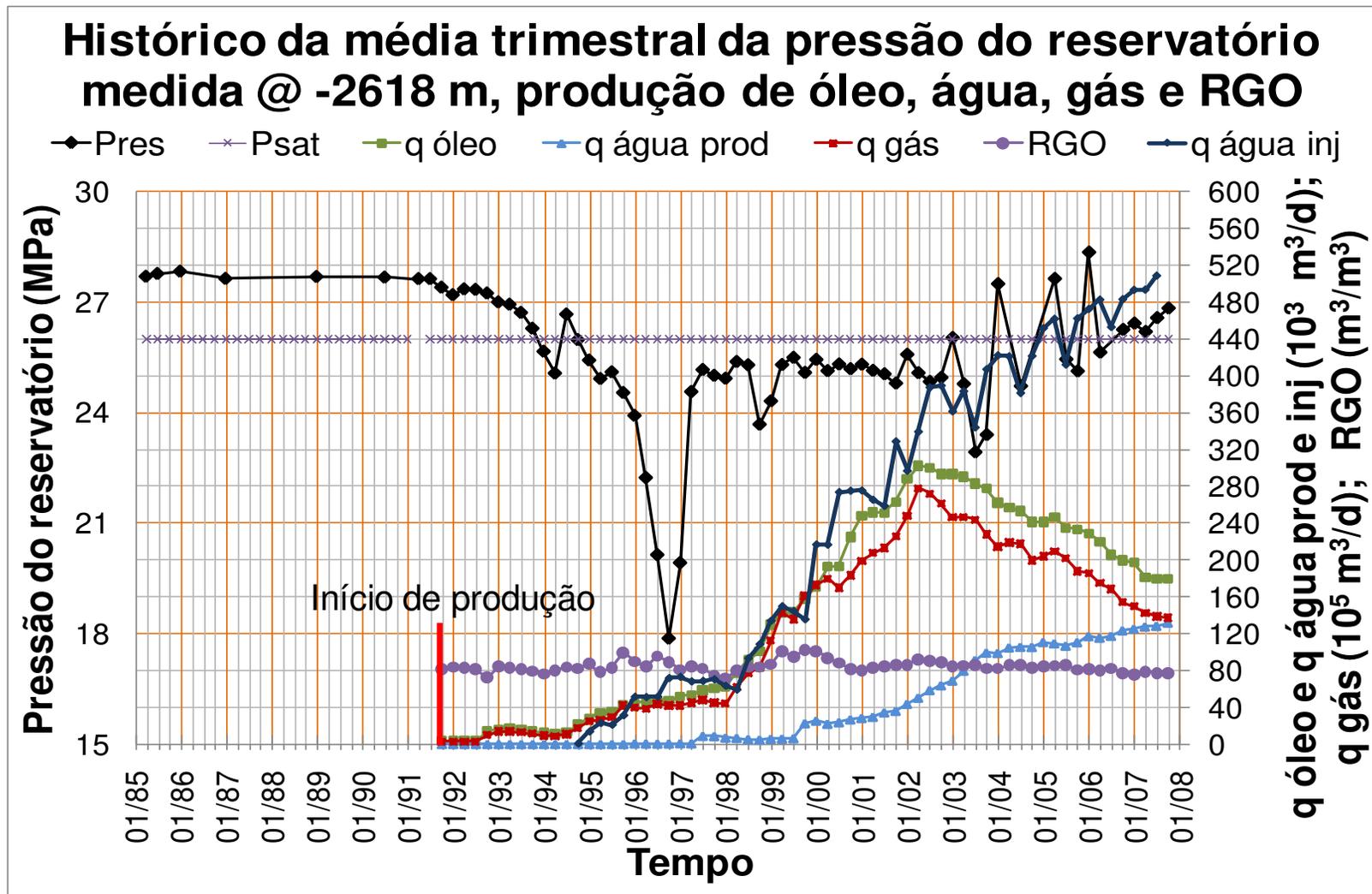


Figura 4.3: Histórico da média trimestral da pressão estática na cota de referência e dos dados de produção

Para estimar os valores do IDE_{GL} , calculou-se uma média anual da pressão do reservatório na cota de referência. Na Tabela 4.3, apresenta-se os valores destas pressões para os anos 2006 e 2007.

Tabela 4.3: Média por ano da pressão estática medida no reservatório

Ano	Média da pressão do reservatório medida @ -2618 m kgf/cm ² (kPa)
2006	266 (26.1)
2007	268 (26.3)

Os valores da pressão estática do reservatório na cota de referência deveriam ser próximos, mas depois de 1997 (Figura 4.2) a dispersão é alta. Isso abre um tema de interesse a ser tratado brevemente, sobre a importância da qualidade dos dados para o diagnóstico e interpretação dos mesmos. Na próxima seção, serão discutidos os problemas que afetam a qualidade dos dados de produção.

4.4.1. Problemas que afetam a qualidade dos dados medidos

Em certas ocasiões, os dados medidos são de baixa qualidade e isso pode levar facilmente a uma má interpretação no processo de análise dos mesmos. Um dos fatores importantes que interferem na qualidade é a calibração dos sensores de fundo. Devido às condições de trabalho a que os sensores estão submetidos, eles são projetados de tal forma que suas características estáticas e dinâmicas estejam dentro de uma faixa aceitável de operação. As más condições de operação podem fazer com que os sensores proporcionem dados de baixa qualidade e, conseqüentemente uma má interpretação dos dados de produção.

No processo de análise e interpretação dos dados de produção, ressalta-se que a qualidade e a consistência dos dados têm uma influência significativa no sucesso deste processo. Se os dados das taxas e pressões são inconsistentes entre si, eles devem ser identificados e não devem ser utilizados para interpretar os efeitos do reservatório. Segundo Nobakht et al. (2009), os problemas mais comuns encontrados na indústria sobre as inconsistências dos dados são listados a seguir:

Tabela 4.4: Inconsistências mais comuns nos dados de produção medidos (Nobakht et. al, 2009)

Inconsistências	Possíveis causas
Falta de registro de pressão de escoamento	Mesmo que o histórico de taxas seja cuidadosamente obtido a partir de registros diários, o histórico de pressão é pouco frequente, inexato e, às vezes, inexistente.
Falta de registro de vazões	Apesar da pressão de escoamento de um poço individual ser medida exata e frequentemente através de sensores no fundo do poço, a correspondente vazão para essas pressões é muitas vezes inexistente ou pós- calculada sobre uma base mensal de dados medidos de um grupo de poços.
Média de pressões ou vazões	Muitas vezes as vazões e/ou pressões de escoamento são medidas com altas frequências (a cada minuto), mas, para a eficiência do armazenamento de dados é realizada uma média para quantidades diárias. Dependendo das variações das vazões durante esse período, essas médias não permitem identificar tais variações para realizar uma análise e interpretação dos dados de produção com sucesso.
Pressão inicial errada	É desconhecida ou errada, especialmente em <i>tight gas</i> (reservatórios de gás natural) ou <i>infill drilling</i> (perfuração de enchimento).
Datas de produção equivocadas	Alocações das vazões para poços individuais, baseadas em um grupo de medições podem ser um erro, devido a essa distribuição ser baseada em testes pouco frequentes.
Carga de líquidos	O cálculo da pressão no fundo do poço é errado devido ao não conhecimento da “coluna de líquido” no poço.
Incremento significativo na relação água – gás	Quando a relação água-gás é alta (> 100 bbl/Mscf), a suposição de fluxo Darciano para uma só fase no reservatório pode ser inválida, ou o dano causado pelo cone de água pode ser variável, afetando a validade dos cálculos da permeabilidade e danos.
Modificações de operação	Mudanças nos diâmetros das tubulações e na passagem do fluxo, início de novas perfurações ou fechamento dos poços antigos.
Má localização dos sensores de pressão	Se o <i>choke</i> está totalmente aberto, pode ser utilizada a pressão de escoamento antes desta válvula. Mas, se o <i>choke</i> for utilizado no controle da vazão, a pressão de escoamento antes da válvula não tem muita relevância.
Má sincronização da pressão e vazões	A vazão original e os dados de pressão frequentemente são registrados em diferentes momentos e, se esses não forem sincronizados corretamente, a interpretação pode ser inválida.

4.5. Estimativa do IDE_{GL} do sistema e dos subsistemas

Definido o período de análise, calcula-se, a partir dos dados fornecidos, o IDE_{GL}. Nas Tabelas 4.5 e 4.6, está representado o formato dos dados obtidos na base de dados. A partir dos dados de produção, estimaram-se as frações volumétricas com o objetivo de calcular a densidade da mistura na condição superfície para cada data. Os valores das profundidades dos sensores (PDG, TPT e na plataforma) e das válvulas de *gas-lift* foram obtidos dos relatos feitos nos processos de completação e perfuração dos poços, com permissão do setor de engenharia de poço.

Tabela 4.5: Formato dos dados de produção

Nome do poço	Data	q bruta (m ³ /d)	q óleo (m ³ /d)	q gás injetado (m ³ /d)	q gás produzido (m ³ /d)
SW xx	d/m/a	xx	xx	xx	xx

Tabela 4.6: Formato dos dados das pressões dos sensores no sistema de produção

Poço	Data	PLATAFORMA.		PDG		TPT	
		P (kgf/cm ²)	T (°C)	P (kgf/cm ²)	T (°C)	P (kgf/cm ²)	T (°C)
SW xx	d/m/a	xx	xx	xx	xx	xx	xx

Para estimar os potenciais de fluxo e os potenciais de rebaixamento de carga piezométrica para os poços cujas informações estão disponíveis, primeiramente foram estimadas as densidades da mistura nas condições de superfície a partir das frações volumétricas. Para cada poço, devem ser estimadas as densidades das misturas para cada data de medição, uma vez esse cálculo é feito a partir das frações volumétricas. Para estimar os potenciais de fluxo do reservatório e do fundo do poço, é necessária a densidade da mistura de líquidos e do gás produzido pela formação (fluido antes da válvula de injeção de gás) em condição de superfície. O cálculo é feito a partir das seguintes equações:

$$\gamma_m = \gamma_L \cdot f_L + \gamma_{gp} \cdot f_{gp} \quad (4.2)$$

Onde:

$$\gamma_L = \gamma_o \cdot f_o + \gamma_a \cdot f_a; \quad (4.3)$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_a}; \quad (4.4)$$

$$f_a = 1 - f_o; \quad (4.5)$$

$$f_L = \frac{q_L}{q_L + q_{gp}}; \quad (4.6)$$

$$f_{gp} = 1 - f_L; \quad (4.7)$$

Onde:

γ_m = densidades da mistura de líquidos e gás produzido pela formação relativa à água padrão, γ_o = densidade do óleo relativa à água padrão, γ_a = densidade da água, γ_L = densidade do líquido relativa à água padrão, γ_{gp} = densidade do gás produzido da formação, f_o = fração volumétrica do óleo relativa ao total de líquidos, f_a = fração volumétrica da água relativa ao total de líquidos, f_L = fração volumétrica do líquido relativa ao total de fluidos (líquidos e gás produzido da formação), f_{gp} = fração volumétrica do gás produzido relativa ao total de fluidos (líquidos e gás produzidos da formação). As densidades são estimadas na condição de superfície e são relativas à densidade da água padrão.

Para estimar o potencial de fluxo na cabeça do poço e o potencial na unidade de produção devem ser estimadas as densidades da mistura de líquidos, gás produzido pela formação e o gás injetado na condição de superfície, através das seguintes equações:

$$\gamma_{mgl} = \gamma_L \cdot f_{Lv} + \gamma_{gpi} \cdot f_{gpi} \quad (4.8)$$

Onde:

$$\gamma_{gpi} = \gamma_{gi} \cdot f_{gi} + \gamma_{gp} \cdot f_{gp} \quad (4.9)$$

$$f_{gp} = 1 - f_{gi}; \quad (4.10)$$

$$f_{gpi} = \frac{q_{gpi}}{q_{gpi} + q_L}; \quad (4.11)$$

$$f_{Lv} = 1 - f_{gpi}; \quad (4.12)$$

$$q_{gpi} = q_{gp} + q_{gi}; \quad (4.13)$$

Onde:

γ_{mgl} = densidade da mistura de líquidos, do gás produzido pela formação e do gás injetado, relativa à água padrão, γ_{gpi} = densidade da mistura do gás injetado e produzido pela formação, γ_{gi} = densidade gás injetado relativa à água padrão, f_{gpi} = fração volumétrica do gás produzido pela formação e do gás injetado relativa do total de fluidos (líquidos e gás produzido da formação e gás injetado), f_{gi} = fração volumétrica do gás injetado relativa ao total de gases (produzidos pela formação e injetados), f_{gp} = fração volumétrica do gás produzido pela formação relativa ao total de gases (produzido da formação e injetado), f_{Lv} = fração volumétrica do líquido relativa ao total de fluidos (líquidos e gás produzido da formação e gás injetado), q_{gpi} = Vazão total de gás (injetado e produzido da formação), q_{gi} = vazão de gás injetado. As densidades e as vazões são estimadas na condição de superfície, as densidades das misturas são relativas à densidade água a padrão.

A partir dessas densidades, são estimados os potenciais de fluxo e os potenciais de rebaixamento de carga piezométrica para cada registro de medição; em seguida, com a vazão de líquidos, calcula-se o IDE_{GL} do sistema e dos subsistemas para os poços que apresentem todas as informações necessárias.

Um aspecto importante a ser mencionado a respeito do IDE_{GL}, é que ele não tem a finalidade de ser uma propriedade física do fluido em um certo ponto do escoamento, foi elaborado pra ser um indicador do desempenho global do sistema de produção e, particularmente, dos poços, estimado a partir de dados operacionais medidos no campo.

Neste trabalho, foi feito um estudo para verificar a influência da composição do fluido no valor do IDE_{GL} . Essa composição serve somente para estimar a densidade do fluido em diferentes condições de escoamento. Consideraram-se quatro tipos de escoamento: fase líquida e gasosa (somente gás injetado), em condição de superfície; fase líquida (condição de superfície) e gasosa (somente gás injetado), em condição de fundo do poço; fase líquida e gasosa (produzido da formação e gás injetado), em condição de superfície e a fase líquida (gás dissolvido) e gasosa (somente gás injetado) em condição de fundo do poço. Para este estudo, foi escolhido um poço e estimados os IDE_{GL} dos sistemas e subsistemas para cada tipo de escoamento.

Ressalva-se que a fase líquida foi considerada somente nas condições de superfície, pois não se dispunha da composição do óleo do campo para se estimar a densidade dos líquidos na condição de fundo.

Portanto, na condição de superfície, assumiu-se: um óleo de 19 °API e o metano como gás injetado e produzido da formação (assume-se como gás ideal), com uma densidade de 0,67 kg/m³. Para estimar a densidade do metano na condição de fundo aplicou-se a equação:

$$d_{metano} = \frac{P_{inj} \times M_m}{R \times T}; \quad (4.14)$$

Onde:

d_{metano} : Massa específica do metano, 81 kg/m³;

P_{inj} : Pressão de injeção (metano) no compressor na plataforma, 144 kgf/cm²;

M_m : Massa molar do metano; 16 g/mol;

R : Constante universal dos gases; 8,48x10⁻⁵ (m³kgf/cm²)/(K·mol);

T : Temperatura de injeção, 338 K.

Desse modo, as densidades dos quatro tipos de escoamento foram estimadas da seguinte forma:

✓ **Caso 1: Fase líquida e gasosa (somente gás injetado), as duas em condição de superfície**

A densidade da fase líquida foi calculada através da Equação 4.3 e a densidade da fase da mistura, γ_{m1} , (líquido e gás injetado) através de:

$$\gamma_{m1} = \gamma_L \cdot f_L + \gamma_{met} \cdot f_{met} \quad (4.15)$$

Onde:

$$f_{met} = \frac{q_{met}}{q_L + q_{met}}; \quad (4.16)$$

$$f_{met} = 1 - f_L; \quad (4.17)$$

γ_{met} = Densidade do metano relativa à água padrão; f_{met} = fração volumétrica do metano (gás injetado) relativa ao total de fluidos (líquidos e gás injetado); f_L = fração volumétrica do líquido relativa ao total de fluidos (líquidos e gás injetado); q_{met} = vazão do metano, q_L = Vazão do metano.

✓ **Caso 2: Fase líquida (condição de superfície) e gasosa (somente gás injetado) em condição de fundo do poço**

Da mesma forma, que no caso anterior, a densidade da fase líquida em condições de superfície foi estimada através da Equação 4.3 e a densidade da mistura em condições de fundo se estimou a partir da Equação 4.15, usando a massa específica do metano calculada através da equação 4.16.

✓ **Caso 3: Fase líquida e gasosa (produzido da formação e gás injetado), as duas fases em condição de superfície**

As equações 4.8 a 4.13 foram empregadas para estimar a densidade da mistura nesse caso, com a massa específica do metano na condição de superfície de $0,67 \text{ kg/m}^3$.

✓ **Caso 4: Fase líquida (gás dissolvido) e gasosa (somente gás injetado) na condição de fundo do poço**

A densidade da fase líquida com o gás dissolvido foi calculada através da Equação 4.3, usando a densidade do óleo (853 kgf/m³) obtida na seção 4.4, em condição do reservatório. Assim, a densidade da fase da mistura foi estimada através da Equação 4.15.

Dessa forma, calculadas as densidades das misturas para os quatro casos, foram estimados os IDE_{GL}'s para o poço sw 95 através das Equações 3.4 a 3.12. Nas Figuras 4.4 e 4.5, são mostrados o IDE_{GL} do sistema e o IDE_{GL} da coluna, respectivamente, para os quatro casos mencionados anteriormente.

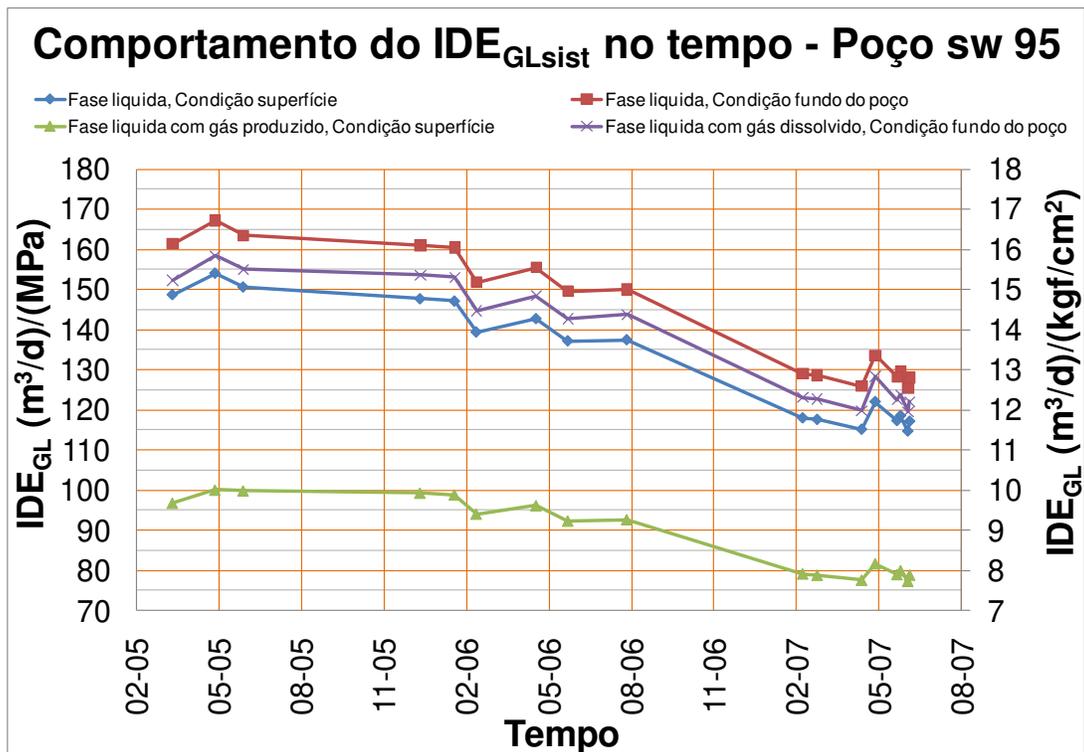


Figura 4.4: Comportamento do IDE_{GL} do sistema no tempo para diferentes tipos de escoamento

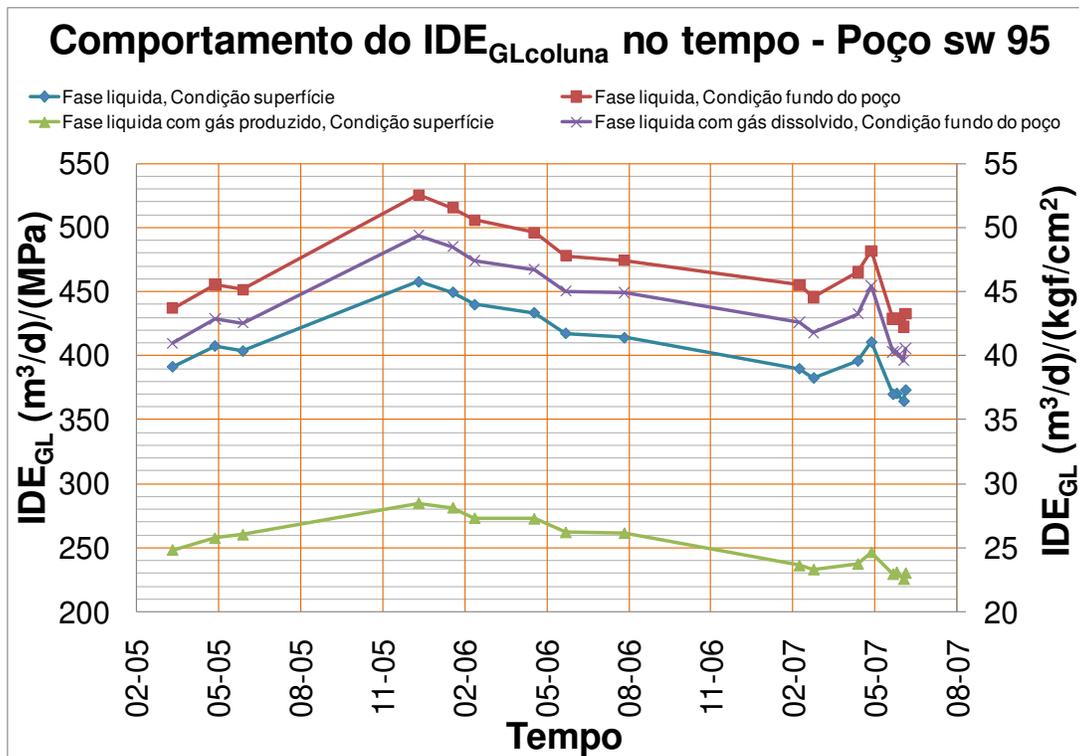


Figura 4.5: Comportamento do IDE_{GL} da coluna no tempo para diferentes tipos de escoamento

Como pode ser observado nestas figuras, a tendência dos IDE_{GL} 's são similares, e as oscilações que o IDE_{GL} sofre são bem representadas nos quatro casos. A diferença entre eles são os valores do índice, mas a tendência é a mesma. O importante neste estudo é mostrar que o fato em se estimar a densidade do fluido nas condições reais para calcular o IDE_{GL} não influi notoriamente na tendência do mesmo no tempo. Dessa forma, foi selecionada a metodologia que considera a fase líquida e a fase gasosa em condição de superfície, para definição do potencial de fluxo e o potencial de rebaixamento de carga piezométrica. Outro fato importante é que as pressões medidas pelos sensores PDG (fundo do poço) e TPT (cabeça do poço) são afetadas pela carga hidrostática e as forças viscosas do fluido (líquidos, gás injetado e produzido da formação), então, para estar próximos a essa situação, são considerados esses fluidos em cada trecho do sistema de produção (antes da válvula operadora *gas-lift* considera-se os líquidos e o gás produzido da formação e depois da válvula, considera-se os líquidos, gás produzido e injetado), mas na condição de superfície, para garantir a fácil obtenção do IDE_{GL} .

