



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

IPR EQUIVALENTE DE MÚLTIPLOS RESERVATÓRIOS

BRENDA CUNHA MARTINS

Orientador: Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa

NATAL/RN

2015

IPR EQUIVALENTE DE MÚLTIPLOS RESERVATÓRIOS

BRENDA CUNHA MARTINS

NATAL/RN

2015

BRENDA CUNHA MARTINS

IPR EQUIVALENTE DE MÚLTIPLOS RESERVATÓRIOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Federal do Rio Grande do Norte
como parte dos requisitos para obtenção do
título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa

Orientador – UFRN

Prof.^a Dra. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Membro Examinador - UFRN

Prof. MSc. Sérgio José Gonçalves e Silva

Membro Examinador - UFRN

*Dedico este trabalho aos meus pais,
Franklin e Jaqueline, aos meus irmãos,
Cibelle, Priscilla e Franklin Júnior, e
ao meu noivo, Wanderlan.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por ter me guiado nos momentos de maior dificuldade.

A toda minha família, por sempre me transmitir força, apoio e exemplo de vida.

Ao meu noivo Wanderlan, pelo amor e compreensão em todos os momentos e por sempre ter me incentivado e me apoiado para chegar até aqui.

Aos meus amigos, pela ajuda e companheirismo que tornou mais fácil essa longa caminhada.

Ao meu orientador Professor Dr. Rutácio de Oliveira Costa, pelos seus ensinamentos e disponibilidade durante todo o projeto e, principalmente, pela paciência e confiança depositada em mim.

Aos demais professores da graduação de Engenharia de Petróleo, pelos conhecimentos compartilhados.

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

RESUMO

A curva de IPR representa a relação que existe entre a pressão de fundo e a vazão dos fluidos no meio poroso. Ela permite estimar o comportamento individual de poços de petróleo de uma maneira simples e prática. Na literatura, existem muitos métodos para estimar estas curvas, mas, em geral, são métodos empíricos e consideram somente fluxo bifásico. O presente trabalho tem por objetivo desenvolver uma ferramenta computacional baseada em funções escritas na linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA) do Microsoft Office Excel, para determinar a curva de IPR equivalente de múltiplos reservatórios em uma profundidade desejada, com o intuito de analisar o comportamento dos múltiplos reservatórios abertos. Em determinadas condições de pressão de fundo, um intervalo produtor pode interferir na resposta de outro intervalo e, em casos extremos, uma zona pode injetar em outra. Para isto, serão utilizadas dois principais modelos para representar o fluxo no meio poroso, o Linear e o de Vogel, e a correlação empírica de Hagedorn & Brown modificada para o escoamento bifásico.

Palavras-chaves: Curva de IPR, Fluxo Bifásico, Múltiplos Reservatórios.

ABSTRACT

The IPR curve represents the relationship between the flowing bottomhole pressure and flow rate of fluids in porous media. It allows estimating the individual behavior of oil wells in a simple and practical way. In literature, there are many methods for estimating these curves but, in general, are empirical methods and only consider two-phase flow. This study aims to develop a computational software based on functions written in programming language Visual Basic for Applications (VBA) from Microsoft Office Excel, to determine the IPR curve equivalent of multiple reservoirs in a desired depth, in order to analyze the behavior of multiple open reservoirs, because under certain conditions of bottom pressure, a producer interval can interfere in the response of the other interval and, in extreme cases, a zone can inject in another. For this, two main models are used to represent the flow in porous media, Linear and Vogel, and the empirical correlation of Hagedorn & Brown for the multiphase flow.

Keywords: IPR Curve, Two-Phase Flow, Multiple Reservoirs.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	OBJETIVO GERAL.....	14
1.1.1	Objetivos específicos.....	15
1.2	METODOLOGIA.....	15
2	ASPECTOS TEÓRICOS.....	16
2.1	<i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i>	16
2.1.1	Equações de fluxo.....	16
2.2	ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE DO POÇO.....	18
2.2.1	Índice de produtividade linear.....	18
2.2.2	Fluxo bifásico no reservatório.....	19
2.2.2.1	Permeabilidade absoluta.....	20
2.2.2.2	Permeabilidade efetiva.....	20
2.2.2.3	Permeabilidade relativa.....	21
2.2.3	Equação de Vogel.....	21
2.2.4	Combinação de fluxo monofásico e bifásico.....	23
2.3	ESCOAMENTO MULTIFÁSICO.....	26
2.3.1	Hagedorn & Brown.....	27
2.4	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS.....	31
2.4.1	Grau API.....	31
2.4.2	Pressão de bolha.....	32
2.4.3	Razão de solubilidade.....	32
2.4.4	Densidade relativa.....	33
2.4.4.1	Densidade do gás dissolvido.....	33
2.4.4.2	Densidade do gás livre.....	33
2.4.5	Fator volume formação.....	34
2.4.5.1	Fator volume formação do óleo.....	34
2.4.5.2	Fator volume formação do gás.....	35
2.4.6	Viscosidade.....	35
2.4.6.1	Viscosidade do óleo morto.....	35
2.4.6.2	Viscosidade do óleo vivo.....	36
2.4.6.3	Viscosidade do gás.....	36
2.4.6.4	Viscosidade da água.....	37
2.4.6.5	Viscosidade da fase líquida.....	37
2.4.7	Fator de compressibilidade.....	38

2.4.8	Gradiente hidrostático do gás.....	38
2.4.9	Massa específica	39
2.4.9.1	Massa específica do óleo	39
2.4.9.2	Massa específica do gás	39
2.4.9.3	Massa específica do líquido	40
2.4.10	Velocidade superficial	40
2.4.10.1	Velocidade superficial do líquido.....	40
2.4.10.2	Velocidade superficial do gás.....	41
3	IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO EM VBA	42
3.1	SUB-ROTINAS	42
3.2	TELA DO PROGRAMA.....	47
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	51
4.1	DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA.....	52
4.2	EFEITO DA PRESSÃO DE FLUXO SOBRE A PRODUÇÃO DO POÇO	52
4.2.1	Análise individual do intervalo produtor	53
4.2.2	Influência de uma zona produtora em outra zona	54
4.3	IPR EQUIVALENTE DAS MÚLTIPLAS ZONAS	58
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	60
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Reservatório cilíndrico.....	17
Figura 2: IPR linear.	19
Figura 3: Curvas de permeabilidade relativa <i>versus</i> saturação de água.	21
Figura 4: IPR de Vogel.....	22
Figura 5: IPR combinada.....	23
Figura 6: Fator ψ para correção do <i>holdup</i>	29
Figura 7: Coeficiente C para correção no N_1	29
Figura 8: Correlação para determinação do <i>holdup</i>	30
Figura 9: Interpolação para soma das curvas de IPR.....	46
Figura 10: Dados do reservatório.	47
Figura 11: Dados do fluido.....	47
Figura 12: Dados de projeto.	48
Figura 13: Tela dos dados das curvas de IPR das zonas produtoras.	48
Figura 14: Tela dos dados da curva de IPR na profundidade da zona intermediária.	48
Figura 15: Tela dos dados da curva de IPR na profundidade da zona mais rasa.....	49
Figura 16: Tela dos dados da curva de IPR na profundidade desejada.	49
Figura 17: Curvas de IPR.	50
Figura 18: Esquema do poço utilizado na simulação.	51
Figura 19: Pressão e vazão das zonas produtoras.....	53
Figura 20: Curva de IPR da zona A.....	54
Figura 21: Pressão da zona A na profundidade da zona B.	54
Figura 22: Curva de IPR da zona A e da zona A na profundidade da zona B.....	55
Figura 23: Curva de IPR da zona B, da zona A na profundidade zona B e curva resultante. ..	56
Figura 24: Pressão da zona A + B na profundidade da zona C.	57
Figura 25: Curva de IPR resultante e curvas de IPR das zonas individuais em 1400 m.	57
Figura 26: Vazão equivalente das zonas para uma grande distância entre as zonas.	58
Figura 27: Vazão equivalente das zonas para uma pequena distância entre as zonas.....	58
Figura 28: Curva de IPR das zonas e curva de IPR equivalente em 1400 m.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação das correlações empíricas.....	26
Tabela 2: Dados de entrada do reservatório.	42
Tabela 3: Dados de entrada do fluido.....	42
Tabela 4: Dados de entrada de projeto.	43
Tabela 5: Valores para interpolação.	47
Tabela 6: Dados de entrada do reservatório na ferramenta.	52
Tabela 7: Dados de entrada do fluido na ferramenta.....	52
Tabela 8: Dados de entrada de projeto na ferramenta.	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A_p	Área da tubulação [ft ²]
API	Grau API do óleo [adimensional]
B_o	Fator volume formação do óleo [bbl/stb]
B_g	Fator volume formação do gás [cbf/scf]
B_w	Fator volume formação da água [bbl/stb]
d	Diâmetro da coluna [in]
D_q	Termo de existência de fluxo turbulento no reservatório [adimensional]
f	Fator de fricção [adimensional]
f_w	Fração de água [adimensional]
$Grad_{HG}$	Gradiente hidrostático do gás [psi/ft]
H	Espessura da zona produtora [ft]
H_L	<i>Holdup</i> do líquido [adimensional]
ID	Diâmetro interno [in]
IP	Índice de produtividade [m ³ /dia/kgf/cm ²]
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
k	Permeabilidade absoluta [mD]
k_o	Permeabilidade efetiva do óleo [mD]
k_g	Permeabilidade efetiva do gás [mD]
k_{ro}	Permeabilidade relativa do óleo [adimensional]
k_{rg}	Permeabilidade relativa do gás [adimensional]
k_{rw}	Permeabilidade relativa da água [adimensional]
k_w	Permeabilidade efetiva da água [mD]
M	Peso molecular do gás [adimensional]
N_{lv}	Número de velocidade do líquido [adimensional]
N_{gv}	Número de velocidade do gás [adimensional]
N_d	Número de diâmetro do tubo [adimensional]
N_l	Número de viscosidade do líquido [adimensional]
P_{bolha}	Pressão de bolha [psi]
P_e	Pressão estática do reservatório [kgf/cm ²]
P_{ext}	Pressão na fronteira externa do reservatório [psia]
P_{pc}	Pressão pseudo-crítica [psia]

P_{pr}	Pressão pseudo-reduzida [adimensional]
P_{sat}	Pressão de saturação [kgf/cm ²]
P_{teste}	Pressão de fluxo de teste [kgf/cm ²]
P_{wf}	Pressão de fluxo em frente aos canhoneados [kgf/cm ²]
q	Vazão de produção [m ³ /dia]
q_{lsc}	Vazão de líquido em condição padrão [stb/d]
$q_{máx}$	Vazão máxima de produção [m ³ /dia]
$q_{máxVogel}$	Vazão máxima de Vogel [m ³ /dia]
q_{osc}	Vazão de óleo em condição padrão [stb/d]
q_{sat}	Vazão de saturação [m ³ /dia]
q_{teste}	Vazão de teste [m ³ /dia]
r_e	Raio de drenagem [ft]
RGD	Razão gás-óleo de produção [scf/stb]
R_s	Razão de solubilidade [scf/stb]
r_w	Raio do poço [ft]
S	Dano [adimensional]
T	Temperatura [°F]
T_{pc}	Temperatura pseudo-crítica [°F]
T_{pr}	Temperatura pseudo-reduzida [adimensional]
v_m	Velocidade da mistura [ft/s]
v_{sg}	Velocidade superficial do gás [ft/s]
v_{sl}	Velocidade superficial do líquido [ft/s]
Z	Fator de compressibilidade [adimensional]

Letras gregas:

ρ_m	Densidade da mistura [lb/cu ft]
ρ_{ns}	Densidade da mistura sem escorregamento [lb/cu ft]
$\gamma_{\text{óleo}}$	Densidade do óleo [adimensional]
$\gamma_{\text{água}}$	Densidade relativa da água produzida [adimensional]
$\gamma_{\text{gás}}$	Densidade do gás [adimensional]
$\gamma_{\text{gásdis}}$	Densidade do gás dissolvido [adimensional]
$\gamma_{\text{gáslivre}}$	Densidade do gás livre [adimensional]
λ_l	<i>Holdup</i> do líquido sem escorregamento [adimensional]

λ_g	<i>Holdup</i> do gás sem escorregamento [adimensional]
Ψ	Fator de correção do <i>holdup</i> do líquido [adimensional]
ρ_o	Massa específica do óleo [lbm/ft ³]
ρ_g	Massa específica do gás [lbm/ft ³]
ρ_l	Massa específica do líquido [lbm/ft ³]
$\mu_{\text{água}}$	Viscosidade da água [cP]
$\mu_{\text{líquida}}$	Viscosidade da fase líquida [cP]
$\mu_{\text{gás}}$	Viscosidade do gás [cP]
$\mu_{\text{óleo vivo}}$	Viscosidade do óleo vivo [cP]
$\mu_{\text{óleo morto}}$	Viscosidade do óleo morto [cP]

1 INTRODUÇÃO

Ao ser perfurado, é muito comum um poço atravessar mais de uma zona produtora de interesse. Quando isto acontece, é importante conhecer o comportamento dos múltiplos reservatórios abertos, pois em determinadas condições de pressão de fundo, um intervalo produtor pode interferir na resposta de outro intervalo. Em casos extremos, uma zona pode injetar em outra. É através da curva de IPR (*Inflow Performance Relationship*) dos múltiplos reservatórios, que estes comportamentos poderão ser previstos, permitindo a adequada seleção dos intervalos que serão abertos à produção.

As curvas de IPR representam a relação existente entre a pressão de fluxo no fundo do poço e a vazão através do meio poroso. Estas curvas são traçadas através do índice de produtividade (IP), que nada mais é que a capacidade de fluxo de um poço. Quando a pressão de fluxo está acima da pressão de saturação, o reservatório possui fluxo de uma só fase (fluxo monofásico) e o IP é assumido linear, como pode ser visto em reservatórios com influxo de água ativo. Já no caso em que a pressão de fluxo está abaixo da pressão de saturação (fluxo bifásico), a IPR linear superestima os valores de vazão, pois nessas condições a pressão do reservatório é reduzida e há uma maior resistência ao escoamento do óleo devido ao aumento de saturação de gás, reduzindo a produtividade do poço. Neste caso, o modelo utilizado é o de Vogel.

