



CINTHIA KELLY QUISPE CERNA

**ANÁLISE INTEGRADA DE TESTES DE PRESSÃO E
SIMULAÇÃO NUMÉRICA PARA UM RESERVATÓRIO
DE GÁS E CONDENSADO**

CAMPINAS

2014



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

CINTHIA KELLY QUISPE CERNA

ANÁLISE INTEGRADA DE TESTES DE PRESSÃO E SIMULAÇÃO NUMÉRICA PARA UM RESERVATÓRIO DE GÁS E CONDENSADO

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pela aluna Cinthia Kelly Quispe Cerna e orientada pela Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.

A blue ink signature of Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive, with the first letters of the first and last names being capitalized and prominent.

CAMPINAS
2014

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

C335a Cerna, Cinthia Kelly Quispe, 1983-
Análise integrada de testes de pressão e simulação numérica para um reservatório de gás e condensado / Cinthia Kelly Quispe Cerna. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Pressão - Testes. 2. Reservatórios. 3. Gás natural. 4. Engenharia de petróleo. I. Moreno, Rosângela Barros Zanoni Lopes, 1966-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Integrated analysis of pressure tests and numerical simulation for a gas condensate reservoir

Palavras-chave em inglês:

Pressure - Tests

Reservoirs

Natural gas

Petroleum engineering

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno [Orientador]

Osvair Vidal Trevisan

Adolfo Puime Pires

Data de defesa: 28-03-2014

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

ANÁLISE INTEGRADA DE TESTES DE PRESSÃO E SIMULAÇÃO NUMÉRICA PARA UM RESERVATÓRIO DE GÁS E CONDENSADO

Autor: Cinthia Kelly Quispe Cerna

Orientador: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Presidente
DE/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan
DE/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Adolfo Puime Pires
LENEP/UENF

Campinas, 28 de Março de 2014

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus melhores amigos, meus pais, que me ensinaram ir atrás dos meus sonhos com dedicação, coragem e amor, e à minha fonte de inspiração e companheiro.

AGRADECIMENTOS

O caminho para a conclusão da dissertação de Mestrado foi uma experiência enriquecedora em vários aspectos de minha vida. Este projeto se tornou realizável graças a muitas pessoas que direta ou indiretamente participaram e que gostaria de agradecer:

A Deus por me mostrar o caminho da fé.

Aos meus pais, Yolanda Cerna e Sergio Quispe por ser minha fortaleza, apoio incondicional e me ensinar a perseverança como elemento essencial de vida.

A meu noivo e amor da minha alma Fabricio Fanton, por ser meu grande companheiro e pegar minha mão em cada momento durante todo este trajeto.

À minha orientadora Rosângela, a quem tenho muito carinho e uma sincera admiração. Agradeço a você pelo apoio e orientação neste trabalho e especialmente pelos conselhos, amizade e preocupação.

A toda minha família, que não importa mesmo de longe, sempre sinto seu carinho, especialmente a meus primos Rene Quispe e Sergio Quispe por seu apoio nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos que me apoiaram com suas orientações e amizade nesta trajetória. Em especial a meus colegas e amigos Pavel Zuloaga, João Bosco Dias, Eduardo Puntel, Juan Ingaluque e Carlos Navarrete, este último por todas as oportunidades dadas e sua confiança.

A meus amigos de longe e perto Vivian Fretel, Janet Salas, Carlos Rojas, Yerece Majhtawn, Lucas Monte-Mor, Bruno Chagas, Pedro Adrian, entre outros, por essa amizade que fortalece a alma.

Aos professores, colegas e amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp pela amizade e carinho.

À *CMG* e à *Kappa* pelas licenças acadêmicas cedidas à Unicamp, também a esta última pela licença pessoal, as quais contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

“Um dia, quando olhares para trás, verás que os
dias mais belos foram aqueles em que lutaste”

Sigmund Freud

RESUMO

O comportamento de um reservatório de gás e condensado durante a depleção é altamente complexo. Quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho, forma-se um banco de condensado ao redor do poço, que afeta a produtividade do poço e a composição do fluido produzido.

Dados experimentais e de campo evidenciam a existência de três regiões no sentido radial, desde a zona imediata ao poço até a zona mais afastada, com variação na saturação de condensado. A primeira região é aquela mais afastada do poço, onde a pressão de reservatório é maior que a pressão de orvalho, e não se tem presença de condensado. A segunda região caracteriza-se pela formação de duas fases no reservatório, embora o condensado ainda não seja móvel nesta região. Na terceira região, a saturação de condensado atinge uma saturação crítica e observa-se o início do escoamento de duas fases.

O objetivo deste trabalho é caracterizar as regiões de escoamento no reservatório onde existe formação do banco de condensado e avaliar seu impacto na produtividade do poço. Adicionalmente, busca-se comparar as diferentes técnicas de avaliação deste tipo de reservatório. A análise foi baseada em dados obtidos durante a vida produtiva do poço com uso de ferramentas analíticas e numéricas. As análises dos testes transientes de pressão, em termos de pseudopressão monofásica e bifásica, foram desenvolvidas a partir de dados do período *build up* de dois testes de pressão utilizando o conhecimento de curvas de permeabilidade relativa. Em seguida, foi construído um modelo numérico de simulação composicional ajustado com os dados existentes dos fluidos e do reservatório, com a finalidade de modelar o comportamento do reservatório de gás condensado. A análise integrada permitiu validar os resultados e prever o comportamento do reservatório no futuro.

Como resultados da avaliação foram identificadas as três regiões de escoamento, possibilitando comparar os resultados para permeabilidade, efeito de película e distribuição radial de saturação de condensado utilizando os diferentes métodos de análise. A contribuição deste trabalho reside na integração de análise de testes de poço e simulação numérica neste tipo de

reservatório. Além disso, pode-se contribuir para uma melhor gestão do reservatório e procura de soluções para reduzir o efeito de condensação retrógrada.

Palavras-Chave: Gás condensado; teste de pressão; condensação retrógrada; pseudopressão monofásica e bifásica.

ABSTRACT

The behavior of a gas condensate reservoir during depletion is highly complex. A bank of condensate is formed around the wellbore when the reservoir pressure drops below the dew-point pressure. As a result, the well productivity and the composition of the produced fluid are compromised.

Experimental and field data have evidenced the existence of three regions in the radial direction from the zone immediately around to the wellbore to the farthest area, with variations in fluid saturations. In the first region, farthest from the well, the reservoir pressure is higher than dew point pressure and there is no condensate drop-out. The second region is characterized by the formation of two phases in the reservoir, however the condensate is not mobile. In the third region, the condensate saturation reaches a critical saturation and is observed the beginning of the two-phase flow.

This study aims to characterize the condensate bank of the reservoir where gas condensation occurs and to evaluate the condensate bank impact in the well productivity. Additionally, it seeks to compare the different techniques of evaluation of this reservoir type. The analysis was based on pressure data obtained during its productive life, through analytical and numerical tools. The analysis of pressure transient tests, in terms of single phase and two phase pseudo-pressure, were performed on build-up data using the knowledge of relative permeability curves. Further, a numerical compositional model was built and adjusted with the data of the reservoir and its fluids, with the purpose of modeling the behavior of a gas condensate reservoir. The integrated evaluation allowed us to validate the results and predict the behavior of the reservoir in the future.

Based on the analysis, three flow regions were identified and it was possible to evaluate the difference on the results for effective permeability, formation damage and radial distribution of condensate saturation using different methods. The contribution of this work lies in integrating well test analysis and numerical simulation to evaluate this type of reservoir. Moreover, results can also contribute for a better reservoir management and as a base for finding solutions to reduce the effect of retrograde condensation.

Keywords: Gas condensate; well testing; retrograde condensation; single phase and two phase pseudo-pressure.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação.....	4
1.2	Objetivos	5
1.3	Organização do Trabalho	5
2	LITERATURA E CONCEITOS FUNDAMENTAIS	7
2.1	Revisão Bibliográfica.....	7
2.2	Reservatórios de gás e condensado	10
2.2.1	Diagrama de fases:.....	11
2.2.2	Comportamento Retrógrado	13
2.2.3	Medidas PVT:.....	14
2.2.4	Regiões de escoamento em torno do poço.....	16
2.3	Análises de Testes de Pressão	18
2.3.1	Solução da Equação da Difusividade para o Gás (líquido - gás).....	18
2.3.2	Solução da Equação da Difusividade para um Reservatório de gás e Condensado ...	20
2.3.3	Teste de fluxo e de crescimento de pressão	24
2.3.4	Análise Semilogaritmica: gás <i>versus</i> líquido.....	34
2.3.5	Capacidade de Entrega de um poço de gás.....	37
3	METODOLOGIA.....	40
3.1	Métodos Analíticos	40
3.2	Métodos Numéricos	43

4	DESCRIÇÃO DOS DADOS DO RESERVATÓRIO	44
4.1	Dados de Análise PVT.....	44
4.1.1	Coleta de amostras	44
4.1.2	Análise Composicional.....	46
4.1.3	Expansão à Composição Constante (CCE).....	48
4.1.4	Depleção a Volume Constante (CVD)	49
4.2	Dados Petrofísicos.....	53
4.3	Dados dos Testes de Pressão.....	55
5	INTERPRETAÇÃO DOS DADOS DE PRESSÃO.....	58
5.1	Modelo de escoamento monofásico e bifásico	58
5.1.1	Determinação da Pseudopressão Monofásica em função da pressão	58
5.1.2	Determinação da Pseudopressão Bifásica em função da pressão	61
5.2	Aplicação e Resultados da Análise de Testes de Poços:	65
5.2.1	Teste Inicial de Crescimento de Pressão	65
5.2.2	Segundo teste de Crescimento de Pressão (após seis anos de produção)	72
5.2.3	Desempenho de Influxo dos Testes de Pressão	78
6	ANÁLISE DO MODELO NUMÉRICO.....	81
6.1	Definição do Modelo de Simulação Numérica.....	81
6.1.1	Modelagem do Reservatório.....	82
6.1.2	Modelagem dos Fluidos.....	84
6.1.3	Modelagem Rocha-Fluido	85
6.1.4	Modelagem do poço – produção.....	85
6.2	Resultados da Simulação Numérica.....	87

6.2.1	Modelo Ajustado	88
6.2.2	Parâmetros Obtidos do Modelo Ajustado para Diversos Cenários	90
7	Disposições finais	96
7.1	Conclusões do Estudo	96
7.2	Trabalhos Futuros.....	98
8	REFERÊNCIAS	100
APÊNDICE A : Análises em Kappa-Ecrin 4.30.01 (Módulo Saphir).....		105
A.1	Dados de Entrada	105
A.1.1	Principais opções (<i>Main Options</i>).....	106
A.1.2	Seção PVT.....	106
A.1.3	Aquisição de dados e controle de qualidade (<i>QAQC</i>)	108
A.1.4	Vazões de produção (<i>Rates</i>).....	110
A.1.5	Mapa 2D do reservatório em estudo	111
A.2	Análises e Interpretação de um Teste de Pressão	111
APÊNDICE B : Permeabilidade Relativa Gás - Oleo		114
APÊNDICE C : Aproximações de “p” e “p²”no cálculo da pseudopressão monofásica		116
APÊNDICE D : Efeitos Inerciais		118
APÊNDICE E : Sistema e Conversão de Unidades		120
APÊNDICE F : Dados de Pressão dos Sensores de Fundo		121
F.1	Teste Inicial (pontos de pressão tomados cada 40 seg. durante período de build up).....	121

F.2 Segundo Teste (pontos de pressão tomados cada 50 seg. do período de build up) 127

APÊNDICE G : MODELO DE SIMULAÇÃO 133

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Reservas Provadas de Gás Natural no mundo.	2
Figura 2 – Produção de Gás Natural no mundo.....	2
Figura 3 – Consumo de Gás Natural no mundo.	3
Figura 4 – Reservas, produção, consumo e importação de gás natural no Brasil	4
Figura 5 - Diagrama de fases de um reservatório de gás e condensado (adaptado de ROJAS, 2004).....	11
Figura 6 - Diagrama esquemático de uma Análise CCE (expansão isotérmica à composição constante).....	15
Figura 7 - Diagrama esquemático de uma Análise CVD (Depleção a volume constante).....	16
Figura 8 - Exemplo gráfico das quatro regiões de escoamento em torno do poço.....	17
Figura 9 - Sistema Radial Composto.....	24
Figura 10 - Esquema de um teste de fluxo	25
Figura 11 - Gráfico de análise semilogarítmica de um teste de fluxo	27
Figura 12 - Perfil de pressão com escoamento Darcyano e não-Darcyano	27
Figura 13 - Gráfico de análise semilogarítmica de um teste de crescimento de pressão	29
Figura 14 - Resposta de Análises build up-drawdown transiente-Influencia da transformação do tempo (H1, H2), adaptada de Raghavan, 1993.....	33
Figura 15 - Método convencional (<i>semi-log</i>) para interpretação de um teste de crescimento de pressão (<i>build up</i>)	34
Figura 16 - Análise semilogarítmica, utilizando pseudopressão monofásica, mD (adaptado de Roussennac, 2001).....	35
Figura 17 - Análise semilogarítmica, utilizando pseudopressão bifásica, mDB (adaptado de Roussennac, 2001).....	37
Figura 18– Representação esquemática da metodologia usada.....	40
Figura 19 -Fluxograma dos procedimentos seguidos nas análises dos testes de pressão transiente.	42
Figura 20 -Fluxograma dos procedimentos na construção do modelo de simulação numérica. ..	43

Figura 21 – Coleta de amostras para análises PVT	45
Figura 22–Porcentagem de volume de condensado na célula PVTdurante a análise CCE (laboratório de PVT contratado).....	48
Figura 23 - Porcentagem de Volume de Fluido Retrógrado (condensado) depositado na célula numa análise CVD (laboratório de PVT contratado).	49
Figura 24–Fator de compressibilidade bifásico (laboratório de PVT contratado)	50
Figura 25– Viscosidade do gás.....	50
Figura 26– Compressibilidade do gás	51
Figura 27– Viscosidade condensado	52
Figura 28– Fator de compressibilidade do condensado.....	52
Figura 29–Perfilagem do reservatório em estudo (empresa prestadora de serviço contratada). ...	54
Figura 30–Curvas de permeabilidade relativa (Laboratório de Testemunhagens Contratado)	55
Figura 31 – Histórico de Vazão de Produção do poço e históricos de Pressão em 2004 e 2010 ..	56
Figura 32 – Histórico de Vazão de Produção e de Pressão do poço em 2004. (a) Período de fluxo, (b) Período de crescimento de pressão	57
Figura 33 – Histórico de Vazão de Produção e de Pressão do poço em 2010. (a) Período de fluxo, (b) Período de crescimento de pressão	57
Figura 34 -Modelo do reservatório considerando escoamento de uma fase.....	59
Figura 35 -Viscosidade do gás nas condições dos testes de crescimento de pressão inicial e após 6 anos.....	59
Figura 36 -Compressibilidade do gás nas condições dos testes de crescimento de pressão inicial e após 6 anos	60
Figura 37 -Pseudopressão de gás, $m(p)$. Teste Inicial	60
Figura 38 -Pseudopressão de gás, $m(p)$. Teste após de 6 anos de produção	61
Figura 39 -Modelo do reservatório considerando fluxo de duas fases	61
Figura 40 -Viscosidade do condensado nas condições dos testes de crescimento de pressão up inicial e após 6 anos.....	62
Figura 41 -Compressibilidade do condensado nas condições dos testes de crescimento de pressão inicial e após 6 anos.....	62

Figura 42 -Fluxograma do cálculo das propriedades para o cálculo de $m(p)$ considerando duas fases	63
Figura 43 -Relação de Pressão e Saturação de Condensado	64
Figura 44 -Pseudopressão bifásica, $m^B(p)$. Teste Inicial	64
Figura 45 -Pseudopressão bifásica, $m^B(p)$. Teste final	65
Figura 46 -Gráfico de Horner para o teste de crescimento de pressão inicial. Pseudopressão monofásica.....	67
Figura 47 -Análise log-log, modelo monofásico do teste crescimento de pressão inicial	68
Figura 48 -Plot de Horner para o teste <i>de</i> crescimento de pressão inicial (pseudopressão bifásica)	70
Figura 49 -Pseudopressão monofásica e bifásica para o teste inicial	72
Figura 50 -Históricos de produção e de pressão durante os últimos seis anos	74
Figura 51 -Plot de Horner para o segundo teste Crescimento de Pressão. Pseudopressão monofásica.....	75
Figura 52 -Análise log-log, modelo monofásico do segundo teste crescimento de pressão.	76
Figura 53 - Análise log-log, modelo monofásico do segundo teste crescimento de pressão.	77
Figura 54 - Cálculo do fator de turbulência.....	79
Figura 55 - AOF (<i>Absolute Open Flow</i>).....	80
Figura 56 – Malha radial utilizada na Simulação Numérica Composicional	83
Figura 57 – Curvas de eficiência da tubulação(<i>Vertical Lift Performance</i>).....	87
Figura 58 – Pressão do reservatório	88
Figura 59 – Balanço de Materiais do reservatório em estudo	89
Figura 60 – Saturação de Condensado em função da distância radial.....	90
Figura 61 - Perfil da saturação de condensado no ano 2004 e ano 2010.....	91
Figura 62 - Perfil da permeabilidade relativa ao gás no ano 2004 e ano 2010.....	93
Figura 63 – Razão entre as vazões de gás e de condensado no tempo	94
Figura 64 - Históricos de vazão molar de gás úmido e vazão de gás produzidos	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Sumário das pesquisas realizadas para análise de reservatórios de hidrocarbonetos.....	7
Tabela 2 - Composição das amostras do Gás e do líquido tomadas do separador e composição do fluido recombinação (GOR=25000scf/bbl, $P_{sep}=860\text{psi}$, $T_{sep}=530^{\circ}\text{R}$). (Laboratório de PVT contratado).....	47
Tabela 3–Propriedades petrofísicas	53
Tabela 4–Parâmetros utilizados na análise do teste inicial	66
Tabela 5– Parâmetros utilizados na análise do segundo teste	69
Tabela 6– Resultados da análise semilogarítmico do teste inicial utilizando a pseudopressão bifásica.....	70
Tabela 7– Parâmetros utilizados na análise do segundo teste	73
Tabela 8–Resultados da análise do teste inicial utilizando a pseudopressão monofásica	76
Tabela 9–Resutados da análise do teste inicial utilizando a pseudopressão monofásica e pseudopressão bifásica	78
Tabela 10– Dados de pressão e vazão de cada teste de fluxo.....	79
Tabela 11 - Comprimento radial das 10 primeiras células na direção radial	82
Tabela 12–Condições iniciais do reservatório.....	84
Tabela 13 – Componentes utilizados no modelo.....	85

NOMENCLATURA

VARIÁVEIS		UNIDADES
A	Área transversal ao escoamento	ft ²
B_g	Fator volume de formação do gás	
B_o	Fator volume de formação do óleo	
b	Interseção da reta	
c_g	Compressibilidade do gás	1/psi
c_o	Compressibilidade do condensado	1/psi
c_t	Compressibilidade total do fluido	1/psi
c_{ti}	Compressibilidade total do fluido à pressão inicial do reservatório	1/psi
c_{ts}	Compressibilidade total do fluido durante o teste de crescimento de pressão	1/psi
D	Fator de turbulência	1/Mscfd
d	Diâmetro do poço	ft
f_m	Fator de fricção de Moody	
H	Profundidade vertical do poço	ft
h	Espessura	ft
k	Permeabilidade absoluta	mD
k_{efg}	Permeabilidade efetiva ao gás	mD
k_{efo}	Permeabilidade efetiva do condensado	mD
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao condensado	
k_{rg}	Permeabilidade relativa ao gás	
L	Fração molar do líquido (%)	
M	Peso molecular	lb/lbmole
m	Inclinação da reta	
$m(p)$	Função de pseudopressão	psi ² /cp
$m(p_{ws})$	Pseudopressão durante o teste crescimento de	psi ² /cp

	pressão	
$m(p_{wfs})$	Pseudopressão no instante do início do teste <i>build up</i>	psi ² /cp
m_{wD}	Pseudopressão adimensional do fundo do poço	
P	Pressão média do reservatório	psia
P_i	Pressão inicial do reservatório	psia
p	Pressão do reservatório	psia
p_b	Pressão base	psia
p_D	Pressão adimensional	
p_w	Pressão no fundo do poço	psia
P_{sc}	Pressão a condições padrão	psia
p_{wf}	Pressão dinâmica de fundo	psia
p_{wD}	Pressão adimensional no fundo do poço	
p_{ws}	Pressão durante o teste crescimento de pressão	psia
$P_{wf,s}$	Pressão no instante do início do teste crescimento de pressão	psia
q	Vazão	STB/D ou Mscf/D
q_g	Vazão de gás	Mscf/D
q_t	Vazão total	STB/D ou Mscf/D
q_{sc}	Vazão de gás a condições padrão	Mscf/D
r_e	Raio de drenagem	ft
R_H	Tempo de Horner	
R_{H2}	Tempo normalizado de Horner	
R_s	Quantidade de gás dissolvida em petróleo a condições padrão	SCF/STB
R_v	Volume de líquido que pode ser condensado no gás a condições padrão.	STB/MMSCF
r	Distância radial para o poço	ft
r_d	Distância radial desde o poço até uma descontinuidade	ft

r_w	Raio do poço	ft
s	Dano total	
s_m	Dano mecânico	
S_{wi}	Saturação de água irreduzível	
T	Temperatura do reservatório	°R
T_{sc}	Temperatura a condições padrão	°R
t_D	Tempo adimensional	
t_p	Tempo do período de produção	
V	Fração molar de vapor (%)	
z_g	Fator de compressibilidade do gás	
z_o	Fator de compressibilidade do condensado	

SÍMBOLOS

UNIDADES

GREGOS

β	Fator inercial monofásico	1/ft
γ	Constante de Euler, 0.5772156649.	
μ_g	Viscosidade do gás	cp
μ_o	Viscosidade do condensado	cp
$(\mu_g c_t)_i$	Produto a condições iniciais	cp/psi
$(\mu_g c_t)_s$	Produto no instante do início do teste de crescimento de pressão	cp/psi
ρ_g	Massa específica do gás	g/cm ³
ρ_o	Massa específica do condensado	g/cm ³
ϕ	Porosidade (%)	

ABREVIATURAS

<i>AOF</i>	Absolute Open Flow
<i>BHP</i>	Bottom Hole Pressure
<i>CCE</i>	Constant Composition Expantion
<i>CVD</i>	Constant Volume Depletion
<i>GOR</i>	Relação gás - condensado
<i>IPR</i>	Inflow Performance Relationship
<i>PVT</i>	Análises de pressão, volume e temperatura
<i>ROBB</i>	Perfil de densidade
<i>SCAL</i>	Special Core Analysis Services
<i>TNPH</i>	Perfil de nêutrons ou porosidade
<i>VLP</i>	Vertical Lift Performance
<i>WHP</i>	Well Head Pressure

1 INTRODUÇÃO

Nos primeiros anos de exploração de petróleo, o gás natural foi considerado um subproduto sem interesse, e não foi explorado comercialmente até depois da crise do petróleo dos anos 70, quando o gás natural se tornou uma importante fonte de energia no mundo. Seu menor impacto ambiental e suas vantagens econômicas tornam o gás natural uma das fontes de energia mais atraentes para muitos países. No contexto futuro, o gás natural é a energia convencional que mais se aproxima das energias renováveis.