Capítulo 5

5. APLICAÇÕES E RESULTADOS

Nesta seção são aplicados os conceitos do índice de desempenho do escoamento definidos para poços que operam com *gas-lift* contínuo descritos anteriormente. Serão realizadas algumas análises de comparação, como por exemplo, comparação entre o desempenho dos poços horizontais, verticais e direcionais, e comparação entre o método de contenção de areia. Além disso, são mostrados vários casos no qual o IDE_{GL} é usado para identificar e diagnosticar problemas existentes no sistema de produção.

5.1. Premissas Adotadas no Estudo

Durante a coleta de dados foram tomados alguns cuidados 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 drenam a mesma zona de interesse dentro do mesmo campo;
2. Quando há danos ao redor do poço, os efeitos são incluídos no cálculo do IDE_{GL} ;
3. Os efeitos das perdas de carga na coluna de produção e nas linhas de escoamento, e a energização do método *gas-lift* também estão incluídos no IDE_{GL} .

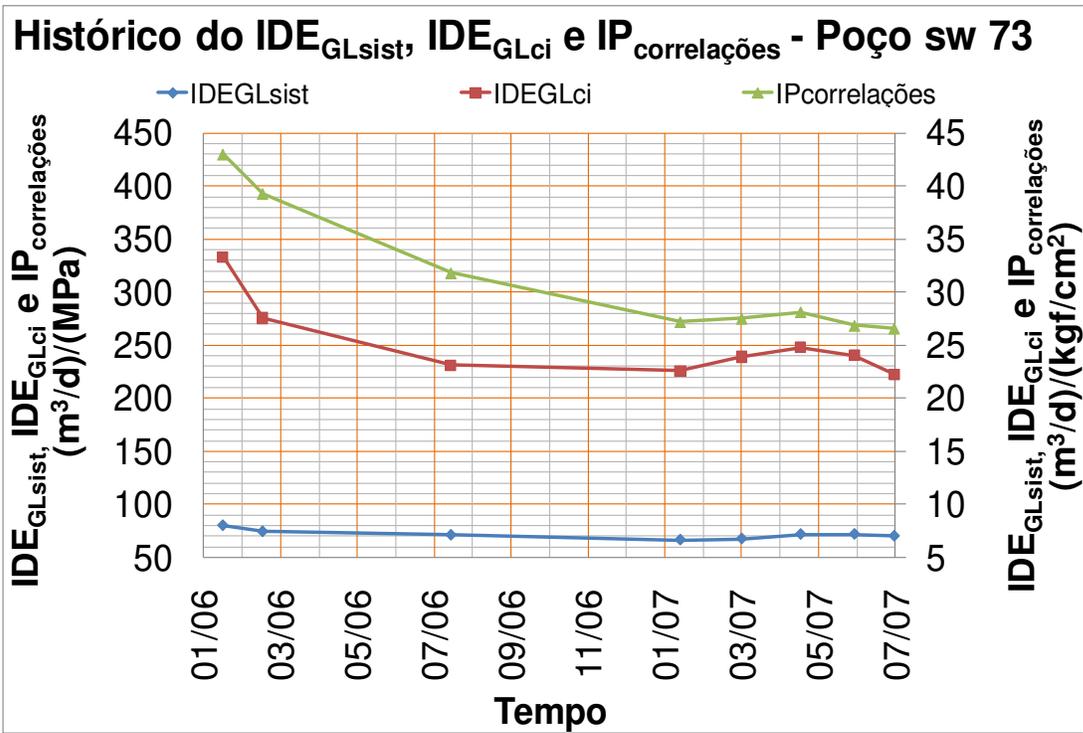
5.2. Comparação entre o Índice de Desempenho do Escoamento e o Índice de Produtividade

Nesta seção, são apresentados o estudo da consistência e a uniformidade da medida do IDE_{GL} , e sua associação com o IP (denominaremos o IP calculado a partir de correlações como $IP_{\text{correlações}}$). Para tanto, foram escolhidos quatro poços e plotados seus valores de $IDE_{GL\text{sist}}$, $IDE_{GL\text{ci}}$ e IP ao longo do tempo durante os anos de 2006 e 2007, como se observa na Figura 5.1 e 5.2.

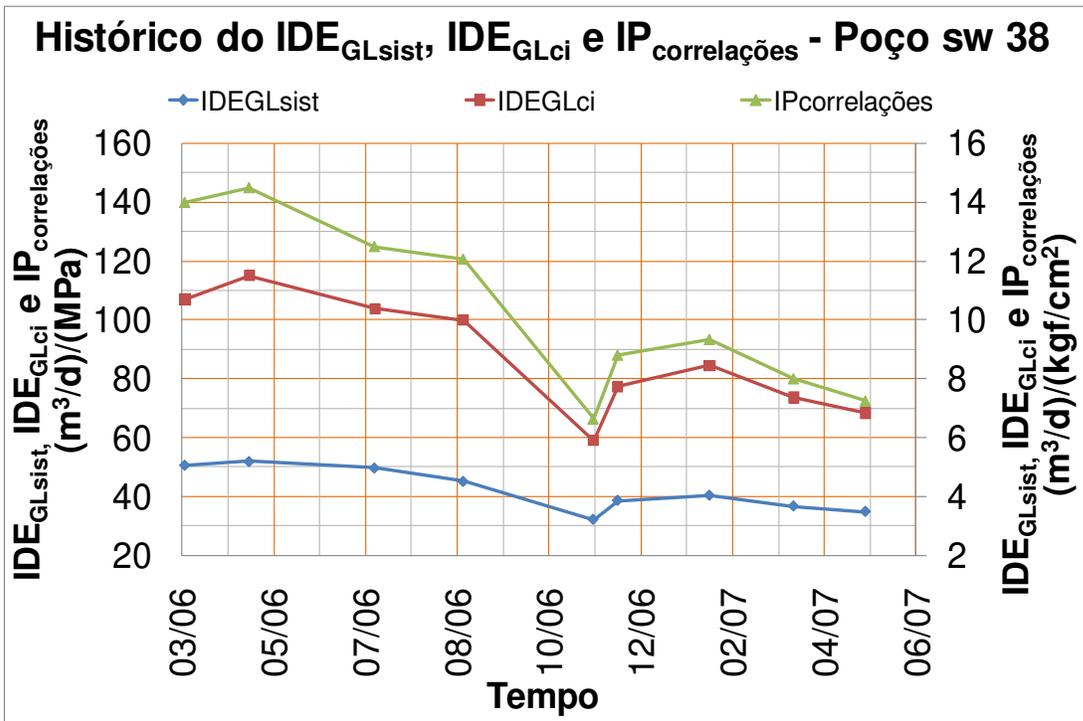
Essa comparação permite verificar o comportamento geral dos três parâmetros ao longo do tempo. Ressalva-se que, para o poço sw39 foram plotados somente os valores do $IDE_{GL\text{sist}}$ e o $IP_{\text{correlações}}$, para observar mais detalhadamente o comportamento desses dois parâmetros.

Nota-se que o $IDE_{GL\text{sist}}$ acompanha a tendência geral do $IDE_{GL\text{ci}}$, mas possui um comportamento mais suave e estável em relação ao $IP_{\text{correlações}}$. Nota-se também, a diferença entre o $IDE_{GL\text{ci}}$ e $IP_{\text{correlações}}$; o ultimo apresenta várias oscilações bruscas que provavelmente são devidas aos erros introduzidos em seu método de cálculo. Essa afirmação é feita considerando que a pressão medida pelo sensor PDG (medição da pressão no fundo do poço, em condições reais) é mais confiável que a pressão no fundo do poço obtida a partir das correlações de escoamento bifásico que usa a pressão de escoamento da plataforma para seu cálculo. Além disso, para a estimativa do $IP_{\text{correlações}}$, são realizadas simplificações implícitas nessas correlações, tais como: reservatório homogêneo, sem dano de formação, sem perda de carga, etc. que, geram discrepâncias entre os valores do $IDE_{GL\text{ci}}$ e os valores do IP.

Essa comparação mostra que o IDE_{GL} é um indicador estável e representativo devido a seu comportamento ao longo do tempo não apresentar tendências distintas do IP, um dos indicadores mais empregados na engenharia de produção de petróleo. Outro aspecto importante do parâmetro proposto é levar em consideração os efeitos das perdas de carga na coluna de produção e nas linhas de escoamento, e incluir a energização do método de elevação.

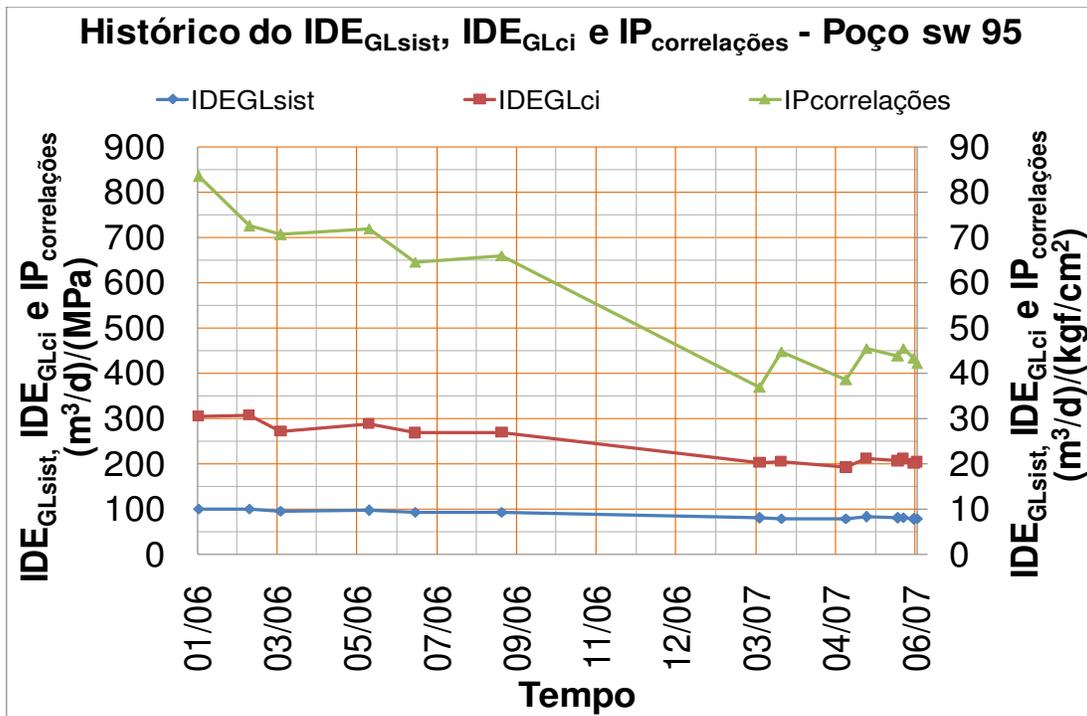


a)

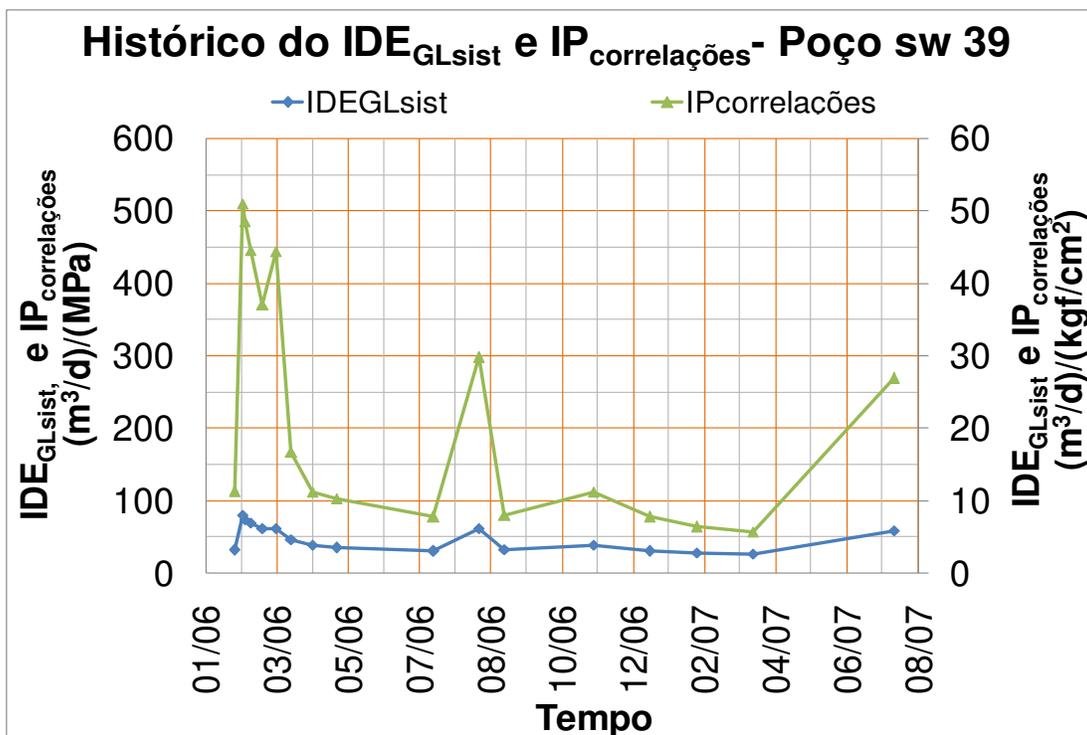


b)

Figura 5.1: Comportamento do IDE_{GLci} , IDE_{GLsist} e o $IP_{correlações}$ no tempo para os poços sw 73 (a) e sw 38 (b).



a)



b)

Figura 5.2: Comportamento do IDE_{GLci}, IDE_{GLsist} e o IP_{correlações} no tempo para os poços sw 95 (a) e sw 39 (b).

5.3. Índice de Desempenho do Sistema e dos Componentes

Nesta seção, uma aplicação do índice de desempenho do escoamento é mostrada, na qual o IDE pode ser usado para avaliar o comportamento de cada um dos componentes do sistema. Nas Tabelas 5.1 e 5.2, apresentam-se os valores médios anuais do índice de desempenho de cada componente e do sistema, para aqueles poços dos quais estão disponíveis todas as informações necessárias para seus cálculos. Nessas tabelas, os poços foram ordenados em ordem crescente de valor do IDE_{GL} do sistema para o ano 2006 e essa mesma ordem se manteve para o ano 2007. A vazão de líquido, o BSW e a RGL, médios por ano, de cada poço são mostradas nessas tabelas.

Tabela 5.1: IDE_{GLsist}, IDE_{GLci}, IDE_{GLlinha} e IDE_{GLlinha} médios para o ano 2006

Poço	Contenção de areia	IDE _{GLsist} (m ³ /d)/MPa	IDE _{GLci} (m ³ /d)/MPa	IDE _{GLlinha} (m ³ /d)/MPa	IDE _{GLcoluna} (m ³ /d)/MPa	qlíq m ³ /d	BSW %	RGL m ³ /m ³
sw 78	SAS	28,4	67,0	152,7	91,2	686	43,1	139,9
sw 38	GP	44,7	93,6	307,5	119,5	1066	11,8	183,9
sw 69	OHGP	58,1	172,6	281,1	127,4	1398	66,2	120,7
sw 60	GP	72,9	168,2	407,6	188,7	1754	21,2	134,9
sw 70	GP	73,3	524,7	236,7	133,3	1743	40,1	88,6
sw 73	SAS	75,0	280,5	307,5	154,5	1780	56,5	125,5
sw 58	OHGP	96,1	1273,4	347,7	149,0	2160	59,4	122,4
sw 71	OHGP	102,3	609,4	385,1	181,5	2403	55,1	73,9
sw 62	OHGP	114,9	697,1	440,7	193,5	2672	38,7	88,3

Tabela 5.2: IDE_{GLsist}, IDE_{GLci}, IDE_{GLlinha} e IDE_{GLlinha} médios para o ano 2007

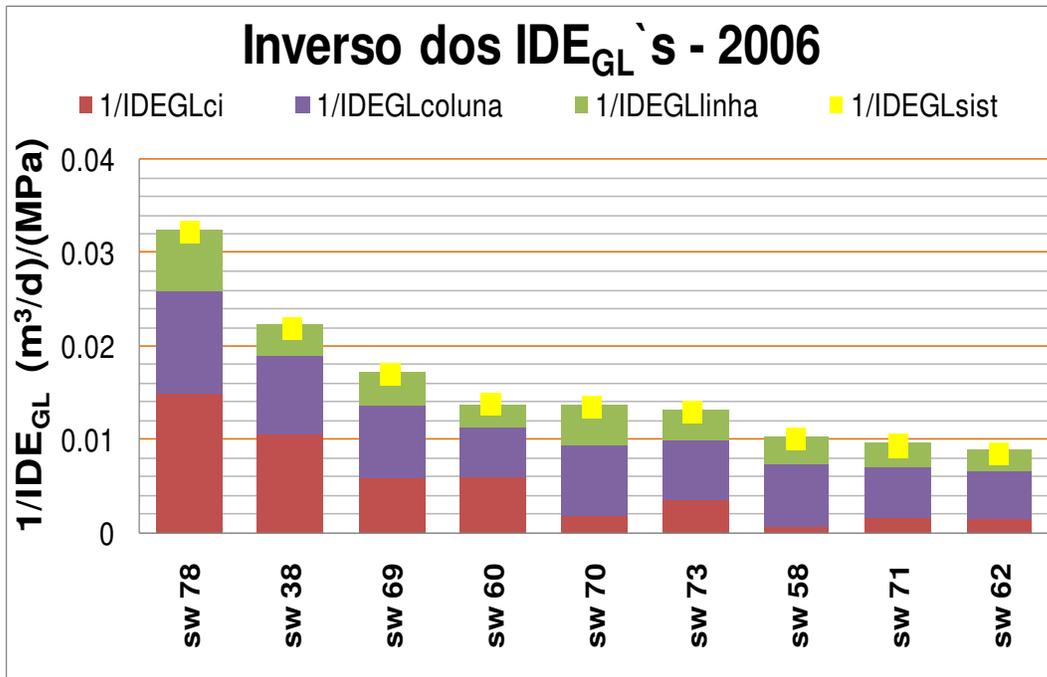
Poço	Contenção de areia	IDE _{GLsist} (m ³ /d)/MPa	IDE _{GLci} (m ³ /d)/MPa	IDE _{GLlinha} (m ³ /d)/MPa	IDE _{GLcoluna} (m ³ /d)/MPa	qlíq. m ³ /d	BSW %	RGL m ³ /m ³
sw 38	GP	37,3	75,5	279,7	100,3	85	11,3	190,9
sw 66	OHGP	43,1	64,8	288,5	139,2	1035	38,9	207,8
sw 69	OHGP	50,2	135,0	264,4	114,9	1199	62,5	136,8
sw 61	FP	54,9	117,3	327,3	131,4	1291	46,9	99,3
sw 60	GP	65,3	144,4	382,7	173,2	1563	28,5	144
sw 70	GP	72,7	461,4	239,5	134,9	1711	52,1	99,1
sw 73	SAS	69,4	235,7	303,5	145,8	1636	56,9	126,3
sw 58	OHGP	111,6	1268,6	387,4	146,8	2551	67,3	88,2
sw 71	OHGP	91,9	457,8	369,3	166,9	2156	66,7	70,7
sw 62	OHGP	115,8	916,2	421,4	193,5	2674	40,1	89

A partir das tabelas anteriores, pode-se comparar o desempenho dos poços verificando o valor do $IDE_{GL\text{ sist}}$ e identificando quais desses poços apresentam um desempenho questionável. É possível saber se a consequência do desempenho baixo ocorre por problemas nas linhas, colunas ou na interface poço-reservatório. Para facilitar este tipo de análise, traduziram-se os valores das tabelas em forma gráfica, do tipo de colunas empilhadas¹⁰ (Figura 5.3). Nessas figuras utilizou-se o inverso dos IDE_{GL} , de forma que, quanto maior o comprimento da barra menor será o desempenho de cada componente. Também são representados os inversos do IDE_{GL} dos sistemas na forma de quadrados sobre as barras. Uma forma de investigar a consistência dessas informações é checar se a soma dos inversos de cada componente é igual ao inverso total, isso, cumprindo-se a propriedade matemática do IDE_{GL} explicada no Capítulo 3.

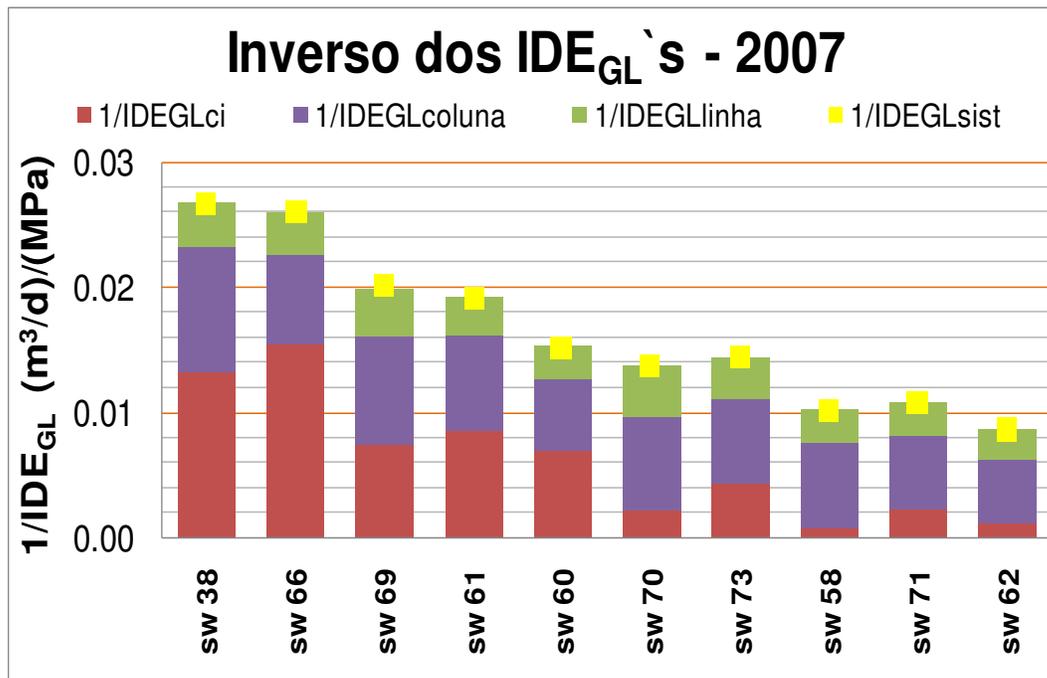
Esse tipo de gráfico expõe as informações de uma forma fácil, e pode ser bastante útil para comparar os desempenhos dos poços. Por exemplo, observa-se que o poço de menor desempenho no ano de 2006 é o poço sw 78, apesar de ser um poço horizontal, e constatou-se que é um poço historicamente problemático, onde foram necessárias duas intervenções, uma em 2005 e outra em 2006.

Para o ano de 2007, o poço (direcional) de pior desempenho foi o sw 38, no qual se constatou, através dos dados coletados, que foi desequipado no ano 2008, retirando-se o *gravel pack* danificado e tendo que ser recanhoneado, realizando-se uma nova contenção de areia. O problema ocorreu na interface poço-reservatório, e foi bem representado pelo IDE_{GL} da completação inferior, como se observa pelo tamanho da barra do inverso deste valor no gráfico, que é o segundo mais alto de todos os poços. (o menor desempenho do $IDE_{GL\text{ ci}}$ -maior barra- pertence ao poço sw66 no qual se verificou que, no ano 2007, o poço teve um intervenção; realizada a fim de restaurar a produtividade do poço com xileno, fortilon e ácido).

¹⁰ Coluna empilhada: Mostram a relação dos itens individuais com o todo, comparando a contribuição de cada valor para um total entre as categorias. A altura de cada coluna é determinada pelo total de todos os valores da série referentes à categoria.



a)



b)

Figura 5.3: 1/IDE_{GL} do sistema e de seus componentes, para o ano 2006 (a) e 2007 (b)

Os poços que apresentam os maiores desempenhos são os poços sw 71, sw 58, e sw 62, de geometria horizontal com método de contenção de areia OHGP (*Open Hole Gravel Packing*). Verificou-se que não existem diferenças significativas nas características desses poços que possam explicar seus altos desempenhos. Mais adiante será apresentado um estudo no qual se avalia o desempenho dos poços horizontais, verticais e direcionais.