Quando existem múltiplas zonas, é necessário transferir a curva de IPR de uma zona para a profundidade de outra zona e determinar a curva resultante naquela profundidade. Essa transferência se dá através do cálculo da perda de carga do escoamento multifásico.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional para determinar a curva de IPR individual para cada zona de um reservatório, assim como a curva equivalente para as múltiplas zonas, referida a uma dada profundidade.

1.1.1 Objetivos específicos

- Implementação de funções para os cálculos das propriedades dos fluidos;
- Implementação de funções para o cálculo do escoamento multifásico;
- Implementação de sub-rotinas para gerar os pontos das curvas de IPR;
- Implementação de sub-rotinas para transferência das curvas de IPR para distintas profundidades;
- Implementação de sub-rotinas para somar as curvas de IPR em uma dada profundidade;
- Testes e avaliação dos resultados.

1.2 METODOLOGIA

Para atingir os objetivos, será realizado um levantamento bibliográfico dos modelos de curvas de IPR (equações de fluxo, fluxo monofásico, fluxo bifásico, combinações do fluxo monofásico e bifásico no reservatório), de correlações empíricas para escoamento multifásico e das equações das propriedades do fluido.

Será desenvolvida uma ferramenta computacional de forma simples e de fácil entendimento pelo usuário, por meio de planilhas do programa Microsoft Office Excel e da linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA), ferramenta fundamental para automatizar as tarefas repetitivas. Para isto, será escrito um algoritmo em termos de funções e sub-rotinas que representem o processo de transferência de uma curva de IPR de uma profundidade para outra e, posteriormente, a soma com a curva da outra zona.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Nesta seção serão abordados os aspectos teóricos fundamentais para o entendimento e desenvolvimento deste trabalho.

2.1 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP

As curvas de pressão disponível em um reservatório são denominadas IPR (*Inflow Performance Relationship*), nome dado por W. E. Gilbert em 1954. Essas curvas representam a relação que existe entre a pressão de fundo disponível e a vazão de fluidos no meio poroso, para certo instante de vida do reservatório, onde as pressões são medidas na profundidade média dos canhoneados e as vazões medidas em condições de superfície.

Existem vários modelos para representar o fluxo no meio poroso, sendo os mais utilizados o modelo Linear e o modelo de Vogel, onde cada um possui condições específicas para sua aplicação. Para chegar às equações particulares de cada modelo, são utilizadas as equações de fluxo, como veremos a seguir.

2.1.1 Equações de fluxo

A base do estudo das curvas de IPR é a Lei de Darcy, representada pela Equação (1) (ROSA et al., 2006):

$$q = - \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (1)$$

Onde:

q – Vazão volumétrica, em cm³/s;

k – Permeabilidade absoluta, em darcy;

A – Área da seção transversal, em cm²;

μ – Viscosidade do fluido, em cP;

$\frac{dP}{dL}$ – Variação de pressão com o deslocamento, em atm/cm.

Essa equação foi obtida por Darcy através do estudo do fluxo de água em um meio poroso e depois modificada por vários outros autores.

Para integrar a equação de Darcy, um dos casos mais simples é o modelo de reservatório cilíndrico e homogêneo, onde a pressão na fronteira externa do reservatório (P_{ext}) é constante e o fluxo monofásico, como pode ser visto na Figura 1.

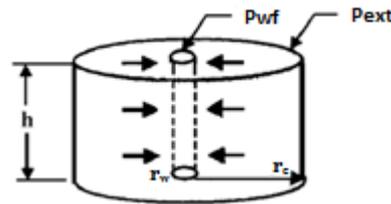


Figura 1: Reservatório cilíndrico.

Fonte: Guiteras (2013).

Esse modelo só seria válido para um empuxo de água bastante ativo e a solução é dada pela Equação (2) (ROSA et al., 2006):

$$q = \frac{2\pi hk}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} (P_{ext} - P_{wf}) \quad (2)$$

Sendo μ constante e independente da pressão, o que não é correto.

Onde:

q – Vazão volumétrica, em cm^3/s ;

k – Permeabilidade absoluta, em darcy;

h – Espessura da zona produtora, em cm;

μ – Viscosidade do fluido, em cP;

r_e – Raio de drenagem, em cm;

r_w – Raio do poço, em cm;

P_{ext} – Pressão na fronteira externa do reservatório, em atm;

P_{wf} – Pressão na parede do poço, em atm.

Considerando um caso mais geral de um reservatório limitado, em que a pressão na fronteira varia com a produção, a solução da equação de Darcy seria dada pela Equação (3) (ROSA et al., 2006):

$$q = \frac{7,08 \times 10^{-3} kh (P_{ext} - P_{wf})}{\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + D_q \right)} \quad (3)$$

Onde:

q – Vazão volumétrica, em cm^3/s ;

k – Permeabilidade absoluta, em darcy;

h – Espessura da zona produtora, em cm;

P_{ext} – Pressão na fronteira externa do reservatório, em atm;

P_{wf} – Pressão na parede do poço, em atm;

μ_o – Viscosidade do óleo, em cP;

r_e – Raio de drenagem, em cm;

r_w – Raio do poço, em cm;

S – Skin total do poço, adimensional;

D_q – Coeficiente de fluxo turbulento no reservatório, adimensional.

2.2 ÍNDICE DE PRODUTIVIDADE DO POÇO

Define-se índice de produtividade (IP) como sendo a capacidade de fluxo de um poço. Pode ser utilizado para estimar a vazão do poço para diferentes pressões de fluxo, correspondente a diferentes aberturas, onde a equação geral é dada por (BROWN et al.,1977):

$$IP = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad (4)$$

Para determinar o IP de um poço, deve-se conhecer a pressão estática (P_e), bem como a pressão de fluxo no fundo do poço (P_{wf}) quando este poço está produzindo a uma vazão q . Caso esses parâmetros não sejam conhecidos, o IP pode ser determinado pela da lei de Darcy através da Equação (5) (BROWN et al., 1977):

$$IP = \frac{7,08 \times 10^{-3} h k}{\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad (5)$$

2.2.1 Índice de produtividade linear

Gilbert rearranjou a Equação (4) para traçar a curva de IPR linear e admitiu que o índice de produtividade permanecesse constante para qualquer pressão. Esta consideração não

é correta, pois através da fórmula do IP determinada pela lei de Darcy, percebe-se que vários parâmetros dependem da pressão. Depois de rearranjada, a Equação (4) passou a ser a equação de uma reta, como mostra a Equação (6):

$$P_{wf} = P_e - \frac{q}{IP} \quad (6)$$

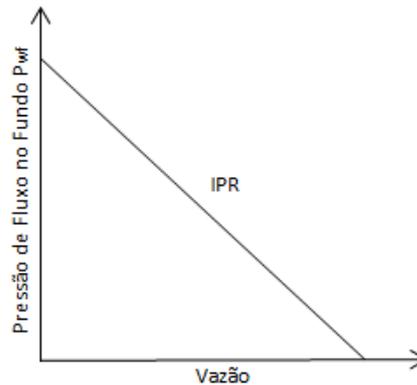


Figura 2: IPR linear.

Como pode ser visto na Figura 2, o ponto onde a curva de IPR linear intercepta o eixo horizontal representa o potencial do poço. Este ponto significa a máxima vazão, considerando a pressão de fluxo no fundo do poço igual à zero. Este valor é apenas teórico, pois na prática é impossível reduzir a P_{wf} a zero.

Esse tipo de curva de IPR foi bastante utilizado até a década de 60 e apresentava resultados bastante razoáveis para reservatórios com alto influxo de água. O grande problema é que superestimava os valores da vazão quando havia uma produção de gás, pois nestas condições a pressão do reservatório é reduzida e há uma maior resistência ao escoamento do óleo devido ao aumento da saturação do gás, reduzindo a produtividade do poço.

2.2.2 Fluxo bifásico no reservatório

Já era conhecido o fato de que, quando o reservatório produz diferentes fluidos, as equações de Darcy como foram apresentadas não eram corretas. Muskat e Meres foram os primeiros a formularem uma proposição matemática para esse problema. Eles modificaram a lei de Darcy aplicando-a para uma situação onde mais de uma fase está presente no meio, levando a generalizar o conceito de permeabilidade, como veremos a seguir.

2.2.2.1 Permeabilidade absoluta

Permeabilidade é definida como a capacidade da rocha de permitir o escoamento de fluidos através da rede de poros interconectados. O conceito de permeabilidade aparece na lei que governa o deslocamento dos fluidos no meio poroso, a lei de Darcy.

De acordo com a equação de Darcy, a velocidade de avanço de um fluido homogêneo em um meio poroso é diretamente proporcional à permeabilidade e ao gradiente de pressão, e inversamente proporcional à viscosidade, como mostrado na Equação (7) (ROSA et al., 2006).

$$v = \frac{q}{A} = \frac{k\Delta p}{\mu L} \quad (7)$$

Logo:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad (8)$$

Quando um único fluido satura 100% de um meio poroso, chama-se permeabilidade absoluta. Qualquer fluido pode ser usado para determinação dessa permeabilidade, evitando-se os fluidos que entram em reação química com os componentes da rocha.

2.2.2.2 Permeabilidade efetiva

Diferentemente da permeabilidade absoluta, a permeabilidade efetiva do óleo (k_o), água (k_w) e gás (k_g) é uma medida realizada quando o meio poroso está saturado com dois ou mais fluidos. O fato de dois fluidos escoarem juntos acaba prejudicando a “facilidade” com que cada um deles escoar. Dessa forma, a permeabilidade absoluta sempre será maior que a efetiva, e esta é função da saturação do fluido que prevalece na rocha, da molhabilidade da rocha e de sua geometria. Quanto maior a presença de um fluido, maior será a permeabilidade efetiva do mesmo.

2.2.2.3 Permeabilidade relativa

A permeabilidade relativa do óleo (k_{ro}), água (k_{rw}) e gás (k_{rg}) é definida como a razão entre a permeabilidade efetiva e a absoluta e é simplesmente uma forma adimensional de quantificar a permeabilidade efetiva, podendo variar de 0 (inexistência de fluido) a 1 (meio poroso 100% saturado).

A Figura 3 apresenta curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *vs* saturação de água.

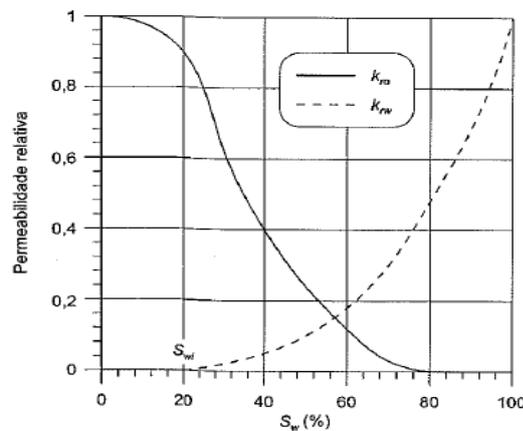


Figura 3: Curvas de permeabilidade relativa *versus* saturação de água.

Fonte: Rosa et al. (2006).

Essas curvas são extremamente importantes no gerenciamento do reservatório, pois descrevem como as fases escoam no reservatório e são dados de entrada essenciais para qualquer simulador de reservatório.

2.2.3 Equação de Vogel

Através do conceito de permeabilidade relativa visto acima, podemos escrever a lei de Darcy como mostrada da Equação (9) (BROWN et al., 1977):

$$q = \frac{7,08 \times 10^{-3} h}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}\right)} \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{k_{ro}}{\mu_o} dP \quad (9)$$

Quando aumenta a saturação de gás no reservatório, k_{ro} diminui e, conseqüentemente, a vazão de óleo também diminui. Isso mostra que a curva de IPR linear não pode ser utilizada

para um poço que produz diferentes fluidos. Caso um poço apresente tal comportamento, a curva deve ter o aspecto mostrado na Figura 4:

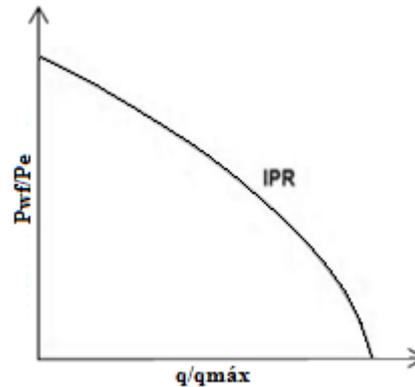


Figura 4: IPR de Vogel.

Em 1967, Vogel utilizou um simulador feito por Weller para reservatórios de gás em solução, sem dano, e obteve o gráfico da pressão de fundo em função da vazão de fluxo de um poço quando produzia com as fases óleo e água. Ele considerou um reservatório circular e fluxo uniforme radial com uma saturação de água constante, desprezou a segregação gravitacional e considerou somente fluxo bifásico, e mostrou através do seu estudo que a curva muda gradativamente de forma devido à depleção do reservatório com o tempo de produção. Tal curva é dada pela Equação (10) (BROWN et al., 1977):

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - 0,2 \frac{P_{\text{wf}}}{P_e} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_e} \right)^2 \quad (10)$$

Desta forma, ele considerou a curva como uma solução geral para reservatórios com gás em solução, mas a solução particular depende das características individuais de cada reservatório e das pressões de fluxo abaixo do ponto de bolha.

Este método é muito utilizado para obtenção de curvas de IPR quando existe fluxo bifásico no reservatório (gás + líquido). Além disso, a equação de Vogel é uma das mais utilizadas na atualidade devido a sua simplicidade. Seus resultados são razoáveis para produções de líquido com porcentagens de água de até 50%.