Atualmente em todo o mundo, existem reservatórios de gás natural mega-gigantes e gigantes, exemplos deles são: campo Arum (Indonésia), campo norte (Catar), campo sul (Irã) e campo Shotkmanovskoye (Rússia). Da mesma forma, na América do Sul, países como Peru (bacia de Ucayali), Bolívia (bacia do Rio Grande), Brasil (bacia de Santos), Venezuela (bacias de Zulia e Oriental) tiveram nos últimos anos um crescimento significativo na produção e exploração de gás natural (KOZULJ, R. 2004).

Nas Figura 1 é retratada a quantidade de reservas provadas de gás natural no mundo. Como se pode observar, na última década as reservas provadas de gás no mundo têm aumentado significativamente (aproximadamente em 40%). A maior quantidade de reservas de gás natural encontra-se no oriente médio, seguido pelos países que compreendem Eurasia (principalmente na Rússia); sendo América e Europa, os continentes com menos descobertas de gás natural nos últimos anos.

Quanto à produção e consumo deste recurso energético, pode-se observar na Figura 2, que os países da América do Norte estão em primeiro lugar, apesar de suas reservas de gás natural serem menores em comparação com os outros países. Também é paradoxal, como os países que compreendem o Oriente Médio apresentam a menor produção e consumo de gás natural, apesar de terem a maior quantidade de reservas.

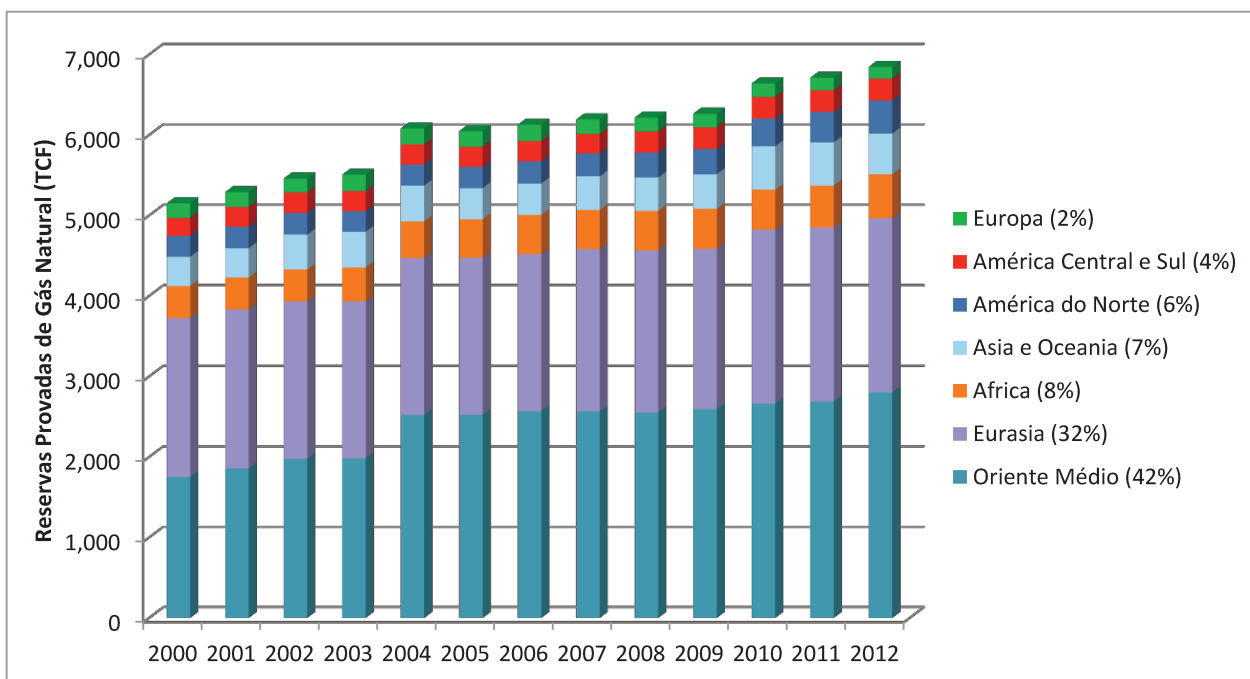


Figura 1 – Reservas Provasdas de Gás Natural no mundo.

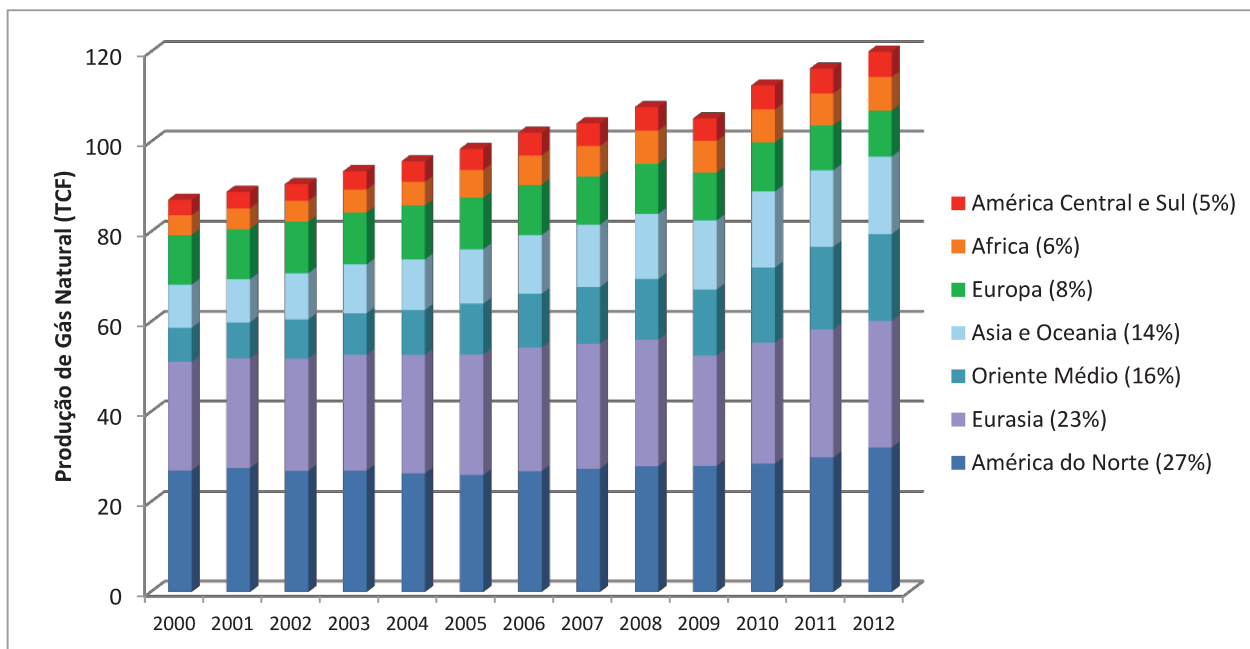


Figura 2 – Produção de Gás Natural no mundo.

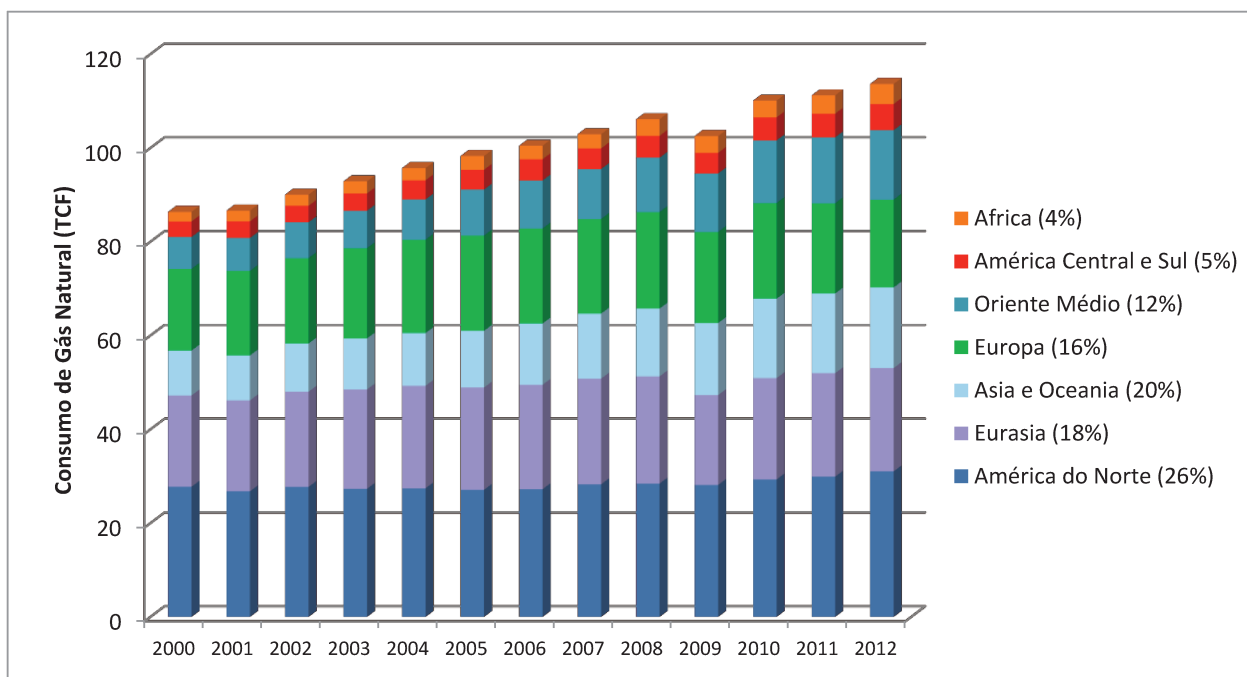


Figura 3 – Consumo de Gás Natural no mundo.

Entre os reservatórios de gás, os reservatórios de gás e condensado são mais complexos em termos de seu comportamento devido à existência de um sistema de fluidos em duas fases na região em torno do poço, onde a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho.

Num reservatório de gás e condensado, inicialmente a pressão é maior ou igual à pressão de orvalho e somente uma fase gasosa está presente no reservatório. Enquanto o reservatório é produzido, a pressão cai abaixo da pressão de orvalho e as frações pesadas e intermediárias de hidrocarbonetos começam a condensar, formando-se uma zona com saturação de líquido maior que a saturação na zona original, conhecida como banco de condensado. Inicialmente o líquido condensado do gás permanecerá imóvel no reservatório até alcançar um determinado valor de saturação crítica. Ao transpassar a saturação crítica, parte do condensado começa a ser produzida juntamente com o gás.

1.1 Motivação

O panorama atual no plano energético aponta o petróleo como líder mundial das fontes de energia, e como consequência, estima-se que a procura de petróleo vá continuar a crescer nos próximos anos. Contudo, calcula-se que sua demanda crescente não será atendida.

A partir deste cenário, infere-se a necessidade de procura de novas fontes de energia e diversificação neste setor. Uma das maiores tendências é o papel crescente que o gás natural deverá ocupar na matriz energética do planeta nos próximos cinquenta anos (MOUTINHO E. S. et al, 2007). O gás é indicado como uma fonte de energia de transição entre os recursos renováveis que atualmente estão sendo pesquisados e um mundo dominado por fontes não renováveis como o petróleo.

Apesar da tendência mundial, em muitos países, exemplo no Brasil, o petróleo continua sendo a matéria energética principal e a utilização de fontes de energia alternativas, como é o gás natural, está sendo descuidada. No panorama atual do Brasil, representado na Figura 4, pode-se apreciar a grande quantidade de reservas de gás descobertas nos últimos anos. Apesar disto, uma baixa quantidade de gás natural é produzida, quantidade que não satisfaz o consumo interno do país, tornando necessária a importação deste recurso para satisfazer sua demanda.

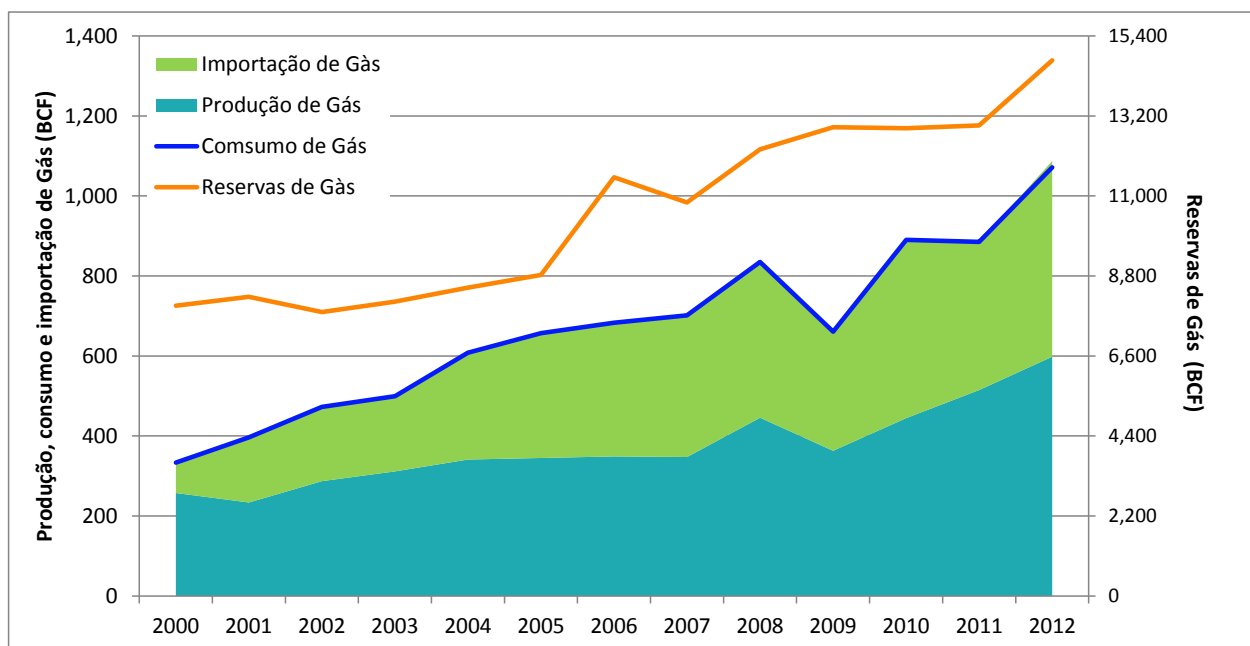


Figura 4 – Reservas, produção, consumo e importação de gás natural no Brasil

Este contexto exige que tanto engenheiros do setor quanto consumidores promovam uma cultura de gás. Além disso, devemos participar de uma gestão adequada dos reservatórios, o que pode levar à melhoria da produção e dos padrões de exploração.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é estudar o comportamento de um reservatório de gás condensado, evidenciar a formação do banco de condensado em torno do poço, avaliar seu impacto sobre a produtividade dos poços e identificar as condições de escoamento no reservatório.

Para isso, serão analisados dois testes realizados em um poço do reservatório (um teste inicial e outro teste seis anos após o anterior) e será construído um modelo numérico de reservatório com o objetivo de modelar o comportamento transiente entre os testes.

Como objetivos específicos deste trabalho, podem-se mencionar os seguintes:

- Identificar a formação do banco de condensado num reservatório de gás e condensado, mediante a análise dos dados de pressão juntamente com as análises das propriedades da rocha e do fluido.
- Modelar as zonas de fluxo em torno do poço e estimar a permeabilidade ao gás na zona com escoamento monofásico e bifásico.
- Estimar a expansão radial do banco de condensado.
- Determinar o dano total da formação e discretizar o dano por efeitos inerciais.
- Criar um modelo numérico conceitual para a previsão de comportamento da formação do banco de condensado durante a depleção.
- Apresentar uma metodologia de avaliação da formação do banco de condensado.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido em oito capítulos, descritos a seguir:

Capítulo 1 – Neste capítulo estão descritos a motivação para esta dissertação e seus objetivos.

Capítulo 2 – Este capítulo traz uma revisão dos conceitos fundamentais dos reservatórios de gás e condensado, suas características representadas num diagrama de fases e o

comportamento do fluido através das medidas PVT. São também revisados os conceitos fundamentais de um teste de pressão e resumidos os métodos de análises empregados no desenvolvimento deste trabalho.

Capítulo 3 – Este capítulo mostra a metodologia utilizada neste trabalho para a avaliação de um reservatório de gás condensado, mediante a interpretação dos testes de pressão e de um modelo numérico composicional.

Capítulo 4 – Neste capítulo é apresentada uma descrição dos dados utilizados neste estudo, incluindo dados de análises PVT, dados petrofísicos, dados de rocha-fluido e dados do teste de pressão.

Capítulo 5 – Este capítulo traz a aplicação e os resultados do estudo utilizando os modelos analíticos, monofásico e bifásico.

Capítulo 6 – Este capítulo contém a descrição do modelo numérico elaborado neste estudo, a aplicação e os resultados do modelo. Além disso, os resultados determinados são discutidos em relação àqueles obtidos a partir dos modelos analíticos.

Capítulo 7 – Neste capítulo são sumarizadas as conclusões deste trabalho e as sugestões para sua continuidade em trabalhos futuros.

Finalmente, a lista de referências utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho e informações complementares são organizadas em apêndices.

2 LITERATURA E CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Neste capítulo são detalhados os conceitos fundamentais em relação ao estudo de reservatórios de gás e condensado e suas ferramentas de análise. No Item 2.1 são descritos os trabalhos mais importantes sobre análise de testes em poços, com atenção especial àqueles relacionados aos reservatórios de gás e condensado. No Item 2.2 são apresentadas as definições e as propriedades associadas à caracterização de um reservatório de gás e condensado. Finalmente, no Item 2.3, são detalhados os métodos de interpretação aplicados a este tipo de reservatório.

2.1 Revisão Bibliográfica

Os principais trabalhos da literatura sobre análise de reservatórios através de testes de formação são sumarizados a seguir.

Tabela 1 - Sumário das pesquisas realizadas para análise de reservatórios de hidrocarbonetos

Data	Autor (es)	Pesquisa
1920	Irmãos Johnston	Realizaram os primeiros testes de formação com medição de pressão e vazão em superfície.
1933	Moore e Shilthuis	Elaboraram os primeiros trabalhos sugerindo avaliar a permeabilidade absoluta da formação a partir de dados de pressão e tempo, durante o fechamento de um poço. Os conceitos de dano de formação e estocagem não tinham sido formulados.
1936	Muskat e Meres	Introduziram a solução matemática para o escoamento de gás, óleo e água num meio poroso (generalização da lei de Darcy para um sistema com mais de uma fase).
1949	Van Everdingen e Hurst	Apresentam a solução para o problema de poço com efeito de estocagem.