Ainda nas Tabelas 5.1 e 5.2, observa-se que os poços de menor desempenho apresentam altos valores de RGL e baixas vazões de líquidos. No caso dos poços de maiores desempenhos, as RGL são baixas e as vazões altas. Uma explicação para esse comportamento poderia ser que, altos valores de RGL ocasionam maiores perdas por atrito (carga) devido ao aumento da quantidade e da velocidade do gás, causando uma mudança no padrão de escoamento. Entretanto, ao aumentar continuamente a RGL atinge-se um ponto onde o gradiente de pressão inverte sua tendência e passa a crescer. Isso ocorre devido ao aumento das perdas por fricção e aceleração, já não compensadas pela diminuição da hidrostática, em trechos verticais. Em trechos horizontais, ocorrem os mesmos fenômenos dos trechos verticais devido à alta RGL, e, em adição, esta a RGL pode causar restrições na produção de líquidos devido à formação de um cone de gás ou *choke* hidráulico, que aumenta a perda de carga ocasionada pela redução da área de escoamento na tubulação.

Esse comportamento será estudado nas próximas seções onde são analisadas as tendências do desempenho de cada componente ao longo do tempo, relacionando variáveis que afetem tais tendências, com o objetivo de identificar e diagnosticar a presença de problemas dentro do sistema de produção.

5.4. Produtividade de Poços Horizontais, Verticais e Direcionais

Nesta seção, será feita uma comparação entre o desempenho dos poços horizontais, verticais e direcionais. Frequentemente, os poços horizontais têm uma produção bem maior que os poços verticais e, inclusive, os direcionais. Segundo Joshi (1988), a vazão de alguns poços horizontais é de 2 a 5 vezes maior que as dos poços verticais não estimulados.

Para esse tipo de análise, será utilizado o IDE_{GL} do sistema e o IDE_{GL} da completação inferior, nossos parâmetros de comparação do desempenho dos poços. Na Figura 5.4 se apresenta os valores do IDE_{GLsist} médio para o ano 2007 na data de início produção para os três tipos de poços.

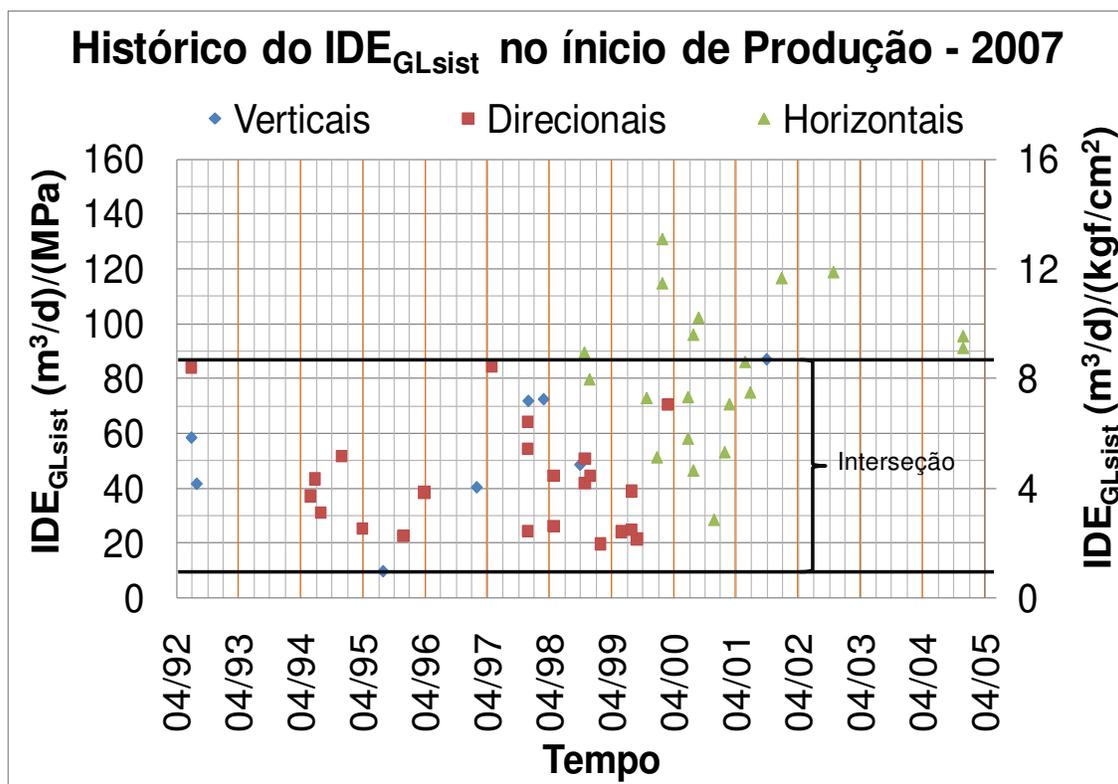


Figura 5.4: IDE_{GLsist} médio no ano 2007 para os poços horizontais, verticais e direcionais na data quando começaram a produzir.

Conforme a Figura 5.4, na interseção dos desempenhos das três classes de poços encontra-se, em certa faixa, uma quantidade considerável de poços, para os quais os valores de desempenho têm um alto grau de dispersão, indicando que os desempenhos desses poços poderiam ser melhorados. Também nota-se que vários poços horizontais superaram os valores máximos de desempenho dos poços verticais e direcionais. Segundo a figura o desempenho dos poços ao longo do tempo não teve uma tendência crescente indicando que as técnicas de perfuração e completação dos poços não têm uma grande influencia neste campo em estudo e neste período de aplicação. Observando que a faixa dos desempenhos dos poços vertical e direcional é aproximadamente a mesma, optou-se, por questões

práticas, que esses dois tipos de poços se classificassem em um só grupo, ficando, assim, dois grupos: o horizontal e o vertical&direcional, sendo 21 casos para o primeiro e 31 casos para o segundo.

Nas Tabelas 5.3 e 5.4, são mostrados os principais dados estatísticos para os dois grupos de poços nos anos de 2006 e 2007, referentes ao IDE_{GLsis} .

Tabela 5.3: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLsis}) - ano 2006

2006 - IDE_{GLsis} (m^3/d)/(Mpa) ($(m^3/d)/(kgf/cm^2)$)									
Tipo de poço	Casos	Média anual	Desvio padrão	Variância	Mín.	q1	q2	q3	Max.
horizontal	19	82,1 (8,1)	27,7 (2,7)	764,8 (75)	28,4 (2,8)	64,4 (6,3)	79,7 (7,8)	99,2 (7,8)	131,1 (12,9)
vertical&direcional	31	45,2 (4,5)	20,8 (2)	434 (42,6)	9,2 (0,95)	25,7 (2,5)	41,9 (4,1)	56,4 (5,5)	86,8 (8,5)

Tabela 5.4: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLsis}) – ano 2007

2007 - IDE_{GLsis} (m^3/d)/(Mpa) ($(m^3/d)/(kgf/cm^2)$)									
Tipo de poço	Casos	Média anual	Desvio padrão	Variância	Mín.	q1	q2	q3	Max.
horizontal	21	77,4 (7,6)	25,1 (2,4)	628 (61,6)	31,6 (3)	65,3 (6,4)	78,6 (7,7)	88,7 (8,7)	121,6 (11,9)
vertical&direcional	26	44,8 (4,2)	18,9 (1,8)	357 (35)	13,9 (1,4)	31,8 (3,1)	39,3 (3,9)	51,9 (5,1)	85,9 (8,4)

Ressalta-se que nessas tabelas, as unidades dos valores que estão dentro dos parênteses pertencem às unidades de campo. Segundo os dados, as médias anuais do grupo horizontal para os anos 2006 e 2007 são de 82,1 (m^3/d)/(Mpa) e 77,42 (m^3/d)/(Mpa), respectivamente, contra 45,15 (m^3/d)/(Mpa) e 44,88 (m^3/d)/(Mpa) do grupo vertical&direcional. A razão entre o desempenho médio dos dois grupos - $IDE_{GLsis_hor}/IDE_{GLsis_vert\&dir}$ - nos dois anos é de 1,81 e 1,72. Não obstante, essa proporção não é uma vantagem significativa sobre os poços horizontais como esperado, segundo o artigo de Joshi (1988).

Como se observa ainda, na Figura 5.4 a dispersão dos dados é alta para os dois grupos, significando que existem poços verticais ou direcionais com melhor desempenho

que poços horizontais. Por exemplo, apesar do desempenho médio do grupo horizontal ser maior que o desempenho médio do grupo vertical&direcional, nos anos de 2006 e 2007, o desempenho máximo do segundo grupo (pertence a um poço direcional) supera a média dos poços horizontais.

Para uma melhor visualização, os dados, foram representado em forma de diagrama de caixa (*box plot*) na Figura 5.5. Os valores q_1 , q_2 e q_3 (explicação no Apêndice B) das Tabelas 5.3 e 5.4 são os valores dos topos dos 1º, 2º e 3º quartil, respectivamente.

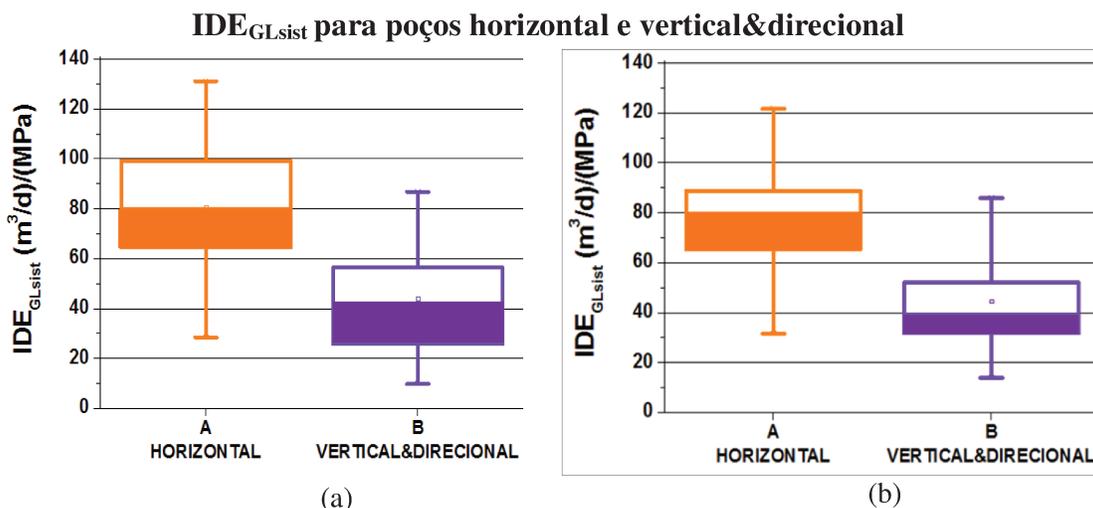


Figura 5.5: Diagrama de caixa (Box plot) para poços vertical&direcional e poços horizontais nos anos 2006 (a) e 2007 (b) – IDE_{GLsist}.

Esse tipo de ferramenta estatística fornece uma representação gráfica da simetria e da dispersão dos dados. Observe que, para os dois grupos, os dados possuem pouca assimetria, apesar de uma alta dispersão. Os comentários a respeito das Tabelas 5.3 e 5.4 ficam ainda mais evidentes nos diagramas de caixa. A vantagem do IDE_{GL} é que ele permite avaliar quais poços tem desempenhos altos ou baixos, e em quais seria interessante empenhar esforços para melhorias.

Na indústria do petróleo, é comum o uso do IP na avaliação da produtividade dos poços; nesse caso utilizaremos o IDE_{GL} da completação inferior para analisar o desempenho entre os dois grupos. Os dados estatísticos dos dois grupos são mostrados nas Tabelas 5.5 e 5.6.

Tabela 5.5: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLci}) – ano 2006

2006 - IDE_{GLci} (m^3/d)/(Mpa) ($(m^3/d)/(kgf/cm^2)$)									
Tipo de poço	Casos	Média anual	Desvio padrão	Variância	Mín.	q1	q2	q3	Max.
horizontal.	17	388,4 (36,1)	262,4 (25,8)	68848,2 (6754)	67 (6,52)	168,2 (16,5)	284,3 (27,9)	524,7 (52,5)	916,8 (90)
vertical& direcional	31	123,7 (12,1)	87,3 (8,6)	7620,6 (747,6)	13,5 (1,3)	49,2 (4,8)	99,1 (9,7)	167,2 (16,4)	329 (2,4)

Tabela 5.6: Sumário estatístico para os grupos de poços (IDE_{GLci}) – ano 2007

2007 - IDE_{GLci} (m^3/d)/(Mpa) ($(m^3/d)/(kgf/cm^2)$)									
Tipo de poço	Casos	Média anual	Desvio padrão	Variância	Mín.	q1	q2	q3	Max.
horizontal.	19	251,8 (24,7)	127,7 (12,5)	16312 (1600)	60 (5,9)	144,2 (14,1)	235,7 (23,1)	365,4 (26)	461,4 (45,3)
vertical& direcional	30	102,3 (10)	50,1 (4,9)	2512,4 (246,5)	20,7 (2)	62,2 (6,1)	95,9 (9,4)	134,9 (13,2)	204,8 (20)

Segundo os dados estatísticos, os poços horizontais tem um desempenho médio anual do IDE_{GLci} de 388,4 (m^3/d)/(Mpa) e 251,8 (m^3/d)/(Mpa) para os anos 2006 e 2007 respectivamente, contra o desempenho de 123,7 (m^3/d)/(Mpa) e 102,3 (m^3/d)/(Mpa) do grupo de vertical&direcional. A relação dos desempenhos ($IDE_{GLci_hor}/IDE_{GLci_vert\&dir}$) dos dois tipos de poços é de 3,14 e 2,46 para os dois anos, o que confirma o mencionado pelo autor Joshi: o índice de produtividade dos poços horizontais pode ser de duas a três vezes maior que o de poços verticais. Novamente, usou-se a ferramenta estatística de diagrama de caixa para visualizar o grau de dispersão e simetria dos dados (Figura 5.6).

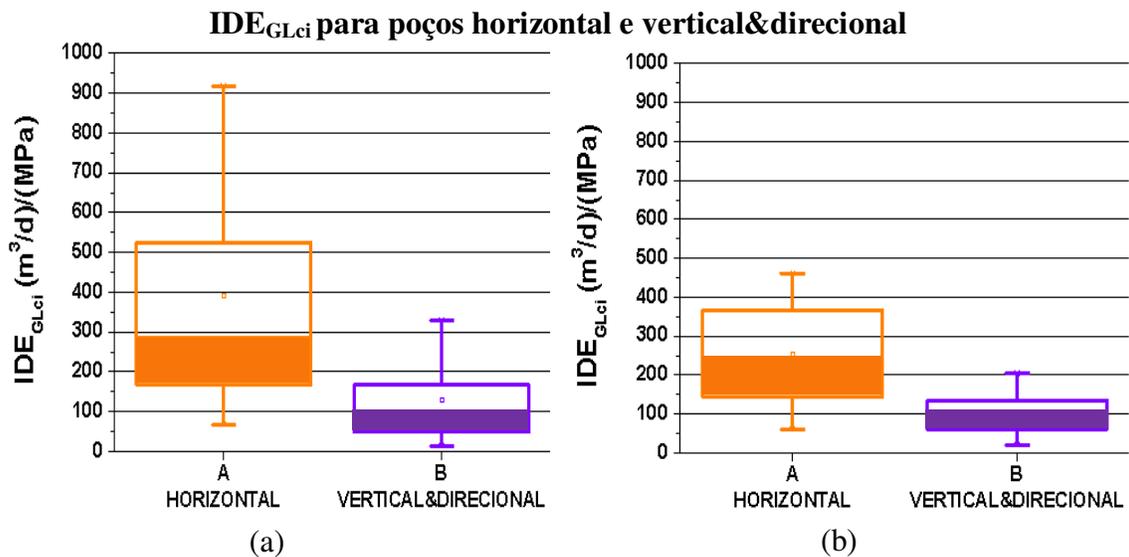


Figura 5.6: Diagrama de caixa (box plot) para poços vertical&direcional e poços horizontal nos anos 2006 (a) e 2007 (b) – IDE_{GLci}

Note-se que, no ano 2006, os dois grupos possuem uma distribuição assimétrica quando comparados com o ano 2007 - os “bigodes” (linhas inferiores e superiores que se estendem de cada extremidade do retângulo até os limites superiores e inferiores) e as médias (quadrados no interior das caixas) estão deslocados do centro da distribuição. Observe-se também que o desempenho máximo dos poços verticais e direcionais não supera o valor médio do IDE_{GLci} dos poços horizontais, confirmando a existência uma vantagem significativa no desempenho dos poços horizontais.

A diferença de avaliar os desempenhos dos poços usando como parâmetros de referência o IDE_{GL} do sistema e da completação inferior, deve-se ao fato de que o desempenho do sistema leva em consideração os efeitos das perdas de carga impostas ao fluido dentro da coluna e nas linhas de escoamento, além de considerar a energização do método de elevação (*gas-lift*), diminuindo essa vantagem a favor dos poços horizontais em relação quando é usado o IDE_{GL} da completação inferior. Esses efeitos são muito importantes na hora de avaliar o desempenho dos poços, já que eles influem no volume de óleo que chega ao tanque (na superfície). A seguir mostra-se que para avaliar os desempenhos dos poços é conveniente usar o IDE_{GL} do sistema em vez do IP ou IDE_{GLci}.

Segundo Joshi (1991), o custo dos poços horizontais é de 1,4 a 3 vezes maior que o dos poços verticais; isso depende das técnicas de perfuração e completação empregadas nos mesmos. Essa relação é vital na indústria, porque, em muitas ocasiões, o desempenho esperado dos poços horizontais em relação aos poços verticais não é alcançado, afetando a viabilidade econômica do projeto do campo. Aqui vamos analisar a relação de desempenho/custo para os casos em estudo (poços horizontal e vertical&direcional) no período de análise, com a finalidade de gerar uma dúvida (já que a indústria tem preferência pelos poços horizontais) no sentido da escolha do tipo de poço de produção no campo. A questão é: compensa perfurar um poço horizontal em vez de dois poços verticais?

Para tanto, primeiramente estimou-se a relação dos desempenhos do sistema e da completação inferior entre os dois grupos para os dados obtidos nas Tabelas 5.3 a 5.6. Essa relação é aplicada nos casos de mínimo, máximo, média, 1º, 2º e 3º quartil dos valores do IDE_{GLsist} e IDE_{GLci} , nos anos 2006 e 2007 (Tabela 5.7 e 5.8). Assumiu-se que, no campo em questão, o custo dos poços horizontais é duas vezes maior que o custo dos poços vertical&direcional.

Tabela 5.7: Relação do desempenho do Sistema entre os poços horizontal e vertical&direcional para os principais dados estatísticos - ano 2006

Relação do desempenho (IDE_{GLsist} horizontal / IDE_{GLsist} vertical&direcional)							Relação do custo assumido (horizontal / vertical&direcional)
Ano	Média anual	Mín.	q1	q2	q3	Max.	2,00
2006	1,80	2,90	2,50	1,90	1,80	1,50	
2007	1,70	2,30	2,10	2,00	1,70	1,40	

Tabela 5.8: Relação do desempenho da completação inferior entre os poços horizontal e vertical&direcional para os principais dados estatísticos - ano 2007

Relação do desempenho (IDE_{GLci} horizontal / IDE_{GLci} vertical&direcional)							Relação do custo assumido (horizontal / vertical&direcional)
Ano	Média anual	Mín.	q1	q2	q3	Max.	2,00
2006	3,10	4,90	3,40	2,90	3,10	2,80	
2007	2,50	2,90	2,30	2,50	2,70	2,30	

Segundo as estatísticas (Tabela 5.7), observando a relação dos desempenhos e a relação do custo assumido, pode-se concluir que o uso de poços horizontais nesse campo

não é uma vantagem muito ampla, já que as relações do desempenho do sistema entre os poços horizontal e vertical&direcional não superam a relação do custo assumido entre os mesmos, indicando que o uso de dois poços verticais ou direcionais alcançaria um maior desempenho que um só poço horizontal. Isso ocorre porque os custos de perfuração e completação dos poços horizontais são altos em relação ao custo de perfuração e completação dos poços verticais e direcionais, e o desempenho esperado dos poços horizontais devido a sua característica (maior área de contato da zona produtora) não é atingido, considerando como parâmetro de referência o índice de desempenho do sistema. Essas comparações foram feitas para os principais dados estatísticos (média, min., q1,q2,q3 e max). Só para o caso do mínimo e o primeiro quartil existe uma vantagem pequena (a relação dos desempenho é superior a relação do custo assumido).

Entretanto, analisando a relação dos desempenhos da completação inferior entre esses grupos, nas Tabelas 5.7 e 5.8, observa-se que essa relação é maior que 2 em todos os casos, superando assim a relação do custo entre eles. Portanto, conclui-se que o uso de poços horizontais nesse campo tem uma vantagem em relação ao uso dos poços verticais e direcionais, tendo como parâmetro de referência o IDE_{GLci} . Isso se deve ao fato de que os poços horizontais terem uma maior área de contato com o reservatório e, assim, uma maior vazão de fluido do reservatório para o poço. No entanto, o aumento da produção de líquidos nesse tipo de poço, implica que, na coluna de produção e nas linhas, exista uma grande perda de carga, reduzindo o desempenho do sistema. Devido ao fato do poço encontrar-se a centenas de metros de profundidade, os efeitos da gravidade também influem nessa redução.

Esses efeitos têm uma grande influência no desempenho total do sistema dos poços horizontais, visto que as características da coluna e das linhas de escoamento, tais como, diâmetro da coluna de produção, linhas de produção, do *riser* e do mandril *gas-lift* etc., são os mesmos usados nos poços verticais e direcionais. Porém, a alta contribuição da vazão do reservatório para os poços horizontais é afetada nesses trechos, sendo que, quanto maior o fluxo, maior a percentagem de perda de carga, reduzindo o desempenho dos sistemas nos poços horizontais. Desse modo, para que o aumento da produtividade na interface poço-

reservatório não seja cancelado por outras instalações do sistema de produção, devemos nos concentrar na qualidade das técnicas de perfuração e completação nesses poços.

Pelas razões explicadas acima, recomenda-se utilizar o $IDE_{GL\text{ sist}}$ para avaliar o desempenho dos poços, porque ele considera todas as cargas impostas ao fluido ao escoar pela coluna e nas linhas, e considera a energização do método de elevação a gás. Nesse exemplo, se mostrou uma aplicação bem importante do parâmetro proposto, e, por sua vez, seu grau de aplicação.

5.5. Comparação das Tecnologias de Contenção De Areia

Uma das aplicações do IDE_{GL} é permitir avaliar as diferentes tecnologias utilizadas nos poços de petróleo. Nesta seção, será aplicado o conceito do IDE_{GL} para avaliar a influência do tipo de contenção de areia na produtividade dos poços. Para esse caso de estudo, o parâmetro de análise utilizado foi o $IDE_{GL\text{ ci}}$.

Para o grupo vertical&direcional, os poços foram organizados em duas classes; os que utilizam *Gravel Pack* (GP) e *Frack Pack* (FP). Para o grupo de poços horizontais, foram separados em *Horizontal Open Hole Gravel Pack* (HOHGP) e o *Stand Alone Screen* (SAS). Ressalta-se que a classificação dos poços horizontais pelo método SAS refere-se à operação de HOHGP que não foi bem sucedida; ou seja, ao final da operação, em algumas ocasiões, o preenchimento total do anular com areia era incompleto, conseqüentemente, a região próxima ao calcanhar não ficava preenchida totalmente. Normalmente nessa região próxima do calcanhar, ocorre a maior contribuição da vazão do reservatório.

Foram identificados 9 casos de FP e 32 de GP entre os poços verticais e direcionais. Para os poços horizontais identificaram-se 14 casos de HOHGP e 7 casos de SAS. Na Tabelas 5.9 e 5.10 são apresentados os sumários das principais informações estatísticas desses poços em relação ao $IDE_{GL\text{ ci}}$.