Na prática, determina-se a vazão máxima $q_{\text{máx}}$ fazendo-se um teste no poço, onde se mede as vazões de fluxo, as pressões dinâmicas de fundo e a pressão média do reservatório. A partir disso, usa-se a Equação (11):

$$q = q_{\text{máx}} \left[1 - 0,2 \frac{P_{\text{wf}}}{P_e} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_e} \right)^2 \right] \quad (11)$$

Essa equação pode ser resolvida para P_{wf} :

$$P_{\text{wf}} = 0,125P_e \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{\text{máx}}} \right)} \right] \quad (12)$$

2.2.4 Combinação de fluxo monofásico e bifásico

Existem reservatórios cuja pressão de fluxo é maior que a pressão de saturação. Quando isto acontece, o poço possui fluxo de uma só fase (fluxo monofásico) e o IP é assumido linear. Já no caso do poço produzir mais de uma fase (fluxo bifásico), ou seja, situação em que as pressões se encontram abaixo da pressão de saturação, a IPR não chega a ser linear, pois nessas condições a pressão do reservatório é reduzida e há uma maior resistência ao escoamento do óleo devido ao aumento de saturação do gás, reduzindo a produtividade do poço. Neste caso, o modelo utilizado é o de Vogel. Esse comportamento pode ser mostrado na Figura 5:

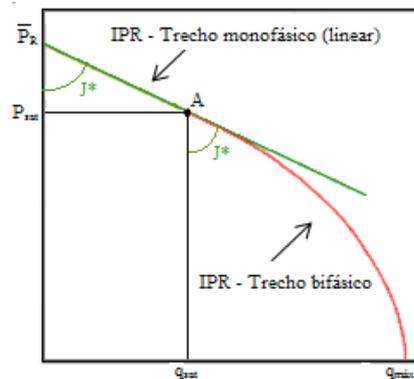


Figura 5: IPR combinada.

Fonte: Maitelli (2014).

Como pode ser visto na Figura 5, percebe-se que no ponto A, ponto que separa o fluxo monofásico do fluxo bifásico, é necessário que os declínios de ambas as curvas sejam iguais, isto é, dp/dq deve ser igual para ambas as IPR's. Assim, partindo da relação de IPR linear para o trecho monofásico, temos que a vazão pode ser encontrada a partir da Equação (13):

$$q = IP \cdot (P_e - P_{\text{wf}}) \quad (13)$$

Derivando a Equação (13) em relação à pressão, temos que:

$$\frac{dq}{dp} = -IP \quad (14)$$

$$\frac{dp}{dq} = -\frac{1}{IP} \quad (15)$$

Para o trecho bifásico, partindo da equação de Vogel, a vazão pode ser encontrada a partir da Equação (16):

$$q = q_{\text{máxVogel}} \left[1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_e} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right] \quad (16)$$

Derivando a Equação (16) em relação à pressão, temos que:

$$\frac{dq}{dp} = q_{\text{máxVogel}} \left(-\frac{0,2}{P_e} - 1,6 \frac{P_{wf}}{P_e^2} \right) \quad (17)$$

$$\frac{dp}{dq} = -\frac{1}{q_{\text{máxVogel}} \left(\frac{0,2}{P_e} + 1,6 \frac{P_{wf}}{P_e^2} \right)} \quad (18)$$

Observando a Figura 5, percebe-se que as derivadas são iguais quando $P_{wf} = P_{\text{sat}}$ e quando $q = q_{\text{sat}}$. Assim, igualando a Equação (15) e (18), temos:

$$IP = q_{\text{máxVogel}} \left(\frac{0,2}{P_e} + 1,6 \frac{P_{\text{sat}}}{P_e^2} \right) \quad (19)$$

Para o trecho de Vogel, nota-se que $P_e = P_{\text{sat}}$. Logo:

$$IP = q_{\text{máxVogel}} \left(\frac{0,2}{P_{\text{sat}}} + \frac{1,6}{P_{\text{sat}}} \right) \quad (20)$$

Que pode ser escrita da seguinte maneira:

$$q_{\text{máxVogel}} = \frac{IP \cdot P_{\text{sat}}}{1,8} \quad (21)$$

Fazendo a mudança de coordenadas:

$$q_{\text{máx}} = q_{\text{sat}} + q_{\text{máxVogel}} \quad (22)$$

Substituindo a Equação (21) na Equação (22), temos:

$$q_{\text{máx}} = q_{\text{sat}} + \frac{IP \cdot P_{\text{sat}}}{1,8} \quad (23)$$

Onde q_{sat} é calculada usando a relação de IPR linear:

$$q_{\text{sat}} = IP \cdot (P_e - P_{\text{sat}}) \quad (24)$$

Assim, a partir das equações encontradas acima, a vazão para o trecho linear na combinação de fluxo monofásico e bifásico é calculada a partir Equação (25):

$$q = IP \cdot (P_e - P_{\text{wf}}) \quad (25)$$

E para o trecho bifásico:

$$q = q_{\text{sat}} + (q_{\text{máx}} - q_{\text{sat}}) \left(1 - 0,2 \frac{P_{\text{wf}}}{P_{\text{sat}}} - 0,8 \frac{P_{\text{wf}}^2}{P_{\text{sat}}^2} \right) \quad (26)$$

O IP deve ser calculado através das equações acima. Para utilizá-las, deve-se conhecer a pressão estática e a pressão de saturação, além de ser feito um teste onde se mede vazão de teste (q_{teste}) e pressão de teste (P_{teste}), podendo apresentar dois casos:

- 1º caso: O primeiro caso é quando $P_{\text{teste}} > P_{\text{sat}}$. Isso significa que o teste foi feito em um trecho monofásico e a equação utilizada para calcular o índice de produtividade linear neste caso é a seguinte:

$$IP = \frac{q_{\text{teste}}}{(P_e - P_{\text{teste}})} \quad (27)$$

- 2º caso: O segundo caso é quando $P_{\text{teste}} < P_{\text{sat}}$. Isso significa que o teste foi feito em um trecho bifásico e a equação utilizada para chegar à equação do cálculo do índice de produtividade linear neste caso será:

$$q_{\text{máx}} = q_{\text{sat}} + \frac{q_{\text{teste}} - q_{\text{sat}}}{1 - 0,2 \frac{P_{\text{teste}}}{P_{\text{sat}}} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{teste}}}{P_{\text{sat}}} \right)^2} \quad (28)$$

Substituindo as Equações (23) e (24) na Equação (28), obtém-se a seguinte equação para o cálculo do IP:

$$IP = \frac{q_{\text{teste}}}{(P_e - P_{\text{sat}}) + \frac{P_{\text{sat}}}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \frac{P_{\text{teste}}}{P_{\text{sat}}} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{teste}}}{P_{\text{sat}}} \right)^2 \right]} \quad (29)$$

2.3 ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Muitas correlações foram desenvolvidas para determinar os gradientes de pressão no escoamento multifásico. Algumas correlações assumem que o gás e a fase líquida deslocam-se com a mesma velocidade, ou seja, sem escorregamento entre as fases, para avaliar a densidade da mistura e avaliar empiricamente somente um fator de fricção. Outras correlações consideram o escorregamento entre as fases para calcular o *holdup* do líquido e o fator de fricção. E outras dividem as condições de fluxo em padrões ou regimes e apresentam correlações separadas para cada regime de fluxo. Essas correlações são classificadas segundo sua complexidade, podendo ser de três tipos:

- Tipo I: Não utilizam mapas de padrão de escoamento e não consideram o escorregamento entre as fases.
- Tipo II: Não utilizam mapas de padrão de escoamento, mas consideram o escorregamento entre as fases.
- Tipo III: Utilizam mapas de padrão de escoamento e consideram o escorregamento entre as fases.

Algumas das correlações mais conhecidas podem ser classificadas nos grupos da seguinte forma:

Tipo	Correlação
Tipo I	Poetmann & Carpenter Baxendell & Thomas Fancher & Brown
Tipo II	Hagedorn & Brown
Tipo III	Duns & Ros Orkiszewski Aziz, Grovier & Fogarasi Beggs & Brill

Tabela 1: Classificação das correlações empíricas.

Neste trabalho será utilizada a correlação de Hagedorn & Brown modificada, pois é uma das correlações mais utilizadas na indústria do petróleo.

2.3.1 Hagedorn & Brown Modificada

A equação proposta por Hagedorn & Brown para estimar o gradiente de pressão (COSTA, 2015), em psi/ft, é:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \rho_m + 1,294 \times 10^{-3} f \frac{\rho_{ns}^2 v_m^2}{\rho_m d} + 2,16 \times 10^{-4} \rho_m \frac{v_m dv_m}{dh} \quad (30)$$

Sendo:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (31)$$

$$\rho_{ns} = \rho_l \lambda_l + \rho_g (1 - \lambda_l) \quad (32)$$

$$v_m = v_{sl} + v_{sg} \quad (33)$$

$$\lambda_l = \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (34)$$

Onde:

ρ_m – Massa específica da mistura, em lb/ft³;

ρ_l – Massa específica do líquido, em lb/ft³;

ρ_g – Massa específica do gás, em lb/ft³;

H_L – *Holdup* do líquido, adimensional;

ρ_{ns} – Massa específica da mistura sem escorregamento, em lb/ft³;

λ_l – *Holdup* do líquido sem escorregamento, adimensional;

f – Fator de atrito, adimensional;

v_m – Velocidade da mistura, em ft/s;

d – Diâmetro da tubulação, em in.

Hagedorn & Brown verificaram que existia uma forte dependência do *holdup* do líquido, que é a relação entre o volume de um segmento de tubo ocupado por líquido e o volume total desse segmento de tubo, e os grupamentos adimensionais N_{lv} (número de

velocidade do líquido), N_{gv} (número de velocidade do gás), N_d (número de diâmetro do tubo) e N_l (número de viscosidade do líquido), mostrado nas seguintes equações:

$$N_{lv} = 1,938 \cdot v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (35)$$

$$N_{gv} = 1,938 \cdot v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (36)$$

$$N_d = 10,1 \cdot d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (37)$$

$$N_l = 0,157 \cdot \mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} \quad (38)$$

Onde:

ρ_L – Massa específica, em lb/ft³;

σ_L – Tensão interfacial, em dina/cm;

v_{sl} – Velocidade superficial do líquido, em ft/s;

v_{sg} – Velocidade superficial do gás, em ft/s;

μ_L – Viscosidade do líquido, em cP;

d – Diâmetro da tubulação, em in.

Para determinar o H_L , foi realizada uma análise adimensional resultando nos seguintes grupamentos adimensionais:

$$\frac{N_{gv} N_l^{0,380}}{N_d^{2,14}} \quad (39)$$

$$\frac{N_{lv}}{N_{gv}^{0,575}} \left(\frac{P}{P_{atm}} \right)^{0,1} \frac{CN_l}{N_d} \quad (40)$$

Com a Equação (39), é possível achar o fator ψ para correção do *holdup* através da Figura 6:

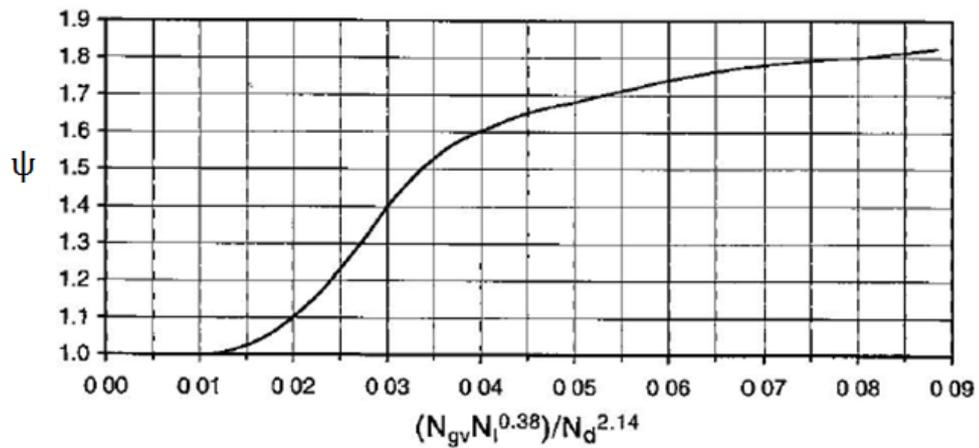


Figura 6: Fator ψ para correção do *holdup*.

Fonte: Costa (2015).

Para encontrar o coeficiente CN_l , coeficiente utilizado para calcular o grupamento adimensional mostrado na Equação (40), utiliza-se a Figura 7:

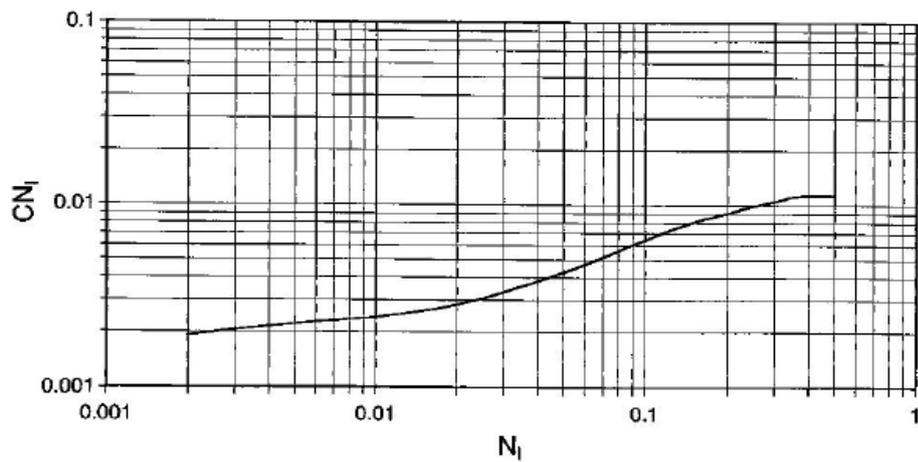


Figura 7: Coeficiente C para correção no N_l .