1950	Dyes e Hutchinson	Desenvolveram o Método MDH, com o qual é possível estimar a permeabilidade absoluta do reservatório, fator de película e pressão média da região drenada pelo poço através da análise de dados de crescimento de pressão.
1951	Horner	Apresentou o método no qual relaciona a pressão do poço após o fechamento contra o $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$, onde t_p é o tempo de produção e Δt o tempo de fechamento do poço.
1956 - 1959	Perrine e Martin	Apresentaram a dedução completa da equação da difusão aplicada para escoamento multifásico.
1965	Dietz	Desenvolveu uma metodologia que permite estimar a pressão média da região drenada pelo poço diretamente da curva de pressão de um teste de crescimento de pressão.
1967	All Hussainy e Ramey	Usaram a pseudopressão para linearizar a equação de escoamento para reservatórios de gás.
1967	O'Dell e Miller	Apresentaram a base da teoria de regime permanente usada para a previsão do desempenho de um sistema de gás condensado, introduzindo um modelo bifásico (duas regiões em torno do poço).
1970	Agarwal	Apresentou a solução gráfica de um teste de poço com fluxo radial transiente relacionando quatro variáveis: queda de pressão, tempo, coeficiente de estocagem e fator de película.
1970 - 1979	Gringarten, Ramey e Ragahavan	Introduziram o conceito de deconvolução ou superposição de efeitos, mostrando como avaliar a pressão em qualquer ponto de um reservatório com diferentes geometrias e diferentes posições relativas do poço.
1973	Fussel	Usou um modelo composicional para demonstrar que a teoria de O'Dell e Miller só pode ser usada para análises de pressão quando a pressão média do reservatório é maior que a pressão de orvalho.
1979	Agarwal	Apresentou o conceito de Pseudotempo.

1979	Gringarten et al.	Apresentaram a queda de pressão adimensional em função de três variáveis: P_{wD} , t_D/c_D e $C_D e^{2s}$. Com isto foi reduzido o número de curvas na técnica de ajuste com curvas tipo.
1981 - 1988	Cinco-Ley et al. - Stretsolva	Desenvolveram um procedimento para avaliação de reservatórios fraturados e de reservatórios heterogêneos a partir de análises de testes de pressão.
1983	Bourdet	Inseriu as famosas curvas de Derivada de Pressão na avaliação de testes de pressão.
1987	Economides et al.	Discutiram a existência de quatro regiões com diferentes saturações de condensado em torno do poço num reservatório de gás e condensado.
1988	Jone e Raghavan	Com base na teoria de regime permanente, consolidaram a relação pressão-saturação para um escoamento em regime permanente. Modelo bifásico (duas regiões em torno ao poço).
1993	Raghavan	Publicou um livro sobre análises de testes de poços, consolidando várias investigações até a época.
1993	Scott	Sugeriu o uso do tempo normalizado de Horner para análises de testes de poços de gás e gás condensado.
1995	Fevang	Apresentou um modelo bifásico (com três regiões de escoamento com diferentes saturações de condensado), diferente da teoria de regime permanente que considera duas regiões de escoamento.
1996	Yadavalli e Jones	Usaram um modelo radial composto para interpretar dados de pressão transiente de um poço de gás e condensado hidráulicamente fraturado.
1999	Xu e Lee	Mostraram que a pseudopressão monofásica junto com um modelo radial composto pode ser utilizada para interpretar dados de pressão de um reservatório de gás e condensado (permeabilidade e dano de formação).
2000	Gringarten et al.	Apresentaram o primeiro teste de poço que evidencia a existência de quatro regiões de escoamento em torno de um poço de gás e condensado.

2000, 2003	Jamiolahmady et al.	Demonstraram o efeito de acoplamento num sistema de gás condensado (efeito combinado na região imediata ao poço, de forças viscosas e inerciais, que produzem um aumento e um decréscimo da permeabilidade ao gás, respectivamente).
2001	B. Roussennac	Submeteu um relatório para a Universidade de Stanford no qual aplica os métodos de pseudopressão monofásica e bifásica na avaliação de um teste de poço de gás condensado. Utilizou um modelo numérico para avaliar os modelos analíticos.
2003	K. Barrios, G. Stewart e D. Davies.	Apresentaram uma metodologia para a análise de teste de poço de um reservatório de gás condensado. Ressaltaram os efeitos de escoamento multifásico e utilizaram a pseudopressão bifásica num caso prático.
2004	Gringarten e Von Schroeter	Publicaram avanços na técnica de deconvolução na análise de teste de poços.
2006	Gringarten	Publicou um resumo da história de análise de teste de poços dividindo a evolução dos métodos de avaliação por década.
2006	Gringarten et al.	Publicaram um trabalho que aborda a teoria e a prática de uma análise de teste de poço num reservatório de gás pobre. Estudo do efeito de forças viscosas e inerciais na região imediata ao poço.

(Fontes: O'DELL, H. G.; MILLER, R. N., 1967. MARQUES, J. B. et al. FUSSEL, D. D., 1973. BOURDET, D., 2002. ECONOMIDES, M. J. et al., 1987. JONES, J. R.; RAGHAVAN, R., 1988. SCOTT, J. O., 1979. FEVANG, Ø; WHITSON, C. H., 1995. ROUSSENNAC, B., 2001. XU, S.; Lee, J. W., 1999. GRINGARTEN, A. et al., 2000. JAMIOLAHMADY, M. et al., 2003. GRINGARTEN, A. et al., 2004. GRINGARTEN, A., 2006. GRINGARTEN, A. et al., 2006.)

2.2 Reservatórios de gás e condensado

O fluido de um reservatório de gás e condensado é uma mistura de hidrocarbonetos que, sob certas condições de pressão e temperatura do reservatório, encontram-se unicamente na fase vapor com líquido dissolvido ou em duas fases, vapor e líquido.

Para um melhor entendimento deste tipo de reservatório, nos itens seguintes, são detalhados os conceitos de diagrama de fases, comportamento retrógrado, análises PVT e efeitos inerciais e capilares característicos deste tipo de reservatório.

2.2.1 Diagrama de fases:

O diagrama de fases para sistemas multicomponentes, conhecido também como diagrama pressão-temperatura é utilizado para classificar os tipos de reservatórios, e do mesmo modo, para descrever o comportamento do escoamento dos fluidos através do reservatório durante o processo de depleção. A seguir, na Figura 5, é apresentado um exemplo de um diagrama de fases de gás condensado.

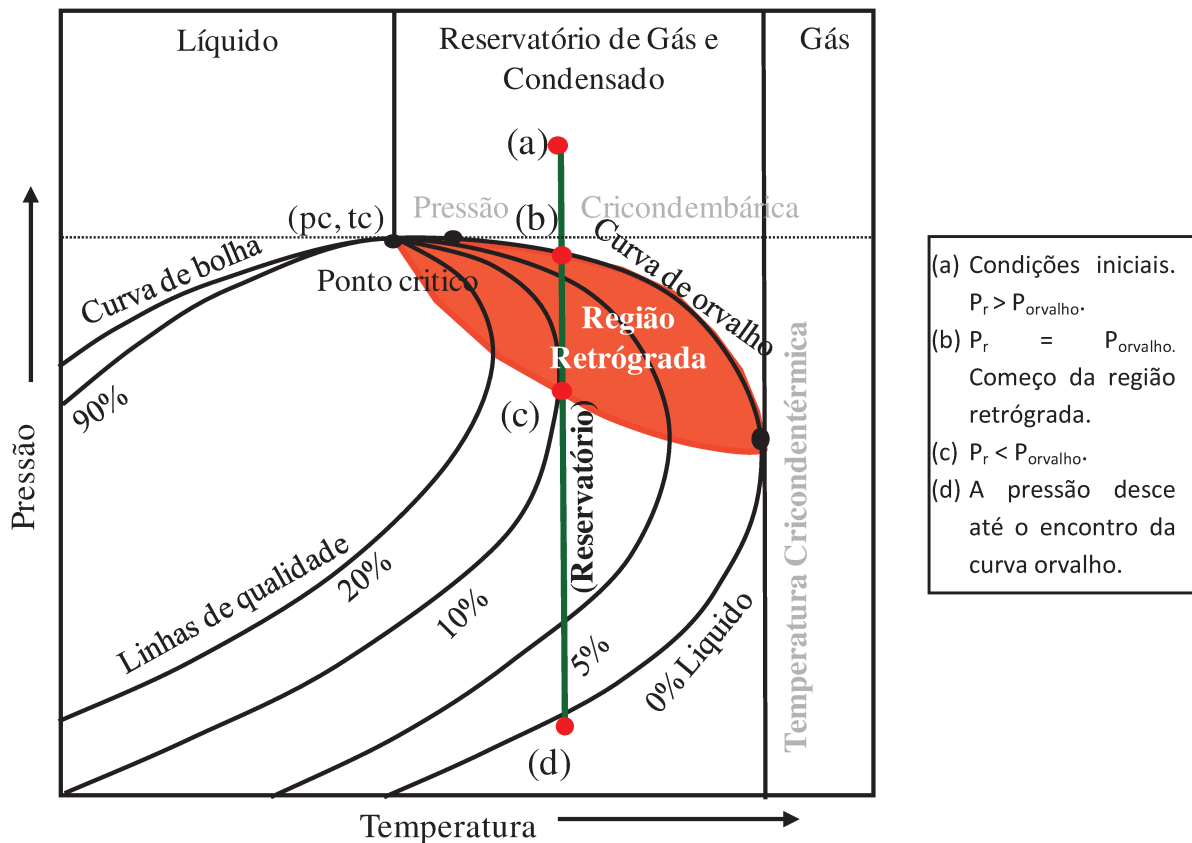


Figura 5 - Diagrama de fases de um reservatório de gás e condensado (adaptado de ROJAS, 2004).

Do diagrama de fases podem-se distinguir principalmente as seguintes informações termodinâmicas:

- Ponto crítico (P_c);
- Envelope de fases;
- Curva dos pontos de orvalho;
- Curva dos pontos de bolha;
- Linhas de qualidade;
- Cricondenbárica e
- Cricondenterma.

O Ponto Crítico é definido como o estado de pressão e temperatura no qual todas as propriedades intensivas (aquelas que não dependem da massa, como densidade, viscosidade, etc.) das fases gasosa e líquida são iguais. A pressão crítica (P_c) e a temperatura crítica (T_c) são os valores de pressão e temperatura no ponto crítico.

O Envelope de Fases ou Região das Fases é a região na qual gás e líquido coexistem em equilíbrio. O envelope é delimitado pelas curvas de orvalho e de bolha.

A curva dos pontos de bolha é definida como a linha que separa a região de fase líquida e a região onde existe a mistura gás/líquido. Em cada ponto de bolha, o sistema encontra-se na fase líquida em equilíbrio com uma quantidade infinitesimal de gás.

A curva dos pontos de orvalho é definida como a linha que separa a região de fase vapor da região onde existe a mistura de fases gás/líquido. Em cada ponto de orvalho, o sistema encontra-se na fase gasosa com uma quantidade infinitesimal de líquido.

Linhas de qualidade ou iso-qualidade são as linhas que unem pontos de igual porcentagem volumétrica de líquido na mistura líquido-gás. Assim as curvas de bolha e de orvalho são as linhas de 100% e de 0% de líquido respectivamente.

Cricondenbárica é a máxima pressão na qual existe equilíbrio entre vapor e líquido.

Cricondenterma é a máxima temperatura na qual existe equilíbrio entre vapor e líquido. A posição relativa dos pontos cricondentérmico e cricondenbárico em relação ao ponto crítico depende da composição do sistema.

Dependendo do estado em que a mistura de hidrocarbonetos do reservatório se encontre inicialmente, os reservatórios podem ser classificados em reservatórios de gás e reservatórios de líquido ou de óleo. No diagrama de fases, os reservatórios de gás e de óleo estão localizados à direita e à esquerda do ponto crítico respectivamente. Os reservatórios de gás subdividem-se em

reservatórios de gás seco, de gás úmido e de gás condensado. Os reservatórios de líquido, por sua vez, podem ser classificados como reservatórios de óleo volátil e de óleo negro.

Num diagrama de fases, os reservatórios de gás e condensado são localizados entre a linha vertical que passa pelo ponto crítico e a linha vertical que passa pela cricondenterma. Na Figura 5, é esquematizado brevemente o processo de depleção de um reservatório de gás e condensado à temperatura constante. Inicialmente a mistura de hidrocarbonetos, sob condições iniciais de pressão e temperatura, está localizada na região de fase gasosa ou acima do ponto de orvalho (Ponto (a) na Figura 5). Durante a depleção, a mistura sofre uma redução de pressão e alcança a curva de orvalho entrando na região de duas fases e dando lugar à chamada condensação retrógrada (Ponto (b)). Assim sendo, os componentes mais pesados depositam-se como líquido nos canais porosos menores da rocha. Se o líquido alcança a saturação crítica de gás, este flui até o poço. Na região retrógrada, a formação de líquido aumentará até que a pressão alcance o ponto (c), que corresponde ao máximo volume de líquido que poderá ser acumulado.

Abaixo da região retrógrada, a diminuição de pressão produz vaporização do condensado retrógrado até que a curva de orvalho seja alcançada novamente, ponto (d).

2.2.2 Comportamento Retrógrado

O termo de condensação retrógrada é utilizado para descrever o comportamento anômalo de uma mistura gasosa de hidrocarbonetos que origina um líquido. O comportamento é manifestado em duas situações:

- Durante a expansão à temperatura constante de um gás (o fenômeno normal seria a condensação durante a compressão do gás).
- Durante o aquecimento à pressão constante de um gás (o fenômeno normal seria a condensação durante o esfriamento do gás).

Sob alta pressão, tanto líquidos como gases apresentam densidades altas, e é por isto que os gases à alta pressão têm um comportamento similar ao comportamento dos líquidos. Pode-se dizer que os gases “dissolvem” os líquidos ou que há uma mistura íntima das moléculas.

A dissolução de um líquido em um gás é difícil de entender, uma vez que o mesmo volume no qual existe apenas uma molécula de gás, pode conter centenas de moléculas na fase líquida. Todavia, nos gases à alta pressão as distâncias moleculares se reduzem. Assim, é possível que

uma fase gasosa sob essas condições possa dissolver moléculas mais pesadas, e nesse caso, o gás e o líquido contem quantidades parecidas de moléculas por unidade de volume. Desta forma, quando um gás à alta pressão se expande, este perde a capacidade de dissolver líquidos e os componentes pesados se desprendem, gerando o fenômeno conhecido como condensação retrógrada. Similarmente quando um gás é aquecido (isobaricamente), a expansão térmica afasta as moléculas do gás e os componentes pesados são liberados da massa gasosa (CROTTI, M., 2005).

A região retrógrada está delimitada pelos pontos de máxima temperatura das linhas de iso-qualidade, zona vermelha na Figura 5.

2.2.3 Medidas PVT:

Os estudos PVT têm como objetivo representar o comportamento dos fluidos do reservatório durante as etapas usuais de depleção do campo. No caso de reservatórios de gás e condensado, o estudo se divide em três partes: estudo composicional da mistura, expansão à composição constante (Constant Composition Expansion, CCE) e depleção a volume constante (Constant Volume Depletion, CVD).

2.2.3.1 Estudo composicional da mistura

Da amostragem de fluidos, são obtidas amostras pressurizadas de gás, assim como amostras pressurizadas e despressurizadas de condensado. Estas amostras são submetidas à análise composicional utilizando métodos como: cromatografia, destilação e/ou espectrometria de massa.

Assim, mesmo as amostras de gás e líquido tomadas do separador devem ser recombinadas às mesmas condições de pressão e temperatura do separador para obter um fluido representativo do reservatório, neste fluido recombinado são realizadas análises CCE e CVD. Da amostra recombinada no laboratório, é determinada também sua composição total, a qual deve ser comparada com a composição da mistura gás-condensado obtida por recombinação matemática. O método de recombinação matemática consiste num balanço molar das amostras de gás e condensado, tomadas na mesma proporção de gás e condensado que se tem no separador, GOR. (ROJAS, 2004).

2.2.3.2 Expansão à composição constante (Análises CCE)

Em uma análise CCE, uma amostra recombinada representativa do reservatório é colocada numa célula, a qual é aquecida à temperatura do reservatório e comprimida até alcançar uma pressão acima da pressão do reservatório. Em seguida, a amostra é expandida à composição constante até alcançar pressões abaixo da pressão de orvalho. A pressão de orvalho é determinada visualizando o instante no qual a primeira gota de condensado aparece no sistema.

No estudo à composição constante, são registrados três parâmetros do sistema: pressão de orvalho, a qual permite estabelecer, fundamentalmente, a representatividade da mistura; a relação entre as variáveis pressão-volume-temperatura do reservatório; e por último, a curva do líquido retrógrado acumulado em função da pressão. Os dois últimos pontos não são representativos do reservatório, já que são valores registrados num processo de depleção do reservatório sem produção. Sua utilização principal é permitir o ajuste das equações de estado usadas para simular o comportamento do sistema em condições diferentes daquelas obtidas por medições experimentais.

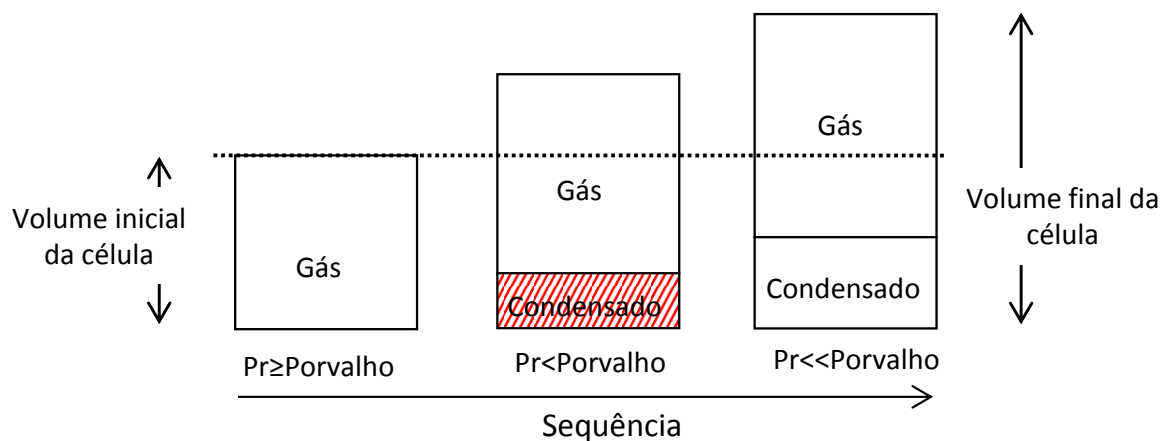


Figura 6 - Diagrama esquemático de uma Análise CCE (expansão isotérmica à composição constante)

2.2.3.3 Depleção a volume constante (Análises CVD).

Este estudo representa o comportamento que se espera para o fluido durante a depleção associada à produção do reservatório, onde o líquido permanece preso por sua baixa mobilidade em relação ao gás. Neste caso o processo é adequadamente representativo, já que, semelhante ao

que acontece no reservatório, o gás é produzido e o líquido retrógrado não é produzido e permanece na célula PVT.

Cabe mencionar que os estudos PVT são realizados geralmente com amostragens tomadas em superfície, a qual só inclui fluidos móveis no reservatório e no poço. Caso existam hidrocarbonetos residuais (condensado não móvel), estas amostragens não são representativas do fluido no reservatório.

Inicialmente a amostra recombinada é colocada numa célula PVT a uma pressão acima da pressão de orvalho (a qual geralmente é a pressão do reservatório) e à temperatura do reservatório. O processo consiste em produzir parte do gás da célula, promovendo uma expansão da amostra residual na célula. Isto é realizado consecutivamente até que pressões abaixo da pressão de orvalho sejam alcançadas. No instante em que a pressão da célula alcança a pressão de orvalho, a primeira gota do condensado é formada, e em seguida, o volume do condensado aumenta, enquanto a pressão da célula diminui.

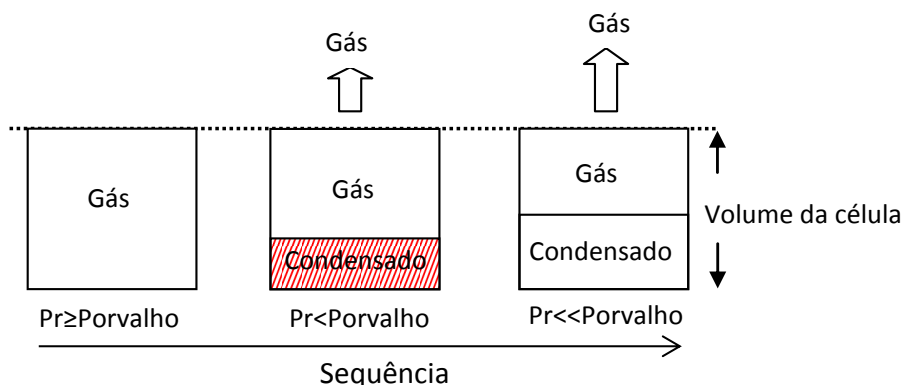


Figura 7 - Diagrama esquemático de uma Análise CVD (Depleção a volume constante)

2.2.4 Regiões de escoamento em torno do poço

Quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho, produz-se condensação retrógrada no reservatório. Diferentes autores definem a existência de três regiões, cada uma delas com saturação de condensado diferente.

A primeira região é aquela mais afastada do poço, onde a pressão é maior que a pressão de orvalho e não existe condensado, só se tem a fase gasosa. A presença desta região depende se a pressão do reservatório é maior que a pressão de orvalho.

A segunda região é a região intermediária. Nela a saturação de líquido aumenta bruscamente e a permeabilidade relativa ao gás diminui. O líquido nesta região tem uma saturação menor que a saturação crítica do condensado, ou seja, é imóvel. Nesta região, o gás se empobrece de frações pesadas e é mais leve quanto mais próximo está da terceira região. A segunda região diminui com o tempo em benefício da terceira região.