Tabela 5.9: Sumário estatístico do tipo de contenção de areia usando o IDE_{GLci} - 2006

2006 - IDE _{GLci} (m ³ /d)/(Mpa) ((m ³ /d)/(kgf/cm ²))								
Tipo contenção de areia	Casos	Média anual	Desvio padrão	Mín.	q1	q2	q3	Max.
FP	8	178,4 (17,5)	130,6 (12,8)	31,4 (3)	83,2 (8,2)	180,4 (17,7)	224,2 (22)	429,4 (42,1)
GP	32	147,7 (13,5)	92,1 (9)	13,5 (1,3)	81,3 (8)	110,7 (10,9)	170,8 (16,8)	361,3 (35,4)
HOHGP	13	585,6 (52,6)	390,6 (38,3)	108,7 (106,6)	168,2 (16,5)	524,7 (51,5)	850 (83,4)	1273,4 (124,9)
SAS	7	252,1 (24,7)	104,2 (10,2)	67 (6,6)	166 (16,3)	280,5 (27,5)	286 (28)	407,2 (39,9)

Tabela 5.10: Sumário estatístico do tipo de contenção de areia usando o IDE_{GLci} - 2007

2007 - IDE _{GLci} (m ³ /d)/(Mpa) ((m ³ /d)/(kgf/cm ²))								
Tipo contenção de areia	Casos	Média anual	Desvio padrão	Mín.	q1	q2	q3	Max.
FP	9	167,9 (16,5)	91 (8,9)	23,5 (2,3)	117,3 (11,5)	167,4 (16,4)	204,7 (20,1)	325,5 (31,9)
GP	23	92,9 (91)	42 (4,1)	20,7 (2)	59,3 (5,8)	85,5 (8,4)	122,5 (12)	196,1 (19,2)
HOHGP	14	366,6 (34)	253,7 (24,9)	64,8 (6,4)	143,9 (14,1)	303,6 (29,8)	436,9 (42,9)	916,2 (89,9)
SAS	7	260,4 (25,5)	121 (11,9)	60 (5,9)	214,3 (21)	235,7 (23,1)	331,9 (32,6)	435,1 (42,7)

Verifica-se que, em 2006, a diferença entre o FP e GP não é tão acentuada (1,2 vezes maior em favor do FP); em 2007, essa diferença é um pouco mais alta a favor do FP (1,8 vezes maior). Isso deve-se ao método de FP ter a vantagem de aumentar a permeabilidade criando fraturas perto do poço (fraturamento hidráulico), reduzindo o fator de dano. Para visualizar a dispersão e a simetria dos dados foi empregado o diagrama de caixa (Figura 5.7). Note que, para o ano 2007, os dados têm uma distribuição mais simétrica em comparação a 2006; observa-se uma diferença pequena a favor do FP em 2007.

Um fato importante que pode ser visualizado na Figura 5.7, é que ambos os métodos, em 2007, têm aproximadamente o mesmo valor de desempenho mínimo, mas o Frack Pack tem os valores restante superiores. Verificou-se que esses valores altos do IDE_{GLci} pertencem a poços que foram perfurados depois do ano 2000, indicando que a técnica foi melhorando através do tempo. Portanto, confirma-se que o tipo de contenção de areia por

FP aumenta, em porcentagens pequenas, o desempenho dos poços em relação ao método de GP.

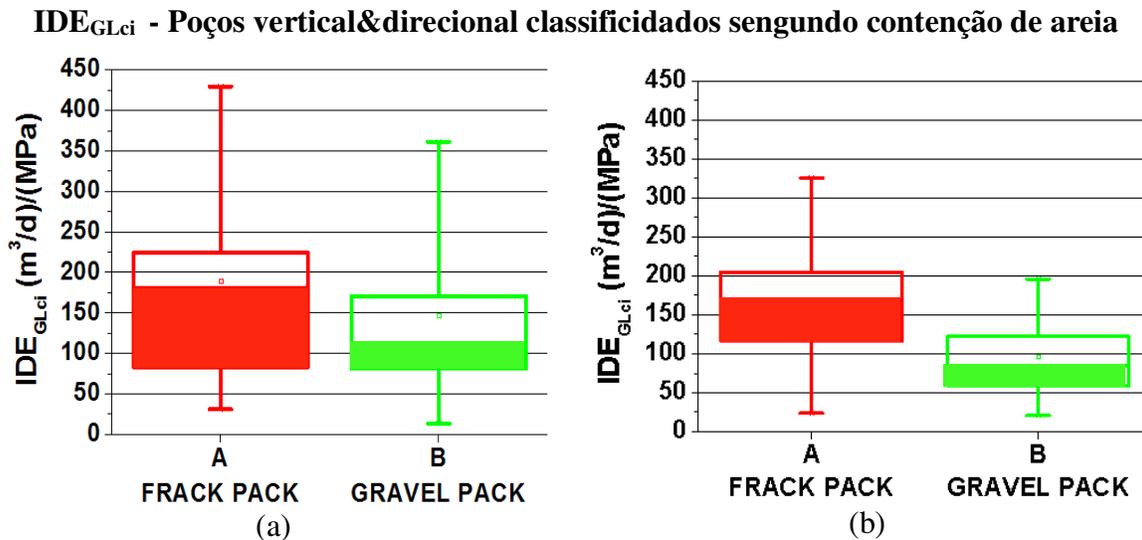


Figura 5.7: Influência do tipo de contenção de areia no desempenho do poço (IDE_{GLci}), ano 2006 (a) e 2007 (b)

No caso dos poços horizontais, em 2006, a diferença entre o HOHGP e SAS é 2,3 vezes maior a favor do HOHGP, mas a distribuição dos dados é assimétrica (ver Figura 5.8). Em 2007, essa diferença não é tão acentuada, em termos de desempenho (1,4 vezes maior). Note que, no tipo de contenção areia HOHGP, tem-se maior dispersão dos dados e uma distribuição assimétrica, indicando que o desempenho dos poços pode ser melhorado nessa região. De acordo com o mencionado sobre o critério de classificação do SAS, não há muita diferença de funcionamento entre uma técnica ou outra, porque, nos casos analisados, as telas da operação de HOHGP foram descidas sem centralizadores; consequentemente, o assentamento da tela na parte inferior do poço restringiu o preenchimento da areia. Cerca de 10% a 25% da área do poço não foram preenchidas, modificando o princípio de funcionamento da contenção de areia. Dessa forma, em muitos casos onde o poço foi classificado como um HOHGP bem sucedido, ele pode estar operando como SAS.

IDE_{GLci} - Poços horizontal classificados segundo contenção de areia

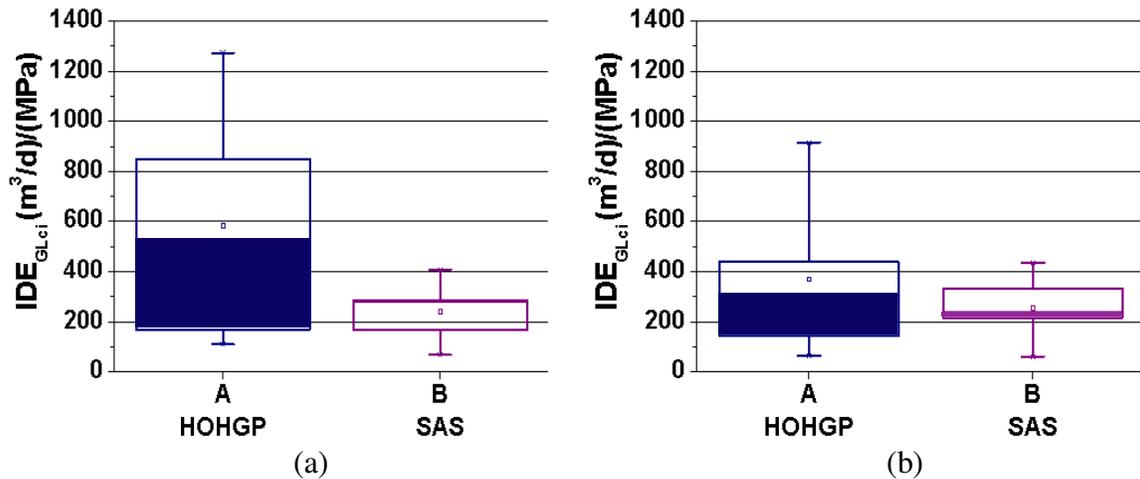


Figura 5.8: Influência do tipo de contenção de areia no desempenho do poço (IDE_{GLci}), ano 2006 (a) e 2007 (b).

5.6. Identificação de presença de problemas no sistema de produção

Uma das motivações de propor o índice desempenho do escoamento foi aproveitar a organização e integração dos diversos dados que são medidos periodicamente no campo. Uma aplicação desse processo de utilização dos dados é mostrada nesta seção.

Na Figura 5.9, foram plotados dados de produção, o diferencial entre a pressão estática e a pressão na cabeça (ΔP_{TPT}) e no fundo do poço (ΔP_{PDG}) ao longo do tempo, para o poço sw 95. Esse gráfico é usado normalmente para analisar os dados de produção, com o objetivo de diagnosticar algum problema que interfere na produtividade do poço e identificar o trecho onde ocorre esse problema. Dessa maneira, vamos analisar estes dados de produção para identificar se existe alguma anomalia dentro do sistema de produção.

Observe que a vazão de líquido, desde o início do gráfico até fevereiro do ano 2006, é aproximadamente constante, embora a vazão de óleo diminua e a vazão de água aumente nesse período. A vazão de líquido não sofre mudanças bruscas porque as taxas de variação das vazões de óleo e água são aproximadamente opostas. A partir de março de 2006, a vazão de líquido começou a cair por causa da diminuição da produção do óleo, já que a vazão de água permaneceu quase estável, com variações suaves. Para poder interpretar esse

comportamento, analisaram-se as pressões. Observa-se que, apesar da fração volumétrica do óleo estar diminuindo e da água aumentando, o diferencial entre a pressão estática na cota de referência e as pressões na cabeça e no fundo do poço estão aumentado (portanto, as pressões dentro do poço estão diminuindo). Isso se deve ao fato de que o aumento do volume de injeção do gás na coluna de produção no tempo diminuiu a carga piezométrica dentro da coluna e no *riser*, por essa razão, o incremento da fração volumétrica da água não causou um aumento na carga piezométrica nestas regiões.

A partir do segundo trimestre do ano 2006, o diferencial entre a pressão estática e a pressão na cabeça e no fundo do poço começou aumentar mais notoriamente, o que pode indicar que o problema pode estar localizado em qualquer dessas duas regiões do sistema de produção. Desse modo, observou-se que o desempenho do poço começou a cair logo no segundo trimestre do ano 2006.

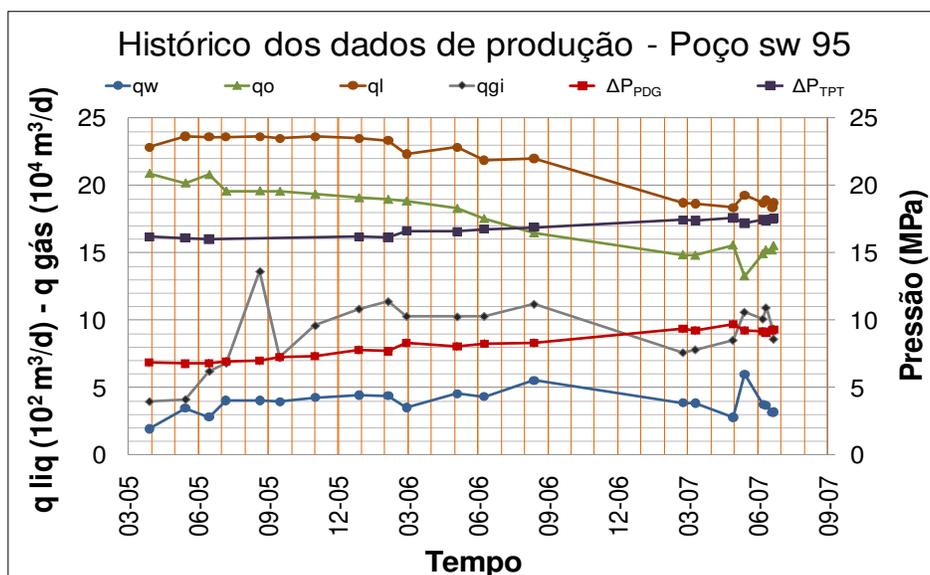


Figura 5.9: Histórico dos dados de produção, do diferencial entre a pressão estática e as pressões na cabeça e no fundo do poço. Poço sw 95

Esse tipo de análise não proporciona uma boa interpretação dos dados e dificulta a identificação dos possíveis problemas que podem estar acontecendo dentro do sistema de produção. Portanto, o índice de desempenho do escoamento tem uma característica muito importante que é o agrupamento destas variáveis as quais são representadas como um índice de desempenho global. Assim, proporcionando uma melhor visualização para

identificação de presença de problemas dentro do sistema de produção. Por outro lado, o campo em estudo tem mais de 200 poços de produção, logo, aplicando o tipo de análise explicado acima para todos estes poços, o processo seria muito extenso. Portanto, usar o IDE_{GL} para esse tipo de análise seria mais fácil e confiável. Para mostrar essa vantagem, foi estimado o IDE_{GL} do sistema para este mesmo poço. (ver Figura 5.10 – linha de cor roxa).

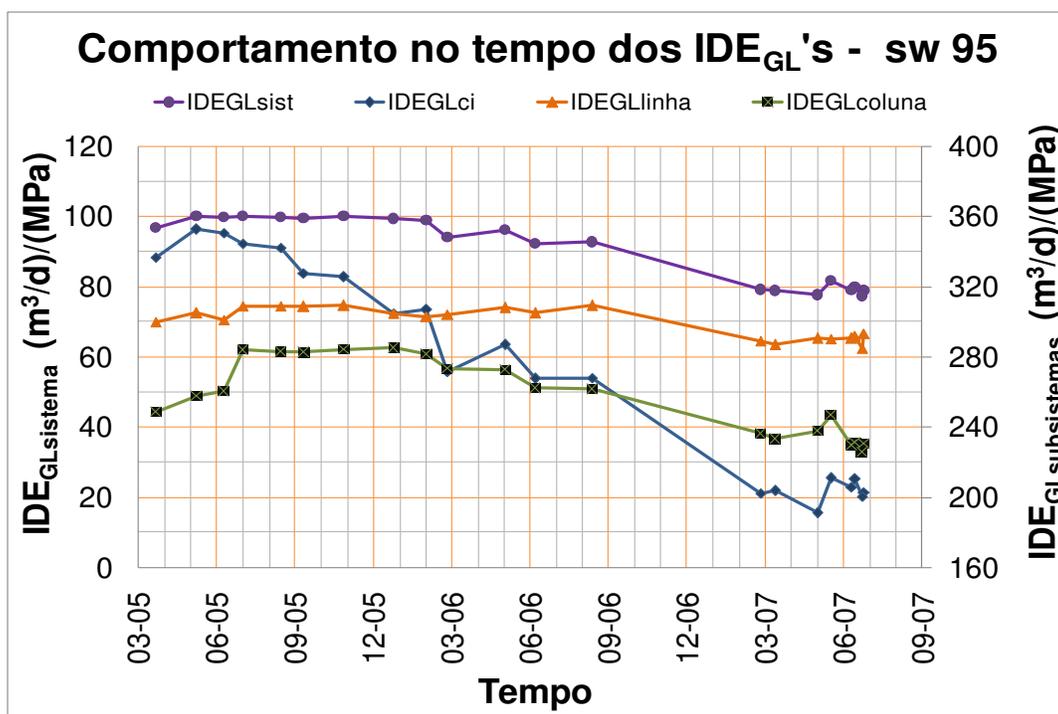


Figura 5.10: Histórico do IDE_{GL} do sistema e os subsistemas para o poço sw 95.

Pode-se observar que o desempenho do sistema até fevereiro do ano 2006 foi estável, e, depois, começou a cair. Nesse mesmo gráfico é plotado o IDE_{GL} dos subsistemas, onde se identifica que o IDE_{GLci} , desde o início, diminui, mas ainda não afeta o desempenho de sistema; o desempenho da coluna foi afetado somente depois do segundo trimestre de 2006, e, conseqüentemente, o desempenho do sistema. Aparentemente, esse problema no fundo do poço continuou pela coluna até chegar às linhas de escoamento, como se observa pela diminuição do desempenho nesse trecho, a partir de agosto do 2006, afetando ao final o desempenho de todo o sistema, coluna e linhas.

Com esta análise, concluiu-se que o problema que afetou o desempenho do poço começou na interface poço-reservatório e avançou pela coluna até chegar às linhas de

produção. O IDE_{GL} permite identificar em qual trecho do sistema de produção está ocorrendo o problema, quando comparado com o método comumente usado na indústria, como foi mostrado no primeiro exemplo desta seção.

A partir desse exemplo, abre-se uma linha de aplicação que trata de usar o IDE_{GL} para a identificação e diagnóstico de problemas no sistema de produção. Esse tipo de análise será abordado na seção seguinte, na qual são apresentados casos de intervenções realizadas nos poços do campo, onde se avaliaram as causas reportadas dessas intervenções e as causas diagnosticadas por um especialista da área, assim, explorando a aplicabilidade do IDE_{GL}.

5.6.1. Interpretação do desempenho usando o IDE_{GL}

Para estudar a aplicação do IDE_{GL} à sinalização de queda de desempenho, serão apresentados exemplos nos quais foram analisados os resultados das operações de intervenção no campo (workovers) e os diagnósticos ou interpretações de um especialista. O principal objetivo é avaliar se a identificação de tais problemas é bem correlacionada com o IDE_{GL}.

Com essa finalidade, foram elaborados gráficos do IDE_{GL} do sistema em função do tempo para poços que apresentaram comportamentos atípicos. Desses grupos de poços foram escolhidos seis poços para exemplificar a utilização do IDE_{GL}. Para esses casos foram usados os históricos dos IDE_{GL}'s, a razão gás-óleo (RGO) e a porcentagem da água produzida em relação aos líquidos produzidos (bsw). Destaca-se que as variáveis RGO e RGL levam em consideração o gás injetado na coluna de produção (*gas-lift*) e o gás produzido da formação.

As informações dos workovers dos poços do campo foram gentilmente fornecidas pela Petrobrás. Dentre essas informações é detalhado o tipo de operação realizada na intervenção, a data da intervenção e a causa básica do problema. Ressalta-se que, para levar a cabo essas análises e interpretações, contou-se com a participação de um especialista da Petrobrás nesta área.

Na indústria, é realizada uma série de etapas que tem como objetivo analisar, definir e solucionar os possíveis problemas que se apresentam no campo e que interferem na produção de petróleo. Tais etapas são apresentadas a seguir.

5.6.1.1. Procedimento do diagnóstico de problemas na indústria do petróleo

✓ Acompanhamento dos dados de produção

Esta etapa tem como finalidade monitorar os dados de produção ao longo do tempo para identificar a presença de algum tipo de problema no poço que esteja interferindo na produção do óleo. Para isso, o histórico de produção (vazões, pressões, relações RGO e BSW) é plotado num só gráfico para que possa ser analisado. Na Figura 5.11 é representado um esquema destas curvas tradicionais.

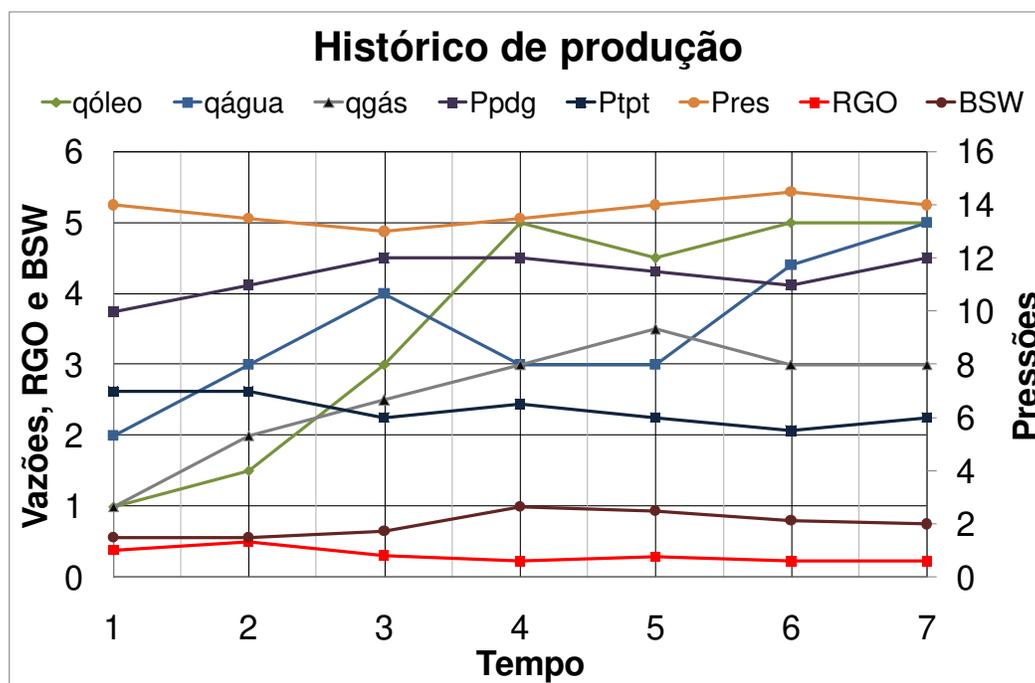


Figura 5.11: Perfis do histórico de produção de um poço

A partir dessas curvas tradicionais, acompanha-se o comportamento da produção do óleo do poço em tempo real. Observando-se as tendências da produção. O passo seguinte seria a interpretação desses dados (relacionando as pressões e as vazões) com a finalidade de diagnosticar um problema e as causas, para posteriormente realizar as operações

necessárias no poço para solucionar tal problema (*workover*). Para diagnosticar essas causas, é preciso a interpretação de especialistas de diversas áreas; a etapa seguinte do processo para corrigir os possíveis problemas no campo.

✓ **Convocação da comissão de intervenção em poço (CIP)**

Se a produção de óleo apresenta um comportamento desfavorável, a comissão de intervenção de poço (CIP) será encarregada de diagnosticar as causas de tal comportamento. Para isso, o diagnóstico é feito analisando-se as curvas tradicionais. Essa comissão é composta, principalmente, por especialistas nas áreas de elevação, escoamento, poço e reservatório. Ressalta-se que as tomadas de decisão sobre a identificação dos problemas no poço nem sempre implicam o acerto da decisão, isto é, a CIP verifica, após a intervenção no poço, se a produção de óleo aumentou e, caso contrário, novamente esta comissão estudaria as curvas tradicionais para tomar outra decisão.

Independentemente da decisão tomada, o passo seguinte é reportar o possível problema identificado pela CIP à comissão encarregada de realizar as intervenções no poço, para que esta (quem realiza o *workover*) realize as operações pertinentes para solucionar o problema identificado.

✓ **Intervenção (*Workover*)**

Uma das atividades mais úteis da indústria petrolífera são os *workover* (intervenção no poço). Essas operações são requeridas por diversas razões, por exemplo: solucionar um problema no poço para incrementar sua produtividade, eliminar excessiva produção de água ou gás e a reparação de falhas mecânicas, atividades que dependem do diagnóstico obtido pela CIP.

O objetivo que se procura alcançar nessas operações é realizar com sucesso a intervenção necessária para corrigir o problema diagnosticado. Se depois da intervenção, a produção do poço não melhorar, uma primeira hipótese para o insucesso seria uma má interpretação do problema e, por conseguinte, um diagnóstico errado por parte da CIP. Essa foi uma das motivações para usar o IDE_{GL} nessa aplicação, implementando-o como uma

ferramenta de análise para se estudar o comportamento do desempenho do poço, antes e depois das intervenções, a fim de avaliar os possíveis problemas que foram identificados pela CIP. Assim, o IDE_{GL} auxiliaria na tomada de decisões para melhorar o desempenho dos poços.