Fonte: Costa (2015).

Com o valor do grupamento da Equação (40) já encontrado, é possível encontrar uma relação entre o *holdup* e o fator ψ .

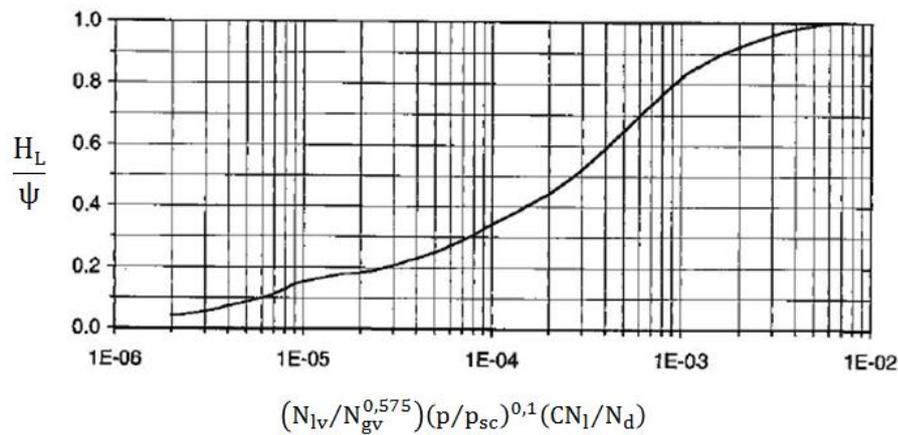


Figura 8: Correlação para determinação do *holdup*.

Fonte: Costa (2015).

Encontrando esta relação e com o valor do fator de correção já encontrado, finalmente pode-se calcular o *holdup* através da seguinte equação:

$$H_L = \psi \frac{H_L}{\psi} \quad (41)$$

Utilizando esta correlação, observou-se que os gradientes encontrados eram muito baixos para baixas vazões e RGLs, sendo esta discrepância ainda mais pronunciada para maiores diâmetros de tubos. A origem deste problema se deu através da previsão do *holdup* do líquido menor que o *holdup* do líquido sem escorregamento. Para corrigir este problema, a proposta foi comparar o *holdup* do líquido previsto com o *holdup* do líquido sem escorregamento e assumir o maior valor.

Outra modificação feita por Brown foi utilizar a correlação de Griffith caso o padrão de escoamento fosse bolhas no mapa de escoamento proposto por Griffith-Wallis. Esta correlação utiliza a Equação (42) (TAKÁCS, 2005) para calcular o *holdup* do gás:

$$\lambda_g = \frac{1,071 - 0,2662 \cdot v_m^2}{d} \quad (42)$$

Onde:

v_m – Velocidade superficial da mistura, em ft/s;

d – Diâmetro da tubulação, em in.

Esta equação força o *holdup* a ser maior ou igual a 0,13. Caso seja menor, o *holdup* deve assumir este valor.

Sabendo que o padrão é bolhas, a correlação de Grittifh usa uma velocidade de escorregamento constante de 0,8 ft/s entre as fases. Baseado nisto, o *holdup* do líquido deve ser calculado a partir da Equação (43) (TAKÁCS, 2005):

$$H_L = \frac{v_s - v_m + \sqrt{(v_s - v_m)^2 + 4 \cdot v_s \cdot v_{sl}}}{2 \cdot v_s} \quad (43)$$

Onde:

v_s – Velocidade de escorregamento, em ft/s;

v_m – Velocidade superficial da mistura, em ft/s;

v_{sl} – Velocidade superficial do líquido, em ft/s.

2.4 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

As fórmulas mostradas a seguir serão usadas para as rotinas dos cálculos no VBA para calcular a IPR equivalente dos múltiplos reservatórios.

2.4.1 Grau API

O Grau API é uma escala arbitrária que mede a densidade óleo. Esta medida foi criada para medir a gravidade específica do óleo em relação à água. Quanto menor a densidade do óleo, maior seu grau API e melhor sua qualidade. Ele pode ser definido como na Equação (44) (TAKÁCS, 2005):

$$\gamma_{\text{óleo}} = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} \quad (44)$$

Onde:

API – Grau API do óleo.

2.4.2 Pressão de bolha

A pressão de bolha representa a pressão mínima onde a primeira bolha de gás aparece, ou seja, a pressão na qual o óleo se torna saturado de gás. Essa pressão é de extrema importância para calcular a perda de carga de forma correta, pois o óleo se comporta de forma muito diferente abaixo e acima da pressão de bolha. Quando a pressão do sistema vai aumentando, o gás vai se dissolvendo no óleo, fazendo inchá-lo. Quando chega a pressão de bolha não há mais gás disponível para se dissolver no óleo, fazendo com que o óleo pare de inchar e os efeitos do aumento de pressão fazem com que ele se encolha. A pressão de bolha pode ser estimada pela Equação (45) (TAKÁCS, 2005), em psi:

$$P_{\text{bolha}} = 18 \cdot \left(\frac{\text{RGO}}{\gamma_{\text{gás}}} \right)^{0,83 \cdot 10^y} \quad (45)$$

$$y = 0,00091 \cdot T - 0,0125 \cdot \text{API} \quad (46)$$

Onde:

RGO – Razão gás-óleo de produção, em scf/stb;

$\gamma_{\text{gás}}$ – Densidade do gás, adimensional;

T – Temperatura, em °F;

API – Grau API do óleo.

2.4.3 Razão de solubilidade

Razão de solubilidade (R_S) é o volume de gás medido em condições padrão, que se dissolve, em condições de pressão e temperatura do reservatório, em uma unidade de volume de óleo medida em condições padrão. Essa razão pode ser afetada pela pressão de bolha, pois como foi mostrado acima, para pressões maiores que a pressão de bolha o óleo encontra-se subsaturado, fazendo com que nestas condições a razão de solubilidade seja igual a razão gás-óleo. Utilizando a correlação de Standing (TAKÁCS, 2005), o R_S pode ser calculado pela Equação (47), em scf/stb:

$$R_S = \gamma_{\text{gás}} \cdot \left(\frac{P}{18 \cdot 10^y} \right)^{1,205} \quad (47)$$

$$y = 0,00091 \cdot T - 0,0125 \cdot \text{API} \quad (48)$$

Onde:

$\gamma_{\text{gás}}$ – Densidade do gás, adimensional;

P – Pressão, em psia;

T – Temperatura, em °F;

API – Grau API do óleo;

RGO – Razão gás-óleo de produção, em scf/stb.

2.4.4 Densidade relativa

A densidade relativa é uma propriedade adimensional para líquido ou gás. É característica para cada substância. Sua determinação contribui para a identificação de substâncias desconhecidas, comparando o valor encontrado experimentalmente com os valores de tabela.

2.4.4.1 Densidade do gás dissolvido

A densidade do gás dissolvido pode ser calculada pela correlação de Katz (BRILL; MUKHERJEE, 1999) da seguinte maneira:

$$\gamma_{\text{gásdis}} = \frac{\text{API} + 12,5}{50 - 0,0000035715 \cdot \text{API} \cdot R_S} \quad (49)$$

Onde:

API – Grau API do óleo;

R_S – Razão de solubilidade, em scf/stb.

2.4.4.2 Densidade do gás livre

A densidade do gás livre pode ser calculada através da Equação (50) (BRILL; MUKHERJEE, 1999):

$$\gamma_{\text{gáslivre}} = \frac{\gamma_{\text{gás}} \cdot \text{RGO} - \gamma_{\text{gásdis}} \cdot R_S}{\text{RGO} - R_S} \quad (50)$$

Onde:

R_S – Razão de solubilidade, em scf/stb;

RGO – Razão gás-óleo de produção, em scf/stb;

$\gamma_{gás}$ – Densidade do gás, adimensional;

$\gamma_{gásdis}$ – Densidade do gás dissolvido, adimensional.

2.4.5 Fator volume formação

Durante o escoamento, o óleo está em condições de pressão e temperatura muito diferentes das condições encontradas na superfície. Assim, o volume ocupado por certa quantidade de óleo não é constante, variando à medida que as condições de ambiente mudam. O fator volume formação foi criado para entender essa mudança de volume. Ele corrige o volume de óleo ou gás medido nas condições de reservatório para as condições de superfície.

2.4.5.1 Fator volume formação do óleo

Fator volume formação do óleo é o volume ocupado em condições de pressão e temperatura do reservatório, por uma unidade de volume de óleo medida em condições padrão, mais o gás nele dissolvido em condições de reservatório. Esse fator pode ser calculado pela Equação (51) (TAKÁCS, 2005), em bbl/stb:

$$B_o = 0,972 + 0,000147 \cdot F^{1,175} \quad (51)$$

$$F = R_S \cdot \sqrt{\frac{\gamma_{gás}}{\gamma_{óleo}}} + 1,25 \cdot T \quad (52)$$

Onde:

R_S – Razão de solubilidade, em scf/stb;

$\gamma_{gás}$ – Densidade do gás, adimensional;

$\gamma_{óleo}$ – Densidade do óleo, adimensional;

T – Temperatura, em °F.

As equações acima são válidas para pressões menores que a pressão de bolha, região onde apresenta duas fases. Para pressões acima da pressão de bolha, não há presença da fase

gasosa, fazendo com que o B_o seja estimado como constante para qualquer óleo nestas condições.

2.4.5.2 Fator volume formação do gás

Fator volume formação do gás é o volume ocupado em condições de pressão e temperatura do reservatório, por uma unidade de volume de gás em condições padrão. Esse fator pode ser calculado pela equação de estado dos gases gerais, como mostrado na Equação (53) (TAKÁCS, 2005), medido em cbf/scf:

$$B_g = \frac{0,0283 \cdot Z \cdot T}{P} \quad (53)$$

Onde:

Z – Fator de compressibilidade, adimensional;

T – Temperatura, em °F;

P – Pressão, em psia.

2.4.6 Viscosidade

É uma medida da resistência que o fluido impõe a seu próprio escoamento. Quanto maior a viscosidade, maior é a resistência ao movimento e menor é a capacidade de escoar. Essa resistência é consequência do atrito interno exercido entre partículas que se deslocam com velocidades diferentes. A viscosidade é uma propriedade termodinâmica, ou seja, dependente de temperatura e pressão.

2.4.6.1 Viscosidade do óleo morto

Óleo morto pode ser definido como o óleo nas condições padrão, ou seja, óleo desprovido de gás. Sua viscosidade, em cP, pode ser calculado pela correlação de Beal (BRIL; MUKHERJEE, 1999) da seguinte forma:

$$\mu_{\text{óleomorto}} = \left(0,32 + \frac{18000000}{\text{API}^{4,53}}\right) \cdot \left(\frac{360}{T + 200}\right)^a \quad (54)$$

$$a = 10^{\left(0,43 + \frac{8,33}{\text{API}}\right)} \quad (55)$$

Onde:

API – Grau API do óleo;

T – Temperatura, em °F.

2.4.6.2 Viscosidade do óleo vivo

Óleo vivo pode ser definido como o óleo com a presença de gás. Sua viscosidade, em cP, pode ser calculada pela correlação desenvolvida por Chew and Connally (TAKÁCS, 2005), através da Equação (56):

$$\mu_{\text{óleovivo}} = a \cdot \text{Visc}_{\text{óleomorto}}^b \quad (56)$$

$$a = 0,2 + 0,8 \cdot 10^{(-0,00081 \cdot R_S)} \quad (57)$$

$$b = 0,43 + 0,57 \cdot 10^{(-0,00072 \cdot R_S)} \quad (58)$$

Onde:

$\mu_{\text{óleomorto}}$ – Viscosidade do óleo morto, em cP;

R_S – Razão de solubilidade, em scf/stb.

2.4.6.3 Viscosidade do gás

A viscosidade do gás pode ser definida pela correlação de Lee et al. (TAKÁCS, 2005), em cP, como:

$$\mu_{\text{gás}} = 0,0001 \cdot K \cdot e^{\left[x \cdot \left(\frac{\rho_{\text{gás}}}{62,4}\right)^y\right]} \quad (59)$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 \cdot M) \cdot T^{1,5}}{209 + 19 \cdot M + T} \quad (60)$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 \cdot M \quad (61)$$

$$y = 2,4 - 0,2 \cdot x \quad (62)$$

Onde:

$\rho_{\text{gás}}$ – Massa específica do gás, lbm/ft³;

T – Temperatura absoluta, em °R;

M – Peso molecular do gás, adimensional.

2.4.6.4 Viscosidade da água

A viscosidade da água como função da temperatura pode ser definida pela correlação de Wan Wigen (BRILL, MUKHERJEE, 1999), em cP, como:

$$\mu_{\text{água}} = e^{(1,003 - 0,01479 \cdot T + 0,00001982 \cdot T^2)} \quad (63)$$

Onde:

T – Temperatura, em °F.

2.4.6.5 Viscosidade da fase líquida

A viscosidade da fase líquida pode ser definida, em cP, como:

$$\mu_{\text{líquida}} = \mu_{\text{água}} \cdot f_w + \mu_{\text{óleomorto}} \cdot (1 - f_w) \quad (64)$$

Onde:

$\mu_{\text{água}}$ – Viscosidade da água, em cP;

$\mu_{\text{óleomorto}}$ – Viscosidade do óleo morto, em cP;

f_w – Fração de água, adimensional.