A terceira região é a região imediata ao poço. Nesta região a saturação de condensado é maior que a saturação crítica do condensado, assim sendo o condensado começará a fluir, originando um escoamento bifásico no reservatório.

Autores como Gringarten, A. et al. (2000) e Jamiolahmady, M. et al. (2000, 2003) evidenciaram a existência de uma quarta região, localizada entre o poço e a terceira região, na qual a mobilidade do gás aumenta. Esta região é caracterizada por um decremento da saturação do líquido e um incremento da permeabilidade ao gás a baixas tensões interfaciais ou altas vazões.

Na Figura 8, apresenta-se um exemplo gráfico das quatro regiões. As regiões são classificadas em função da pressão de reservatório e condições de saturação, para uma dada distância radial da parede do poço.

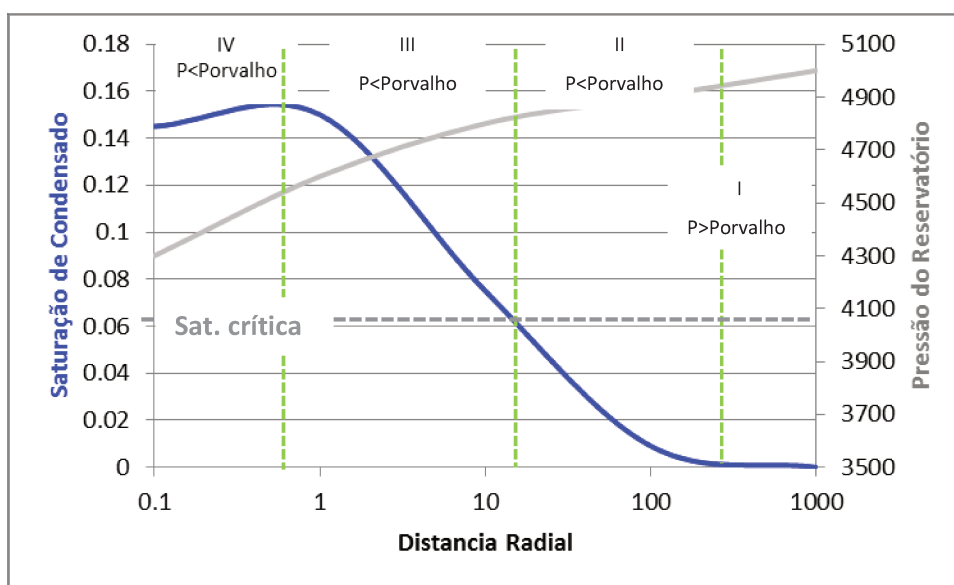


Figura 8 - Exemplo gráfico das quatro regiões de escoamento em torno do poço

2.3 Análises de Testes de Pressão

A análise de teste de pressão envolve a análise de dados de pressão e de produção de um poço, junto com a análise de dados de fluidos e rocha do reservatório. Com isso, objetiva-se obter características específicas do reservatório em estudo, tais como permeabilidade, pressão média da formação e condições do poço.

Os métodos de interpretação de um teste baseiam-se na solução de problemas em regime transiente que representam o escoamento de fluidos através do sistema poço-reservatório. Através do ajuste entre a resposta do sistema e a resposta do modelo, são determinadas as características específicas do reservatório em estudo.

A seguir são apresentadas as soluções para o caso da análise de um reservatório de gás e condensado, comparando-se paralelamente às análises para o caso de um reservatório de óleo.

2.3.1 Solução da Equação da Difusividade para o Gás (líquido - gás)

Em reservatórios de gás, as propriedades do gás são forte função da pressão. Por esta razão, a equação que governa a difusão de pressão do gás num meio poroso (equação da difusividade) não é linear. Este caso difere do caso de reservatórios de óleo, no qual se considera o fluido pouco compressível e negligencia-se a variação da viscosidade do líquido com a pressão nas soluções para a equação da difusividade, o que resulta em um problema (equação) linear.

Com a finalidade de linearizar a equação de difusividade para reservatórios de gás, foi introduzido o conceito de pseudopressão (pseudopressão monofásica) por Al. Hussainy e Ramey (1966), dada pela Equação [1],

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu_g(p)Z_g(p)} dp \quad [1]$$

onde p é a pressão e p_b representa uma pressão arbitrária, μ_g é a viscosidade do gás e Z_g é o fator de compressibilidade do gás.

Matematicamente a introdução da pseudopressão foi utilizada para atender à variação do produto entre a viscosidade e o fator de compressibilidade em função da pressão.

Aplicando-se a definição da pseudopressão monofásica, a equação de difusividade para reservatórios de gás é simplificada conforme a Equação [2].

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial^2 r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu_g c_t}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial (t)} \quad [2]$$

onde r é o raio, t é o tempo, ϕ é porosidade, c_t é a compressibilidade total, a qual pode ser aproximada à compressibilidade do gás, $c_t \approx c_g$, e k é a permeabilidade.

Esta equação é a mesma equação utilizada para as análises de pressão transiente em reservatórios de óleo, agora com o potencial do gás, $m(p)$, no lugar da pressão p .

Em relação à pseudopressão $m(p)$, esta equação é linear, exceto pelo termo $(\phi \mu c_t / k)$, o qual ainda está em função da pressão.

Na prática, a Equação [2], é tratada como uma equação linear onde o produto (μc_t) é assumido como constante e os valores de viscosidade, μ , e de compressibilidade, c_t , utilizados são avaliados à pressão inicial do reservatório. Desta forma, as soluções utilizadas nas análises de testes de pressão em reservatórios de óleo podem ser utilizadas para as análises de reservatórios de gás.

2.3.1.1 Variáveis Adimensionais:

A seguir, nas equações [3] e [4], são apresentadas as variáveis adimensionais da pressão, p_D , e do tempo, t_D , utilizadas na equação de escoamento de óleo.

$$p_{wD}(t_D) = \frac{kh}{C_1 q B_o \mu_o} (p_i - p_w) \quad [3]$$

$$t_D = \frac{C_2 k t}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \quad [4]$$

onde q é a vazão medida na superfície, B_o é o fator volume de formação do líquido, μ_o a viscosidade de óleo, h é a espessura da formação, p_w é a pressão do fundo do poço e p_i é a pressão inicial do reservatório. Os parâmetros C_1 e C_2 representam os fatores de conversão de unidades que permitem utilizar os valores das variáveis em unidades convenientes (vide Apêndice E).

Para um poço de petróleo que produz de um reservatório homogêneo infinito, a equação da difusividade tem a solução mostrada na Equação [5]. Nesta equação estão incluídos os efeitos de película, "s", mas não os efeitos de estocagem.

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.8091) + s \quad [5]$$

Analogamente, para um poço de gás que produz de um reservatório homogêneo infinito e considerando-se a pseudopressão do gás e o tempo adimensional definidos respectivamente nas equações [6] e [7],

$$m_{wD}(p) = \frac{C_3 k h T_{sc}}{P_{sc} T q_{sc}} [m(p_i) - m(p_w)] \quad [6]$$

$$t_D = \frac{C_2 k t}{\phi(\mu_g c_g)_i r_w^2} \quad [7]$$

onde P_{sc} , T_{sc} e q_{sc} são a pressão, a temperatura e a vazão a condições padrão, tem-se o escoamento radial de gás no poço representado pela Equação adimensional [8].

$$m_{wD}(p) = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.8091) + s \quad [8]$$

2.3.2 Solução da Equação da Difusividade para um Reservatório de gás e Condensado

Reservatórios de gás e condensado iniciam a produção, em geral, com uma pressão acima ou igual à pressão de orvalho, existindo somente uma fase no reservatório. Devido ao processo de produção, a pressão cai abaixo da pressão de orvalho, particularmente na região próxima o poço. Existindo duas fases no reservatório, a permeabilidade relativa ao gás cai abaixo da unidade e a solução do modelo de escoamento para gás desvia-se da solução para líquido. Quanto mais a pressão do reservatório se afasta da pressão de orvalho, mais a análise de teste divergir da solução determinada mediante o conceito de pseudopressão monofásica.

2.3.2.1 Pseudopressão bifásica

Para incorporar o efeito da formação de condensado e o escoamento de duas fases no reservatório, foi incluída a técnica de pseudopressão bifásica, cuja determinação baseia-se na teoria de regime permanente (*steady-state*).

As bases do modelo de regime permanente foram estabelecidas por O'Dell e Miller (1967). Em seguida, Fussel (1973) utilizou um simulador composicional para demonstrar que a investigação de O'Dell e Miller poderia ser utilizada em análise de testes de pressão sempre e

quando a pressão média do reservatório estivesse acima da pressão de orvalho. Jones (1985) generalizou tais observações e demonstrou o uso desta teoria para a análise de testes de fluxo (testes *drawdown*) e de crescimento de pressão (testes *build up*). Mais recentemente, Jones e Raghavan (1988) definiram o modelo de regime permanente como a condição de escoamento na qual as variáveis, pressão, saturação e fração molar das fases de líquido e de vapor são independentes do tempo para todos os pontos no reservatório. Baseado neste conceito foi mostrado que a pseudopressão de duas fases podia ser estimada considerando a Equação [15], a qual permite estimar a relação saturação-pressão do reservatório. Esta equação é deduzida a partir da Equação [9], a qual assume um hipotético escoamento em regime permanente (RAGHAVAN, 199, p. 477).

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} x_i + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g} y_i \right) \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right] = 0 \quad [9]$$

Onde k_r é a permeabilidade relativa, ρ é a massa específica e μ é a viscosidade e os subscritos "o" e "g" correspondem, respectivamente, às propriedades do gás e do óleo (condensado). Considera-se escoamento de um condensado de "n" componentes em coordenadas cilíndricas, e se assume uma pressão de reservatório maior que a pressão de orvalho.

Integrando esta equação com respeito a "r", obtêm-se a Equação [10].

$$r \left(\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} x_i + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g} y_i \right) \frac{\partial m(p)}{\partial r} = C_i \quad [10]$$

Para $1 \leq i \leq n$, e somando os índices i, se tem a seguinte equação:

$$r \left(\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) \frac{\partial m(p)}{\partial r} = C \quad [11]$$

Sendo:

$$\frac{\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o}}{\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g}} x_i + \frac{\rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g}}{\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g}} y_i = \bar{C} \quad [12]$$

Os coeficientes de x_i e y_i são expressões analíticas para a fração de moles totais na fases de líquido e vapor respectivamente. A esquerda da Equação [12] representa a fração molar de

componentes “i” no fluido e esta relação é válida para todos os pontos de “r”. Desta forma, tem-se:

$$\frac{\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o}}{\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g}} = L(r) \quad [13]$$

e

$$\frac{\rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g}}{\rho_o \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \rho_g \frac{k_{rg}}{\mu_g}} y_i = V(r) \quad [14]$$

Das equações [13] e [14] se deduz a Equação [15]:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rg}} = \frac{L \rho_g \mu_o}{V \rho_o \mu_g} \quad [15]$$

L e V são as frações molares da fase líquida e da fase vapor, respectivamente.

Também, é importante ressaltar os estudos posteriores de Raghavan (1995), nos quais foram analisados vários campos e simulados casos utilizando o modelo de regime permanente para o cálculo da pseudopressão bifásica. No seu trabalho, foi concluído que este método tem melhores resultados enquanto a pressão média do reservatório é maior que a pressão de orvalho.

Pode-se notar da Equação [15], que se $L(r) > 0$, logo $k_{ro} > 0$. Para pressões do reservatório abaixo da pressão de orvalho, onde se tem duas fases, L(r) será maior que zero. Disto se pode concluir que quando duas fases existem, ambas serão móveis.

Em resumo, neste modelo, assume-se a existência de duas regiões de escoamento em torno do poço:

- Região 1: Região mais afastada do poço na qual a pressão do reservatório está acima da pressão de orvalho, onde existe unicamente uma fase gasosa.
- Região 2: Região imediata ao poço na qual a pressão do reservatório está abaixo da pressão de orvalho devido às condições dinâmicas do poço. Nesta região, tem-se duas fases no reservatório e o gás e o condensado são considerados móveis, mesmo que o condensado não tenha atingido a saturação crítica de condensado. Por esta razão, o modelo de regime permanente superestima a saturação de condensado.

A seguir, é apresentada a pseudopressão bifásica que pode ser calculada considerando a teoria de regime permanente.

$$m^B(p) = 2 \int_{p_b}^p \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g(p)z_g(p)} + \frac{k_{ro}}{\mu_o(p)z_o(p)} \right) p \partial p \quad [16]$$

Em termos adimensionais:

$$m_D^B(p) = 2 \frac{C_3 k h T_{sc}}{P_{sc} T q_{sc}} \int_{p_b}^p \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g z_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o z_o} \right) p \partial p \quad [17]$$

Para pressões acima da pressão de orvalho, a permeabilidade ao gás, k_{rg} , é assumida igual à unidade e a permeabilidade relativa ao condensado, k_{ro} , igual à zero. Assim, a pseudopressão apresentada na Equação [17] resulta na equação de pseudopressão monofásica.

Ressalta-se que no caso de testes de crescimento de pressão, a pressão arbitrária, p_b , é usualmente adotada como aquela do instante de fechamento do poço $p_{wf,s}$.

Em termos adimensionais e considerando a análise para um teste de crescimento de pressão:

$$m_D^B(p) = 2 \frac{C_3 k h T_{sc}}{P_{sc} T q_{sc}} \int_{p_{wf,s}}^{p_{ws}} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g z_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o z_o} \right) p \partial p \quad [18]$$

onde $m(p_{ws}) - m(p_{wf,s})$ representa a queda de pseudopressão no poço durante o teste de crescimento de pressão. Assim $m(p_{ws})$ é a pseudopressão no poço calculada para cada instante de tempo durante o período do teste de crescimento de pressão e o valor de $m(p_{wf,s})$ é a pseudopressão no poço no instante do início do teste de crescimento de pressão.

2.3.2.2 Modelo Radial Composto

Na prática, reservatórios de gás e condensado abaixo da pressão de orvalho podem ser avaliados mediante análise de testes de pressão utilizando a pseudopressão do gás (pseudopressão monofásica) e um modelo de reservatório radial composto (vide Figura 9). Xu e Lee (1999) mostraram que a pseudopressão monofásica junto com um modelo radial composto pode ser utilizada para estimar com sucesso a capacidade de escoamento num reservatório homogêneo.

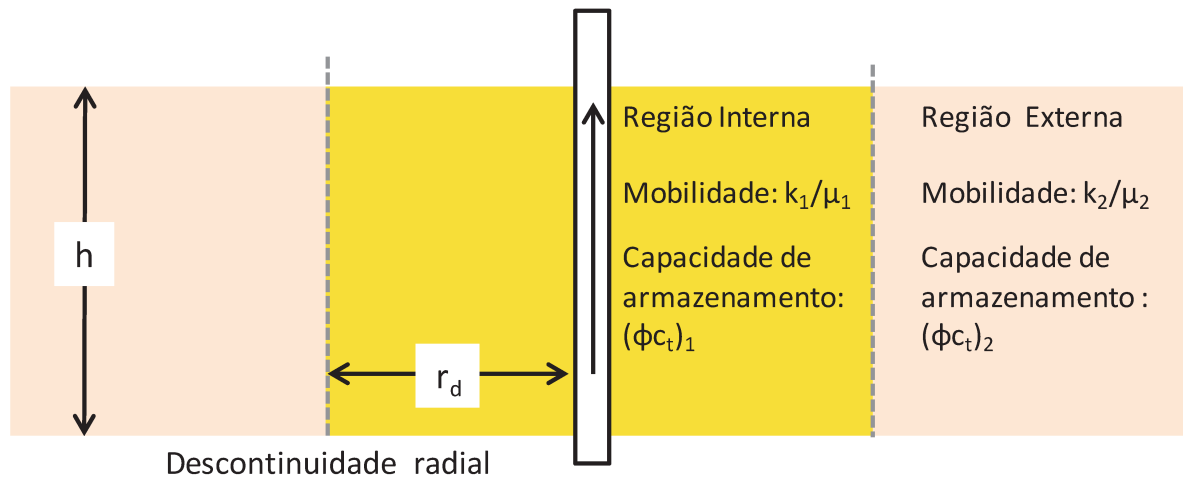


Figura 9 - Sistema Radial Composto

O modelo radial composto sugere a existência de duas regiões com mobilidades diferentes, uma região imediata ao poço (região interior) com uma permeabilidade reduzida ao gás, devido à acumulação de condensado, e outra região (região exterior) mais afastada do poço, com unicamente escoamento de gás, onde a pressão do reservatório ainda é maior que a pressão de orvalho (STEWART, 2011).

2.3.3 Teste de fluxo e de crescimento de pressão

Com a finalidade de avaliar um reservatório, dois tipos de teste de pressão diferentes podem ser executados num poço, os quais serão detalhados em seguida:

2.3.3.1 Teste de fluxo (Drawdown) – Efeitos Inerciais

O teste de fluxo ou de *drawdown* consiste na medição da pressão de escoamento durante o período de produção de um poço. Os principais objetivos de um teste de fluxo são estimar a capacidade de escoamento (kh), a pressão do reservatório e o dano de formação.

Na Figura 10 é esquematizado o histórico de produção e a pseudopressão corresponde ao registro de pressão, previamente e durante um teste de fluxo. Idealmente, antes do teste, o poço deve estar sem produzir até que alcance a pressão estática do reservatório. Durante o teste de fluxo é importante ter a vazão estabilizada enquanto se registra a pressão de fundo.

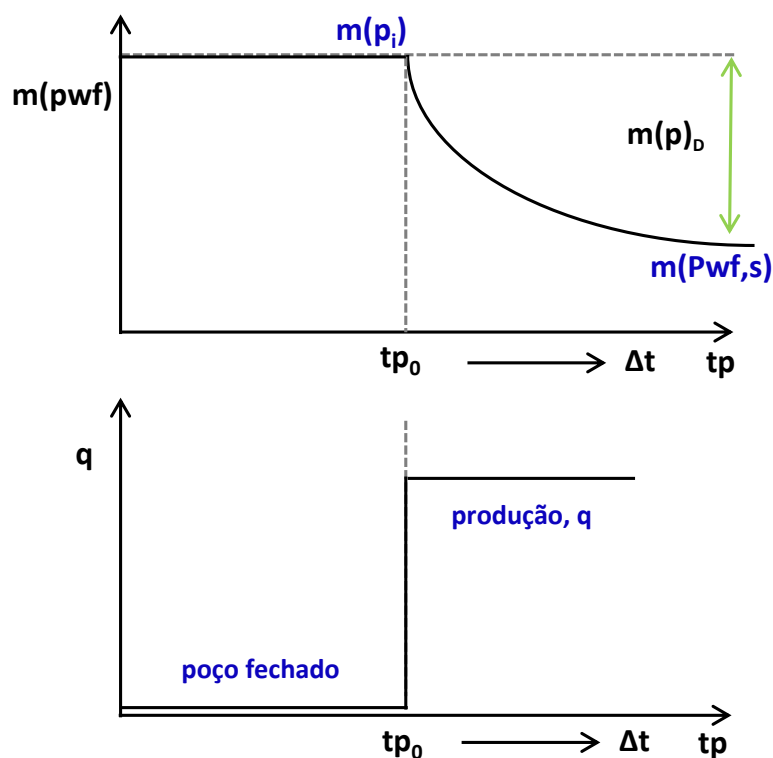


Figura 10 - Esquema de um teste de fluxo

Existem dois métodos de análise principais deste tipo de teste: análise por ajuste com curvas-tipo e análise semilogarítmica ou convencional.

Conforme exposto no item 2.3.1, da solução analítica para a equação de difusividade para um poço que produz com vazão constante de um reservatório homogêneo infinito, com efeito de película e sem efeito de estocagem, obtém-se a Equação [8] da queda de pseudopressão adimensional.

Para o caso de poços de gás, onde altas velocidades são encontradas nas proximidades do poço ou dos canhoneiros, além do dano mecânico " s_m ", é importante incluir o efeito de escoamento não-Darciano " Dq " no efeito de película " s ", como se mostra na equação seguinte:

$$s = s_m + Dq \quad [19]$$

onde D é o fator de turbulência.

Expressando-se a Equação [8] em termos dimensionais, tem-se:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{p_{sc} T q_{sc}}{2 C_3 k h T_{sc}} \left[\ln(t) + \ln \frac{C_2 k}{\phi(\mu_g c_g)_i r_w^2} + 0.8091 + 2s \right] \quad [20]$$

ou seja,

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = m \cdot \log(t) + b \quad [21]$$

onde:

$$m = \frac{1,1513 \times p_{sc} T q_{sc}}{C_3 k h T_{sc}} \quad [22]$$

$$b = m \left[\log \frac{C_2 k}{\phi(\mu_g c_g)_i r_w^2} + 0.8091 + 2s \right] \quad [23]$$

onde $(\mu_g c_g)_i$ é o produto entre a viscosidade e a compressibilidade do gás, calculadas à pressão inicial do reservatório.