✓ Pós-análise

Nesta etapa, os dados de produção foram analisados depois da intervenção, com o objetivo de verificar se o problema diagnosticado pela CIP afetava o desempenho do poço; para isso, de novo, foram usadas as curvas tradicionais. Se o resultado for negativo, ou seja, se a produção ainda continuar caindo, o passo seguinte seria a convocação da CIP para analisar novamente as causas do problema, e ponderar entre as possíveis alternativas para obter a melhor decisão. Conforme a decisão tomada pela CIP, os encarregados do *workover* desenvolveram as atividades correspondentes para solucionar o problema.

Por outro lado, essas intervenções envolvem grandes custos; uma interpretação errônea e, por conseguinte, uma tomada de decisão incorreta, causariam um aumento nos custos devido a necessidade de realizar várias intervenções. Por essa razão, a introdução de novas ferramentas de análises que auxiliem na tomada de decisões geraria mais economia na identificação de problemas no campo.

Será realizada, a seguir, a avaliação dos diagnósticos dos problemas encontrados no campo por parte da CIP. Nessa avaliação, levou-se em consideração a interpretação de um especialista na área, que inspecionou o histórico do IDE_{GL} para os seis casos. Aqui, serão aplicados os princípios físicos e químicos dos possíveis problemas encontrados no campo, conforme mencionado no Capítulo 3.

Na falta de informação em períodos longos de tempo, não seria possível estimar os IDE_{GL}'s; em vista disso, para uma melhor visualização e interpretação dos dados, as curvas dos IDE_{GL}'s são omitidas nessas datas. Nos gráficos apresentados, em todos os casos, são apontados os períodos nos quais as intervenções foram realizadas.

5.6.1.2. Casos de estudo

✓ Caso 1: Incrustação

O poço em estudo (sw 22) é direcional e começou sua produção ao final de 1995. Está completado com *gravel pack*, como método de contenção de areia e está acoplado individualmente à unidade de produção FPU-B. A Figura 5.12 apresenta o histórico dos dados de produção, na qual foram plotados a vazão da água, de óleo e de líquidos, o diferencial entre a pressão do reservatório e a pressão no fundo (PDG), entre a pressão do reservatório e a pressão na e na cabeça (TPT) do poço, e a razão gás - líquido (gás injetado e produzido da formação).

Observa-se que a vazão de líquidos até o final do 2005 não apresentou um comportamento atípico, mas após essa data a vazão de óleo começou a diminuir (indicando um possível problema). Nesse período o comportamento da pressão no fundo do poço seria crescente, devido ao aumento da fração da água que causaria aumento da carga hidrostática, entretanto, essa pressão diminuiu devido ao aumento da RGL na coluna de produção. A produção da água do poço foi muito baixa no início do período de análise.

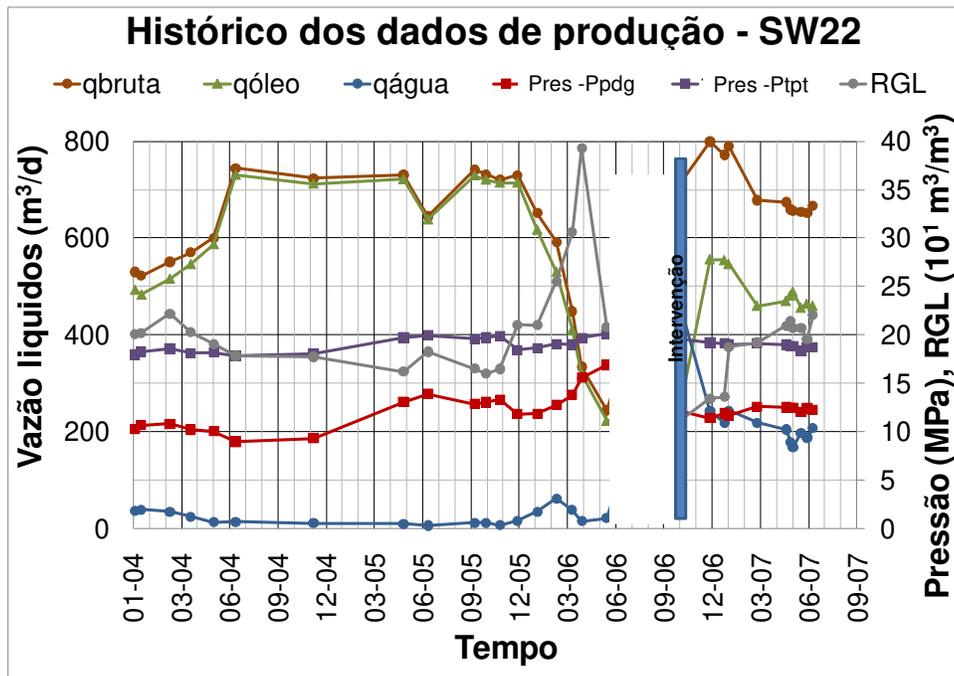


Figura 5.12: Histórico dos dados de produção do poço sw 22.

O registro da intervenção realizada no poço sw 22 está resumido na Tabela 5.11. Esta operação foi motivada por incrustações, mas, na mesma operação, a comunicação entre a coluna de produção (COP) e o espaço anular foi corrigida trocando-se a válvula de *gas-lift* (VGL).

Por outro lado, cabe ressaltar que, de acordo com a explicação feita no Capítulo 3, sobre os fenômenos físicos e químicos das incrustações, esse tipo de problema reduz a porosidade e a permeabilidade do meio poroso, e também estrangula as passagens de fluido no fundo do poço, diminuindo a produção de líquidos, provavelmente afetando o IDE_{GL} da completação inferior ao longo do tempo.

Tabela 5.11: Detalhe da intervenção no poço sw 22

Tipo de operação		Restauração	
Início:	13/09/06	Término:	11/10/06
Motivo real da intervenção		Incrustação	
Causa básica/Detalhes		Corrigir comunicação COP x anular com troca de (VGL), remoção de incrustação/perfilagem e teste de formação.	

Análise do Especialista:

Na Figura 5.13, pode-se observar que o desempenho do sistema se manteve constante até o final de 2005, apesar do IDE_{GLci} começar a diminuir a partir de junho de 2004 até a data da intervenção. O IDE_{GLsist} não foi alterado pelo IDE_{GLci} , pois o IDE_{GL} da coluna e da linha aumentavam, provavelmente pela diminuição da RGL. Observando a produção da água (BSW) pode se notar que a partir de 2004 essas duas variáveis diminuíram até a data 06-04 quando a tendência era estável, mas a produção era muito baixa. A partir dessa mesma data, o IDE_{GLci} apresentou uma tendência decrescente. Uma causa dessas diminuições se deve ao fato de que a formação das incrustações começou afetando a região próxima do poço e o canhoneado, restringindo primeiro a passagem da água e logo detendo a tendência crescente da produção do óleo, como se observa na Figura 5.12, pois os hidratos restringiriam a passagem da água injetada e não permitiriam arrastar o óleo para o canhoneado.

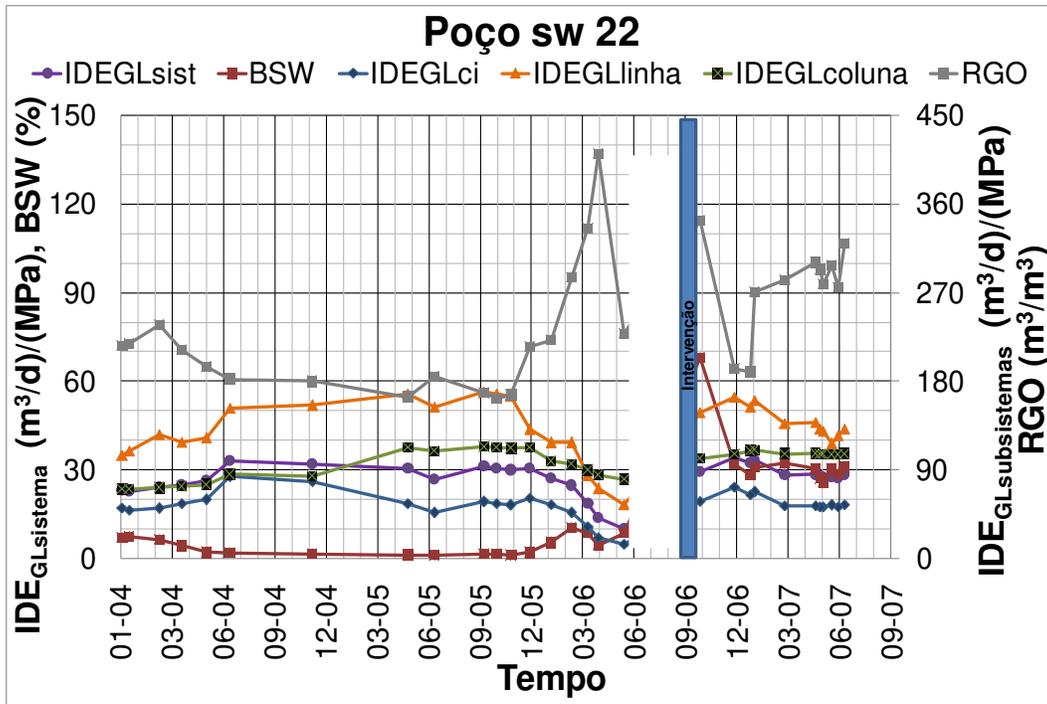


Figura 5.13: Histórico dos IDE_{GL}'s, o BSW e a RGO do poço sw 22

Pode-se dizer que as incrustações afetaram somente o fundo do poço e não atingiram a coluna nem a superfície, alterando os equipamentos; isso pode ser verificado observando-se a tendência do IDE_{GL} da linha e da coluna. Entretanto, a partir de outubro de 2005, essas duas variáveis apresentaram um comportamento decrescente, causado pela variável RGO. Nota-se que, enquanto a RGO apresentou uma tendência decrescente, o desempenho da linha e da coluna tiveram um comportamento crescente, e, enquanto a RGO aumentou, o IDE_{GL} da linha e da coluna diminuíram (Figura 5.13). Isso é interpretado admitindo-se que quando se supera a RGO ótima (para se obter a menor perda de carga na coluna) as perdas por atrito viscoso aumentam. Pode também ocorrer uma mudança no padrão de escoamento, para o caso dos trechos verticais. Isso ocasiona a redução do desempenho da coluna e da linha. No caso dos trechos horizontais, como nas linhas de produção, acontecem os mesmos fenômenos que no caso do trecho vertical, mas a diferença é que grandes quantidades de gás podem causar restrições na produção de líquidos (Figura 5.12 – diminuição da produção de líquidos a partir do início do aumento da RGO) devido à formação de um cone de gás ou *choke* hidráulico, que aumenta a perda de carga ocasionada pela redução da área de escoamento na tubulação.

Depois da finalização da intervenção, o poço foi posto a produzir, verificando-se um aumento do desempenho da completação inferior, que se tornou estável (Figura 5.13). O desempenho da linha não apresentou um comportamento atípico durante os dois primeiros meses depois da intervenção; contudo, logo em seguida, a RGO começou a aumentar afetando o desempenho da linha, que diminuiu. No entanto, esse aumento da RGO não alterou a tendência estável do desempenho da coluna, mas alterou a produção de óleo (Figura 5.12). Um fato importante a ser observado é que, depois da intervenção, a produção de líquidos aumentou notavelmente, devido ao aumento da produção de água.

Conclusão: Observando-se o comportamento do IDE_{GL} dos subsistemas ao longo do tempo, foi possível identificar a região onde se apresentava o problema. Além disso, a partir da análise dos dados de produção e dos IDE_{GL} 's identificou-se que tal problema poderia ser de incrustações, já que o comportamento da produção da água e dos líquidos antes e depois da intervenção apresentaram características típicas da formação de minerais sulfatos no reservatório, pois a presença desses minerais causa a obstrução da vazão da água e do óleo. Assim, observou-se que, depois da intervenção, o desempenho da completação inferior e da produção de líquidos aumentou, o que significa que o problema diagnosticado pelo CIP era mesmo o causador da diminuição da produção. Dessa forma, o IDE_{GLci} ajudou a identificar e confirmar que o problema era devido a incrustações, o qual foi resolvido com sucesso. Em adição, constatou-se que a oscilação da RGO influenciou no desempenho da coluna e da linha, e, também, na produção de óleo e de água.

✓ **Caso 2: Hidratos**

O poço sw 17, analisado neste caso, é de geometria direcional, tendo iniciado sua produção no início de dezembro de 1994. Foi completado com *gravel pack* como método de contenção de areia. Esse poço está acoplado individualmente à unidade de produção FPU-B.

Na Figura 5.14 estão plotados os dados de produção deste poço. Ressalta-se que as vazões dos líquidos usadas nessa figura foram reportadas mensalmente, mas os dados das pressões não foram citados junto com essas vazões, assim, os valores das pressões em

certos períodos de tempo não são reportados. Desse modo, os valores das vazões darão um maior detalhe ao comportamento do IDE_{GL} na análise. Observa-se que, do início do gráfico até agosto de 2004, a vazão de óleo diminui e a vazão da água aumenta, as duas com taxas quase opostas, já que a vazão de líquidos permanece aproximadamente constante. As pressões e a RGL também permanecem constantes até essa data. Em seguida, o poço foi fechado por cinco meses, e, depois desse período, começou a produzir com menor vazão de água e maior vazão de óleo, mantidas até quase o final de 2005. Por esta razão, a pressão no fundo e na cabeça do poço começaram a diminuir devido à redução da carga hidrostática na coluna e no riser nesse período. No início de 2006, a vazão do óleo começou a diminuir afetando a produção de líquidos, alterando de novo o valor da carga hidrostática, causando oscilações nas pressões.

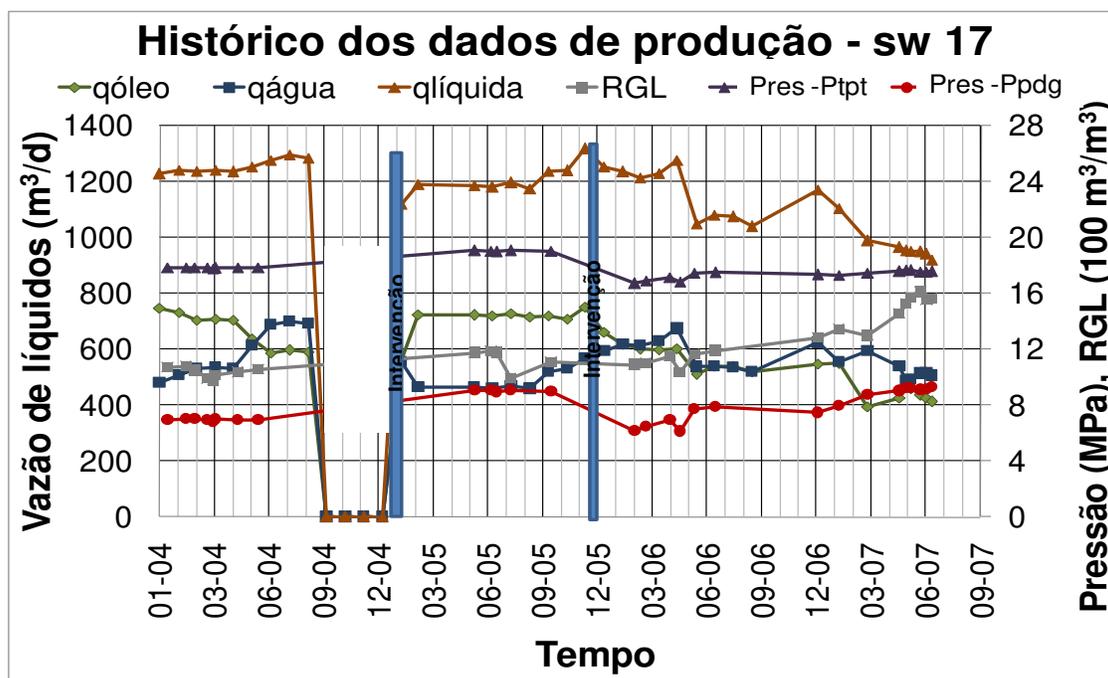


Figura 5.14: Histórico dos dados de produção do poço sw 17.

Os registros das duas intervenções realizadas no poço estão resumidos nas Tabelas 5.12 e 5.13. Nas duas intervenções, o problema foi ocasionado por hidratos nas linhas, na árvore de natal molhada (ANM) e na válvula de segurança de subsuperfície (*Down Hole Safety Valve - DHSV*). Segundo a Figura 5.14, o poço foi fechado quatro meses antes da primeira intervenção, mas não se reportaram as causas deste fechamento ou outro tipo de

intervenções realizadas neste período, possivelmente por causa de hidratos. Esse problema não justifica o fechamento do poço durante todo esse tempo.

Tabela 5.12: Detalhe da intervenção 1 no poço sw 17

Tipo de operação		Restauração	
Início:	07/02/05	Término:	14/02/05
Motivo real da intervenção		Hidrato	
Causa básica/Detalhes		Hidrato na ANM e linhas	

Tabela 5.13: Detalhe da intervenção 2 no poço sw 17

Tipo de operação		Restauração	
Início:	09/11/05	Término:	19/11/05
Motivo real da intervenção		Hidrato	
Causa básica/Detalhes		Hidrato na LC da DHSV: quebrado hidrato na linha e testada ANM.	

Na Figura 5.15, estão plotados o histórico dos IDE_{GL} 's, a RGO e a BSW do poço sw 17. Os dados usados para estimar os IDE_{GL} 's estão sincronizados com os dados das pressões, diferentes dos usados na Figura 5.14, devido aos dados das vazões terem sido tomados de outra fonte. Por essa razão, têm-se períodos onde não se estimaram os valores dos IDE_{GL} 's, e, portanto, através da Figura 5.15 não se conseguia observar o fechamento do poço.

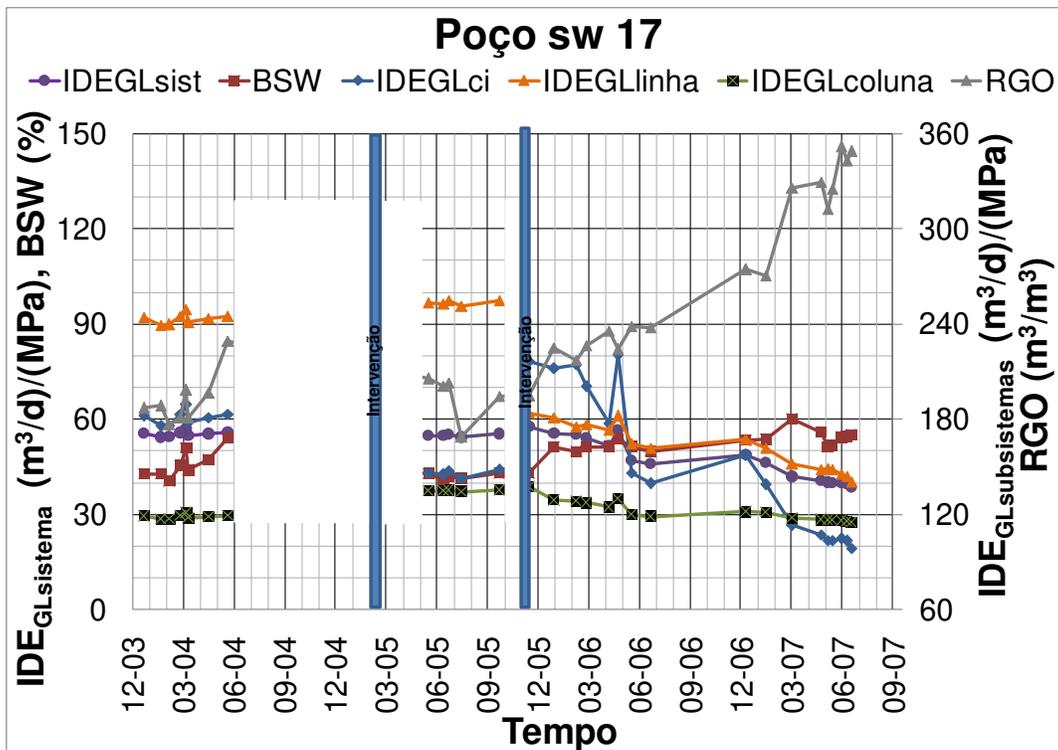


Figura 5.15: Histórico dos IDE_{GL}'s, o BSW e a RGO do poço sw 17.

Análise do Especialista:

Analisando os IDE_{GL}'s (Figura 5.15) antes da primeira intervenção não se pode diagnosticar uma causa para o fechamento do poço, somente se observa que se apresentou uma diminuição da vazão do óleo e um aumento da vazão da água (Figura 5.14), mas isso não é informação suficiente para identificar a presença de algum tipo de problema no sistema de produção que causaria o fechamento do poço por cinco meses. Além disso, as pressões não sofreram alterações, o que não permitiu relacionar essas variáveis com as vazões, para realizar uma análise.

Nota-se que, no início da Figura 5.15, o desempenho do sistema e dos subsistemas apresentam um comportamento estável, continuando com o mesmo comportamento depois da primeira intervenção, embora o IDE_{GLci} tenha apresentado valores menores, o que indica um possível problema nesse período (entre a primeira e a segunda intervenção).

Depois da segunda intervenção, o IDE_{GL} da linha diminuiu e começou a cair constantemente. Essa mesma tendência decrescente foi apresentada pelo IDE_{GL} da coluna. Embora, o IDE_{GL} da completção inferior tenha aumentado seu valor depois da segunda intervenção, começou a diminuir, até atingir desempenhos inferiores aos alcançados antes da intervenção, indicando que o possível problema apresentado na região (interface poço-reservatório) continua. Tal problema afetou a produção do óleo, que apresentou um comportamento desfavorável.

O comportamento do desempenho da linha e da coluna pode ser explicado pela eficácia do *gas-lift*, já que a RGO aumentou significativamente. Contudo, analisando a RGL (Figura 5.14), essa não sofreu um aumento significativo que causaria uma maior perda de carga na coluna e nas linhas ou uma restrição da produção dos líquidos no trecho horizontal (linhas de produção) devido à alta quantidade do gás; o que poderia indicar que o possível problema que se apresenta na interface poço-reservatório também acontece na coluna e nas linhas de produção.

Uma primeira suposição da causa desse problema poderia ser incrustações, mas, analisando o comportamento da água e do BSW, observa-se que não se apresentaram tendências decrescentes nesse período; ou seja, os sulfatos minerais não estão presentes no reservatório ou no canhoneado para que restrinjam a passagem da água. Uma segunda suposição para o problema na coluna e na linha seriam problemas por hidratos, mas a formação dos hidratos geraria um tamponamento nas linhas e, por conseguinte, uma variação da pressão na cabeça do poço; segundo a Figura 5.14, essa pressão não sofreu nenhuma oscilação no período (entre a primeira e a segunda intervenção).

A terceira suposição seria a migração de finos do reservatório para dentro do poço. Para confirmar, verificou-se o boletim da intervenção (Apêndice A) e identificou-se que havia um registro sobre a presença de areia muito fina na válvula de *gas-lift*. Isto é, grãos muito finos atravessaram a tela de contenção de areia localizada no canhoneado, passando ao poço, podendo ocasionar abrasão e desgaste dos equipamentos, perda de produtividade do poço, colapso de revestimento e deposição dos resíduos impregnados por hidrocarbonetos. Em adição à presença de areia muito fina, constatou-se que o poço está

localizado numa região do campo que contém uma formação de grãos muito finos. Dessa forma, esse problema estaria afetando a interface poço-reservatório, coluna e linhas de produção.

Conclusão: Identificou-se que os problemas devidos a hidratos, assim como registrado nas duas intervenções, não se apresentaram no sistema de produção, uma vez que depois destas intervenções os desempenhos da linha e da coluna não melhoraram e começaram a diminuir com o tempo, indicando que o problema não foi solucionado. Também, um possível problema por incrustações foi descartado, pois, analisando os dados de produção junto aos IDE_{GL} 's, esses não representaram o comportamento típico de tal problema.

A partir do estudo do comportamento do IDE_{GL} no tempo, identificou-se que o problema que afetava o desempenho do sistema, a partir de 2005, era devido à imigração de finos do reservatório para dentro do poço e das linhas de produção. Isso se verificou com o boletim da intervenção que foi fornecido pela Petrobras, no qual se constataram a presença de grãos muito finos dentro dos equipamentos, e que o poço está localizado numa região do campo que contém grãos muito finos. Por confidencialidade o mapa da localização desses poços não pode ser mostrado no apêndice.