2.4.7 Fator de compressibilidade

O fator de compressibilidade é o fator de correção de um modelo de gás ideal em um modelo real. Para determiná-lo, a temperatura e a pressão crítica, calculadas pela correlação de Hankinson-Thomas-Phillips (TAKÁCS, 2005), precisam ser definidas, pois eles definem o estado onde pressão e temperatura do líquido e do vapor saturado são idênticas e não há tensão superficial entre eles. Logo, o fator de compressibilidade pode ser calculado pela correlação de Papay (TAKÁCS, 2005), através da Equação (65):

$$Z = 1 - 3,52 \cdot \frac{P_{pr}}{10^{(0,9813 \cdot T_{pr})}} + 0,274 \cdot \frac{P_{pr}^2}{10^{(0,8157 \cdot T_{pr})}} \quad (65)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (66)$$

$$P_{pc} = 709,6 - 56,7 \cdot \gamma_{gás} \quad (67)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (68)$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 \cdot \gamma_{gás} \quad (69)$$

Onde:

P_{pr} – Pressão pseudo-reduzida, adimensional;

P_{pc} – Pressão pseudo-crítica, em psia;

T_{pr} – Temperatura pseudo-reduzida, adimensional;

T_{pc} – Temperatura pseudo-crítica, em °F;

$\gamma_{gás}$ – Densidade do gás, adimensional.

2.4.8 Gradiente hidrostático do gás

O gradiente hidrostático do gás pode ser calculado, em psi/ft, da seguinte maneira (TAKÁCS, 2005):

$$\text{Grad}_{HG} = \frac{0,01877 \cdot \gamma_{gás} \cdot P}{Z \cdot T} \quad (70)$$

Onde:

$\gamma_{\text{gás}}$ – Densidade do gás, adimensional;

P – Pressão, em psia;

Z – Fator de compressibilidade, adimensional;

T – Temperatura, em °R.

2.4.9 Massa específica

A massa específica de uma substância em uma determinada pressão e temperatura é a relação entre a massa do fluido e o volume ocupado por ela.

2.4.9.1 Massa específica do óleo

A massa específica do óleo em uma determinada pressão e temperatura é determinada através do balanço de massa (BRILL; MUKHERJEE, 1999). De acordo com o balanço de massa, a massa total do óleo é a soma do óleo morto com a massa de gás dissolvido, calculada da seguinte maneira, em lbm/ft³:

$$\rho_{\text{óleo}} = \frac{62,4 \cdot \gamma_{\text{óleo}} + R_S \cdot \gamma_{\text{gásdissolvido}}}{B_o} \quad (71)$$

Onde:

$\gamma_{\text{óleo}}$ – Densidade do óleo, adimensional;

R_S – Razão de solubilidade, em scf/stb;

$\gamma_{\text{gásdissolvido}}$ – Densidade do gás dissolvido, adimensional;

B_o – Fator volume formação do óleo, em bbl/stb.

2.4.9.2 Massa específica do gás

A massa específica do gás também é determinada pelo balanço de massa (BRILL; MUKHERJEE, 1999), onde a massa do gás livre em determinada pressão e temperatura é igual à massa total deste gás livre na condição padrão menos a massa de gás dissolvida na

mesma condição. Logo, a massa específica do gás, em lbm/ft^3 , pode ser calculada de acordo com a Equação (72):

$$\rho_{\text{gás}} = \frac{2,7 \cdot \gamma_{\text{gáslivre}} \cdot (P + 14,7)}{Z \cdot (T + 460)} \quad (72)$$

Onde:

$\gamma_{\text{gáslivre}}$ – Densidade do gás livre, adimensional;

P – Pressão, em psi;

Z – Fator de compressibilidade;

T – Temperatura, em °F.

2.4.9.3 Massa específica do líquido

A massa específica do líquido (TAKÁCS, 2005), em lbm/ft^3 , pode ser determinada utilizando a Equação (73):

$$\rho_{\text{líquido}} = \rho_{\text{óleo}} \cdot (1 - f_w) + 62,4 \cdot \gamma_{\text{água}} \cdot f_w \quad (73)$$

Onde:

ρ_o – Massa específica do óleo, em lbm/ft^3 ;

$\gamma_{\text{água}}$ – Densidade relativa da água produzida, adimensional;

f_w – Fração de água, adimensional.

2.4.10 Velocidade superficial

A velocidade superficial é definida como a velocidade no qual a fase estaria sujeita se fluísse sozinha pela seção transversal total do duto, ou seja, como se não houvesse meio poroso.

2.4.10.1 Velocidade superficial do líquido

A velocidade superficial do líquido (TAKÁCS, 2005), em ft/s , pode ser definida da seguinte maneira:

$$v_{sl} = \frac{0,000065 \cdot q_{lsc} \cdot (1 - f_w) \cdot B_o + f_w \cdot B_w}{A_p} \quad (74)$$

$$A_p = \frac{\pi \cdot \left(\frac{d}{12}\right)^2}{4} \quad (75)$$

Onde:

q_{lsc} – Vazão de líquido em condição padrão, em stb/d;

B_o – Fator volume formação do óleo, em bbl/stb;

B_w – Fator volume formação da água, em bbl/stb;

f_w – Fração de água, adimensional;

A_p – Área da tubulação, em ft²;

d – Diâmetro da tubulação, em in.

2.4.10.2 Velocidade superficial do gás

A velocidade superficial do gás (TAKÁCS, 2005), em ft/s, pode ser definida da seguinte maneira:

$$v_{sg} = 0,0000116 \cdot q_{osc} \cdot (RGO - R_s) \cdot \frac{B_g}{A_p} \quad (76)$$

Sendo A_p calculada pela Equação (75).

Onde:

q_{osc} – Vazão de óleo em condição padrão, em stb/d;

RGO – Razão gás-óleo de produção, em scf/stb;

R_s – Razão de solubilidade, em scf/stb;

B_g – Fator volume formação do gás em cf/scf;

A_p – Área da tubulação, em ft²;

d – Diâmetro da tubulação, em in.

3 IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO EM VBA

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma ferramenta computacional para determinar a curva de IPR equivalente para as múltiplas zonas em uma dada profundidade. Para realizar os cálculos, foi utilizado o recurso de um botão “CALCULAR”. Após apertá-lo, o programa fará uso do código implementado no VBA, que seguirá os três passos mostrados a seguir.

3.1 SUB-ROTINAS

Para utilizar a ferramenta, será necessário inserir os seguintes dados de entrada:

Dados do reservatório
Pressão estática (kgf/cm ²)
Pressão de teste (kgf/cm ²)
Pressão de saturação (kgf/cm ²)
Vazão de teste (m ³ /dia)
Profundidade (m)
Temperatura (°F)
Pressão mínima da IPR na zona (kgf/cm ²)
Pressão máxima da IPR na zona (kgf/cm ²)
Temperatura na superfície (°F)
Gradiente geotérmico (°F/m)

Tabela 2: Dados de entrada do reservatório.

Dados do fluido
°API
Densidade da água
Densidade do óleo
Densidade do gás
Fração de água
Fração de óleo
RGO (scf/stb)

Tabela 3: Dados de entrada do fluido.

Dados de projeto
Profundidade IPR desejada (m)
ID revestimento (in)
ID do tubo da profundidade desejada (in)
Número de pontos da IPR

Tabela 4: Dados de entrada de projeto.

Após apertar o botão “CALCULAR” existente na ferramenta, o programa fará uso do código implementado no VBA, seguindo os seguintes passos:

➤ 1º passo: O primeiro passo é feito através da sub-rotina denominada “SubPwfIP”. Esta sub-rotina calcula os pontos de pressão e vazão na profundidade média dos canhoneados para traçar a curva de IPR. Para que ela seja utilizada, é necessário entrar com os valores de pressão máxima, pressão mínima, pressão de saturação e pressão de teste, todas em kgf/cm², além da vazão de teste em m³/dia, número de pontos da IPR e a coluna onde o resultado deverá ser apresentado. O primeiro ponto da curva será a pressão máxima e o último a pressão mínima, ambas escolhidas pelo usuário do programa. Para mostrar o declínio da pressão de fluxo com o aumento da vazão, foi estabelecido que:

$$d_p = \frac{(P_{\text{máx}} - P_{\text{mín}})}{N_p} \quad (77)$$

Onde:

d_p – Declínio da coluna de pressão, em kgf/cm²;

$P_{\text{máx}}$ – Pressão máxima, em kgf/cm²;

$P_{\text{mín}}$ – Pressão mínima, em kgf/cm²;

N_p – Número de pontos da IPR.

Para saber qual fluxo prevalece no trecho, é feita uma comparação entre a pressão estática e a pressão de saturação. Se a pressão de saturação for maior que a estática, haverá a presença do fluxo bifásico e a IPR será de Vogel. Caso contrário, a IPR será uma combinação de fluxo monofásico e bifásico.

Quando a IPR é uma combinação de fluxos, é feita uma comparação entre a pressão de saturação e a pressão de teste para encontrar o índice de produtividade. Se a pressão de teste for maior que a de saturação, significa que o teste foi feito no trecho monofásico e deve-se utilizar a seguinte equação para calcular o IP linear:

$$IP = \frac{q_{\text{teste}}}{(P_e - P_{\text{teste}})} \quad (78)$$

Já no caso da pressão de teste ser menor que a de saturação, o teste foi feito no trecho bifásico e o IP linear será calculado pela Equação (79):

$$IP = \frac{q_{\text{teste}}}{(P_e - P_{\text{sat}}) + \frac{P_{\text{sat}}}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \frac{P_{\text{teste}}}{P_{\text{sat}}} - 0,8 \left(\frac{P_{\text{teste}}}{P_{\text{sat}}} \right)^2 \right]} \quad (79)$$

Onde:

IP – Índice de produtividade, em m³/dia/kgf/cm²;

q_{teste} – Vazão de teste, em m³/dia;

P_e – Pressão estática, em kgf/cm²;

P_{teste} – Pressão de teste, em kgf/cm²;

P_{sat} – Pressão de saturação, em kgf/cm².

Com o intervalo de pressão de fluxo encontrado e o índice de produtividade já calculado, é feita uma comparação entre cada pressão de fluxo do intervalo e a pressão de saturação para calcular a vazão correspondente a cada uma dessas pressões. Assim, se a pressão de fluxo for maior que a pressão de saturação, a vazão será calculada pela seguinte equação:

$$q = IP \cdot (P_e - P_{wf}) \quad (80)$$

Senão, a equação utilizada será a seguinte:

$$q = q_{\text{sat}} + (q_{\text{máx}} - q_{\text{sat}}) \left(1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_{\text{sat}}} - 0,8 \frac{P_{wf}^2}{P_{\text{sat}}^2} \right) \quad (81)$$

Onde:

q – Vazão, em m³/dia;

q_{máx} – Vazão máxima, em m³/dia;

q_{sat} – Vazão de saturação, em m³/dia;

P_e – Pressão estática, em kgf/cm²;

P_{wf} – Pressão de fluxo, em kgf/cm²;

P_{sat} – Pressão de saturação, em kgf/cm².

Após seguir todas estas rotinas de cálculo, a planilha será preenchida com os pontos de P_{wf}'s e vazões para cada zona produtora, obtendo-se o gráfico da curva de IPR.

➤ 2º passo: O segundo passo é feito através da sub-rotina “PwfIPprof”. Esta sub-rotina é responsável por calcular a pressão de uma zona em uma profundidade desejada. Para usá-la, é necessário entrar com a profundidade onde se deseja traçar a nova curva de IPR e a profundidade da zona de onde está sendo levada a curva de IPR, ambas em metros, a coluna de pressão e de vazão na profundidade da zona de onde está sendo levada a curva de IPR e a coluna onde o resultado deverá ser apresentado.

Para calcular as pressões na profundidade desejada, deve-se analisar a vazão correspondente a cada pressão de fluxo calculada no passo anterior. Se esta vazão for maior que zero, o gradiente de pressão será calculado através da correlação de Hagedorn & Brown II, como mostrado na seção 2.3.1. Senão, o gradiente será monofásico, sendo este calculado da seguinte forma para uma vazão igual a zero:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{\rho_{\text{líquido}}}{144} \quad (82)$$

Ou da seguinte maneira para uma vazão menor que zero:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{\rho_{\text{líquido}}}{144} + \frac{1,294 \times 10^{-3} \cdot f \cdot \rho_{\text{líquido}} \cdot \left[(-6,5 \times 10^{-5} \cdot q_{\text{lsc}} \frac{f_o \cdot B_o + f_w \cdot B_w}{A_p}) \right]^2}{d} \quad (83)$$

Onde:

dp/dh – Gradiente de pressão, em psi/ft;

$\rho_{\text{líquido}}$ – Massa específica do líquido, em lbm/ft³;

f - Fator de atrito, adimensional;

q_{lsc} – Vazão de líquido, em bbl/dia;

f_w – Fração de água, adimensional;

f_o – Fração de óleo, adimensional;

B_o – Fator volume formação do óleo, em bbl/stb;

B_w – Fator volume formação da água, em bbl/stb;

A_p – Área da tubulação, em ft²;

d – Diâmetro da tubulação, em in.

Com o gradiente de pressão já calculado, calcula-se a pressão da seguinte maneira:

$$P_{wf(i)_{\text{profdesejada}}} = \frac{P_{wf(i)_{\text{profanterior}}} - \frac{dp}{dh} \cdot L}{14,22} \quad (84)$$

Onde:

$P_{wf(i)_{prof\ desejada}}$ – Pressão na profundidade onde se deseja traçar a nova curva, em kgf/cm^2 ;

$P_{wf(i)_{prof\ anterior}}$ – Pressão na profundidade da zona de onde está sendo levada a curva, em psi;

dp/dh – Gradiente de pressão, em psi/ft ;

L – Distância entre as zonas, em ft.

Após estas rotinas de cálculo, a planilha será preenchida com os pontos de P_{wf} 's na profundidade onde se deseja traçar a nova curva.