Uma análise da Equação [21] indica que um gráfico de $\Delta m(p)$ versus $\log(t)$ ou de $m(p_{wf})$ versus $\log(t)$ deverá produzir uma linha reta com coeficiente angular “ m ”, conforme ilustra a Figura 11 -. Esse gráfico é conhecido como gráfico *semilog*, no qual se denota a existência do regime de escoamento radial transiente. Em geral, durante o período de tempo curto (*early time region, ETR*), a queda de pseudopressão estará desviada para cima da linha reta devido ao fenômeno de estocagem no poço.

A capacidade de escoamento e o dano podem ser determinados ao encontrar o coeficiente angular ou inclinação “ m ” e o coeficiente linear ou interseção “ b ” da análise da reta a partir dos dados de pressão medidos durante o período radial (*middle time region, MTR*).

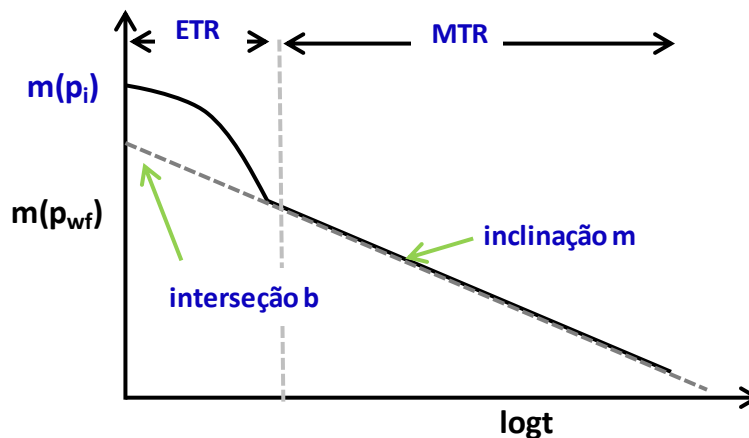


Figura 11 - Gráfico de análise semilogarítmica de um teste de fluxo

Como foi mencionado durante o teste de fluxo em reservatórios de gás aparece um efeito de escoamento não Darcyano, a velocidade do gás aumenta fortemente na região imediata ao poço, o que conduz à presença de efeitos inerciais (vide Figura 12 -). Este efeito causa uma queda adicional de pressão comparada com a queda de pressão prevista pela lei de Darcy

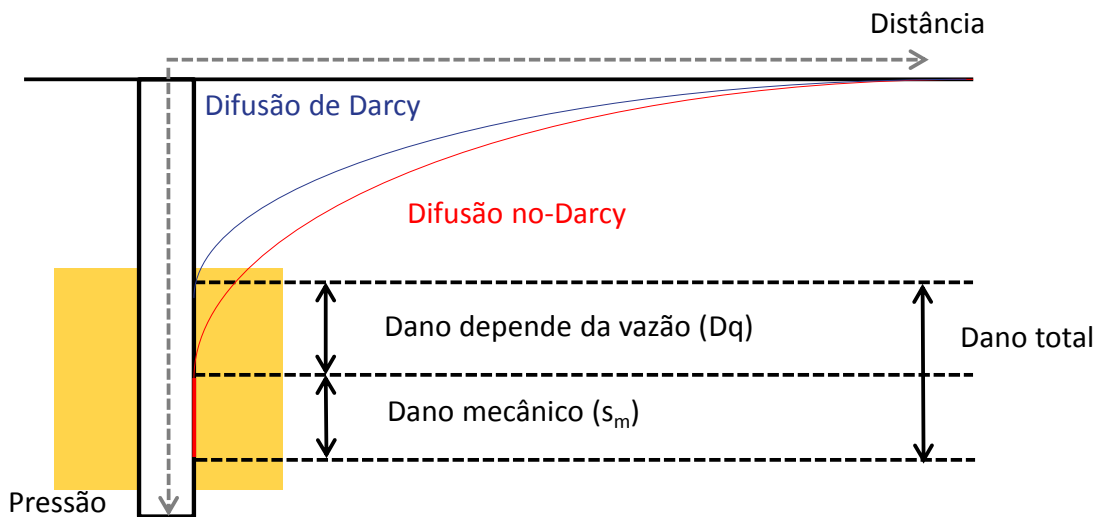


Figura 12 - Perfil de pressão com escoamento Darcyano e não-Darcyano

Na prática existem duas opções principais para lidar com o escoamento não Darcyano: a primeira é concentrar-se sobre o impacto do escoamento não Darcyano na produtividade do poço, procedimento que foi realizado historicamente usando a vazão, que depende do efeito de película;

outro caminho é modelar o escoamento não Darcyano mediante a integração numérica da equação de Forchheimer no modelo numérico.

Seguindo o primeiro critério, e recorrendo à equação dada por Jones, Blount e Glaze, 1976, as variáveis inerciais podem ser calculadas mediante os dados obtidos do período de fluxo ao qual o poço é submetido antes de cada teste de crescimento de pressão. Os autores sugeriram que os dados dos testes de quatro pontos (*flow after flow*), testes isocronais e isocronais modificados sejam plotados a partir da equação seguinte:

$$P_r^2 - p_{wf}^2 = aq + bq^2 \quad [24]$$

O gráfico $(p_r^2 - p_{wf}^2)/q$ versus q resulta numa linha reta, na qual b representa o coeficiente angular, o qual indica o grau de turbulência no poço e é dado pela equação:

$$b = C_4 \frac{(\mu_g z_g)_{\bar{p}} T}{kh} D \quad [25]$$

$$\bar{p} = \left[\frac{p_r^2 + p_{wf}^2}{2} \right]^{0.5} \quad [26]$$

onde T é a temperatura do reservatório, μ_g e z_g representam a viscosidade e o fator de compressibilidade do gás, os quais são determinados em uma pressão média $\bar{p}$, kh é a capacidade de fluxo do reservatório e D é o fator de turbulência. C_4 é o fator de conversão de unidades (vide Apêndice E).

Como consequência, podem ser calculados o fator inercial “ D ”, o dano por efeitos de turbulência “ Dq ” e o dano total “ s ” dado pela Equação [19]. Adicionalmente, no Apêndice D, é apresentada a dedução do fator inercial.

2.3.3.2 Teste de Crescimento de Pressão (*Build Up*)

Na análise de um teste de fluxo é importante manter uma vazão de escoamento constante durante o teste. Devido a esta dificuldade, o teste de crescimento de pressão é mais usado para a avaliação de um reservatório. O teste de *build up* ou de crescimento de pressão baseia-se no registro contínuo de pressões de fundo, após o fechamento de um poço, que tenha produzido por um determinado tempo (vide Figura 13 -).

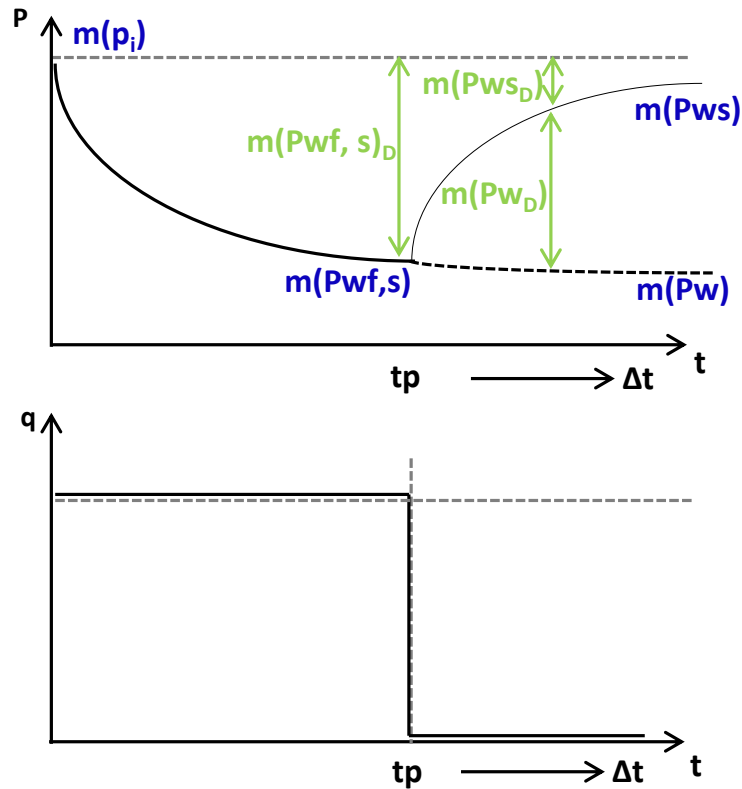


Figura 13 - Gráfico de análise semilogarítmica de um teste de crescimento de pressão

Uma vez que a equação da difusividade utilizada para gerar as soluções de análise de testes de pressão é considerada linear (tendo-se em conta o conceito de pseudopressão para o caso do gás), é possível adicionar diversas respostas de pressão para descrever o comportamento após qualquer alteração de vazão. Para isso, aplica-se o princípio de superposição, Van Everdingen e Hurst, 1949.

Para um teste *build-up* após um período de fluxo com uma vazão q durante um tempo de produção t_p , a queda de pressão no poço em um instante Δt após o fechamento pode ser determinada pela utilização de superposição de efeitos. A queda de pressão no instante de tempo $(t_p + \Delta t)$ após o início da produção seria a resultante da soma dos efeitos causados pela produção do poço com vazão $+q$ desde o início do período de fluxo e pela produção do poço com uma vazão negativa $-q$ desde o instante do fechamento.

No desenvolvimento da superposição, poder-se-ia visualizar um poço único como dois poços localizados no mesmo ponto: um produzindo a uma vazão q_1 , desde o instante inicial $t=0$ até um instante t e um segundo poço (imaginário) produzindo com uma vazão $(q_2 - q_1)$,

começando num tempo t_I até um tempo $t-t_I$. Considerando o principio de superposição num teste de crescimento de pressão para um reservatório de gás, a equação geral de queda de pressão no poço será:

$$\Delta m = \frac{p_{sc}T}{C_3khT_{sc}} \{q_1[m_D(t_D) + s] + (q_2 - q_1)[m_D(t_D - t_{1D}) + s]\} \quad [27]$$

E considerando:

$$q_1 = q_{sc}; q_2 - q_1 = -q_{sc}; t_D = t_{pD} + \Delta t_D \quad [28]$$

A Equação [27] torna-se:

$$\Delta m = \frac{p_{sc}Tq_{sc}}{C_3khT_{sc}} \{m_{wD}(t_{pD} + \Delta t_D) - m_{wD}(\Delta t_D)\} \quad [29]$$

$$\Delta m = \frac{p_{sc}Tq_{sc}}{C_3khT_{sc}} \left[m_{wD} \left(\frac{t_{pD} + \Delta t_D}{\Delta t_D} \right) \right] \quad [30]$$

Empregando-se a Equação [8] na Equação [27], obtém-se a queda de pseudopressão adimensional para um teste de *build-up*:

$$m_{wD}(p) = \frac{1}{2} \left[\ln(t_p + \Delta t)_D + 0.8091 + 2s \right] - \frac{1}{2} \left[\ln(\Delta t_D) + 0.8091 + 2s \right] \quad [31]$$

O que resulta em:

$$m_{wD} = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_D \right] \quad [32]$$

ou em variáveis dimensionais:

$$m(p_{ws}) - m(p_{wf,s}) = \frac{p_{sc}Tq_{sc}}{2C_3khT_{sc}} \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad [33]$$

ou

$$[m(p_{ws}) - m(p_{wf,s})] = \frac{1.1513 \times P_{sc}Tq_{sc}}{C_3khT_{sc}} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad [34]$$

que também pode ser escrita como:

$$m(p_{ws}) - m(p_{wf,s}) = m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad [35]$$

O termo “ m ” corresponde à definição já apresentada na Equação [22].

O termo:

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = R_{H1} (\text{tempo de Horner}) \quad [36]$$

é conhecido como o tempo de Horner.

O princípio de superposição aplicado à análise de testes de crescimento de pressão é utilizado para resolver problemas lineares. No caso do escoamento monofásico de gás, a Equação [2] foi linearizada desprezando-se a dependência do produto entre a viscosidade do gás e a compressibilidade total em função da pressão. Entretanto, esta simplificação nem sempre é satisfatória e a situação piora para reservatórios de gás e condensado com escoamento bifásico.

Razão pela qual, com o objetivo de considerar a dependência do produto entre a viscosidade do gás e a compressibilidade total em função da pressão, diferentes autores compararam soluções numéricas para a análise de poços de gás/gás condensado, com as respostas esperadas com base na teoria de escoamento de líquido. Respostas de análises de um teste de crescimento de pressão foram examinadas analiticamente e modificações apropriadas para poços de gás foram implementadas.

A continuação algumas pesquisas desenvolvidas:

Agarwal (1979) sugeriu que fosse plotada a resposta de um teste de crescimento de pressão (numa análise semilogarítmica) em termos de pseudotempo, mostrada na equação a seguir:

$$t_p = \int_0^t \frac{1}{\mu(p)c_t(p)} \partial t \quad [37]$$

Entretanto, o uso do pseudotempo não melhora notavelmente a qualidade dos resultados obtidos nas análises de testes de pressão transiente.

Abordando o mesmo assunto, Scott (1979) sugeriu o uso do tempo normalizado dado pela Equação [38].

$$\Delta \hat{t} = \Delta t / \mu c_t \quad [38]$$

A partir das equações 37 e 38 foram avaliadas testes de pressão mediante análise semilogarítmica, resultado disto diferentes relações para o tempo adimensional a ser substituído pelo tempo definido por Horner foram determinadas, a relação mais acertada foi a solução dada por Scott. Esta relação é dada pela seguinte equação:

$$R_{H2} = \frac{t_D + \Delta t_D}{\Delta \hat{t}_D} \quad [39]$$

Conhecido como tempo adimensional normalizado de Horner. Em termos dimensionais:

$$R_{H2} = \frac{\Delta t}{\mu c_t} = \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \rightarrow \frac{(t + \Delta t)}{\left[\frac{(\mu_g c_t)_i}{(\mu_g c_t)_s} \Delta t \right]} \quad [40]$$

Onde $(\mu_g c_t)_s$ é o produto entre a viscosidade do gás e a compressibilidade total em função da pressão, p_{ws} , calculada para cada instante de tempo durante o período do teste de crescimento de pressão. Cabe mencionar que a compressibilidade total pode ser considerada como a compressibilidade do gás.

Como ilustração, foi plotada na Figura 14 - a análise de um teste de crescimento de pressão de um poço de gás, comparando-se uma análise utilizando o tempo de Horner (H_1) com outra análise utilizando o tempo de Horner Normalizado definido por Scott (H_2). Neste exemplo, se a solução do gás fosse correlacionada com a solução do líquido, o coeficiente angular obtido seria 1.1513. Para este exemplo, a análise utilizando H_2 (inclinação de 1.145) resultou em uma inclinação mais próxima à solução do líquido Assim sendo, conclui-se ser mais apropriada a utilização do conceito de tempo normalizado na análise de testes de crescimento de pressão (análise semilogarítmica de Horner).

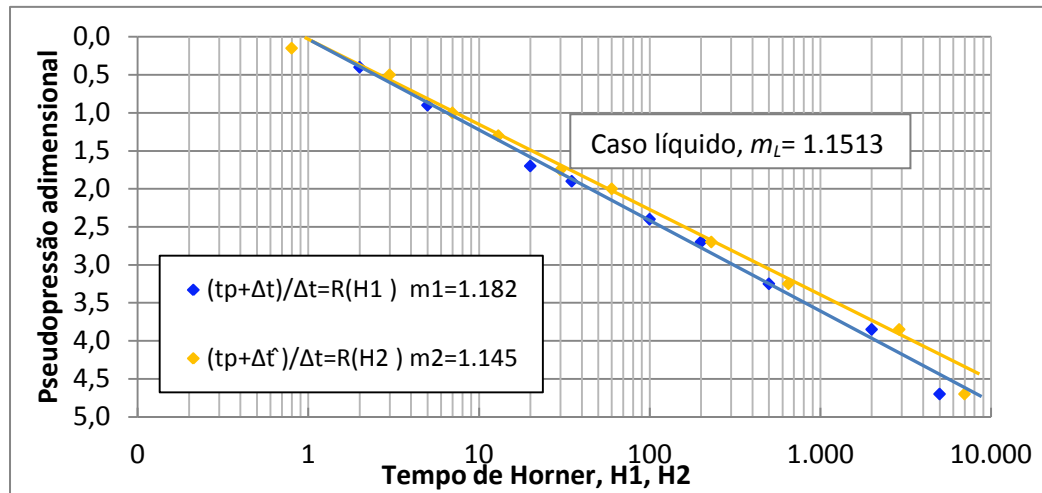


Figura 14 - Resposta de Análises build up-drawdown transiente-Influencia da transformação do tempo (H1, H2), adaptada de Raghavan, 1993

No presente trabalho os dados de pressão de dois testes de crescimento de pressão foram avaliados utilizando a análise de Horner (tempo normalizado de Horner), em função da pseudopressão, para um modelo monofásico e para um modelo bifásico.

Senso assim, utilizando-se o tempo de Horner normalizado, Equação [40], no lugar do tempo de Horner, Equação [36], na Equação [35], tem-se:

$$m(p_{ws}) - m(p_{wf,s}) = m \log(R_{H2}) \quad [41]$$

Plotando-se os dados da Equação [41] num gráfico semilogarítmico $m(p_{ws}) - m(p_{wf,s})$ versus $\log(R_{H2})$, resulta numa linha reta. Assim, o método de Horner (1951) consiste em se ajustar uma linha reta e se determinar a inclinação da mesma. Com a determinação da inclinação, é possível calcular a permeabilidade do fluido.

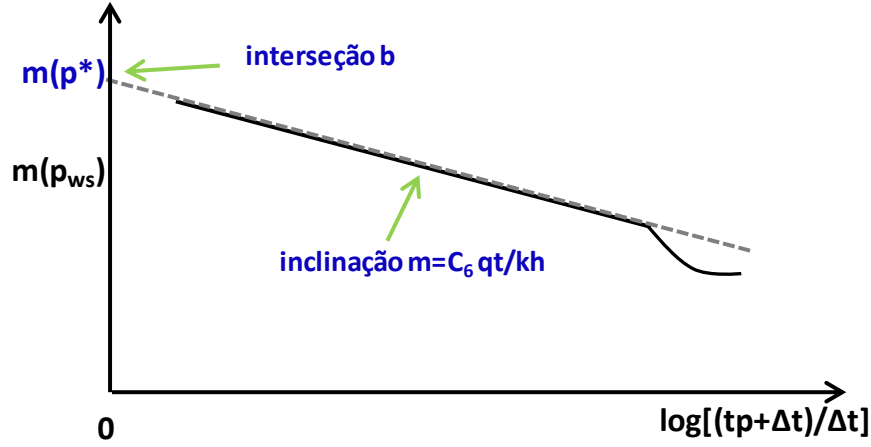


Figura 15 - Método convencional (*semi-log*) para interpretação de um teste de crescimento de pressão (*build up*)

Colocando a equação de escoamento radial em termos dimensionais, o coeficiente angular “m” pode ser usado para calcular a capacidade de fluxo usando a Equação [42] e o fator do dano, s, pode ser estimado usando a Equação [43].

$$kh = \frac{1.1513 \times q_{sc} p_{sc} T}{C_3 m T_{sc}} \quad [42]$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{m(p_{1hr}) - m(p_{wf,s})}{m} - \log \frac{kt_p}{(t_p + 1) \phi (\mu c_t)_i r_w^2} + 3.2274 \right] \quad [43]$$

onde a $m(p_{1hr})$ é a pseudopressão para um intervalo de tempo de 1 hora na reta semi-log, desde o início do teste de crescimento de pressão.

2.3.4 Análise Semilogaritmica: gás versus líquido

Se fossem plotadas num gráfico semilogarítmico, a solução que representa o escoamento radial de gás monofásico (gás seco), através da pseudopressão, m_{wD} , de forma análoga à análise para líquido, p_{wD} , em função do tempo adimensional, os dados seriam representados por duas linhas retas semelhantes (representação que obedece às equações [44] e [45]).

$$m_{wD}(p) = 1.1513(\log t_D + 0.8091) + s \quad [44]$$

$$p_{wD}(t_D) = 1.1513(\log t_D + 0.8091) + s \quad [45]$$

Na Figura 16, apresentada por Roussennac (2001), mostra-se a análise de um teste de pressão para um reservatório de gás e condensado com o método da pseudopressão monofásica, m_D , e sua comparação com a solução para líquido, p_D . Pode-se observar que, durante a primeira parte da análise, ambas as soluções coincidem, embora num determinado momento a solução de pseudopressão, m_D , se desvie da solução do líquido, p_D . Isto corresponde ao instante no qual a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho. A permeabilidade estimada da inclinação da reta, m , diminui e o dano de formação estimado aumenta. Erros na estimativa da permeabilidade pelo método da pseudopressão são representados pela divergência entre a inclinação da reta de pseudopressão e a solução para líquido, enquanto que erros na estimativa do dano são representados pela diferença vertical entre as retas (vide Figura 16).