✓ **Caso 3: Hidrato e Incrustação**

O poço sw 25 é de geometria direcional, começou sua produção em maio de 1998, foi completado com *gravel pack* como método de contenção de areia e está acoplado individualmente à unidade de produção FPU-B.

Na figura 5.16, é apresentado o histórico dos dados de produção. Nota-se que a vazão do óleo do início ao final do gráfico está diminuindo. A pressão da cabeça do poço mantém uma tendência quase estável durante todo o tempo de produção (início 2004 a junho de 2007). A pressão no fundo do poço se reduz embora a fração volumétrica da água aumente conforme diminui a vazão do óleo. Essa diminuição da pressão no fundo é devido ao aumento da RGL, que apresenta uma tendência crescente, causando uma diminuição na

carga hidrostática. A produção da água apresenta um comportamento normal durante o tempo todo.

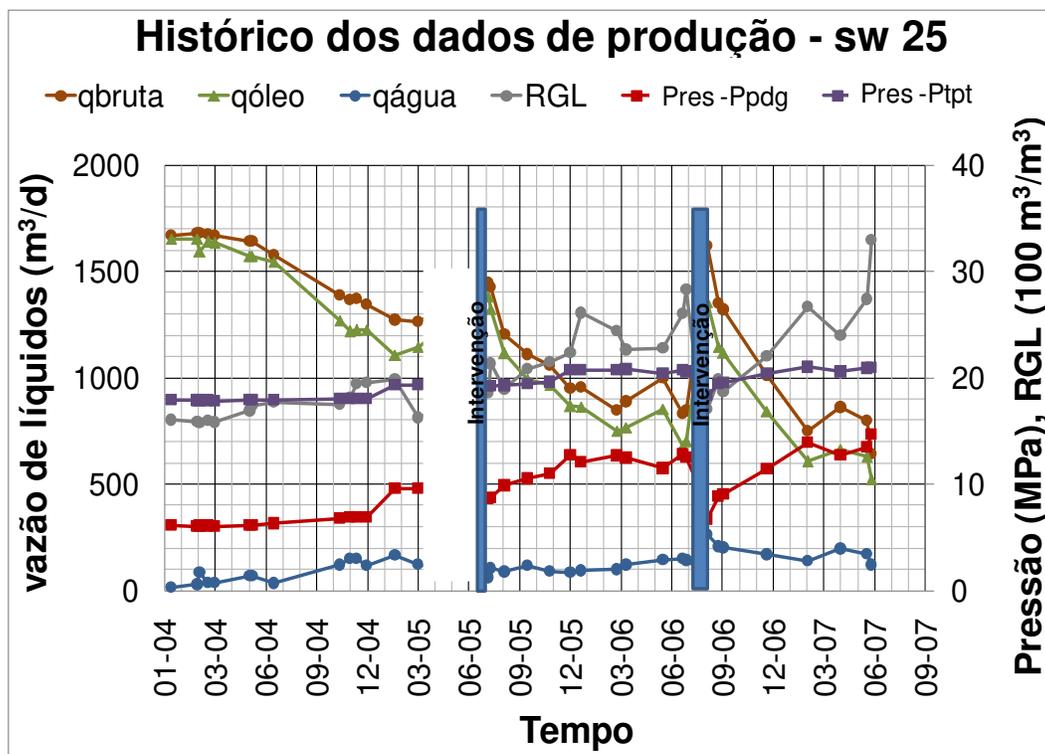


Figura 5.16: Histórico dos dados de produção do poço sw 25.

O registro das duas intervenções realizadas no poço estão resumidas nas Tabelas 5.14 e 5.15. Nesse caso, os possíveis problemas diagnosticados pela CIP no sistema de produção ocorreram devido a hidratos e incrustações. Na segunda intervenção, além de remover as incrustações, foi corrigida a comunicação da coluna de produção com o anular trocando-se a válvula de *gas-lift*.

Tabela 5.14: Detalhe da intervenção 1 no poço sw 25

Tipo de operação		Restauração	
Início:	15/07/05	Término:	23/07/05
Motivo real da intervenção		Hidrato	
Causa básica/Detalhes		Hidrato na LC da DHSV: quebrado hidrato na linha e testada ANM	

Tabela 5.15: Detalhe da intervenção 2 no poço sw 25

Tipo de operação		Restauração	
Início:	27/07/06	Término:	19/08/06
Motivo real da intervenção		Incrustação	
Causa básica/Detalhes		Corrigir comunicação cop x anular com troca de vgl, remoção de incrustação/perfilagem e teste de formação	

Na Figura 5.17, estão plotados os IDE_{GL}'s, o BSW e a RGL. Nota-se que o desempenho do sistema apresenta uma tendência decrescente, indicando a presença de possíveis problemas dentro do sistema de produção.

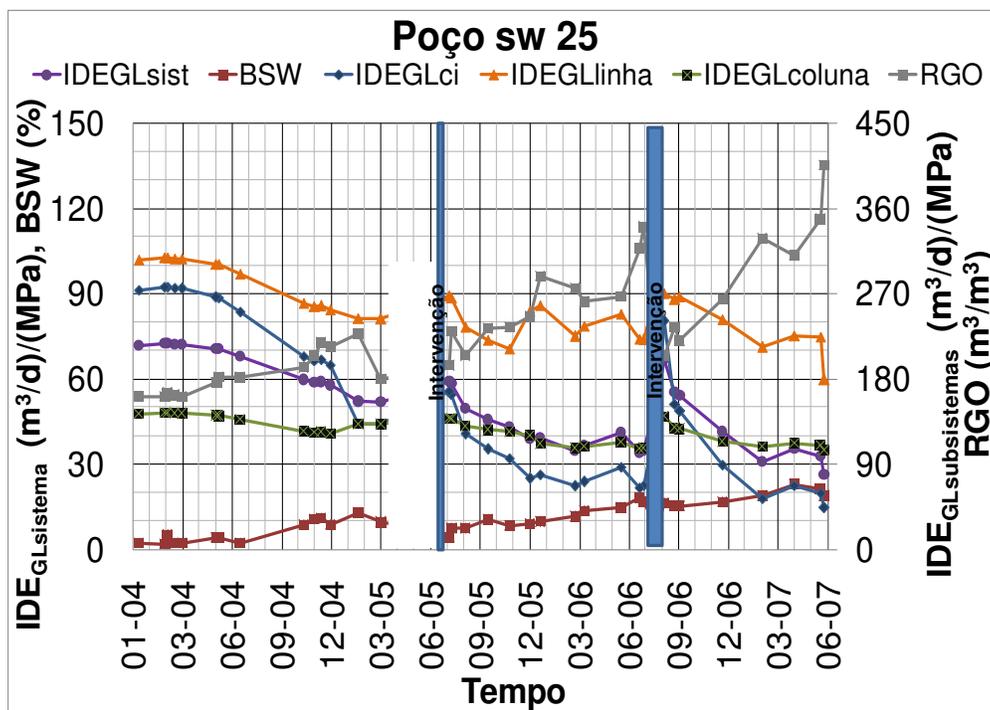


Figura 5.17: Histórico dos IDE_{GL}'s, o BSW e a RGO do poço sw 25

Análises do Especialista:

Pode-se observar na Figura 5.17 que, desde o início até o final do gráfico, o desempenho de todos os trechos está caindo, afetando o desempenho do sistema. Uma primeira suposição para esse comportamento seria um problema que afete os três trechos, como, por exemplo, imigração de finos ou incrustações. Essa última é descartada, devido à produção da água (BSW) não ter sofrido oscilações atípicas durante o período da análise, o

que poderia indicar a formação de sulfatos minerais causando a restrição da passagem da água e do óleo.

Outro possível problema que poderia afetar o desempenho da coluna e da linha é a presença de hidratos nas linhas de produção. Isso causaria uma diminuição dos líquidos e uma contrapressão na coluna de produção que seria medida pelo sensor TPT (cabeça do poço). Mas, analisando a Figura 5.16, a pressão TPT não sofreu alguma alteração antes da primeira intervenção. Verifica-se que, depois da primeira intervenção, o IDE_{GL} da coluna contínuo caindo e o IDE_{GL} da linha apresenta uma tendência crescente, contrariamente ao comportamento da RGO, indicando que o volume de gás injetado influencia no desempenho deste trecho. Não obstante, essa não seria a única causa da tendência decrescente dos IDE_{GL} 's.

Mais um problema que pode ter afetado o desempenho do sistema de produção desde o início do período da análise, pode é a migração de finos (pela diminuição do IDE_{GLci}), que, com o tempo, pode avançar pela coluna e linhas de produção. Verificou-se que esse poço localiza-se próximo ao poço do caso anterior (sw 17), em uma região que se caracteriza por ter grãos muito finos. Neste caso, não estava disponível o boletim das intervenções, para confirmar se dentro do poço ou dos equipamentos havia a presença de areia muito fina.

Conclusão: A tendência dos IDE_{GL} 's, durante todo o período da análise, foi decrescente apesar das duas intervenções realizadas no poço. Os fenômenos físicos em sistemas de produção com problemas de hidratos e incrustações (flutuações nas pressões na cabeça do poço e a diminuição da produção da água, respectivamente) não foram bem representados pelos dados de produção e os IDE_{GL} 's, o que indica que os possíveis problemas reportados pela CIP não foram solucionados com sucesso ou o problema por incrustações ou hidratos não estava acontecendo, de fato, dentro do sistema de produção.

Verificou-se a localização do poço no campo para ver se o problema era devido à migração de finos, e constatou-se que o poço localizava-se muito perto do poço sw 17 (caso 2), localizado numa região que se caracteriza por ter grãos muito finos. Assim,

conclui-se que um possível problema causador da diminuição do desempenho do sistema poderá ser devido à migração de finos.

✓ **Caso 4: Hidrato nos atuadores da ANM**

O poço sw 59 é de geometria direcional e começou sua produção em maio de 2000. Foi completado com *gravel pack* como método de contenção de areia e está acoplado individualmente à unidade de produção FPU-F. Nesse caso, será mostrado que, quando não estão acontecendo problemas dentro do sistema de produção, o IDE_{GL} se mantém estável sem oscilações bruscas.

Os dados de produção estão plotados ao longo do tempo, na Figura 5.18. Ressalta-se que os dados das pressões não estão sincronizados com as vazões, pois tais vazões foram reportadas mensalmente e registradas em uma base de dados única de produção. Essas vazões foram usadas no gráfico a seguir, porque geram uma melhor visualização do comportamento das variáveis. Para estimar os IDE_{GL} 's, utilizaram-se as variáveis reportadas na base de dados descrita no Capítulo 4, que para este poço, não foram medidas com alta frequência.

Na figura, observa-se que a vazão da água e de líquidos apresenta uma tendência normal com oscilações muito leves. O mesmo acontece com a pressão no fundo (PDG) e na cabeça (TPT) do poço, que sofreram oscilações leves, mas acompanharam a tendência do comportamento do RGL, indicando que a variação do gás influenciou na carga hidrostática no *riser* e na coluna de produção.

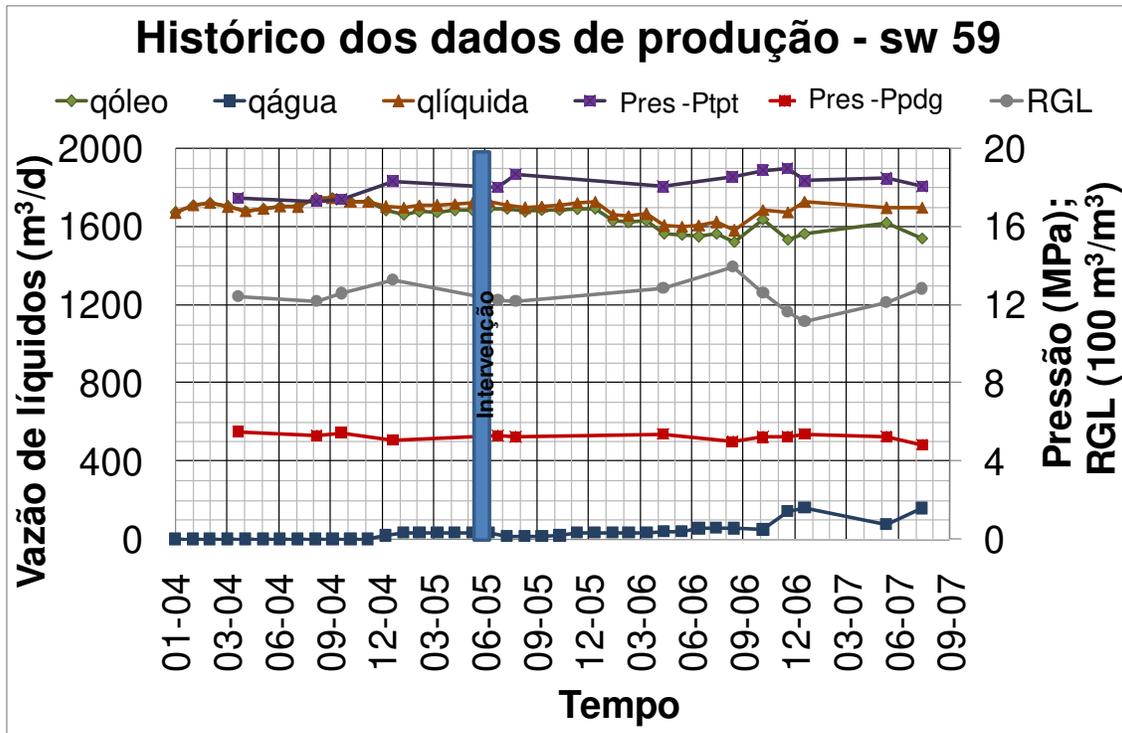


Figura 5.18: Histórico dos dados de produção do poço sw 59.

O registro da intervenção realizada no poço está resumido na Tabela 5.16. Esse tipo de operação é por segurança, devido a que nos atuadores da árvore de natal molhada estão presentes hidratos que não permitem fechar as válvulas de segurança quando se apresenta qualquer emergência. Por essa razão foi reinstalada a ANM. Esses hidratos nos atuadores não influem no desempenho do sistema de produção.

Tabela 5.16: Detalhe da intervenção no poço sw 59

Tipo de operação		Restauração	
Início:	22/05/05	Término:	17/06/05
Motivo real da intervenção		Hidrato	
Causa básica/Detalhes		Hidrato nos atuadores da ANM:ret. ANM e reinstalada ANM	

Para analisar este caso plotou-se o histórico dos IDE_{GL} 's, a RGO e a BSW, como se observa na Figura 5.19.

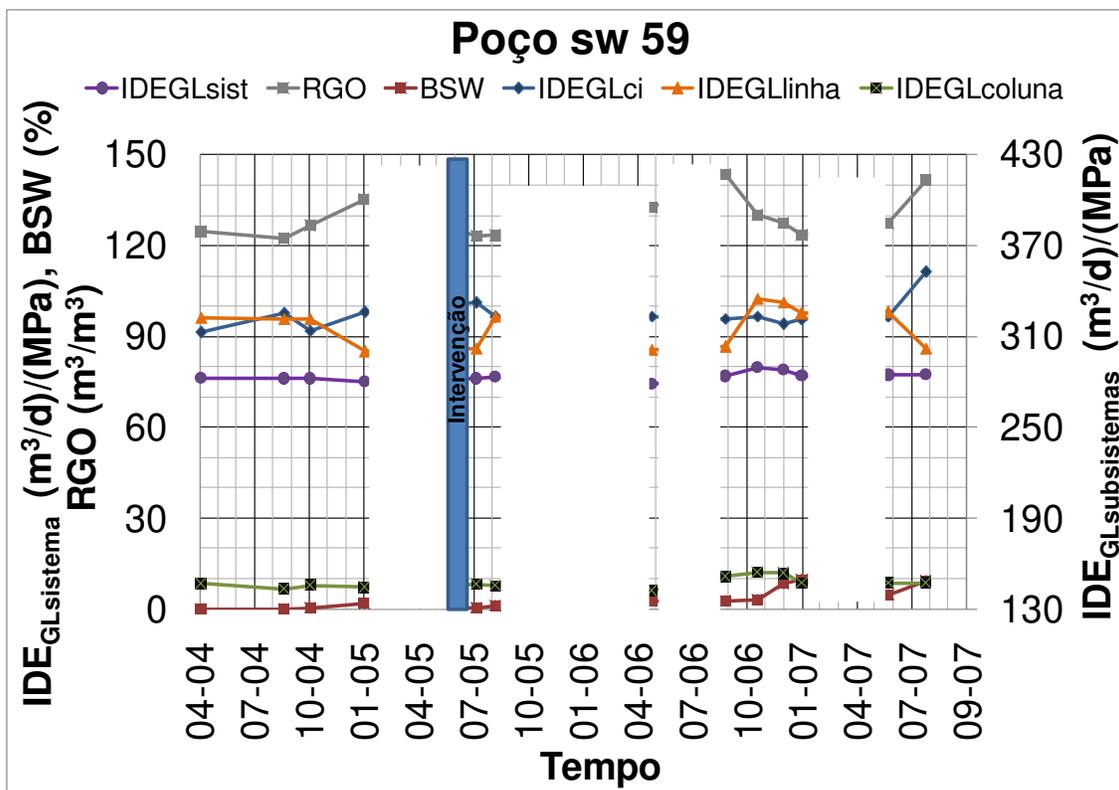


Figura 5.19: Histórico dos IDE's, BSW e RGO do poço sw 59.

Análise do Especialista:

O desempenho do sistema apresentou um comportamento estável durante todo o período da análise e os desempenhos dos subsistemas tiveram oscilações muito leves, sendo que tais oscilações foram causadas, provavelmente, pelas variações da RGO. Esse comportamento indica que não existe tipo algum de problema no sistema de produção, como confirmam os dados de produção (Figura 5.18). O problema diagnosticado pela CIP (hidratos nos atuadores da ANM) não influenciou no desempenho do sistema.

Conclusão: Observou-se que o IDE_{GL} é estável, quando não se apresentam problemas que interfiram na produção do óleo. Isso foi verificado antes e depois da intervenção.

✓ Caso 5: Incrustação

O poço sw 72 é de geometria horizontal e começou sua produção em agosto de 2000. Foi completado com *Horizontal Open Hole Gravel Packing* (HOHGP), como método de contenção de areia. Esse poço está acoplado individualmente à unidade de produção FPU-E.

O histórico dos dados de produção para este poço está plotado na Figura 5.20. Esses dados não estão sincronizados entre si, mas através dos dados das vazões pode-se visualizar de uma forma detalhada o comportamento dessas variáveis no tempo, já que elas foram reportadas mensalmente.

Pode observar-se que a vazão do óleo apresenta uma tendência decrescente ao longo do tempo durante todo o período da análise. A vazão da água, desde o início do gráfico, apresentou essa mesma tendência, mas, em agosto de 2005, sofreu um aumento brusco e novamente começou a diminuir. As pressões no fundo e na cabeça do poço apresentaram oscilações que acompanharam a tendência da RGL, indicando que as variações do volume de gás dentro da coluna e no *riser* fazem variar a carga hidrostática e, conseqüentemente, afeta os valores das pressões. Em setembro de 2006, a vazão da água aumentou bruscamente, e, posteriormente, começou a diminuir.

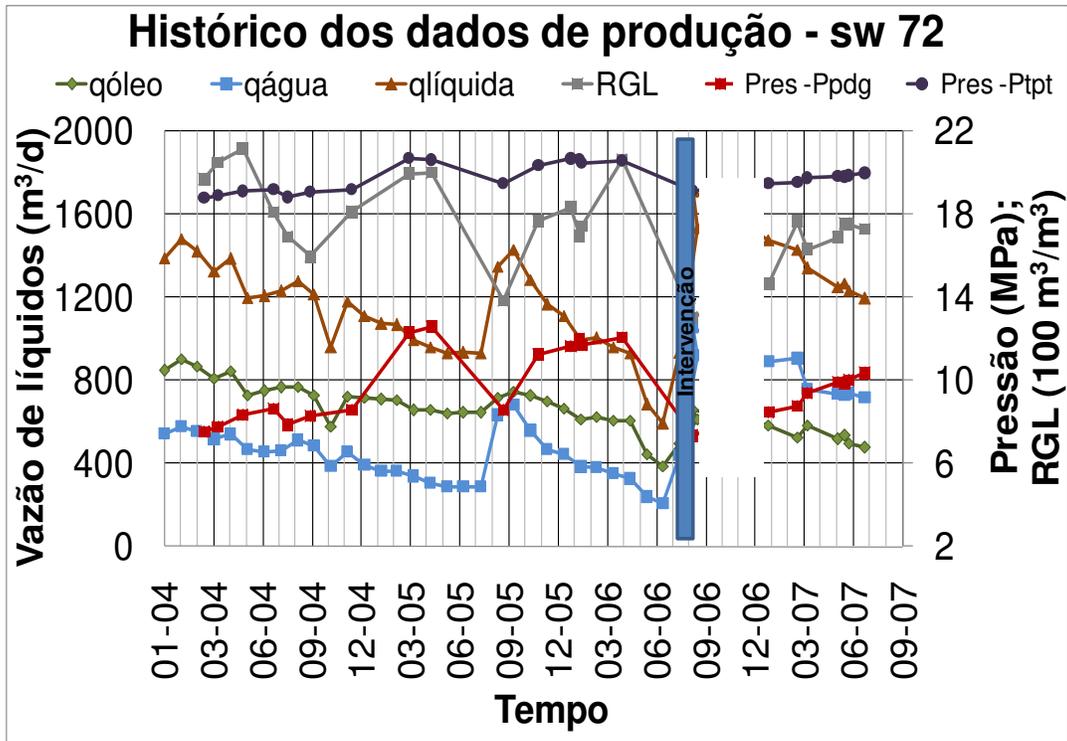


Figura 5.20: Histórico dos dados de produção do poço sw 72.

O registro da intervenção realizada neste poço está resumida na Tabela 5.17. Nesse caso, o possível problema diagnosticado pela CIP foi devido a incrustações. Nessa mesma intervenção foi realizada a troca da válvula de *gas-lift* (VGL).

Tabela 5.17: Detalhe da intervenção no poço sw 72

Tipo de operação	Restauração		
Início:	05/07/06	Término:	14/08/06
Motivo real da intervenção	Incrustação		
Causa básica/Detalhes	Corrigir comunicação COP x anular com troca de VGL, remoção de incrustação/perfilagem e teste de formação.		

O histórico dos IDE_{GL} 's, o BSW, e a RGO, foram plotados na Figura 5.21. Conforme a figura, pode-se observar que, do o início ao final do gráfico, o desempenho do sistema está caindo, apresentando dois aumentos bruscos nas mesmas datas em que a vazão da água experimentou aumentos.