➤ 3º passo: O terceiro passo é feito através da sub-rotina “SubCombina”. Esta sub-rotina é responsável por combinar duas curvas de IPR. Quando uma curva na profundidade de certa zona é levada para uma profundidade desejada, a curva que está sendo levada deve ser somada com a curva já existente nesta profundidade. Para isto, será necessário fazer uma interpolação, pois os pontos de vazão da curva que foi levada e da curva existente na profundidade desejada são referidos a intervalos de pressões diferentes, sendo o intervalo de pressão da profundidade desejada o utilizado para fazer a soma. Logo, o primeiro ponto de pressão deste intervalo, que é a pressão máxima escolhida pelo usuário, irá percorrer a coluna de pressão da curva que foi levada para a profundidade desejada até encontrar dois valores seguidos que sejam um maior e outro menor que o valor que está percorrendo. Ao encontrar esses dois valores, é feita uma interpolação entre as vazões correspondentes desses valores para achar a vazão correspondente ao primeiro ponto de pressão do intervalo desejado.

A figura abaixo mostra um exemplo da soma da curva de certa zona após ser levada para a profundidade desejada com a curva já existente nesta profundidade. A pressão que valia P_1 na profundidade da zona só vale P_{1zona} na profundidade desejada. O intervalo que se deseja fazer a soma das curvas começa com a pressão de $P_{1desejada}$. Esta pressão irá percorrer a coluna da pressão da zona na profundidade desejada até encontrar os dois valores de pressões necessários para fazer a interpolação, como mostrado na Figura 9, sendo $P_{3zona} > P_{1desejada} > P_{4zona}$:

Zona		Profundidade desejada	
Pressão	Vazão	Pressão da zona	Pressão da zona desejada
P_1	Q_1	P_{1zona}	$P_{1desejada}$
P_2	Q_2	P_{2zona}	$P_{2desejada}$
P_3	Q_3	P_{3zona}	$P_{3desejada}$
P_4	Q_4	P_{4zona}	$P_{4desejada}$

Figura 9: Interpolação para soma das curvas de IPR.

Com esses valores encontrados, a interpolação será feita da seguinte maneira:

Pressão	Vazão
P_{3zona}	q_3
$P_{1desejada}$	$q(i)$
P_{4zona}	q_4

Tabela 5: Valores para interpolação.

$$q(i) = q_3 - (q_3 - q_4) \cdot \frac{P_{3zona} - P_{1desejada}}{P_{3zona} - P_{4desejada}} \quad (85)$$

Depois de todos os valores de pressões da coluna “Pressão da zona desejada” percorrer a coluna “Pressão da zona” e fazer as interpolações para encontrar suas devidas vazões, a planilha será preenchida com as vazões na profundidade desejada, resultante da soma das duas curvas.

3.2 TELA DO PROGRAMA

A ferramenta desenvolvida permite que o usuário entre com os dados do reservatório, dados do fluido e dados de projeto, como pode ser visto na Figura 10, 11 e 12:

DADOS DO RESERVATÓRIO			
Zona	A	B	C
Pressão estática (kgf/cm ²)			
Pressão de teste (kgf/cm ²)			
Pressão de saturação (kgf/cm ²)			
Vazão de teste (m ³ /d)			
Profundidade (m)			
Temperatura (°F)			
Pressão mínima da IPR na zona (kgf/cm ²)			
Pressão máximada IPR na zona (kgf/cm ²)			
Temperatura na superfície (°F)			
Gradiente geotérmico (°F/m)			

Figura 10: Dados do reservatório.

DADOS DO FLUIDO	
*API	
Densidade da água	
Densidade do óleo	
Densidade do gás	
Fração de água	
Fração de óleo	
RGO (scf/stb)	

Figura 11: Dados do fluido.

DADOS DE PROJETO	
Profundidade IPR desejada (m)	1400
ID revestimento (in)	6,366
ID do tubo da profundidade desejada (in)	2,441
Número de pontos da IPR	100

Figura 12: Dados de projeto.

As Figuras 13, 14, 15 e 16 mostram as telas dos resultados obtidos após serem realizados os cálculos:

ZONAS					
A		B		C	
Pwf	Q	Pwf	Q	Pwf	Q
220	-256,8326	195	-130,4807	170	-18,285683
209	-231,14934	185,25	-110,9086	161,5	-2,7428524
198	-205,46608	175,5	-91,336491	153	12,7999779
187	-179,78282	165,75	-71,764386	144,5	28,3428083
176	-154,09956	156	-52,19228	136	43,8856386
165	-128,4163	146,25	-32,620175	127,5	59,428469
154	-102,73304	136,5	-13,04807	119	74,9712993
143	-77,04978	126,75	6,52403505	110,5	90,5141297
132	-51,36652	117	26,0961402	102	106,05696
121	-25,68326	107,25	45,6682454	93,5	121,59979
110	0	97,5	65,2403505	85	137,142621
99	25,6832598	87,75	84,8124557	76,5	152,685451
88	51,3665197	78	104,384561	68	168,228281
77	77,0497795	68,25	123,956666	59,5	183,771112
66	102,733039	58,5	143,528771	51	198,408336
55	128,416299	48,75	162,241895	42,5	211,061082
44	152,783121	39	178,023021	34	221,727324
33	172,49656	29,25	190,780493	25,5	230,407065
22	187,39293	19,5	200,514309	17	237,100302
11	197,47223	9,75	207,22447	8,5	241,807037
0	202,734461	0	210,910976	0	244,52727

Figura 13: Tela dos dados das curvas de IPR das zonas produtoras.

PROFUNDIDADE				
1800				
PwfA	Pwf	QA + QB	QA	QB
199,481744	195	-376,8490135	-246,3683125	-130,4807011
188,4818729	185,25	-334,5119376	-223,6033417	-110,9085959
177,4819966	175,5	-292,1748711	-200,8383804	-91,33649074
166,482115	165,75	-249,8378141	-178,0734285	-71,76438559
155,4822282	156	-207,5007672	-155,3084868	-52,19228043
144,4823359	146,25	-165,1637308	-132,5435556	-32,62017527
133,4824383	136,5	-122,8267042	-109,7786341	-13,04807011
122,4825351	126,75	-80,48968756	-87,01372261	6,524035053
111,4826264	117	-38,15268089	-64,24882111	26,09614021
100,482712	107,25	4,18431561	-41,48392976	45,66824537
89,48279178	97,5	46,52130182	-18,71904872	65,24035053
78,48286571	87,75	88,85827757	4,045821874	84,81245569
67,48293362	78	131,1952427	26,81068183	104,3845609
56,48299538	68,25	173,532196	49,57552997	123,956666
45,48689071	58,5	215,8691375	72,34036636	143,5287712
34,50120335	48,75	257,3533911	95,11149641	162,2418947
23,52339408	39	295,921657	117,8986356	178,0230213
12,55578097	29,25	330,8525906	140,0720978	190,7804928
1,651137206	19,5	360,5291706	160,0148615	200,5143091
0	9,75	383,5538886	176,3294183	207,2244703
0	0	408,3832067	197,4722305	210,9109762

Figura 14: Tela dos dados da curva de IPR na profundidade da zona intermediária.

PROFUNDIDADE						
1600						
PwfA + PwfB	Pwf	QA + QB	QA	QB	QC	QA + QB + QC
174,4698646	170	-357,4382508	-235,9309964	-121,5072545	-18,28568276	-375,7239336
164,7205828	161,5	-320,5263656	-216,0831937	-104,4431719	-2,742852414	-323,269218
154,9712478	153	-283,6146603	-196,2354911	-87,37916922	12,79997793	-270,8146823
145,2218583	144,5	-246,7031383	-176,3878903	-70,31524804	28,34280828	-218,36033
135,472413	136	-209,791818	-156,5404016	-53,25141633	43,88563863	-165,9061794
125,7229102	127,5	-172,8807105	-136,6930315	-36,18767907	59,42846897	-113,4522416
115,9733478	119	-135,9698023	-116,8457718	-19,12403052	74,97129932	-60,998503
106,2237232	110,5	-99,0591001	-96,99862629	-2,060473813	90,51412967	-8,544970437
96,47403314	102	-62,14861239	-77,15159955	15,00298716	106,05696	43,90834762
86,72434627	93,5	-25,23825274	-57,30464514	32,0663924	121,5997904	96,36153762
76,97442597	85	11,67192802	-37,45779042	49,12971844	137,1426207	148,8145487
67,22448845	76,5	48,58139305	-17,6113241	66,19271715	152,6854511	201,2668441
57,47444299	68	85,49078793	2,235100526	83,2556874	168,2282814	253,7190693
47,72560994	59,5	122,399803	22,08131705	100,318486	183,7711117	306,1709148
37,98993545	51	159,3122685	41,92938483	117,3828837	198,408336	357,7206045
28,28800439	42,5	196,2564913	61,7945247	134,4619666	211,0610815	407,3175728
18,64631236	34	232,9296065	81,70503185	151,2245746	221,7273244	454,6569309
9,15711589	25,5	268,5058417	101,7006557	166,8051861	230,4070647	498,9129064
0,547377856	17	301,9819412	121,7455836	180,2363576	237,1003023	539,0822435
0	8,5	333,1175785	141,5941774	191,5234011	241,8070374	574,9246159
0	0	383,5538886	176,3294183	207,2244703	244,5272698	628,0811584

Figura 15: Tela dos dados da curva de IPR na profundidade da zona mais rasa.

PROFUNDIDADE	
1400	
PwfA + PwfB + PwfC	Q
148,511175	-375,7239336
140,2349825	-323,269218
131,9317825	-270,8146823
123,6007086	-218,36033
115,2406318	-165,9061794
106,8499785	-113,4522416
98,42627863	-60,998503
89,96416255	-8,544970437
81,45481178	43,90834762
72,92217569	96,36153762
64,37139898	148,8145487
55,80384458	201,2668441
47,21632181	253,7190693
38,66068064	306,1709148
30,18612314	357,7206045
21,84011267	407,3175728
13,68752984	454,6569309
6,114554548	498,9129064
0,200424735	539,0822435
0	574,9246159
0	628,0811584

Figura 16: Tela dos dados da curva de IPR na profundidade desejada.

A Figura 13 mostra as pressões e vazões de cada zona nas suas profundidades. Na Figura 14, a primeira coluna mostra a pressão da zona A calculada na profundidade da zona B, a segunda coluna o intervalo de pressão no qual se deseja traçar a curva de IPR, a terceira coluna a soma das vazões na profundidade da zona B e a quarta e quinta coluna, as vazões da zona A e B, respectivamente, na profundidade da zona B. A Figura 15 mostra na primeira

coluna a pressão resultante na zona B calculada na profundidade da zona C, na segunda coluna o intervalo de pressão onde se deseja traçar a curva de IPR, na terceira coluna a soma das vazões da zona A e B na profundidade da zona C e na quarta, quinta, sexta e sétima coluna, a vazão da zona A, vazão da zona B, vazão da zona C e a soma das vazões das três zonas, respectivamente, calculadas na profundidade da zona C. A Figura 16 mostra a pressão e vazão calculadas na profundidade desejada.

Além da tabela com todos os dados acima, a ferramenta também gera gráficos com as curvas de IPR mostradas na Figura 17:

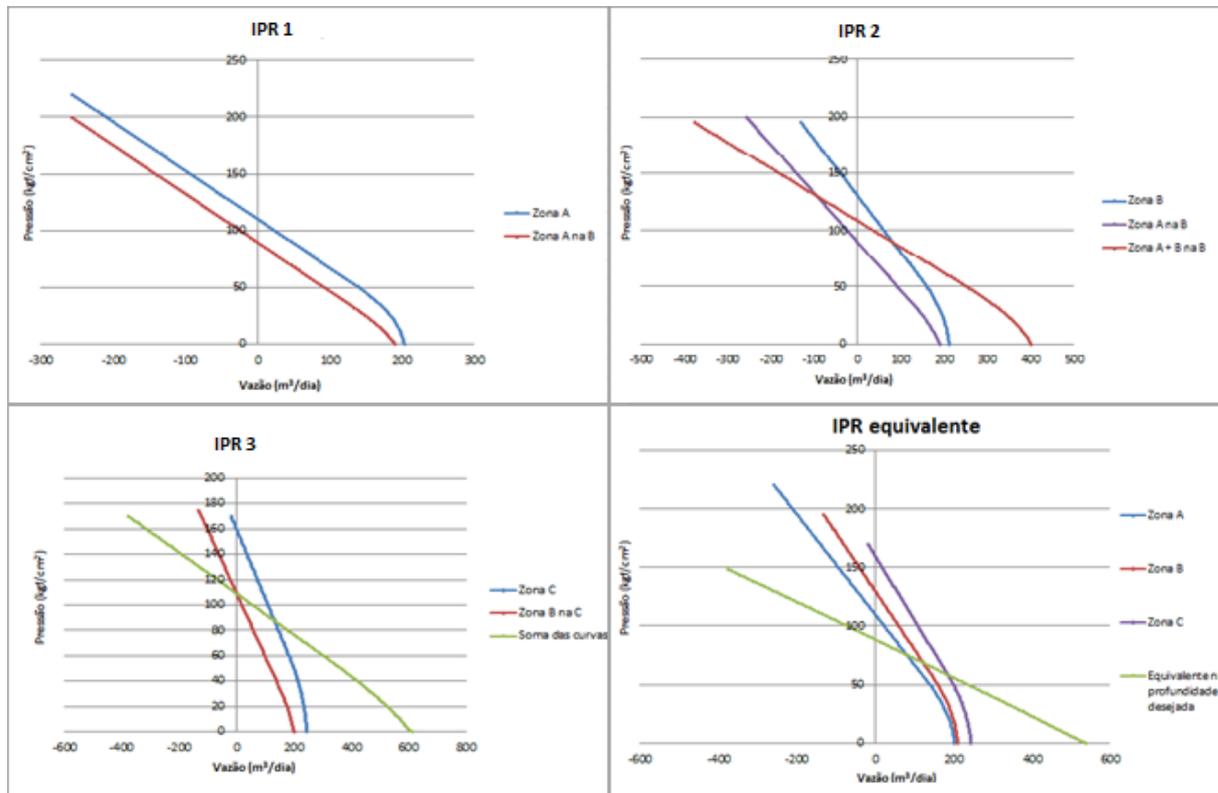


Figura 17: Curvas de IPR.