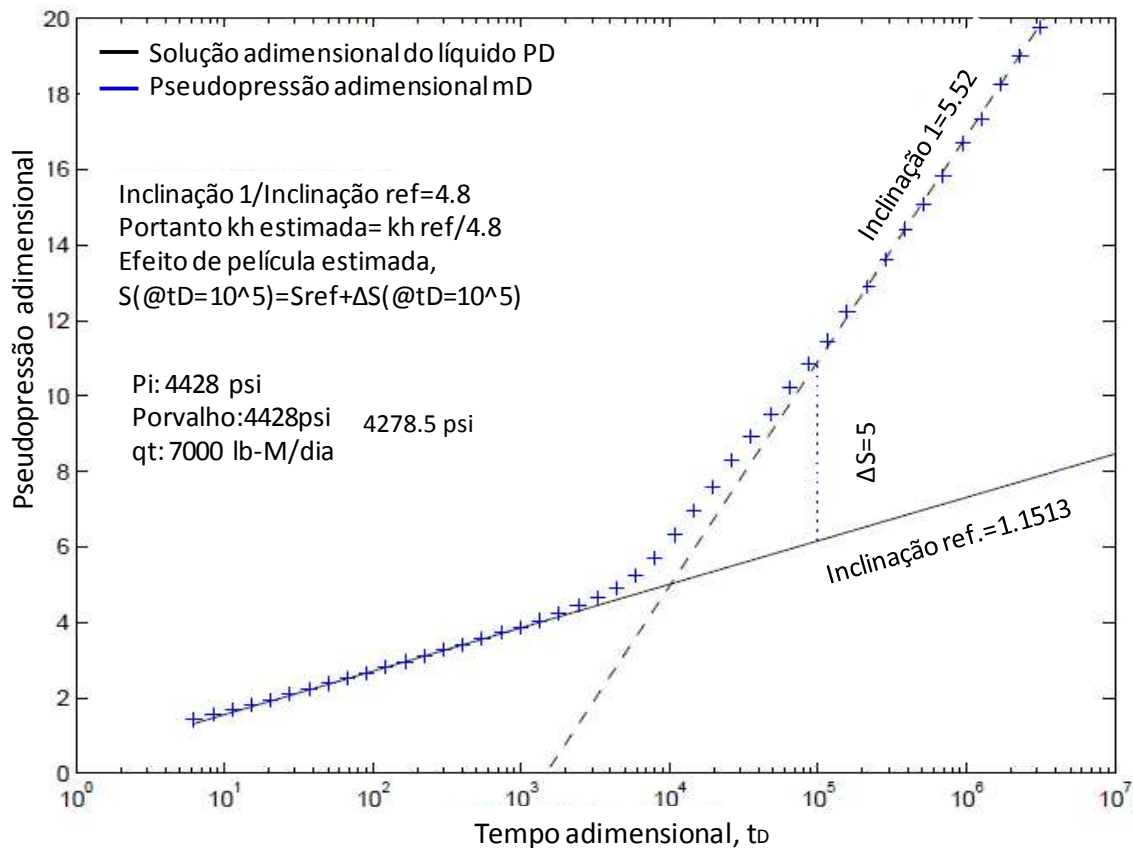


Figura 16 - Análise semilogarítmica, utilizando pseudopressão monofásica, m_D (adaptado de Roussennac, 2001)

De maneira semelhante ao caso da pseudopressão monofásica, a pseudopressão bifásica pode ser analisada mediante um gráfico semilogarítmico da diferença de pseudopressão bifásica adimensional, $[m_D^B]$ versus tempo, t_D . Este gráfico é utilizado para o cálculo da permeabilidade ao gás e do dano total.

Na Figura 17, apresentada por Roussennac (2001), é analisado um teste de pressão num reservatório de gás e condensado mediante a pseudopressão bifásica, m_D^B , considerando a teoria de regime permanente e comparando os resultados com a solução do líquido, p_D . Num primeiro intervalo de tempo, pode-se observar que as duas retas são paralelas e assim, resultam no mesmo valor da permeabilidade. Num dado intervalo de tempo, a pseudopressão bifásica se desvia da solução do líquido, o que representaria a diminuição da permeabilidade relativa ao gás devido à aparição de condensado no reservatório. Felizmente, depois de um período de transição, a inclinação das retas coincide novamente, o que representaria um valor adequado da permeabilidade estimada por este método. Além disso, pode-se apreciar na Figura 17 que o dano de formação estimado seria menor que aquele obtido mediante a solução para líquido.

Cabe mencionar que nesta seção não foram ilustrados os dados em estudo, já que a pressão inicial do reservatório em estudo foi aproximada à pressão de orvalho, situação que dificulta a percepção do desvio da reta.

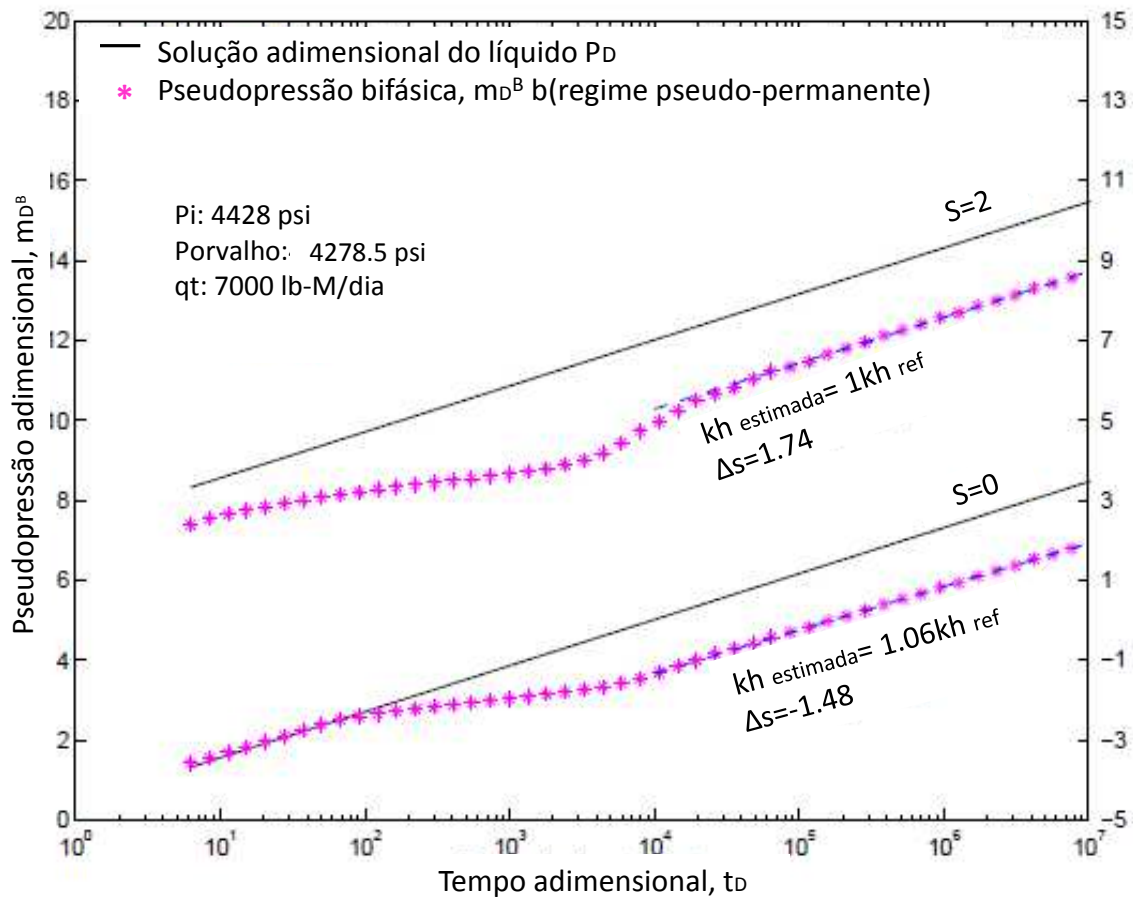


Figura 17 - Análise semilogarítmica, utilizando pseudopressão bifásica, m_D^B (adaptado de Roussennac, 2001)

Baseados nestes dois tipos de análises no estudo de um reservatório de gás condensado, pode se concluir que o método de pseudopressão monofásica proporciona um valor distorcido da permeabilidade relativa ao gás, valores mais baixos dos reais para pressões de reservatório abaixo da pressão de orvalho. Caso contrário do método de pseudopressão bifásico, o qual depois de um período de transição proporciona valores adequados da permeabilidade relativa ao gás.

2.3.5 Capacidade de Entrega de um poço de gás

A capacidade de entrega de um poço de gás é utilizada como uma medida de desempenho do poço, porque quantifica a capacidade do reservatório fornecer gás para o poço. Testes de capacidade permitem prever as vazões correspondentes a qualquer pressão em particular,

incluindo a capacidade de entrega máxima (*AOF, Absolute Open Flow*) associada a uma pressão nula.

A determinação da capacidade de entrega a partir de dados de testes de pressão pode ser realizada através de uma abordagem empírica ou por meio de uma abordagem teórica.

Rawlins e Schellhardt (1935) mostraram uma correlação empírica entre a vazão e a pressão de escoamento estabilizada durante um período de escoamento válido para poços de gás. Nas análises, eles utilizaram dados de poços nos quais o estado pseudo-permanente havia sido alcançado.

$$q_g = C(p^2 - p_{wf}^2)^n \quad [46]$$

Os valores de C e n não são constantes, dependem da pressão. O valor de “ n ” pode variar desde 1,0 até 0,5, sendo 1,0 para escoamento laminar e 0,5 para escoamento turbulento. Estes valores podem ser calculados substituindo os dados de pressão e vazão obtidos durante pelo menos dois períodos de escoamento. A equação [46] representa a relação entre vazões de gás produzidas e suas correspondentes pressões dinâmicas de fundo, esta relação é conhecida como IPR (Inflow Performance Relationship)

Uma vez que se trata de uma correlação empírica, é provável a introdução de erro, especialmente para extrapolações distantes dos dados utilizados na construção da correlação. Esta equação é utilizada para estimar o potencial máximo do poço (*AOF - Absolute Open Flow Potential*), o qual representa a vazão teórica com a qual o poço poderia produzir se a pressão de fundo fosse a pressão atmosférica.

Em 1973, Fetkovich demonstrou que esta relação também poderia ser utilizada para poços de óleo.

Everinger e Muskat (1942) estudaram o efeito de escoamento multifásico no reservatório, seu impacto na capacidade de entrega de um poço que produz de um reservatório de petróleo com mecanismo de gás em solução. Os autores também examinaram o escoamento radial de gás e petróleo num meio poroso em regime permanente. Levine e Prats (1961) consolidaram estes estudos assumindo o declino da vazão de petróleo constante. Analogamente a reservatórios de petróleo com mecanismo de gás em solução, foram derivadas equações para o cálculo das vazões de gás e condensado em função da pressão (curvas IPR) para reservatórios de gás e condensado (GUEHRIA, 2000).

$$q_g = C \int_{p_{wf}}^{P_r} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} + R_s \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \partial p \quad [47]$$

Onde:

$$C = \frac{kh}{141.2 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad [48]$$

E para o condensado:

$$q_o = C \int_{p_{wf}}^{P_r} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} + R_v \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) \partial p \quad [49]$$

Onde “ R_s ” é a quantidade de gás dissolvida em petróleo a condições padrão (volume de gás dissolvido no petróleo do tanque) e “ R_v ” é o líquido que pode ser condensado no gás a condições padrão.

O AOF total para reservatórios de gás e condensado pode ser calculado pela soma das vazões de gás e condensado (equivalente em gás) para uma pressão dinâmica de fundo atmosférica. Infelizmente, estas correlações requerem que as variáveis utilizadas sejam estimadas a priori mediante diferentes simulações numéricas e tabuladas para cada pressão do reservatório.

Neste trabalho, a capacidade de entrega do poço foi determinada empiricamente ajustando-se dados do teste de pressão com vazões diferentes e determinando-se os coeficientes C e n apropriados, conforme exposto na Equação [46].

3 METODOLOGIA

Com o objetivo de caracterizar o reservatório de gás e condensado em estudo, foram avaliados dois testes de crescimento de pressão: um teste inicial e um teste final, realizado seis anos após o primeiro. Estes testes foram avaliados mediante dois modelos analíticos: um considerando escoamento monofásico e outro para escoamento bifásico.

Uma vez que estas análises não permitem descrever o comportamento dinâmico do reservatório entre os testes, nem prever o comportamento dinâmico futuro do reservatório, foi construído também um modelo numérico composicional para este fim.

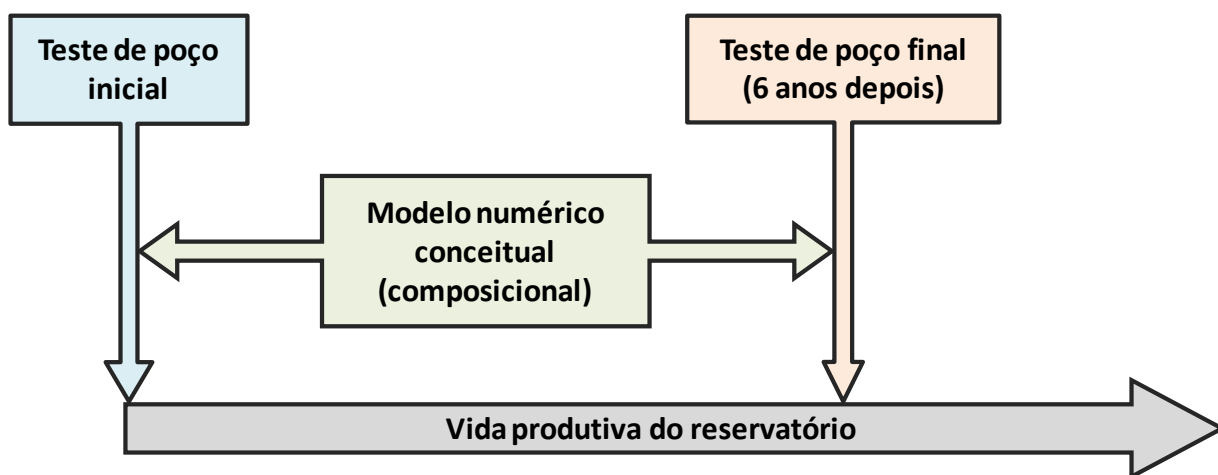


Figura 18– Representação esquemática da metodologia usada.

A seguir são descritos os dois métodos de análises utilizados para descrever o reservatório em estudo.

3.1 Métodos Analíticos

Os dados dos testes de pressão analisados por meio dos modelos analíticos possibilitaram a caracterização do reservatório para momentos específicos de sua vida produtiva.

O *primeiro teste de pressão* foi realizado no início da vida produtiva do reservatório, quando a pressão do reservatório era aproximadamente igual à pressão de orvalho sob condições estáticas. Os dados foram analisados mediante dois modelos, a saber:

- Um modelo monofásico, no qual se considera somente gás seco em torno do poço, o condensado presente é considerado imóvel e o efeito do condensado na permeabilidade relativa ao gás é desprezado, é considerado um reservatório homogêneo. Adicionalmente, foram analisados os dados de pressão utilizando a pseudopressão monofásica mediante um modelo radial composto. Neste caso, a análise foi realizada utilizando-se um *software* comercial de análise de teste de pressão transiente (Kappa-Ecrin 4.30.0). O modelo considerado foi um reservatório radial composto dividido em duas zonas: a zona interna correspondente à região com o banco de condensado e gás, e a zona externa correspondente à região contendo somente gás.
- Um modelo bifásico, baseado na teoria de regime permanente. O modelo bifásico inclui a formação de condensado quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho sob condições dinâmicas. Neste caso são admitidas somente duas regiões de escoamento no reservatório: uma região mais afastada do poço totalmente saturada com gás e uma segunda região mais próxima ao poço com escoamento de gás e de condensado em direção ao poço. Neste modelo não existe uma região com condensado imóvel, onde a saturação de condensado está abaixo da saturação crítica de condensado. Sendo assim, quando as duas fases coexistem, assume-se que ambas são móveis. Portanto, no modelo bifásico tem-se a tendência de superestimar a saturação de condensado.

O *teste de pressão final* foi realizado seis anos após iniciada a produção, quando a pressão média do reservatório já havia caído abaixo da pressão de orvalho, e o condensado estava presente em todo o reservatório sob condições estáticas. Os dados foram analisados mediante dois modelos: um modelo monofásico e um modelo bifásico, tal como no primeiro teste.

Neste teste, a análise com um modelo bifásico, visou investigar a aplicabilidade deste modelo para reservatórios com pressão média abaixo da pressão de orvalho.

Na Figura 19 é apresentado um fluxograma da análise transiente pressão dos testes e dos resultados obtidos em cada uma deles.

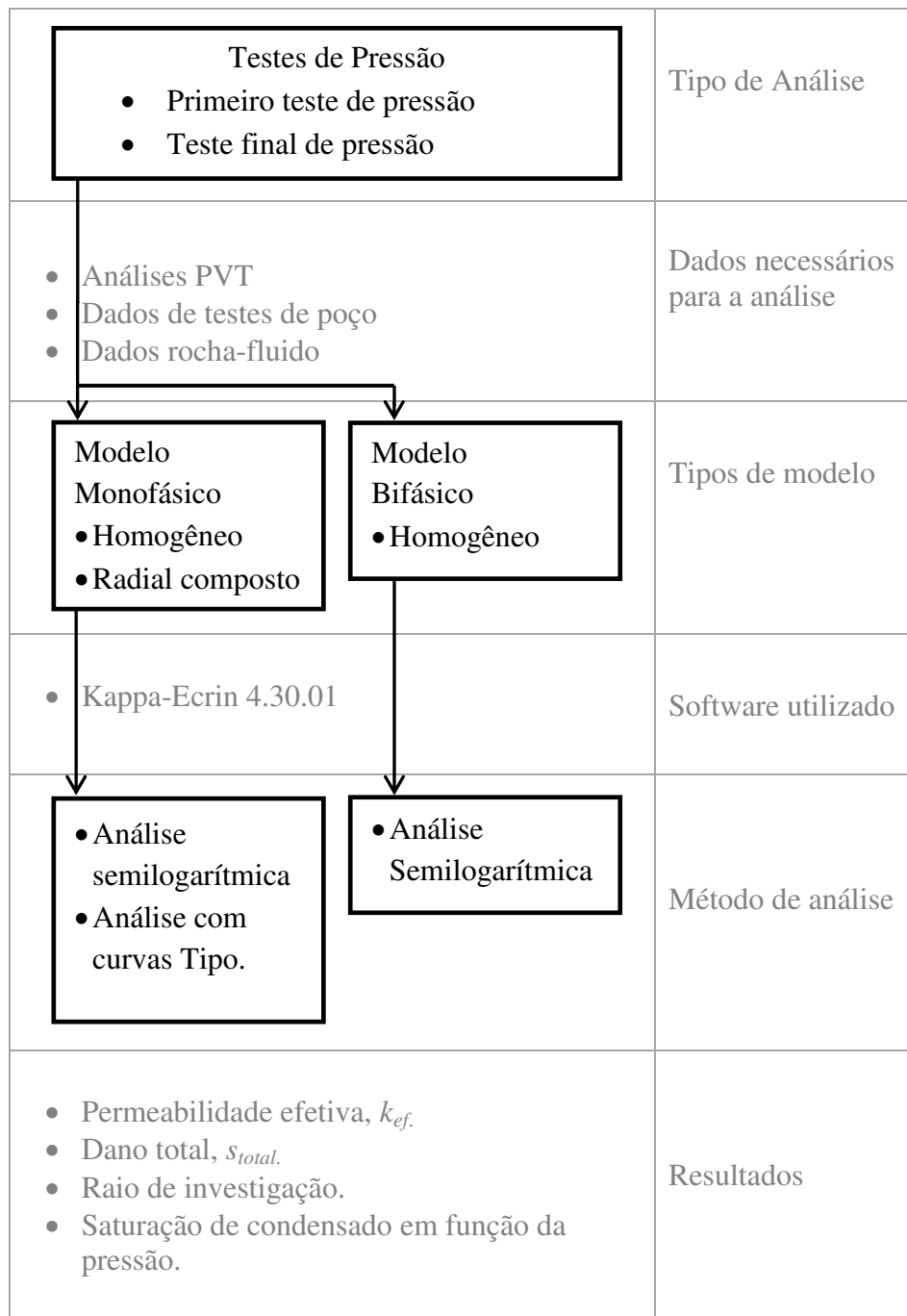


Figura 19 -Fluxograma dos procedimentos seguidos nas análises dos testes de pressão transiente.

3.2 Métodos Numéricos

Para a construção do modelo numérico foram empregados os resultados da interpretação dos testes de pressão, assim como dados de análise PVT, dados petrofísicos e dados rocha-fluido.

Na Figura 20 é apresentado um fluxograma das análises realizadas a partir do modelo numérico composicional, que foi construído visando à representação dinâmica do reservatório entre os testes de pressão transiente realizados no poço em estudo.