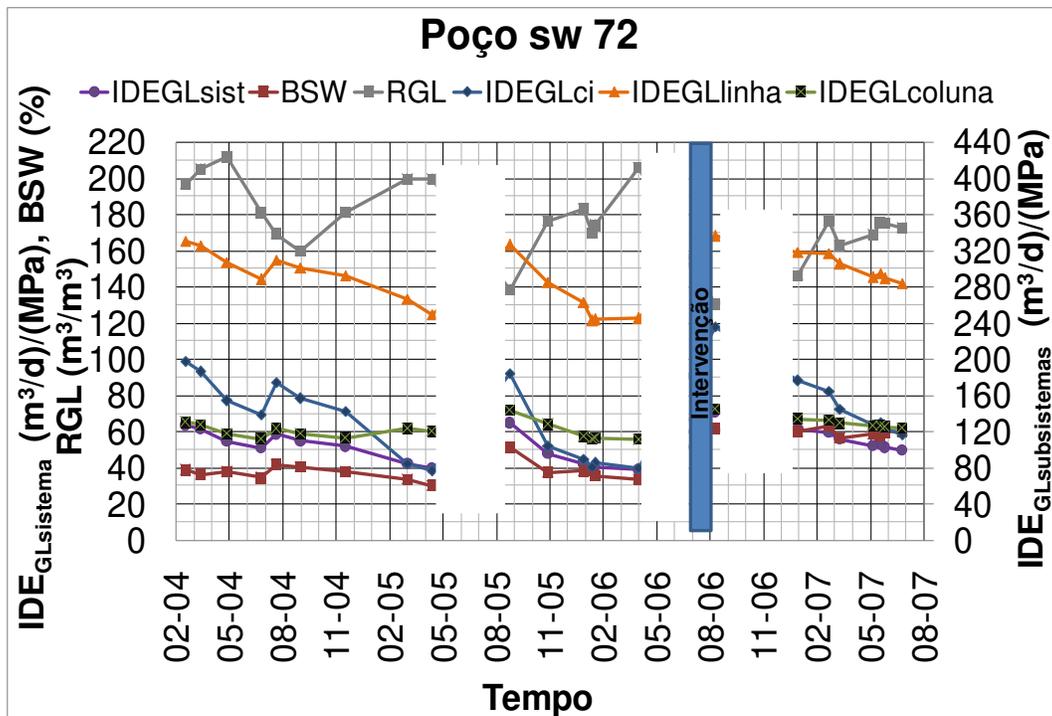


Figura 5.21: Histórico dos IDE's, BSW e a RGL do poço sw 72

Análise do Especialista:

De acordo a Figura 5.21, durante todo o período de tempo, mostrado no gráfico, as tendências do IDE_{GL} da linha, da completção inferior e da coluna são decrescentes, e, observa-se que essa tendência é influenciada pelo comportamento da RGL. Isso indica que, à medida que a fração volumétrica do gás aumenta, aumenta também a perda de carga na tubulação, restringe-se a passagem dos líquidos nos trechos horizontais, e, por conseguinte, interfere-se no desempenho dos subsistemas.

Por outro lado, analisando outra causa da diminuição do IDE_{GLci}, observa-se que à medida que diminui a vazão de água (Figura 5.20), o desempenho da completção inferior apresenta o mesmo comportamento, indicando possíveis hidratos perto do canhoneado. Em agosto de 2005, todas as curvas das variáveis representadas na Figura 5.21 apresentaram um aumento brusco. Esse comportamento é típico após a conclusão de uma intervenção, quando o poço é posto a produzir. Embora nos dados da planilha de *workovers* não tenha sido reportado qualquer tipo de operação realizada no poço nessa data, o problema que

provavelmente levou a esse comportamento foi solucionado sem a necessidade de uma intervenção, não obstante, a passagem da água começou a restringir-se novamente (Figura 5.20), o que pode significar a continuação de problemas devido a incrustações.

Depois da intervenção realizada no poço, nota-se que os desempenhos dos subsistemas melhoraram, mas o IDE_{GLci} teve um aumento significativo, onde, analisando a Figura 5.21, se observa também um aumento notável da vazão da água, representando que os problemas devido às incrustações foram removidos. No entanto, meses depois o desempenho da completação inferior começou a diminuir junto com a vazão da água indicando possivelmente o retorno de problemas por nessa região. No caso do comportamento do desempenho da linha e da coluna neste mesmo período são característicos pela variação brusca da RGL.

Conclusão: A variação da fração volumétrica do gás dentro da coluna e nas linhas de produção mostrou que a variável influi nas perdas de carga nesses trechos e, por conseguinte, nos valores de desempenho dos subsistemas. A diminuição da vazão de água junto ao desempenho da completação inferior é um comportamento característico da formação de incrustações na interface poço-reservatório, como mostrado no caso, onde se observou que, após a intervenção, a vazão da água aumentou notavelmente, concluindo-se que o problema nesta região era devido a incrustações, as quais foram removidas.

✓ **Caso 6: Incrustação**

O poço sw 45 é de geometria direcional e começou sua produção em junho de 1999. Foi completado com *gravel pack* como método de contenção de areia e está acoplado individualmente à unidade de produção FPU-D.

Na Figura 5.22, está plotado o histórico dos dados de produção do poço. Nota-se que, desde o início do gráfico, as vazões de água e de óleo apresentaram uma tendência decrescente até abril de 2005, quando tais vazões se tornaram aproximadamente estáveis com oscilações leves. A pressão na cabeça do poço (TPT) manteve um comportamento estável durante todo o período da análise, no entanto, a pressão no fundo do poço (PDG) foi

influenciada pela variação da RGL, ou seja, à medida que aumentava a fração volumétrica do gás a carga hidrostática diminuía, causando diminuição na pressão no fundo do poço.

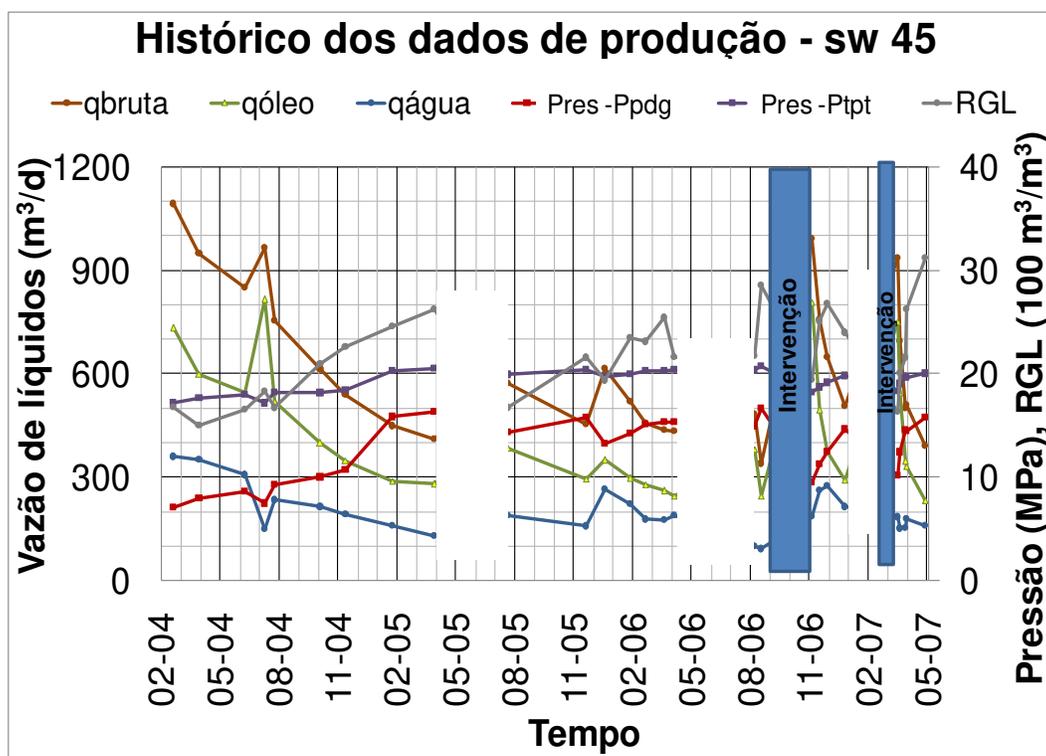


Figura 5.22: Histórico dos dados de produção do poço sw 45.

O registro das intervenções realizadas no poço está resumido nas Tabelas 5.18 e 5.19. Nessas intervenções, o suposto problema a resolver foi devido a incrustações. Na segunda intervenção houve outro tipo de operação realizada, que foi a remoção do “peixe¹¹” da primeira intervenção.

Tabela 5.18: Detalhe da intervenção 1 no poço sw 45

Tipo de operação		Restauração	
Início:	12/09/06	Término:	10/11/06
Motivo real da intervenção		Incrustação	
Causa básica/Detalhes		Remoção de incrustação/perfilagem e teste de formação.	

¹¹ Qualquer tipo de ferramenta, equipamento ou dispositivo que fica introduzido por acidente no poço.

Tabela 5.19: Detalhe da intervenção 2 no poço sw 45

Tipo de operação	Restauração		
Início:	03/03/07	Término:	28/03/07
Motivo real da intervenção	Incrustação		
Causa básica/Detalhes	Remover peixe da ultima intervenção. remoção de incrustação/perfilagem e teste de formação		

O histórico dos IDE_{GL}'s, o BSW e a RGL foram plotados na Figura 5.23. Observa-se que o desempenho do sistema e dos subsistemas apresenta a mesma tendência da vazão da água e do óleo (Figura 5.22), o que provavelmente indica que a presença de qualquer tipo de problema se apresenta em todo o sistema de produção, causando os mesmos efeitos negativos.

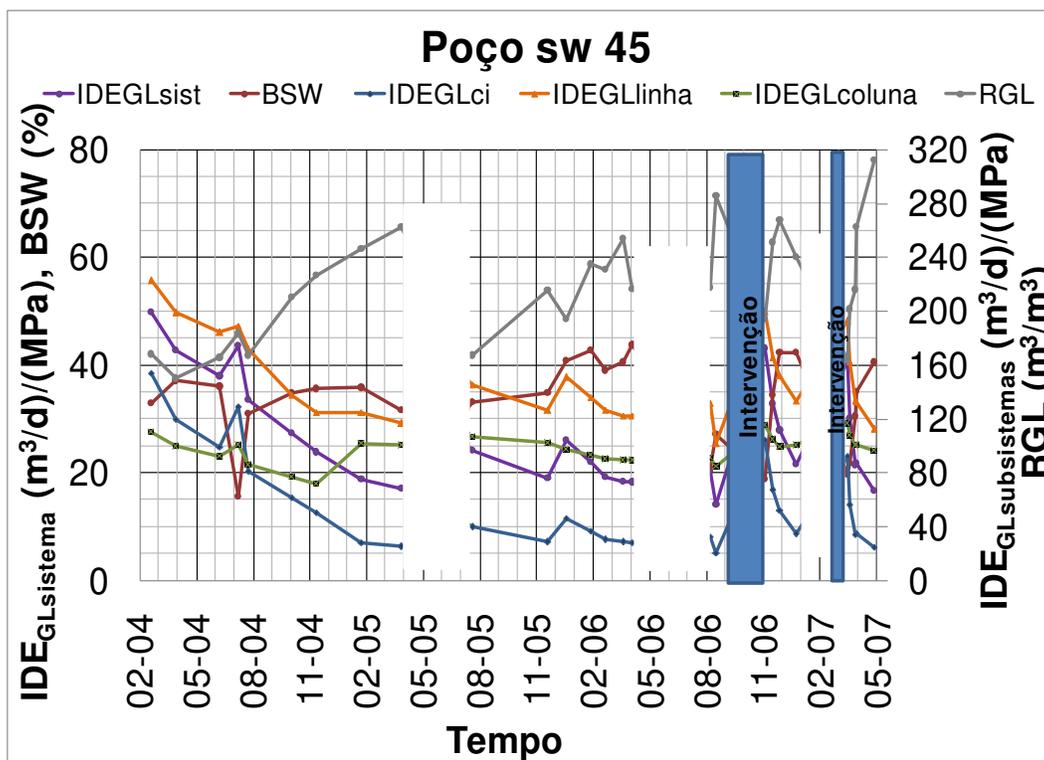


Figura 5.23: Histórico dos IDE_{GL}'s, BSW e a RGL do poço sw 45

Análise do Especialista:

A diminuição do desempenho dos subsistemas é causada pelo aumento da RGL, como se observa na Figura 5.23. Isso é devido à alta quantidade de gás injetada na coluna,

que faz com que a densidade da mistura diminua, ocasionando uma queda das pressões no fundo e na cabeça do poço, o que ocasionaria um aumento na produção de líquidos na superfície, mas, no caso, a vazão de líquidos não aumenta com a injeção do gás. Isso ocorre porque quando se supera a RGL ótima (para uma determinada vazão, proporciona-se a menor perda de carga na coluna de produção), o alto volume de gás na coluna e nas linhas de produção causa uma maior perda de carga nesses trechos, e, além disso, nos trechos horizontais existe uma restrição da produção dos líquidos devido à formação de um cone de gás ou *choke* hidráulico, que aumenta a perda de carga ocasionada pela redução da área de escoamento na tubulação. Desse modo a produção tanto da água como de óleo caem à medida que aumenta a razão gás-líquido no poço.

Na Figura 5.23, pode-se observar que, no período entre junho de 2005 e abril de 2006, os valores da RGL são mais baixos, mas ainda apresentam tendência crescente, portanto, os valores de desempenho dos subsistemas aumentaram, mas continuaram caindo devido a tendência da RGL.

Um possível problema por incrustações também poderia causar esse comportamento dos IDE_{GL} 's, embora analisando a vazão da água pode-se observar que essa vazão não apresenta uma diminuição notável, já que o comportamento é uma característica típica de formação de hidratos (segundo o especialista). A presença desse possível problema é descartada analisando a produção da água e os IDE_{GL} 's depois das duas intervenções, na qual se vê que todas as variáveis continuaram caindo, apesar do aumento após o início da produção. Esse aumento é esperado quando o poço é fechado durante um tempo, o que causaria a estabilização da pressão estática (energia armazenada), desse modo, quando o poço foi posto a produzir, ele atingiria altas vazões, e, por conseguinte, altos desempenhos momentâneos.

Dessa forma, outro problema que poderia estar afetando o desempenho do poço seria a migração de finos, já que o problema pode afetar todo o sistema de produção.

Conclusão: Conforme o mencionado acima, o problema devido a incrustações não estava afetando o desempenho do poço, como demonstra a tendência decrescente dos

IDE_{GL}'s depois das duas intervenções, indicando que o problema continua dentro do sistema de produção. Outro motivo para descartar a formação de sulfatos foi a não diminuição e aumento da água, antes e depois das intervenções, respectivamente.

A migração de finos é outra provável causa do comportamento do desempenho do sistema. Mas, devido à falta de informação das intervenções, não se pode confirmar se tal causa estava afetando esse desempenho. Assim, a justificativa para o comportamento se deve às grandes quantidades de gás injetadas na coluna, que ocasionam uma maior perda de carga (na coluna e nas linhas de produção) e uma diminuição da vazão de líquidos, nos trechos horizontais pela possível formação de cone de gás ou *choke* hidráulico (que reduz a área de escoamento na tubulação).

Capítulo 6

6. CONCLUSÕES

O estudo realizado neste trabalho dedica-se a avaliar a introdução de uma nova ferramenta de análise, inspirada no tradicional Índice de Produtividade, para a interpretação de dados dos poços. Uma característica dessa nova ferramenta é o aproveitamento de diferentes dados que são medidos periodicamente nas diversas áreas de atividades associadas às operações em um campo de petróleo. O Índice de Desempenho do Escoamento (IDE) emprega uma base de dados substancial, que é resultante do processo de união dos diversos dados medidos. Esse índice foi definido para poços em elevação natural, e artificial. Neste trabalho foi estudada a aplicação do parâmetro para poços que operam a elevação por gás contínuo. O IDE possibilita comparações em termos de desempenho entre os poços e o sistema de produção. Também permite a avaliação das diferentes tecnologias aplicadas em poços no campo.

Deste estudo destacamos os seguintes pontos:

- A avaliação da produtividade dos primeiros poços na indústria do petróleo era feita após a perfuração, colocando o poço a produzir através do revestimento sem nenhuma restrição e, dependendo da vazão de óleo que chegava à superfície, catalogava-se o potencial do reservatório. Mas essa não era uma indicação válida do potencial de influxo do reservatório para o poço, assim, foi proposto um novo método que estima um parâmetro (Haider, 1936), denominado Índice de Produtividade (IP). Esse método envolve a medição da pressão estática do reservatório e a pressão no fundo do poço colocando o mesmo a produzir em diferentes fluxos.

- O IDE_{GL} é medido após a estabilização da produção do poço (regime permanente ou pseudopermanente), proporcionando dados mais realistas. O IP, por outro lado, frequentemente é medido após a perfuração do poço, através de um teste de formação no regime transiente, ocasionando uma superestimativa deste parâmetro.
- Na definição dos dois parâmetros, IP e IDE_{GL} , se utiliza a vazão de líquido na superfície; para o IDE_{GL} essa variável é medida no separador sem nenhuma restrição do fluxo, no caso do IP, nos poços horizontais, a perfuração de produção é feita com *Coil Tubing*, reduzindo assim a área aberta ao escoamento resultando em subestimativa do IP.
- Nos diversos departamentos do campo, existem muitos dados disponíveis e alguns deles são subutilizados, verificou-se a possibilidade de organização e integração desses dados para transformá-los em informações mais aproveitáveis.
- Comparou-se o desempenho entre os poços horizontais e vertical&direcional para o campo em estudo. Para isso, utilizou-se o desempenho do sistema e da completação inferior. Usando o IDE_{GLci} , os poços horizontais têm uma vantagem em termos de desempenho sobre os poços verticais e direcionais. Mas, usando o IDE_{GL} do sistema, essa vantagem não é muito significativa, devido ao parâmetro de referência levar em consideração as cargas impostas ao fluido ao escoar pela coluna e linhas de escoamento. Nessa mesma análise foi estimada a razão entre o desempenho e o custo dos dois grupos de poços, no período da análise, assumindo-se que o custo de um poço horizontal é duas vezes o custo de um poço vertical; concluindo-se que os poços horizontais não têm uma grande vantagem em termos de desempenho/custo sobre os poços verticais, usando o IDE_{GL} do sistema. Essa comparação gera uma pergunta: “compensa perfurar um poço horizontal em vez de dois poços verticais?”.
- Uma aplicação do IDE_{GL} é permitir a comparação do desempenho de diferentes tecnologias empregadas no campo. Neste trabalho foram comparadas as tecnologias

de contenção de areia para poços vertical&direcional e poços horizontais. No caso do primeiro grupo, a contenção de areia feita com Frack Pack possui uma vantagem não tão alta sobre a técnica de Gravel Pack em termos de desempenho, já que no Frack Pack é feito um fraturamento hidráulico, aumentando assim o desempenho do poço. Para os poços horizontais, o método HOHGP possui pouca vantagem em termos de desempenho. O fato é que as telas de HOHGP foram descidas nos poços sem centralizadores e uma consequência disso, é o assentamento da tela na parte inferior do poço o que pode restringir o preenchimento do anular com a areia (*Gravel*).

- O IDE_{GL} do sistema pode ser utilizado como uma ferramenta de avaliação dos poços e para o diagnóstico de problemas no sistema de produção, além disso, pode ser empregado para identificar em qual trecho está ocorrendo o problema, através dos IDE_{GL} dos componentes. Aqui se identificou, para seis poços do campo de estudo, a presença de problemas que através do tempo foram afetando o desempenho de todo o sistema de produção; para este trabalho, contou-se com a participação de um especialista da Petrobras. Compararam-se os problemas diagnosticados pela CIP e a interpretação do especialista que, através do histórico do IDE_{GL} , identificou a presença de problemas dentro do sistema de produção. Nos seis casos analisados, houve três poços onde o diagnóstico obtido pelo especialista não entrou em concordância com o diagnóstico realizado pela CIP.

Sugestões para trabalhos futuros:

- Estudar a aplicação do índice de desempenho do escoamento em poços que operam com outro método de elevação artificial (BCS – Bombeio Centrifugo Submerso).
- Implementar o índice de desempenho do escoamento em um software (aquisição dos dados e estimativa do IDE_{GL}) para avaliar o desempenho dos poços em tempo

real, assim melhorando as tomadas das decisões (ou avaliações) e identificando a causa e localização dos problemas presentes no poço em tempo real.

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.
- ANDERSON, D.M., STOTTS, G.W.J, MATTAR, L., FEKETE ASSOCIATES INC., LLK, D., BLASINGAME, T.A, TEXAS A&M U. “Production Data Analysis – Challenges, Pitfalls, Diagnostics” SPE 102048 – Annual Technical Conference and Exhibition Held in San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 September 2006.
- ANKLAM, E.G., WIGGINS, M.L., FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. “A Review of Horizontal Wellbore Pressure Equations” SPE 94314 – Production and Operations Symposium Held in Oklahoma City, OK, USA, April 17-19, 2005.
- ANKLAM, E.G., WIGGINS, M.L., FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. “Horizontal Well Productivity and Wellbore Pressure Behavior Incorporating Wellbore Hydraulics” SPE 94316 – Production and Operations Symposium Held in Oklahoma City, OK, USA, April 17-19, 2005.
- ARAI, A., DUARTE, L. R.: “Estudo da Formação de Incrustações Carbonáticas”. Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2010. Monografia (Graduação)
- ARTURO, N. V.: “Integração de Dados para Análise de Desempenho de Poços de Petróleo”. Campinas, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, 2008. 88p. Dissertação (Mestrado). Orientador: Pelaquim, J.R.

- ARTURO, N.V., SANTOS, D. V, MENDES, J. R., MIURA, K., MOROOKA, C.: “Estudo do Acoplamento Poço-Reservatório para Poços Horizontais” (2.2. 0078-1 – 1) - 4º PDPETRO, Campinas, SP, Brasil, 21-24 de Outubro de 2007.
- BAPTISTA, J. M.: “Análise Da Formação De Hidratos Em Atividades De Perfuração De Campos Petrolíferos”. Curitiba, Departamento Acadêmico De Mecânica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2007. Monografia (disciplina de Projeto de Final de Curso II).
- BORDALO, S. N., MENDES, J. R., ARTURO, N. C., MOROOKA, C.K.: “Estudo de Desempenho de Poços de Petróleo: Uma Proposta de um Novo Índice de Desempenho”. Rio de Janeiro. Boletim técnico de Produção de Petróleo - Volume 3, nº 2, p. 369 – 384. 2009.
- BRADLEY, H.B., GIPSON, F.W., ODEH, A. S., SIZER, P.S, MORTADA, M., RAYMER, L.L., SMITH, G.L: “Petroleum Engineering Handbook” Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA. Capítulo 5: Gas Lift, p 5-1, 5-53; Capítulo 30: Bottomhole Pressures, p 30-1, 30-8; Capítulo 32: Potential Tests of oil Wells, p 32-1, 32-15; Capítulo 34: Wellbore Hydraulics, p 34-1, 34-46; Capítulo 35: Well Performance Equations, p 35-1, 35-14.
- BRILL, J. P., BEGGS, H. D.: “Two Phase Flow in Pipes”. First Edition, 1986.
- BROWN, K.E: “The Technology of Artificial Lift Methods” Volume 2a, Editora PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, USA. Capítulo 3: Gas lift, pages 95-157.
- BUSSAB, W. O., MORETTIN, P. A.: “Estatística Básica”. Quinta Edição. Editora Saraiva, 2006. Capítulo 13: Inferência para duas Populações, p. 355-365.
- CHENG, Y.: “Pressure Transient Testing and Productivity Analysis for Horizontal Wells” Graduate School, Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPED), China. 2003.

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.

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.

DEVLOO ,P. R., RYLO, E. C., LONGHIN, G. C., FORTI, T.L, FARIAS, A.M., LUCCI, P.C., FERNANDES, P.D.: “Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Cálculo de Índice de Produtividade de Poços Verticais e Horizontais” III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços 07 a 10 de Junho de 2009, Campos do Jordão – SP, Brasil.

ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C.: “Petroleum Production Systems”. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, USA, 1994.

ESCOBAR, F.H., SAAVEDRA, N.F., ARANDA, R.F., HERRERA, J.F.: “An Improves Correlation to Estimate Productivity Index in Horizontal Wells” SPE 88540 – Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibitions held in Perth, Australia, 18-20 October 2004.

FERREIRA, M.V.: “Completação de Poços” Aspectos Relevantes no Projeto de Completação Fluidos de Completação Principais Equipamentos Utilizados na Completação. Universidade do Brasil, Março de 2009.

FERREIRA, M.V., MARTINS, D. A., FOLSTA ,M.G., VIANNA, Â.M., MIURA, K., CALDERON, A.: “Avaliação do Impacto da Técnica de Contenção de Areia na Produtividade de Poços Horizontais” III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços 07 a 10 de Junho de 2009, Campos do Jordão – SP.