No quadro “IPR 1”, é traçada a curva de IPR da zona A na sua profundidade e a curva da zona A depois que levada para a profundidade da zona B. Já no quadro “IPR 2”, é mostrada a curva da zona B na sua profundidade, a curva da zona A depois que levada para a profundidade da zona B e a soma destas duas curvas na profundidade da zona B. No quadro “IPR 3”, observa-se a curva na zona C na sua profundidade, a curva da zona B depois que levada para a profundidade da zona C e a somas das duas curvas na profundidade da zona C. E no quadro “IPR equivalente” é mostrada as curvas de IPR da zona A, B e C nas suas profundidades e a curva de IPR equivalente das três zonas na profundidade desejada.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Um das grandes dificuldades para um engenheiro de petróleo é dimensionar o sistema de elevação no caso de o poço ter mais de uma zona produtora, pois os testes são feitos de forma individual e geralmente não existe uma ferramenta que mostre o resultado equivalente das múltiplas zonas.

Neste capítulo serão mostrados alguns resultados preliminares da ferramenta computacional através de um exemplo de simulação de um poço com três zonas produtoras - A (zona mais profunda), B (zona intermediária) e C (zona mais rasa). Neste poço foi colocado um packer acima da zona mais rasa, fazendo com que o diâmetro do revestimento das três zonas seja diferente do diâmetro do tubo acima da zona C, sendo este último a região onde será calculada a curva de IPR equivalente. O esquema do poço em questão pode ser visto na Figura 18:

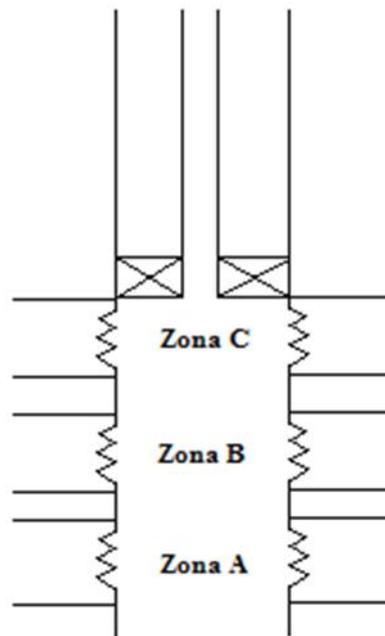


Figura 18: Esquema do poço utilizado na simulação.

4.1 DADOS DE ENTRADA DO PROGRAMA

Dados do reservatório	Zona A	Zona B	Zona C
Pressão estática (kgf/cm ²)	110	130	160
Pressão de teste (kgf/cm ²)	50	50	50
Pressão de saturação (kgf/cm ²)	59,1	56,1	52,1
Vazão de teste (m ³ /dia)	140	160	200
Profundidade (m)	2000	1800	1600
Temperatura (°F)	104	91	71
Pressão mínima da IPR na zona (kgf/cm ²)	0	0	0
Pressão máxima da IPR na zona (kgf/cm ²)	220	195	170
Temperatura na superfície (°F)	38	38	38
Gradiente geotérmico (°F/m)	0,05	0,05	0,05

Tabela 6: Dados de entrada do reservatório na ferramenta.

Dados do fluido	Valor
°API	30
Densidade da água	1,05
Densidade do óleo	0,876160991
Densidade do gás	0,6
Fração da água	0,9
Fração do óleo	0,1
RGO (scf/stb)	100

Tabela 7: Dados de entrada do fluido na ferramenta.

Dados de projeto	Valor
Profundidade IPR desejada (m)	1400
ID revestimento (in)	6,366
ID do tubo na profundidade desejada (in)	2,441
Número de pontos da IPR	100

Tabela 8: Dados de entrada de projeto na ferramenta.

4.2 EFEITO DA PRESSÃO DE FLUXO SOBRE A PRODUÇÃO DO POÇO

É de extrema importância analisar o efeito da pressão de fluxo no fundo do poço sobre a produção, pois em determinadas condições de pressão, um intervalo produtor interfere na

resposta de outro intervalo, podendo até uma zona injetar em outra, o que é chamado de fluxo cruzado. Por isso, veremos exemplos de simulação que mostram como a pressão pode influenciar em cada intervalo produtor individual e como uma zona pode influenciar em outra zona.

4.2.1 Análise individual do intervalo produtor

Analisando cada intervalo produtor de forma individual, é fácil perceber que a zona só irá produzir quando a pressão de fundo for menor que a pressão estática, como pode ser visto na Figura 19:

ZONAS					
A		B		C	
Pwf	Q	Pwf	Q	Pwf	Q
121	-25,817655	140,4	-20,86349483	170	-18,20758369
118,8	-20,654124	138,45	-16,95158955	168,3	-15,11229446
116,6	-15,490593	136,5	-13,03968427	166,6	-12,01700524
114,4	-10,327062	134,55	-9,127778988	164,9	-8,921716009
112,2	-5,163530999	132,6	-5,215873707	163,2	-5,826426781
110	0,00	130,65	-1,303968427	161,5	-2,731137554
107,8	5,163530999	128,7	2,607936854	159,8	0,364151674
105,6	10,327062	126,75	6,519842134	158,1	3,459440901
103,4	15,490593	124,8	10,43174741	156,4	6,554730129

Figura 19: Pressão e vazão das zonas produtoras.

O sinal negativo na coluna da vazão implica que o fluido está sendo injetado ao invés de produzido, o que não é satisfatório. Ao atingir uma pressão menor do que a estática, a vazão fica positiva e o poço começa a produzir, como pode ser visto na parte destacada da Figura 19.

Na Figura 20 é possível ver o exemplo da zona A, que possui uma pressão estática de 110 kgf/cm², através da sua curva de IPR. Quando a pressão de fluxo é maior que a pressão estática, o fluido está sendo injetado na zona. Com o declínio da pressão, o fluido para de ser injetado ao atingir a pressão estática e começa a ser produzido ao atingir uma pressão menor.

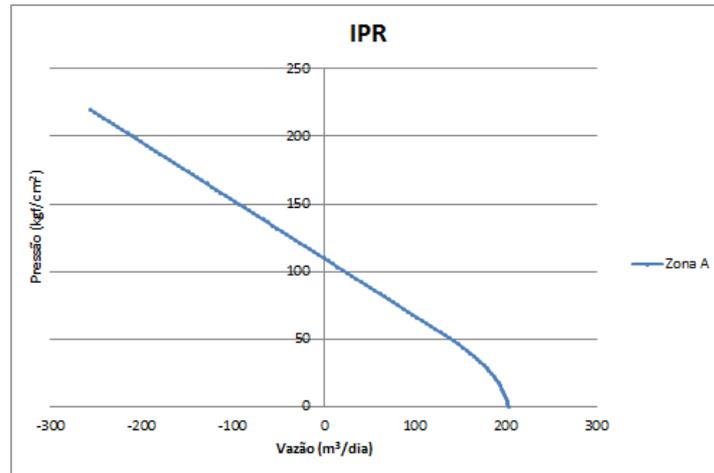


Figura 20: Curva de IPR da zona A.

4.2.2 Influência de uma zona produtora em outra zona

Para analisar a influência da zona A na zona B, é necessário calcular a pressão da zona A na profundidade da zona B através do escoamento monofásico, caso a vazão seja menor que zero, ou escoamento multifásico, caso contrário. A Figura 21 mostra que uma pressão de 132 kgf/cm² a uma profundidade de 2000 m, só vale 111,4823 kgf/cm² a uma profundidade de 1800 m. Neste caso, foi utilizado um gradiente de pressão monofásico, pois a pressão de 132 kgf/cm² resulta em uma vazão de -51,6353 m³/dia na profundidade de 2000 m, ou seja, o fluido está sendo injetado na zona A.

A		1800				
Pwf	Q	PwfA	Pwf	QA + QB	QA	QB
132	-51,63530999	111,4823413	117	-38,50637121	-64,58573975	26,07936854
129,8	-46,47177899	109,2823673	115,05	-30,01764406	-60,00891787	29,99127382
127,6	-41,30824799	107,0823929	113,1	-21,5289175	-55,4320966	33,9031791
125,4	-36,14471699	104,8824181	111,15	-13,04019156	-50,85527594	37,81508438
123,2	-30,98118599	102,682443	109,2	-4,551466234	-46,27845589	41,72698966
121	-25,817655	100,4824676	107,25	3,937258421	-41,70163652	45,63889494
118,8	-20,654124	98,28249186	105,3	12,42598243	-37,12481779	49,55080022
116,6	-15,490593	96,08251575	103,35	20,91470582	-32,54799968	53,4627055
114,4	-10,327062	93,8825393	101,4	29,40342859	-27,97118218	57,37461078
112,2	-5,163530999	91,6825625	99,45	37,89215074	-23,39436531	61,28651606
110	0,00	89,48258535	97,5	46,38087227	-18,81754907	65,19842134
107,8	5,163530999	87,28260785	95,55	54,86959317	-14,24073345	69,11032662

Figura 21: Pressão da zona A na profundidade da zona B.

Ainda na Figura 21, percebe-se que a pressão de 117 kgf/cm² resulta em uma vazão de -64,5857 m³/dia vinda da zona A e 26,0793 m³/dia vinda da zona B, totalizando em uma vazão de -38,5064 m³/dia. Ou seja, nestas duas zonas produtoras submetidas a uma pressão de

117 kgf/cm² a uma profundidade de 1800 m, irá acontecer o fluxo cruzado, onde o fluido da zona B ao invés de ser produzido acaba sendo injetado na zona A.

Quando as zonas estão submetidas a uma pressão de fluxo de 101,4 kgf/cm², a zona A possui uma vazão de -27,9712 m³/dia e a zona B vazão de 57,3746 m³/dia, totalizando em uma vazão de 29,4034 m³/dia. Nesta condição de pressão era de se esperar uma produção de 57,3746 m³/dia da zona B, mas a produção foi de apenas 29,4034 m³/dia, pois parte do fluido que sai da zona B é injetado na zona A e a outra parte produzida.

A Figura 22 mostra a curva de IPR da zona A traçada na sua profundidade (curva de cor azul) e a curva de IPR da zona A quando levada para a profundidade da zona B (curva de cor vermelha). É possível perceber que à medida que a curva vai sendo levada para uma profundidade menor, a pressão disponível passa a ser menor devido às perdas de carga. Nota-se também que para pressões de fluxo mais baixas as curvas tendem a se aproximarem, pois quando as pressões vão reduzindo, mais gás sai da solução, aumentando a fração de gás no escoamento, que resulta em uma menor perda de carga e, conseqüentemente, em um menor gradiente de pressão.

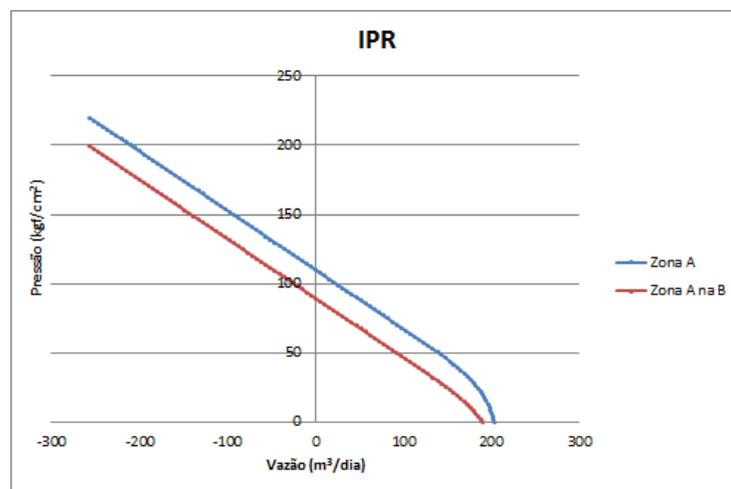


Figura 22: Curva de IPR da zona A e da zona A na profundidade da zona B.

A Figura 23 mostra a curva de IPR da zona B traçada na sua profundidade (curva de azul), a curva de IPR da zona A depois de levada para a profundidade da zona B (curva de roxo) e a soma das duas curvas na profundidade da zona B (curva de vermelho).

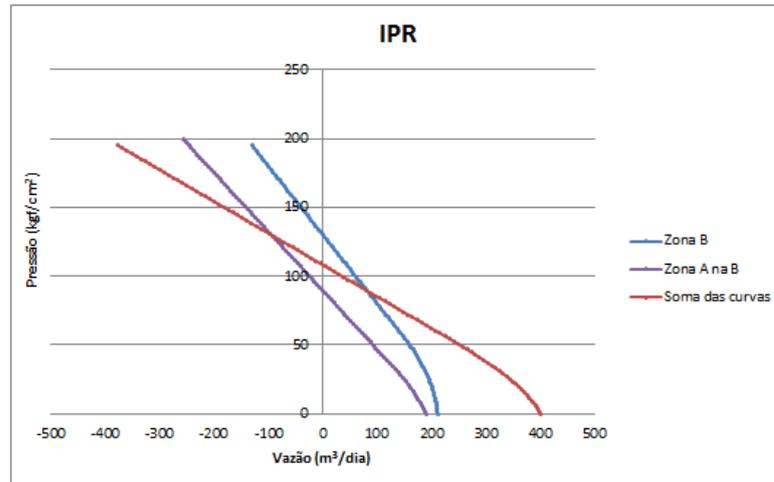


Figura 23: Curva de IPR da zona B, da zona A na profundidade zona B e curva resultante.

Na Figura 23 é possível perceber que a resultante das duas curvas é a soma das curvas individuais, já que a vazão máxima da zona B é de 210,91 m³/dia, a vazão máxima da zona A na profundidade da zona B é 189,79 m³/dia e a vazão máxima da soma das curvas é 400,70 m³/dia. Isso só acontece porque as curvas estão na mesma profundidade, como será mostrado mais à frente.