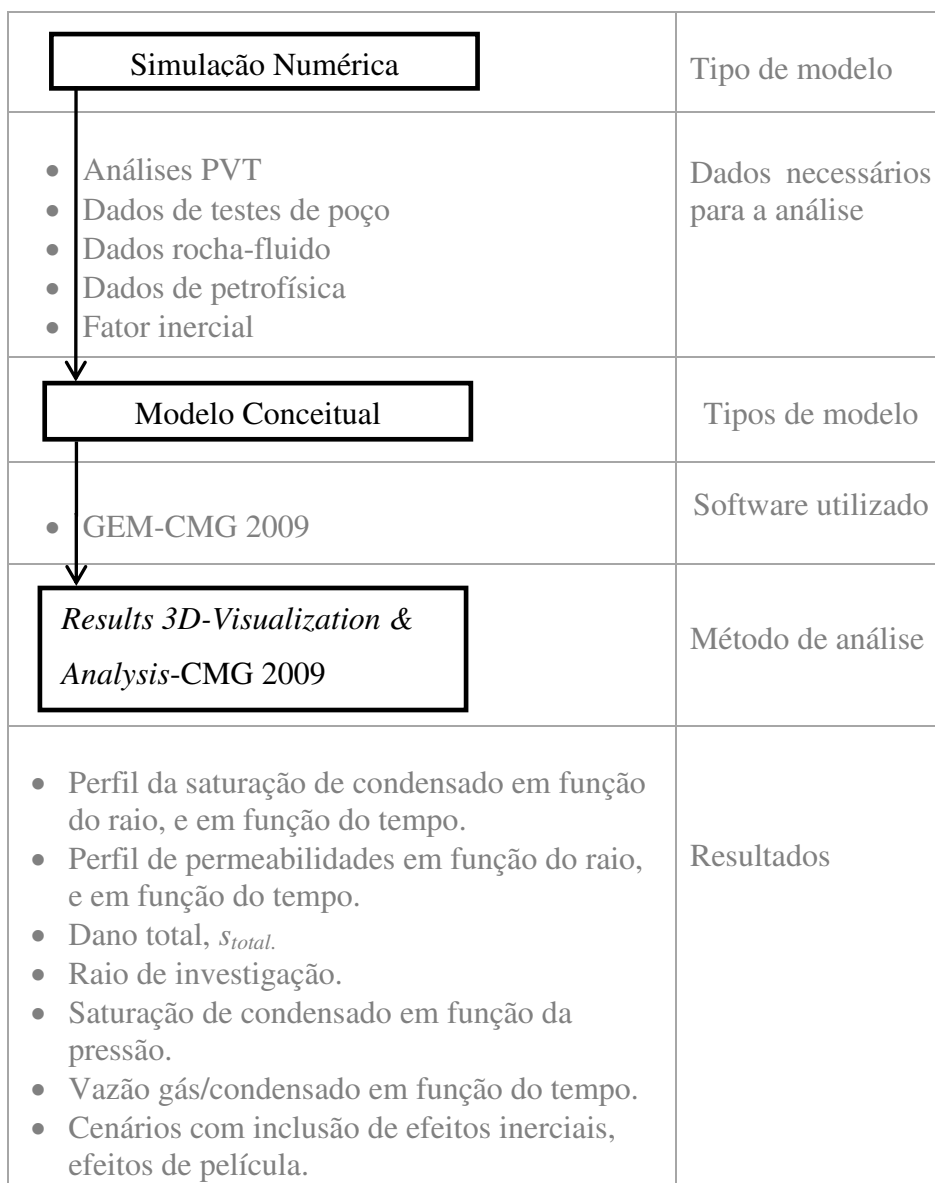


Figura 20 -Fluxograma dos procedimentos na construção do modelo de simulação numérica.

4 DESCRIÇÃO DOS DADOS DO RESERVATÓRIO

Neste capítulo são detalhadamente descritas todas as informações referentes a um campo real de gás e condensado. Todos os dados apresentados foram determinados pela empresa operadora, especificamente para este campo, e foram gentilmente cedidos para este estudo, sendo solicitada, entretanto a omissão de sua referência. As informações cedidas estão resumidas em:

- Dados de Análises PVT.
- Dados Petrofísicos (espessura líquida do reservatório, porosidade, compressibilidade da formação e permeabilidade absoluta e permeabilidades relativas).
- Dados de dois testes de poço (pressão de fundo e vazão durante os períodos de fluxo e crescimento de pressão).

4.1 Dados de Análise PVT

Neste item são apresentados estudos PVT das amostras de gás e condensado tomadas no separador de superfície, os quais compreendem os resultados da análise composicional e das análises CCE (Expansão à composição constante) e CVD (Depleção à Volume Constante) da amostra recombinada.

4.1.1 Coleta de amostras

As amostras foram tomadas no início da vida produtiva do reservatório em estudo. Um dos requisitos considerados durante a amostragem foi manter um escoamento estabilizado durante a coleta das amostras, já que a recombinação delas foi realizada à mesma proporção das vazões de gás e de condensado medidas no separador. Assim sendo, foram requeridas medidas precisas das vazões de gás e de condensado.

O período de fluxo ao qual o poço foi submetido compreendeu três vazões diferentes. A amostragem foi realizada na vazão menor, uma vez que se requer que as amostras sejam representativas do fluido do reservatório. Sob vazões maiores, a queda de pressão na região próxima ao poço é maior e isso favorece a deposição de frações mais pesadas do fluido (condensado) no reservatório, tornando a amostra tomada em superfície não representativa.

O esquema de teste de poço em superfície é mostrado na Figura 21. O fluxo é direcionado para o separador de alta pressão, no qual acontece a primeira separação de gás e condensado. Logo, o gás é passado para a produção e o condensado é direcionado para um separador de baixa pressão, no qual será efetuada a segunda separação. O gás oriundo do separador de baixa é passado para a produção e o condensado segue para um tanque sob condições atmosféricas.

O RGO reportado durante a amostragem é a relação da vazão de gás do separador de alta e a vazão de condensado depositado no tanque ($G1/C2$). Este valor dividido entre o fator volume de formação do gás obtido a través de uma simulação termodinâmica reproduzindo as etapas e condições empregadas na amostragem (fator que a sua vez é a relação de condensado do separador e condensado do tanque, $C1/C2$) resulta no RGO ($G1/C1$). Este RGO corrigido com o fator de compressibilidade do gás, é a relação utilizada nos estudos PVT, motivo da sua importância.

As amostras de gás e de condensado pressurizadas foram tomadas do separador de alta pressão e a amostra despressurizada de condensado foi tomada do tanque sob condições atmosféricas.

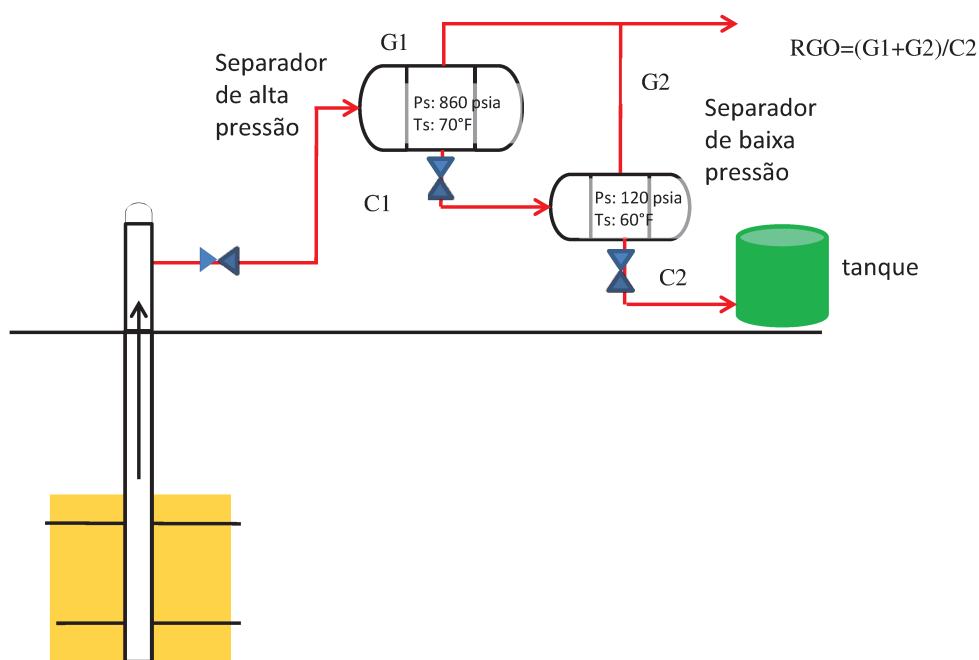


Figura 21 – Coleta de amostras para análises PVT

4.1.2 Análise Composicional

As amostras de fluidos (amostras de gás pressurizado, amostra de líquido pressurizado e amostra de líquido despressurizado) foram levadas a um laboratório contratado onde foram analisadas. Em seguida, as amostragens de gás e líquido foram re combinadas, em concordância com a relação gás-condensado (RGO) medida durante a operação de campo.

Composição das Amostras de Gás Pressurizadas

O estudo composicional da amostra de gás pressurizada foi realizado por cromatografia gasosa. Antes da análise, as amostras foram aquecidas a 528 R (20°C) acima da temperatura de amostragem para garantir a presença de uma única fase.

Composição do Líquido Despressurizado

O estudo composicional do líquido foi realizado por cromatografia gasosa (para componentes desde C1 até C19). Para quantificar a proporção de C20+, uma alíquota da amostra foi submetida a uma destilação até 1085 R (330°C). A composição da amostra de líquido foi obtida a partir da combinação dos resultados destes dois ensaios.

Composição do Líquido Pressurizado

O estudo composicional do líquido pressurizado foi realizado por análises composicionais das amostras de gás e de líquido obtidas em um ensaio de separação à pressão atmosférica. Estas correntes foram combinadas nas proporções determinadas no teste de poço (GOR), para obter a composição da amostra pressurizada.

A seguir, na Tabela 2, são apresentadas as frações molares do gás e do condensado tomados do separador em superfície, bem como a composição do fluido re combinado.

Tabela 2 - Composição das amostras do Gás e do líquido tomadas do separador e composição do fluido recombinação (GOR=25000scf/bbl, $P_{sep}=860\text{psi}$, $T_{sep}=530^{\circ}\text{R}$). (Laboratório de PVT contratado)

Componente	Gás do Separador (% molar)	Líquido do Separador	Fluido Recombinado
Nitrogênio	0.72	0.15	0.68
Dióxido de Carbono	0.30	0.14	0.29
Metano	83.73	24.55	79.42
Etano	9.98	11.34	10.08
Propano	3.44	10.41	3.95
i-Butano	0.43	2.62	0.59
n-Butano	0.75	6.04	1.13
i-Pentano	0.22	3.71	0.48
n-Pentano	0.19	4.50	0.51
Hexano	0.15	6.76	0.63
Heptano	0.07	7.63	0.62
Octano	0.02	8.36	0.63
Nonano	0.01	4.54	0.34
Decano	0.00	3.01	0.22
Undecano	-	2.00	0.15
Dodecano	-	1.30	0.10
Tridecano	-	1.02	0.08
Tetradecano	-	0.60	0.04
Pentadecano	-	0.43	0.03
Hexadecano	-	0.28	0.02
Heptadecano	-	0.21	0.02
Octadecano	-	0.14	0.01
Nonadecano	-	0.09	0.01

4.1.3 Expansão à Composição Constante (CCE)

As análises à composição constante foram realizadas à temperatura do reservatório (77°C) conforme ao procedimento descrito no Item 2.2.3.2 “Análises CCE”. A partir da análise foi determinada a pressão de orvalho, a qual foi aproximadamente 3100 psia. Adicionalmente foram obtidas a porcentagem de volume de condensado na célula, a densidade e o fator de compressibilidade do fluido na célula PVT (gás-condensado). Embora determinados aqui, estes dois últimos dados não foram utilizados no cálculo da pseudopressão, para o qual foram priorizados os dados obtidos das análises CVD.

Na Figura 22 é mostrada a porcentagem de volume de condensado na célula PVT, durante o processo de expansão.

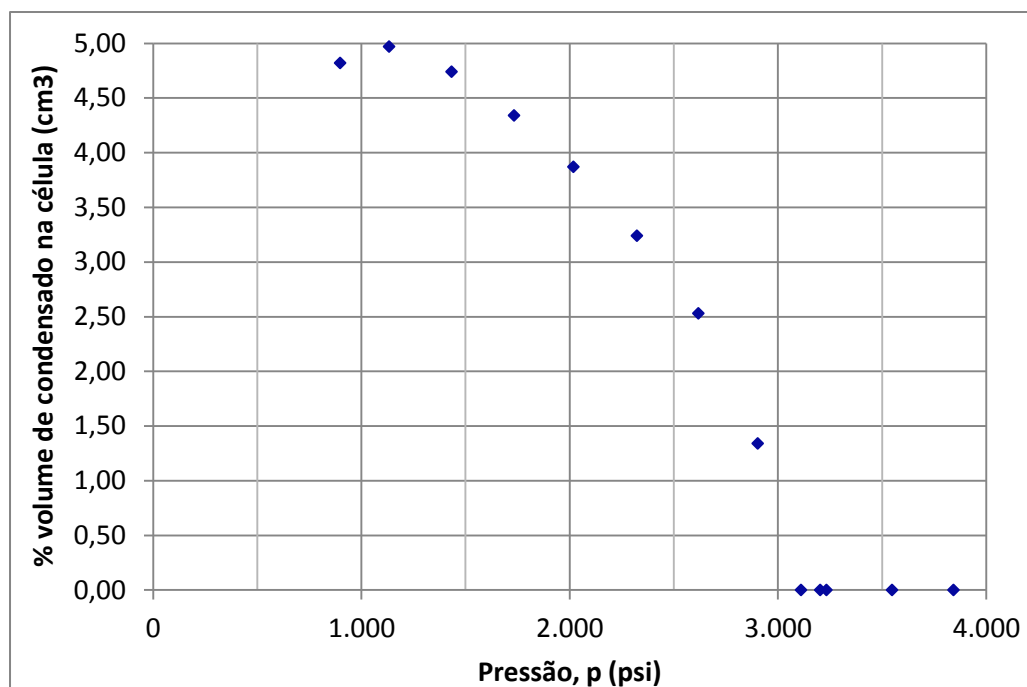


Figura 22–Porcentagem de volume de condensado na célula PVT durante a análise CCE (laboratório de PVT contratado)

Como pode ser observado, a uma pressão um pouco maior de 1000 psia o volume de condensado na célula começa-se a reduzir, devido ao fenômeno de revaporização do condensado.

4.1.4 Depleção a Volume Constante (CVD)

A análise CVD foi realizada à temperatura do reservatório em oito etapas, cada uma das etapas com pressões decrescentes desde a pressão do reservatório até a pressão atmosférica. Através desta análise foram medidas as porcentagens de gás liberado e de líquido depositado na célula durante a representação da depleção do reservatório (Figura 23). Além disso, foi calculado o fator de compressibilidade bifásico da mistura gás/líquido (Figura 24).

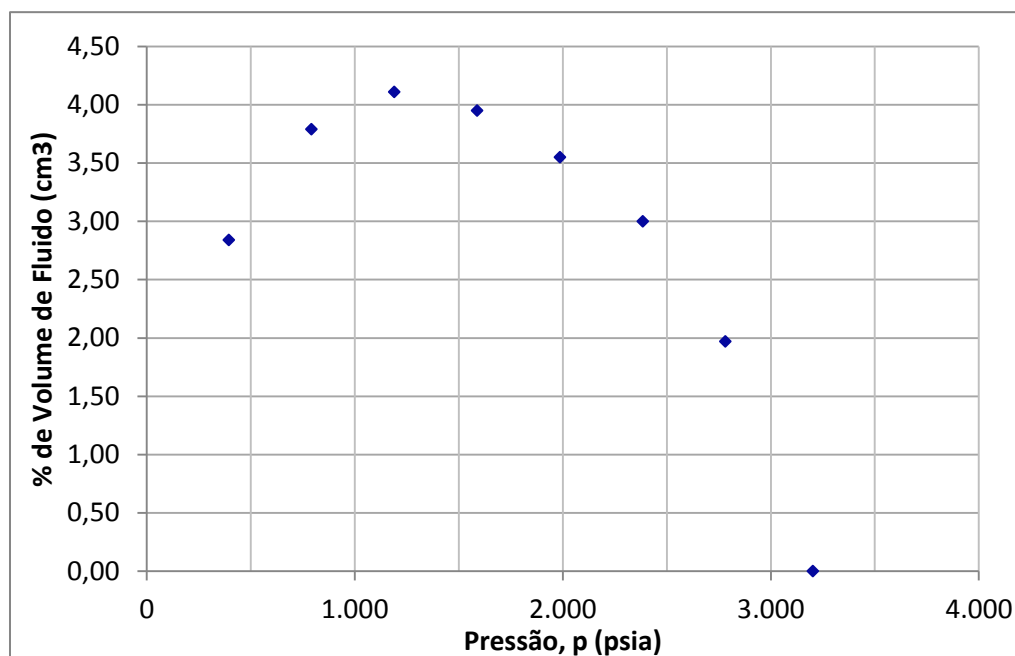


Figura 23 - Porcentagem de Volume de Fluido Retrógrado (condensado) depositado na célula numa análise CVD (laboratório de PVT contratado).

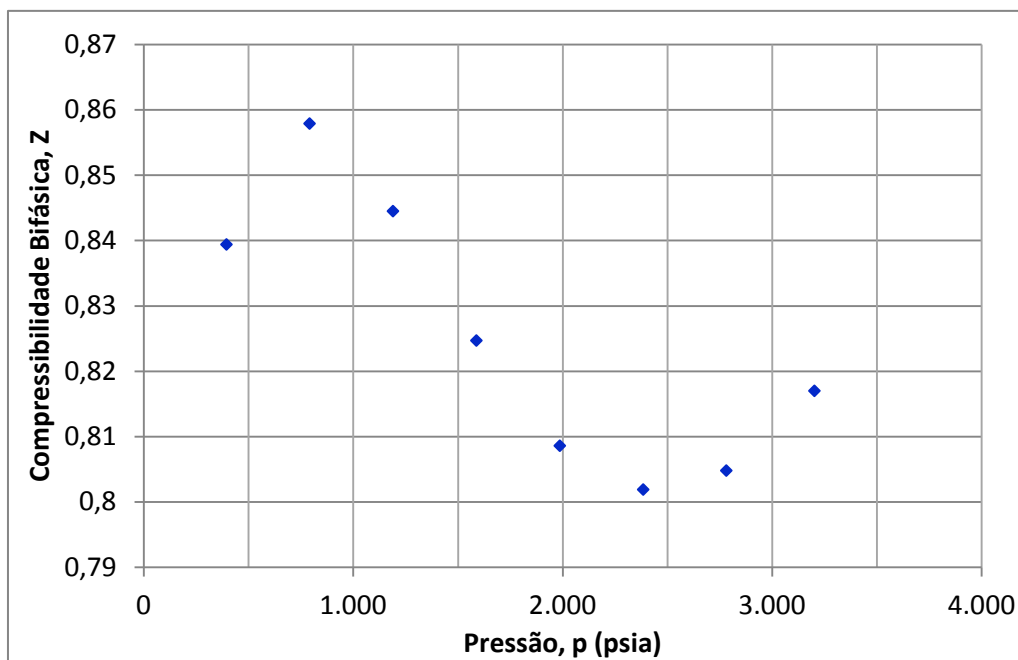


Figura 24–Fator de compressibilidade bifásico (laboratório de PVT contratado)

Da análise CVD, foram obtidos a viscosidade e o fator de compressibilidade do gás extraído da célula em função da pressão. Na Figura 25 e na Figura 26 são apresentadas estas propriedades.

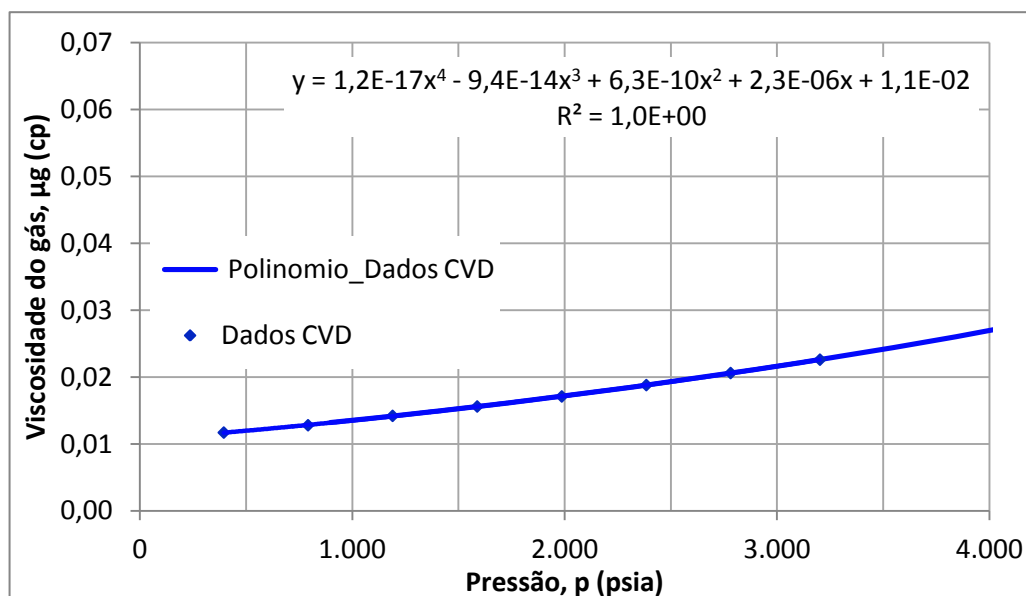


Figura 25– Viscosidade do gás

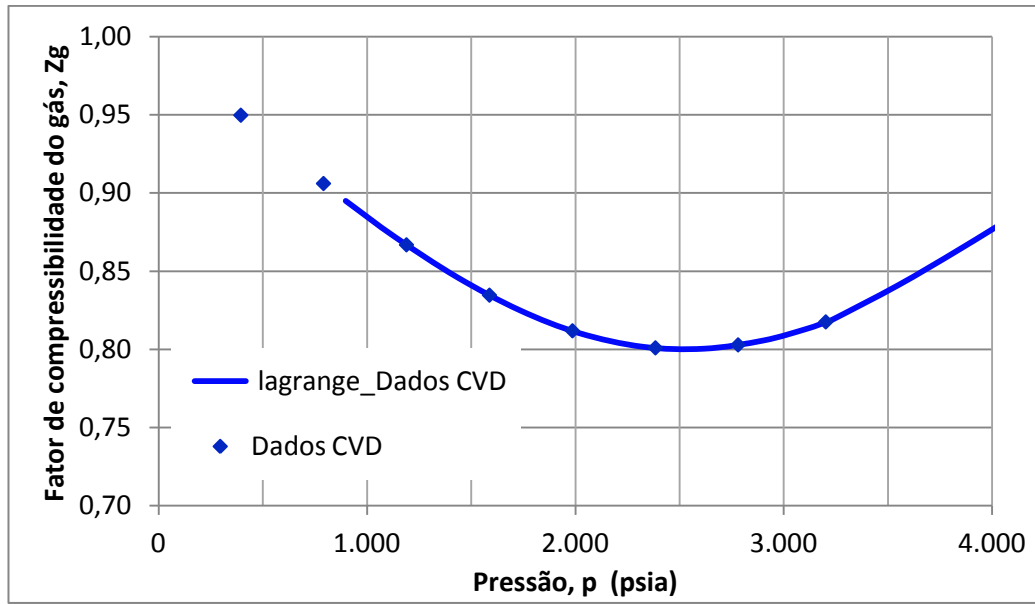


Figura 26– Compressibilidade do gás

A viscosidade do gás efluente foi calculada a partir da correlação de Kobayashi & Burrows, 1954, a qual pode ser encontrada em Rosa (2006).