- FREITAS, A.M., PETROBRAS R&D., LOBÃO, A.C., CARDOSO, C.B.: “Hydrate Blockages in Flowlines and Subsea Equipment in Campos Basin” OTC 14257 – Offshore Technology Conference held, Houston, Texas U.S.A., May 6–9, 2002.
- GUIMARÃES, L.J., OLIVELLA, A.G.: “Estudo da Mistura de Águas Incompatíveis Através da Modelagem de Transporte Reativo no Reservatório”. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás.
- HAIDER, M.L., THE CARTER OIL CO.: “Productivity Index” API 36-181 - Drilling and Production Practice, Tulsa, Oklahoma, USA, may 15, 1936.
- HAIDER, M.L., THE CARTER OIL CO.: “The Productivity Index” SPE 937112-G, Published in Petroleum Transactions, AIME, Volume 123, 1937, pages 112-119, October 8, 1937.
- IGBOKOYI, A.O., AFULUKWE, C.R., SPDC NIGERIA. “Encouraging Experience in the Use of Permanent Downhole Gauges for Well and Reservoir Management” SPE 128344 – 33rd Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria, August 3-5, 2009.
- ILK, D., MATTAR, L., BLASINGAME. T.A., “Production Data Analysis – Future Practices for Analysis and Interpretation” Paper 2007 – 174, Canadian International Petroleum Conference (CIPC), Calgary, Alberta, Canada, June 12-14, 2007.
- 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, 1991.
- KELLY, R.B., THE PURE OIL CO: “The Potential or Productivity Factor in Allocation Formulas” API 34-015, Drilling and Production Practice, 1934. American Petroleum Institute.

- MATA, D., HERNANDEZ, A., SPE., CHIRINOS, N., PDVSA, INTEVEP., MONTOYA, D., INTESA., STREFEZZA, N., U.S.B.: “Gas Lift Trouble Shoot Analysis Using Fuzzy Logic”. SPE 81166, VII Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Held, Trinidad and Tobago. April 27-30, 2003.
- MENDES, J.R., MIURA, K., ARTURO, N.V., BORDALO, S.N., MOROOKA, C.K.: “Estudo de Desempenho de Poços de Petróleo: Uma Proposta de um Novo Índice de Desempenho”. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro – Volume 3, nº 2, p.369-384. 2008.
- MORETTIN, L. G.: “Estatística Básica, Inferência”. Volume 2. Pearson Education do Brasil, 2000.
- NOBAKHT, M., MATTAR, L.: “Diagnostics of Data Quality for Analysis of Production Data” Paper 2009-137, Canadian International Petroleum Conference (CIPC), Calgary, Alberta, Canada, June 16-18, 2009.
- PATRICIO, F. M.: “Modelagem Analítica para Reinjeção de Água Produzida com Efeitos na Incrustação de Sulfato de Bário”. Macaé, Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. 2006. Monografia (Bacharel em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo).
- QUEIROZ, D. L.: “Influência da Convecção Natural no Resfriamento de Dutos Submarinos de Petróleo e Gás”. Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC. 2007.122p - Dissertação (Mestrado)
- RESBECHINI, J.: “Avaliação da Mitigação de Incrustação Inorgânica de Sulfato de Bário em Poços de Petróleo com Auxílio de Simulação Numérica”. Unisim On-line, Volume 7, Edição 52. Unicamp - 2010.

- RESBECHINI, J.: “Avaliação de Aditivos Químicos para Dissolver Incrustação Inorgânica de Sulfato de Bário em Poços de Petróleo”. Campinas. Departamento em engenharia do petróleo. Universidade Estadual de Campinas. 2010.136p. Dissertação (Mestrado).
- 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.
- ROSSI, L. F.: “Formação de Hidratos em Sistemas de Gás Natural” Campinas, Departamento de Engenharia do Petróleo. Universidade Estadual de Campinas. 1990. Dissertação (Mestrado).
- SILVEIRA, R., “Injeção de Água”. RPBA/DIMOV, Apostila da Petrobrás. 1988.
- THOMAS, J.E. *et al.*: “Fundamentos de Engenharia de Petróleo” Editora Interciência, Brasil, 2001. 2da edição. Capítulo 5: Avaliação de formações, p 121 – 136, capítulo 7: Reservatórios, p 169 – 173, e capítulo 8: Elevação, p 209 – 222.
- Wade , J. M., SPE, Norway; Hough, E. V., Harrirtgton , T. R., Valdal J., Pedersen S. H.: “Case History of Oil Well Performance Monitoring and Production Optimization in the Eldfisk and Ekofisk Fields, Norwegian North Sea” SPE 48847, International Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 2-6 November 1998.
- WALLS, W.S., PHILLIPS PETROLEUM CO.: “Practical Methods of Determining Productivity in Reservoirs on Leases by Bottom-Hole Pressure and Core Analysis” API 38-316, Drilling and Production Practice, 1938.
- WALPOLE, R. E., MYERS, R. H.: “Probability and Statistics for Engineers and Scientists”. Third Edition. Macmillan Publishing Company, 1985.

APÊNDICE

Apêndice A: Dados coletados

Poço	Trajectoria	Completação	Data início	Plataforma	Diâmetro externo coluna (in)	Lamina d'água (m)	Prof. ANM (m)	Prof PDG (m)	Prof. válvula gas-lift (m)
SW-07	Direcional	GP	01/07/1992	D	5 1/2	705	2681	x	2406
SW-08	Vertical	FP	01/07/1992	C	5 1/2	740	2695	x	2149
SW-09	Vertical	GP	01/08/1992	D	4 1/2	679	2634	x	2500
SW-11	Vertical	GP	01/08/1995	B	4 1/2	890	2702	2627	x
SW-12	Vertical	GP	01/10/1994	B	5 1/2	879	2698	2612	2248
SW-13	Direcional	GP	01/08/1995	B	4 1/2	880	2706	2613	1935
SW-15	Direcional	GP	01/11/1998	B	5 1/2	880	2691	x	1891
SW-16	Direcional	GP	01/06/1994	B	4 1/2	868	2697	x	1997
SW-17	Direcional	GP	01/12/1994	B	4 1/2	928	2693	x	1866
SW-19	Direcional	GP	01/07/1994	B	4 1/2	981	2705	x	1878
SW-22	Direcional	GP	01/12/1995	B	5 1/2	905	2726	2602	1908
SW-23	Direcional	FP	01/04/1996	B	4 1/2	953	2713	x	1926
SW-24	Direcional	GP	01/08/1994	B	4 1/2	937	2714	2621	1861
SW-25	Direcional	GP	01/05/1998	C	5 1/2	798	2699	x	2191
SW-26	Vertical	GP	01/12/1997	C	5 1/2	836	2681	2606	1907
SW-27	Direcional	GP	01/12/1997	C	5 1/2	796	2675	x	2319
SW-29	Direcional	GP	01/05/1998	C	5 1/2	838	2699	x	2196
SW-30	Direcional	GP	01/12/1997	C	5 1/2	736	2715	x	2138
SW-31	Vertical	GP	01/08/2000	G	5 1/2	757	2645	x	2246
SW-32	Direcional	GP	01/12/1997	C	5 1/2	709	2678	x	2318
SW-33	Vertical	GP	01/03/1998	C	5 1/2	709	2669	x	1897
SW-34	Direcional	GP	01/05/1997	D	5 1/2	668	2670	x	2326
SW-35	Direcional	GP	01/08/1999	E	5 1/2	957	2700	x	2194
SW-38	Direcional	GP	01/11/1998	D	5 1/2	672	2671	2581	2433
SW-39	Direcional	GP	01/09/1999	D	5 1/2	697	2661	x	2090
SW-40	Direcional	FP	01/08/1999	G	5 1/2	768	2691	x	2353
SW-41	Direcional	GP	01/12/1998	E	5 1/2	956	2703	x	1849
SW-42	Vertical	FP	01/08/2000	G	5 1/2	840	2642	2549	1850
SW-44	Direcional	GP	01/08/2000	G	5 1/2	810	2625	2539	2120
SW-45	Direcional	GP	01/06/1999	D	5 1/2	699	2676	2588	2210
SW-46	Vertical	GP	01/10/1998	C	5 1/2	795	2647	x	1960
SW-48	Direcional	FP	01/02/1999	E	5 1/2	968	2719	x	2476
SW-49	Vertical	GP	01/06/2000	G	5 1/2	890	2644	x	2050
SW-51	Direcional	GP	01/07/2000	G	5 1/2	847	2609	2544	2006

Poço	Trajétória	Completação	Data início	Plataforma	Diâmetro externo coluna (in)	Lamina d água (m)	Prof. ANM (m)	Prof PDG (m)	Prof. válvula gas-lift (m)
SW-52	Horizontal	OHGP > 90%	01/11/1998	C	5 1/2	826	2716	x	2073
SW-53	Direcional	GP	01/11/2001	H	5 1/2	929	2667	2587	2078
SW-54	Direcional	FP	01/07/2000	H	5 1/2	932	2662	2606	1897
SW-55	Direcional	FP	01/04/2001	H	5 1/2	941	2693	2617	1974
SW-56	Horizontal	90% OHGP - 10% SAS	01/12/1998	F	5 1/2	751	2686	2570	1970
SW-58	Horizontal	OHGP > 90%	01/08/2000	G	5 1/2	757	2647	2582	1950
SW-59	Direcional	GP	01/03/2000	F	5 1/2	780	2649	x	2209
SW-60	Horizontal	OHGP > 90%	01/11/1999	E	5 1/2	1015	2709	2625	2195
SW-62	Horizontal	OHGP > 90%	01/02/2000	G	5 1/2	774	2666	2547	2203
SW-63	Vertical	FP	01/10/2001	H	5 1/2	940	2694	2582	2455
SW-64	Direcional	FP	01/11/2001	H	5 1/2	950	2650	2152	2397
SW-66	Horizontal	OHGP > 90%	01/01/2000	F	5 1/2	770	2663	2572	2201
SW-67	Direcional	FP	01/01/2001	H	5 1/2	930	2640	2584	2170
SW-68	Horizontal	OHGP > 90%	01/02/2000	C	7 1/2	835	2681	x	1996
SW-69	Horizontal	OHGP > 90%	01/07/2000	E	5 1/2	980	2710	2595	2243
SW-70	Horizontal	OHGP > 90%	01/07/2000	G	5 1/2	757	2659	2527	2289
SW-71	Horizontal	OHGP > 90%	01/07/2000	G	6	791	2654	2493	2236
SW-72	Horizontal	OHGP > 90%	01/08/2000	E	7	1030	2697	x	2500
SW-73	Horizontal	90% OHGP - 10% SAS	01/07/2001	E	5 1/2	995	2691	2567	1950
SW-74	Horizontal	OHGP > 90%	01/02/2001	F	7	813	2681	x	1918
SW-75	Horizontal	90% OHGP - 10% SAS	01/03/2001	G	5 1/2	777	2646	2477	2090
SW-78	Horizontal	SAS	01/12/2000	E	5 1/2	1020	2689	2575	2220
SW-81	Horizontal	90% OHGP - 10% SAS	01/06/2001	G	5 1/2	836	2686	2583	2001
SW-83	Horizontal	OHGP > 90%	01/01/2002	H	5 1/2	892	2648	2428	2015
SW-87	Horizontal	OHGP > 90%	01/11/2002	H	7	965	2675	2412	1897
SW-92	Horizontal	90% OHGP - 10% SAS	01/10/2004	D	5 1/2	1014	2681	x	x
SW-93	Horizontal	40% OHGP - 60% SAS	01/12/2004	C	5 1/2	x	2666	x	x
SW-95	Horizontal	40% OHGP - 60% SAS	01/12/2004	B	7 1/4	x	2704	2125	2109
SW-145	Horizontal	OHGP > 90%	01/12/2001	B	5 1/2	962	2719	x	x

Poço	Data	IDE _{GLsist} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLci} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLcoluna} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLlinha} (m ³ /d)/(MPa)	IP (m ³ /d)/(MPa)
SW-07	2006	84,2	x	x	499,8	825,5
SW-08	2006	58,4	x	x	285,4	204,3
SW-09	2006	41,5	x	x	241,1	140,2
SW-11	2006		x	x	65,4	19,1
SW-12	2006	40,3	x	x	203,9	103,1
SW-13	2006	25,3	x	x	102,1	152,9
SW-15	2006	41,9	x	x	164,4	141,8
SW-16	2006	37,3	x	x	158,4	154,3
SW-17	2006	51,7	x	x	172,7	206,3
SW-19	2006	43,5	x	x	157,1	136,4
SW-22	2006	22,5	x	x	108,3	62,8
SW-23	2006	38,6	x	x	153,8	145,8
SW-24	2006	31,2	x	x	630,9	95,2
SW-25	2006	44,7	x	x	247,9	113,7
SW-26	2006	71,7	x	x	231,5	414,8
SW-27	2006	64,3	x	x	370,6	186,8
SW-29	2006	26,2	x	x	250,4	55,4
SW-30	2006	24,4	x	x	142,0	55,7
SW-31	2006		x	x	x	175,2
SW-32	2006	54,5	x	x	227,4	197,9
SW-33	2006	72,3	x	x	279,0	507,6
SW-34	2006	84,7	x	x	427,7	359,9
SW-35	2006	39,0	x	x	200,9	96,1
SW-38	2006	44,7	93,6	119,5	307,5	114,1
SW-39	2006	50,9	x	x	222,9	368,2
SW-40	2006	21,5	x	x	142,7	40,8
SW-41	2006	25,0	x	x	142,8	47,3
SW-42	2006	x	x	x	x	309,0
SW-44	2006	x	240,0	127,9	x	373,8
SW-45	2006	24,2	x	x	140,9	62,1
SW-46	2006	48,5	x	x	230,2	278,3
SW-48	2006	19,7	x	x	147,3	29,1
SW-49	2006	x	x	x	x	126,9
SW-51	2006	x	104,9	113,3	x	119,1
SW-52	2006	89,5	x	x	420,6	520,7
SW-53	2006	x	x	x	x	137,1
SW-54	2006	x	x	x	x	190,8

Poço	Data	IDE _{Glsist} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{Glci} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{Glcoluna} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{Glinha} (m ³ /d)/(MPa)	IP (m ³ /d)/(MPa)
SW-55	2006	x	x	x	x	223,6
SW-56	2006	79,8	x	x	381,9	320,3
SW-58	2006	96,1	1273,4	149,0	347,7	1975,6
SW-59	2006	70,7	x	x	238,1	392,0
SW-60	2006	72,9	168,2	188,7	407,6	166,7
SW-62	2006	114,9	697,1	193,5	440,7	917,3
SW-63	2006	86,8	x	x	326,2	433,0
SW-64	2006	x	x	x	x	246,7
SW-66	2006	51,2	x	x	327,0	122,4
SW-67	2006	124,9	x	x	436,4	1145,1
SW-68	2006	131,1	x	x	531,9	879,8
SW-69	2006	58,1	172,6	127,4	281,1	155,6
SW-70	2006	73,3	524,7	133,3	236,7	732,9
SW-71	2006	102,3	609,4	181,5	385,1	750,9
SW-72	2006	46,4	x	x	266,4	83,1
SW-73	2006	75,0	280,5	154,5	307,5	380,3
SW-74	2006	53,1	x	x	216,7	220,1
SW-75	2006	70,6	x	x	315,6	302,2
SW-78	2006	28,4	67,0	91,2	152,7	60,0
SW-81	2006	86,1	x	x	333,2	747,1
SW-83	2006	116,8	x	x	427,7	1692,6
SW-87	2006	118,9	x	x	318,3	1446,4
SW-92	2006	x	x	x	376,5	346,6
SW-93	2006	x	x	x	163,5	168,5
SW-95	2006	95,6	284,3	272,7	305,6	714,4
SW-145	2006	x	x	x	342,2	279,0

Poço	Data	IDE _{GLsist} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLci} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLcoluna} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLlinha} (m ³ /d)/(MPa)	IP (m ³ /d)/(MPa)
SW-07	2007	Direcional	86,9	x	x	553,4
SW-08	2007	Vertical	53,7	x	x	280,4
SW-09	2007	Vertical	40,6	x	x	233,9
SW-12	2007	Vertical	37,9	x	x	191,0
SW-13	2007	Direcional	26,1	x	x	117,7
SW-15	2007	Direcional	40,6	x	x	155,4
SW-16	2007	Direcional	32,3	x	x	143,4
SW-17	2007	Direcional	40,8	x	x	148,6
SW-19	2007	Direcional	41,1	x	x	148,2
SW-22	2007	Direcional	29,0	x	x	136,0
SW-23	2007	Direcional	33,9	x	x	144,8
SW-24	2007	Direcional	26,1	x	x	746,9
SW-25	2007	Direcional	31,4	x	x	210,6
SW-26	2007	Vertical	73,4	x	x	227,7
SW-31	2007	Vertical	x	x	x	x
SW-32	2007	Direcional	46,6	x	x	203,3
SW-34	2007	Direcional	85,9	x	x	427,7
SW-35	2007	Direcional	33,7	x	x	186,9
SW-38	2007	Direcional	37,3	75,5	100,3	279,7
SW-39	2007	Direcional	35,7	x	x	179,5
SW-40	2007	Direcional	15,6	x	x	111,0
SW-41	2007	Direcional	13,9	x	x	92,1
SW-42	2007	Vertical	x	x	x	x
SW-44	2007	Direcional	x	196,1	118,7	x
SW-45	2007	Direcional	25,4	x	x	144,5
SW-46	2007	Vertical	49,5	x	x	235,5
SW-49	2007	Vertical	x	x	x	x
SW-50	2007	Direcional	x	x	x	x
SW-51	2007	Direcional	x	51,8	90,7	x
SW-52	2007	Horizontal	86,1	x	x	415,1
SW-53	2007	Direcional	x	x	x	x
SW-54	2007	Direcional	x	x	x	x
SW-55	2007	Direcional	x	x	x	x
SW-56	2007	Horizontal	80,3	x	x	378,0
SW-58	2007	Horizontal	111,6	1268,6	146,8	387,4
SW-59	2007	Direcional	72,7			238,7
SW-60	2007	Horizontal	65,3	144,4	173,2	382,7
SW-61	2007	Direcional	54,9	117,3	133,4	327,3

Poço	Data	IDE _{GLsist} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLci} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLcoluna} (m ³ /d)/(MPa)	IDE _{GLlinha} (m ³ /d)/(MPa)	IP (m ³ /d)/(MPa)
SW-62	2007	Horizontal	115,8	916,2	193,5	421,4
SW-63	2007	Vertical	52,7	x	x	168,0
SW-64	2007	Direcional	83,6	x	x	389,8
SW-66	2007	Horizontal	43,1	64,8	115,2	288,5
SW-67	2007	Direcional	112,6	x	x	388,1
SW-68	2007	Horizontal	121,6	x	x	492,6
SW-69	2007	Horizontal	50,2	135,0	114,9	264,4
SW-70	2007	Horizontal	72,7	461,4	134,9	239,5
SW-71	2007	Horizontal	91,9	457,8	166,9	369,3
SW-72	2007	Horizontal	54,7	x	x	300,3
SW-73	2007	Horizontal	69,4	235,7	145,8	303,5
SW-74	2007	Horizontal	50,4	x	x	221,9
SW-75	2007	Horizontal	67,4	x	x	308,4
SW-78	2007	Horizontal	31,6	x	x	204,4
SW-79	2007	Horizontal	78,6	x	x	286,4
SW-81	2007	Horizontal	82,1	x	x	329,7
SW-82	2007	Horizontal	65,7	x	x	x
SW-83	2007	Horizontal	88,7	x	x	406,6
SW-87	2007	Horizontal	119,6	x	x	312,1
SW-92	2007	Horizontal	x	x	x	364,4
SW-95	2007	Horizontal	79,0	203,3	233,8	289,6
SW-145	2007	Horizontal		x	x	307,6

Apêndice B: Diagrama de Caixa

Morettin (2000) afirma que o diagrama de caixa (*box plot*), Figura B.1, é uma representação gráfica envolvendo os quartis¹². 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 (mínimo) e superiores (máximo) se estendem de cada extremidade do retângulo.

Os valores que estiverem acima do limite superior (LS) ou abaixo do limite inferior (LI) são chamados de *outliers* ou valores atípicos e são representados por asteriscos. Estes limites são definidos da seguinte maneira:

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

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

Onde:

$$d_q = q_3 - q_1$$

¹²Primeiro quartil: 25º percentil; Segundo quartil: 50º percentil; Terceiro quartil: 75º percentil;

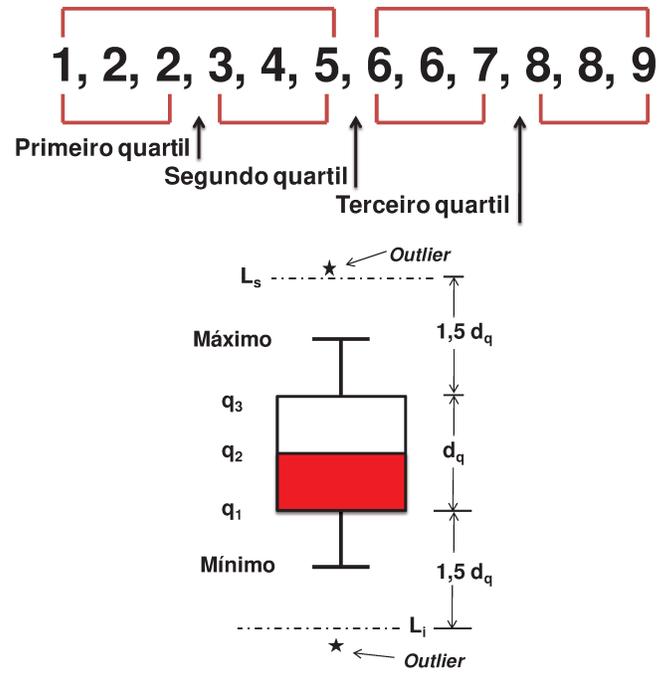


Figura B 1: Diagrama de Caixa (*Box Plot*)

Apêndice C: Boletim do *workover* do poço SW17

56	Circulando N2 pelo riser para limpeza, recuperando 43 bbl de óleo da formação. Conclusão: existe comunicação da coluna com o anular do poço, o que explic
57	Circulando diesel pelo riser para limpeza.
58	Montando e testando equipamento WL da Geoservices.
59	Assentando "std valve" 2,75" com coletor de VGL no nipple "R" a 2780 m.
60	Testando estanqueidade da std valve + anular do poço com 2000 psi / 10 min, positivo. Confirmando comunicação da coluna com o anular, provavelmente por
61	Despressurizando coluna + anular até 900 psi (pressão do poço). Fechando M1/M2.
62	Aguardando chegada de novas VGL's de orifício, provenientes de Macaé.
63	Montando e testando trem WL com desviador OM-1 + pescador JDS 1 5/8".
64	Retirando VGL RDO de orifício 5/16" do MGL superior a 1903 m na segunda tentativa. Válvula retornando com bastante sujeira e danificada ("check valve" solta
65	Drenando anular do poço + bore 2" do riser de 1000 psi até zerar, recuperando diesel + óleo + gás. A seguir, testando estanqueidade da coluna de produção +
66	Retirando trem WL, efetuando manutenção e substituindo ferramentas.
67	(3 I) Descendo trem WL com GS 3" e tentando pescar std valve 2,75" do nipple R a 2780 m, negativo (ferramenta não agarrando e retornando com areia muito
68	(3 C) Efetuando manutenção na ferramenta e folgando camisa do pescador.
69	(3 C) Descendo GS 3" e tentando agarrar std valve, sem êxito. Fluido poço durante 30 min para limpeza e tentando novamente agarrar std valve com o GS 3"
70	(3 C) Efetuando manutenção no trem WL e removendo a ponteira do pescador GS 3".
71	(3 F) Descendo GS 3" sem ponteira, desta vez conseguindo agarrar e retirar a std valve 2,75" (retornando com areia muito fina no interior do coletor de VGL).
72	Desmobilizando equipamento WL Geoservices.
73	Tentando recalcar diesel pela COP, sem êxito (pegou 2000 psi estabilizados).
74	Circulando pela ANM, comprovando desobstrução do bore 4" do riser e do "loop" da XO.
75	Abrindo poço para os tanques de aferição, produzindo 15 bbl de diesel + óleo.
76	Completando bore 4" do riser com diesel e recalcando 22 bbl adicionais de diesel pela coluna, posicionando colchão abaixo da DHSV. Conclusão: causa da o
77	Drenando bores do riser para os tanques de aferição, recuperando óleo da formação.
78	Efetuada limpeza do riser circulando N2 a 800 scf/min do anular para o bore 4".

Figura C.1: Boletim da intervenção do poço sw17