Ainda na Figura 23 percebe-se que para pressões acima de 89,4818 kgf/cm² na profundidade de 1800 m, ocorre injeção de fluido produzido de uma zona em outra. Inicialmente, o fluido é injetado tanto na zona A quanto na zona B. Ao atingir uma pressão menor que 130 kgf/cm², o fluido para de ser injetado na zona B, mas continua sendo injetado na zona A. Ao chegar à pressão de 108,2 kgf/cm², percebe-se que há fluido saindo da zona B, mas todo fluido que sai é injetado na zona A, resultando em uma produção nula no poço. Quando a pressão é menor que 108,2 kgf/cm² o poço já começa a produzir, mas ainda há injeção de fluido na zona A, até chegar à pressão de 89,4818 kgf/cm². Para pressões abaixo de 89,4818 kgf/cm², ambas as zonas começam a produzir.

Para analisar as três zonas, a pressão da zona A + B deve ser calculada na profundidade da zona C, através do escoamento monofásico, caso a vazão seja menor que zero, ou escoamento multifásico, caso contrário. A Figura 24 mostra que uma pressão de 117 kgf/cm² a uma profundidade de 1800 m, só vale 96,4740 kgf/cm² a uma profundidade de 1600 m. Neste caso foi utilizado um gradiente de pressão monofásico, pois a pressão de 117 kgf/cm³ resulta em uma vazão de -38,1527 m³/dia na profundidade de 1800 m, ou seja, o fluido está sendo injetado.

1800					1600			
Pwf	QA	QB	PwfA + PwfB	Pwf	QA	QB	QC	QA + QB + QC
136,5	-110,3539922	-13,03968427	115,9733375	119	-117,4581536	-19,11175032	74,65109314	-61,91881075
134,55	-105,7771642	-9,127778988	114,0234184	117,3	-113,4679237	-15,70122275	77,74638236	-51,42276411
132,6	-101,2003368	-5,215873707	112,0734967	115,6	-109,4776987	-12,2906989	80,84167159	-40,92672596
130,65	-96,62351003	-1,303968427	110,1235725	113,9	-105,4874784	-8,880178792	83,93696082	-30,43069637
128,7	-92,04668385	2,607936854	108,1736457	112,2	-101,4972634	-5,469662787	87,03225005	-19,93467617
126,75	-87,46985827	6,519842134	106,2237163	110,5	-97,50705378	-2,059150921	90,12753927	-9,438665431
124,8	-82,89303332	10,43174741	104,2737843	108,8	-93,51684908	1,351357097	93,2228285	1,057336515
122,85	-78,31620902	14,34365269	102,3238496	107,1	-89,52664937	4,76186123	96,31811773	11,55332959
120,9	-73,73938533	18,25555798	100,3739122	105,4	-85,53645471	8,172361441	99,41340696	22,04931369
118,95	-69,16256224	22,16746326	98,42397201	103,7	-81,54626516	11,58285769	102,5086962	32,54528871
117	-64,58573975	26,07936854	96,47402905	102	-77,55608077	14,99334994	105,6039854	43,04125458
115,05	-60,00891787	29,99127382	94,52408326	100,3	-73,56590156	18,40383814	108,6992746	53,53721122
113,1	-55,4320966	33,9031791	92,57413458	98,6	-69,57572823	21,81432174	111,7945639	64,03315738
111,15	-50,85527594	37,81508438	90,62418296	96,9	-65,58556049	25,22480097	114,8898531	74,52909358

Figura 24: Pressão da zona A + B na profundidade da zona C.

Percebe-se que a pressão de 102 kgf/cm² resulta em uma vazão de -77,5561 m³/dia vinda da zona A, 14,9933 m³/dia da zona B e 105,6040 m³/dia da zona C, totalizando uma vazão de 43,0413 m³/dia. Isso significa que nestas condições, mesmo saindo 14,9933 m³/dia da zona B e 105,6040 m³/dia da zona C, o poço só irá produzir 43,0413 m³/dia, pois parte do fluido que sai destas zonas é injetado na zona A.

O mesmo deve ser feito quando a IPR for levada para a profundidade desejada. A pressão da zona A + B + C deve ser calculada na profundidade desejada e em seguida a curva de IPR é traçada. Neste caso, deve ser levada em consideração a mudança do diâmetro do revestimento da zona C para o diâmetro do tubo da profundidade desejada. A Figura 25 mostra a curva resultante na profundidade desejada e a influência de cada zona nesta profundidade.

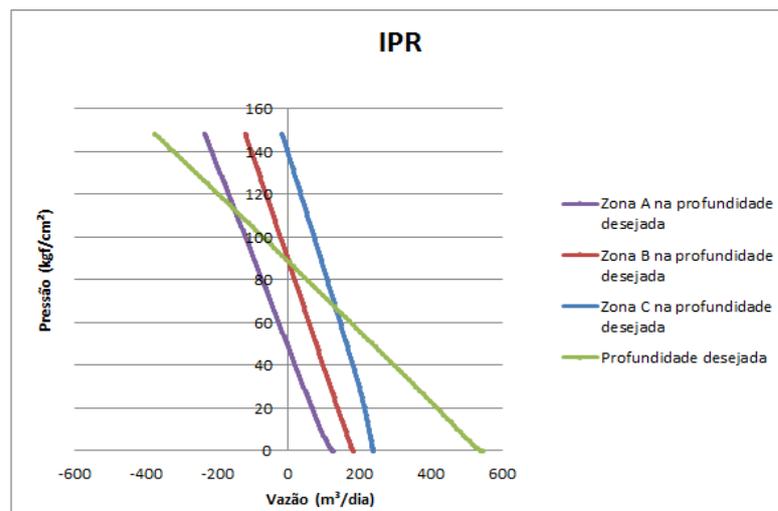


Figura 25: Curva de IPR resultante e curvas de IPR das zonas individuais em 1400 m.

Percebe-se que só haverá produção de fluido na profundidade desejada para pressões menores que 88,5806 kgf/cm². Para uma pressão maior que 140 kgf/cm², percebe-se que está

sendo injetado fluido em todas as zonas. Ao chegar à pressão de 140 kgf/cm², o fluido para de injetar na zona C, mas continua sendo injetado na zona A e B. Na pressão de 88,5806 kgf/cm², nota-se que há fluido saindo da zona C, mas a produção do poço é de 0 m³/dia. Isso acontece porque nesta condição de pressão, todo fluido que sai da zona C é injetado na zona A. Para pressões menores que 88,5806 kgf/cm², começa a haver produção no poço, mas ainda há injeção de fluido na zona A, até chegar à pressão de 58,4587 kgf/cm², quando não há mais injeção em nenhuma zona.

4.3 IPR EQUIVALENTE DAS MÚLTIPLAS ZONAS

Um grande erro cometido pela maioria das pessoas é achar que a IPR equivalente das múltiplas zonas é a simples soma de cada zona individual. Isto não acontece devido às zonas estarem em profundidades diferentes. Como exemplo disso, foram calculadas as vazões máximas de cada zona, ou seja, vazão quando a pressão de fluxo for 0 kgf/cm², e a vazão equivalente na profundidade desejada, como pode ser visto na Figura 26.

Zona	A	B	C
Vazão máxima (m ³ /d)	202,734461	210,910976	244,527270
Soma das vazões (m ³ /d)	658,172707		
Vazão equivalente (m ³ /d)	539,301906		
Diferença das vazões (m ³ /d)	118,8708007		

Figura 26: Vazão equivalente das zonas para uma grande distância entre as zonas.

Se a vazão equivalente fosse simplesmente a soma de cada zona individual, o resultado seria 658,1727 m³/dia. Utilizando a ferramenta computacional desenvolvida, observa-se que a vazão equivalente na profundidade de 1400 m é 539,3019 m³/dia, resultando em um erro de 118,8708 m³/dia caso fosse utilizada a soma. Esse erro diminui à medida que a distância entre as zonas vai diminuindo. Como exemplo, foi feita outra simulação com as mesmas pressões nas zonas, variando apenas a profundidade. A simulação foi feita para encontrar a equivalente a uma profundidade de 1900 m, onde a zona A se encontra em uma profundidade de 2000 m, zona B de 1999 m e zona C de 1998 m.

Zona	A	B	C
Vazão máxima (m ³ /d)	202,734461	210,910976	244,527270
Soma das vazões (m ³ /d)	658,172707		
Vazão equivalente (m ³ /d)	651,016574		
Diferença das vazões (m ³ /d)	7,156132861		

Figura 27: Vazão equivalente das zonas para uma pequena distância entre as zonas.

Como pode ser visto na Figura 27, a diferença de calcular a vazão equivalente simplesmente pela soma das zonas individuais e de calcular pela ferramenta é bem menor quando diminui a distância entre as zonas. Isto acontece devido a menor perda de carga, resultante da menor distância que o fluido precisa percorrer.

A Figura 28 mostra a curva de IPR da zona A a uma profundidade de 2000 m, da zona B a uma profundidade de 1800 m e da zona C a uma profundidade de 1600 m e a curva da IPR equivalente a uma profundidade de 1400 m. Fica claro que a curva equivalente não é a soma das curvas das zonas individual observando a pressão de 100 kgf/cm². Neste condição de pressão, a curva da zona A, zona B e zona C mostram vazões positivas, enquanto que a curva da IPR equivalente mostra uma vazão negativa.

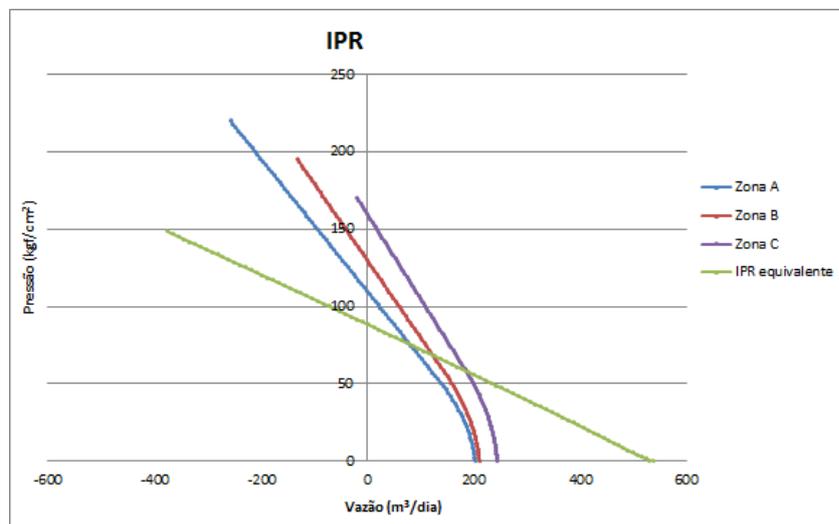


Figura 28: Curva de IPR das zonas e curva de IPR equivalente em 1400 m.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A partir dos resultados obtidos, conclui-se que:

- Analisando de forma individual cada intervalo produtor, o intervalo só irá produzir quando a pressão de fundo for menor que a pressão do reservatório.
- À medida que a curva vai sendo levada para uma profundidade menor, a pressão disponível passa a ser menor devido às perdas de carga.
- As curvas tendem a aproximarem para pressões de fluxo mais baixas, devido ao aumentando da fração de gás no escoamento, que resulta em uma menor perda de carga e, conseqüentemente, em um menor gradiente de pressão.
- A curva de IPR equivalente das múltiplas zonas não é a simplesmente a soma de cada curva das zonas individuais. Isso só pode ser feito quando as curvas de IPR estiverem em uma mesma profundidade.

Para trabalhos futuros, a recomendação seria validar a ferramenta computacional desenvolvida através de comparações com um programa comercial utilizado na indústria de petróleo, garantindo que o mesmo atenda os requisitos para o qual foi projetado, podendo utilizar dados de campo para comparar os resultados. Outra sugestão seria encontrar a vazão de óleo, água e gás em cada zona e na profundidade desejada através das vazões encontradas para cada ponto de pressão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BROWN, KERMIT, E. & BEGGS. **The technology of artificial lift methods**. Tulsa: Kluwer Academic Publishers, 1977.
- LEKIA, S. D. L. **Generalized Inflow Performance Relationship for simulated wells**. Paper PETSOC 90-06-07, 1990.
- TORRICO, J. R. C. **Desenvolvimento analítico das curvas IPR a partir de um simulador de reservatórios**. 1995. 115 f. Trabalho de conclusão de curso, Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo) – Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1995.
- WIGGINS, M. L. **Generalized Inflow Performance Relationship for Three-Phase Flow**. Paper SPE 25458, 1993.
- RIZZO FILHO, H. dos S. **A otimização de gás lift na produção de petróleo: avaliação da curva de performance do poço**. 2001. 80 f. Trabalho de conclusão de curso, Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- ROSA, A. J. et al. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- BARBARESCO, E. B. **Desenvolvimento de uma infraestrutura para o estudo de desgaste erosivo e corrosão em bombas centrífugas submersas da indústria do petróleo**. 2011. 133 f. Trabalho de conclusão de curso, Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2011.
- NASCIMENTO, J. C. S. **Simulador de escoamento multifásico em poços de petróleo (SEMPP)**. 2013. 133 f. Trabalho de conclusão de curso, Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo (PPGCEP), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- SILVA, E. S. **Estudo do escoamento bifásico em risers em movimento na produção marítima de petróleo em águas profundas**. 2006. 87 f. Trabalho de conclusão de curso, Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.
- TAKÁCS, G. **Gas Lift Manual**. 1. Tulsa: PennWell Corporation, 2005.
- MAITELLI, C. W. S. de P. **Elevação artificial de petróleo**. 2014
- COSTA, R. de O. **Correlação de Hagedorn e Brown**. 2015

GILBERT, W. E. **Flowing and Gas-Lift Well Performance.** Drilling and Production Practices, 1954.

MUSKAT, M. & MERES, M. W. **The flow of heterogeneous fluids through porous media.** Physics, 1936.

BRILL, J. P. & MUKHERJEE, H. **Multiphase Flow in Wells.** Richardson: Society of Petroleum Engineers Inc., 1999.