Para o cálculo da viscosidade do condensado foi utilizada a correlação empírica de Beggs-Robinson (AHMED, T., 2007), expressa pela equação a seguir:

$$\mu_o = 10^{A(T-460)^{-1.163}} - 1 \quad [50]$$

onde: $A=10^{0.0324-0.02023API}$ e T é a temperatura em °R. A viscosidade do condensado é dada em centipoise (cp).

O fator de compressibilidade do condensado foi obtido através de uma relação entre as porcentagens molares de gás e de líquido na célula PVT, do fator de compressibilidade bifásica da mistura gás/líquido (Figura 24) e da compressibilidade do gás. A referida relação é representada através da Equação [51] (ROJAS, 2004).

$$Z_l = \frac{(Z_{bif} - Z_g V)}{L} \quad [51]$$

Na Figura 27 e na Figura 28 são mostradas a viscosidade e o fator de compressibilidade do condensado em função da pressão.

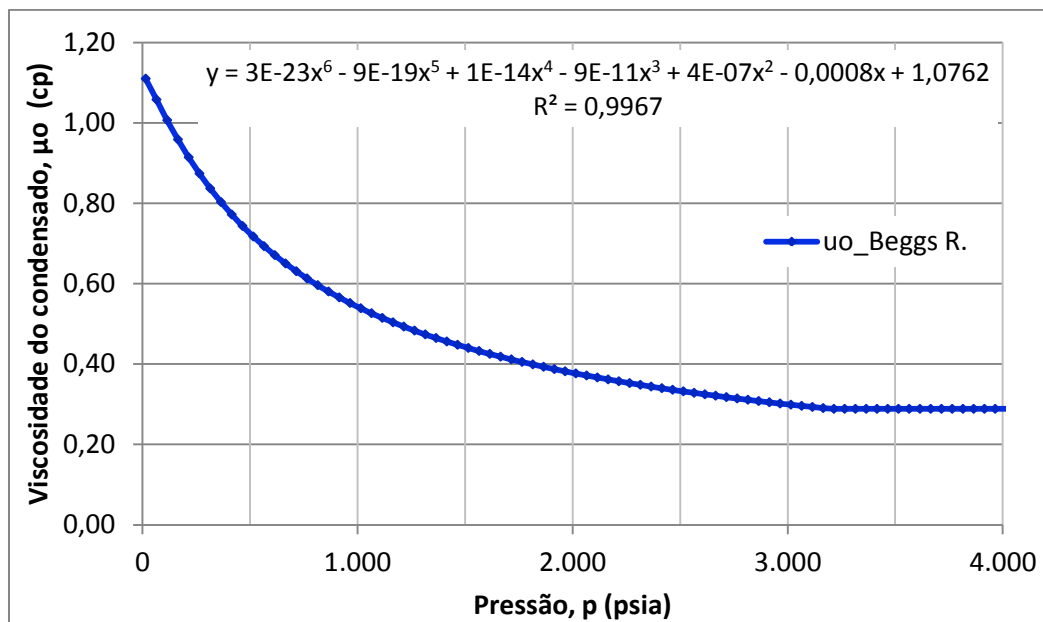


Figura 27– Viscosidade condensado

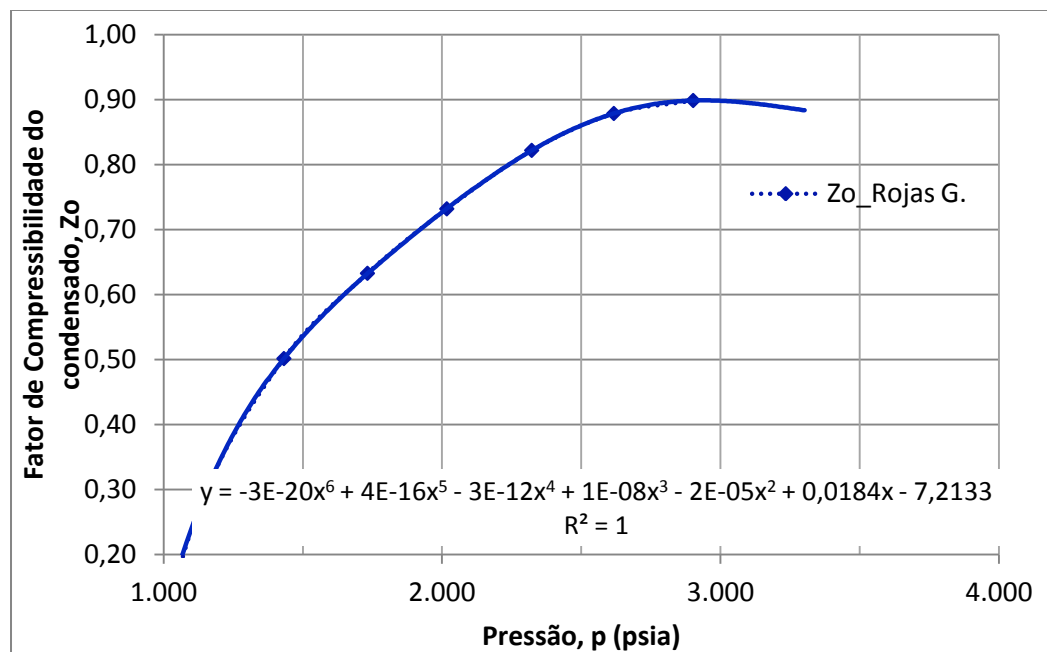


Figura 28– Fator de compressibilidade do condensado

4.2 Dados Petrofísicos

Neste estudo foram utilizados dados petrofísicos, os quais foram obtidos por métodos diretos, mediante análise de plugues de testemunhos, e por métodos indiretos mediante perfilagem de poços.

Na Tabela 3 foram sintetizadas as principais propriedades petrofísicas utilizadas neste estudo.

Tabela 3–Propriedades petrofísicas

PROPRIEDADE	VALOR (SIST.	VALOR (SI)
Porosidade	16 %	
Permeabilidade	250 mD	$2.47 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$
Espessura líquida	245 ft	74.68 m
Compressibilidade da formação	$3.5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/psi}$	$5.1 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Pa}$

Na Figura 29 é mostrada a perfilagem elétrica da formação em análise. [Na primeira coluna, estão os parâmetros litológicos da rocha (perfil de raios gama, *RG*); na segunda coluna, é representada a espessura líquida da formação (*NET PAY*); na terceira coluna, apresenta-se a resistividade da formação (perfil de resistividade, *P28H*, *P34H* e *P40H*) que acompanhados do fator de formação da rocha e da resistividade dos fluidos podem ser utilizados para a determinação da presença de hidrocarbonetos. Por último, na quarta coluna, estão a quantidade de fluido que há na formação (perfil de nêutrons ou porosidade, *TNPH*) e a densidade da rocha (perfil de densidade, *ROBB*). A partir da separação entre estas curvas (*TNPH* e *ROBB*), pode-se deduzir a presença de hidrocarbonetos no reservatório (WELEX TRAINING SYSTEM, 1984).

Cabe mencionar que a informação estimada dos perfis elétricos corridos neste poço não foi correlacionada com perfis de outros poços, por ser este o primeiro poço do campo em estudo.

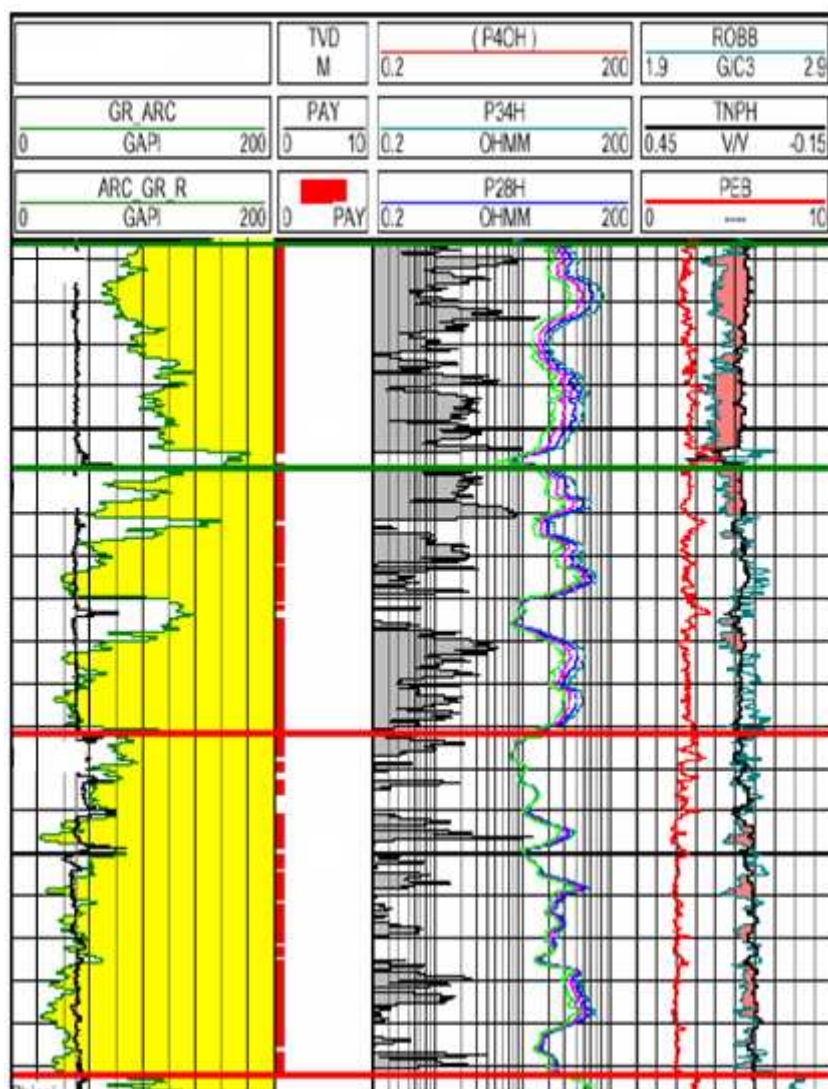


Figura 29–Perfilagem do reservatório em estudo (empresa prestadora de serviço contratada).

Neste trabalho foi utilizado um conjunto de curvas de permeabilidade relativa cedidas por um laboratório especialista em análises de testemunhos. Os testemunhos pertencem ao reservatório do campo de gás em estudo e foram submetidos a estudos SCAL (*Special Core Analysis Services*).

Nestes estudos, para medir a permeabilidade relativa do sistema gás-óleo (k_{rg} - k_{ro}) foi realizada a injeção de gás e de óleo no plugue do testemunho, sob condições de estado estacionário. A condição de estado estacionário permite controlar diretamente o escoamento fracionado das fases gás e óleo. No Apêndice B, foi detalhado o procedimento utilizado no laboratório para a medição das curvas de Krg-Kro.

Na Figura 30, pode ser observada a diminuição da permeabilidade efetiva ao gás em função da formação de condensado no reservatório. À medida que a saturação de condensado aumenta, a permeabilidade efetiva ao gás cai. Isto ocorre com maior sensibilidade no início, uma vez que o condensado passa a ocupar inicialmente o centro dos capilares de maior diâmetro. Com o aumento continuado da saturação de condensado, forma-se uma fase continua, e ao ser atingida a saturação crítica (aproximadamente 0.16 no gráfico), o condensado começa a fluir. A partir desse ponto a permeabilidade efetiva do condensado é maior que zero e aumenta, enquanto a permeabilidade efetiva ao gás continua diminuindo.

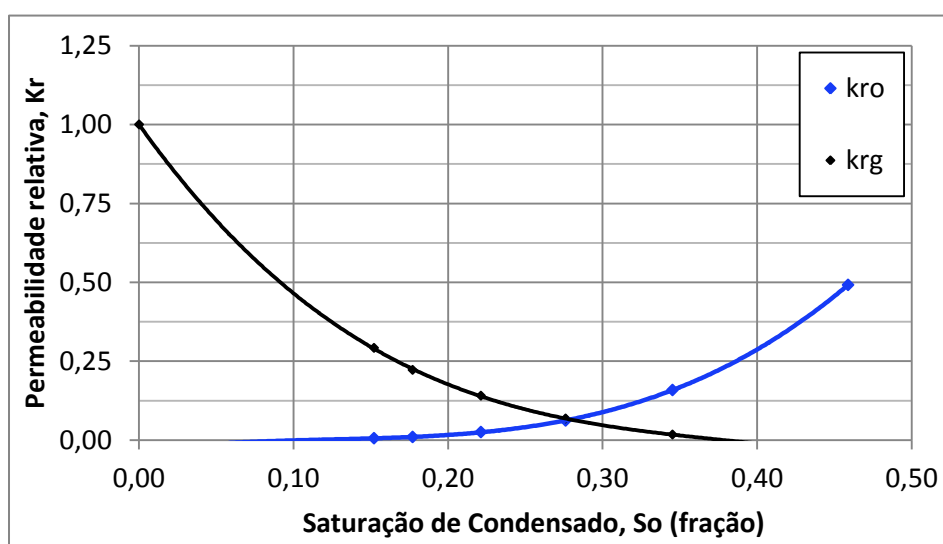


Figura 30—Curvas de permeabilidade relativa (Laboratório de Testemunhagens Contratado)

No sistema é considerada unicamente uma saturação de água mínima (saturação de água irreduzível), água que restou da água original (água conata) deslocada pela migração dos hidrocarbonetos.

4.3 Dados dos Testes de Pressão

Foram cedidos para este trabalho, dados de pressão e vazão monitorados num poço produtor do campo em estudo (Figura 31). Os dados de pressão correspondem a dados coletados por um sensor de fundo durante dois testes de pressão realizados em 2004 e em 2010, respectivamente. Cada um deles com períodos de fluxo e crescimento de pressão. O sensor de quartzo utilizado para o registro de pressão foi colocado 10 metros acima do topo da zona canhoneada. A vazão

mostrada corresponde à vazão extrapolada a partir de dados reais de vazão, monitorados regularmente num separador de superfície.

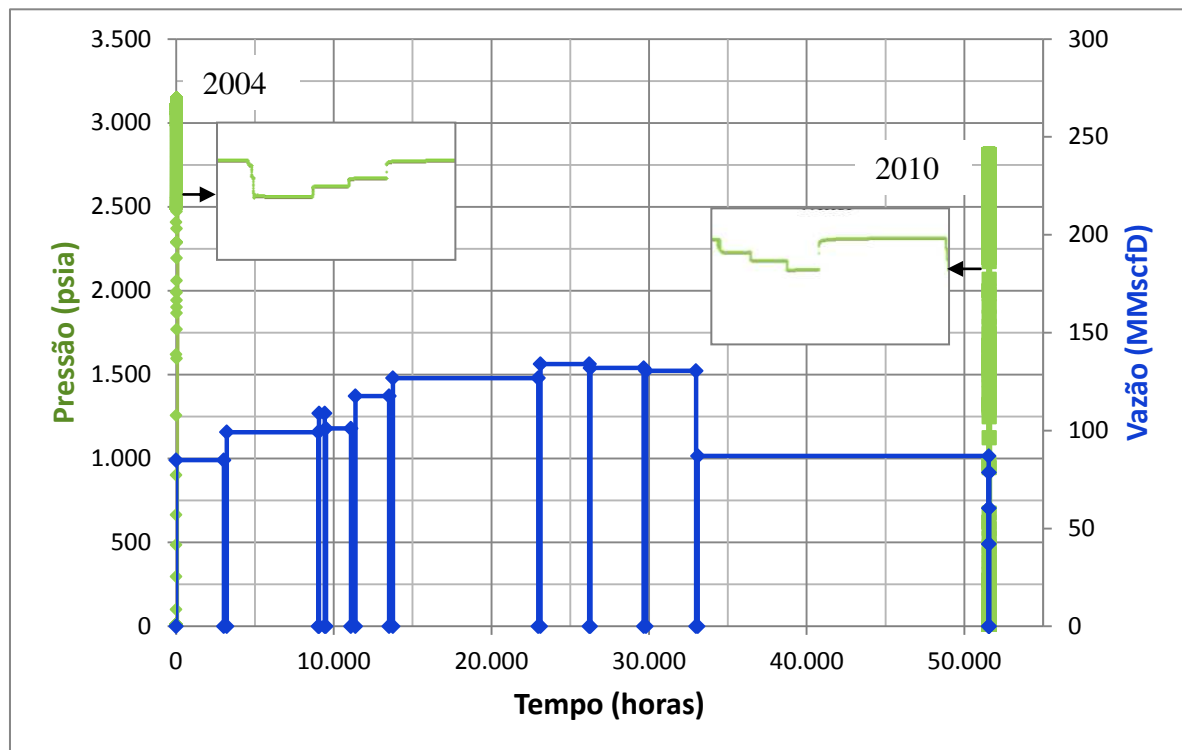


Figura 31 – Histórico de Vazão de Produção do poço e históricos de Pressão em 2004 e 2010

Na Figura 32 e Figura 33 são mostrados os históricos de pressão de fundo e de vazões de gás no início da vida produtiva do campo (2004) e após seis anos de produção (2010) respectivamente.

Do período de fluxo foram calculados os efeitos inerciais correspondentes, enquanto que a análise de pressão foi desenvolvida a partir de dados do período de crescimento de pressão, que em comparação com o teste de fluxo, não são afetados pelas flutuações na vazão e resultam em uma resposta com menor distorção, especialmente nas análises log-log.

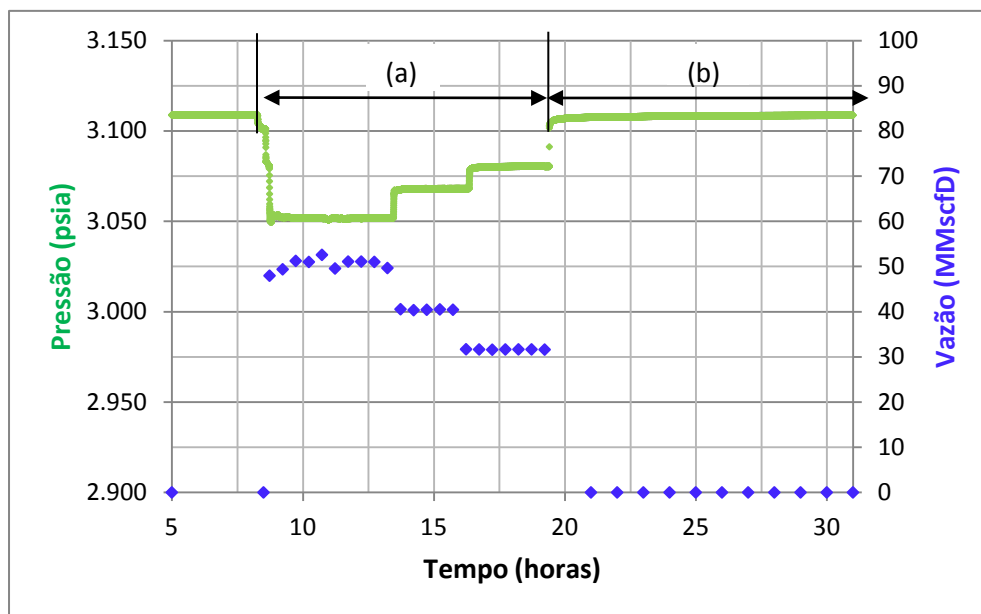


Figura 32 – Histórico de Vazão de Produção e de Pressão do poço em 2004. (a) Período de fluxo, (b) Período de crescimento de pressão

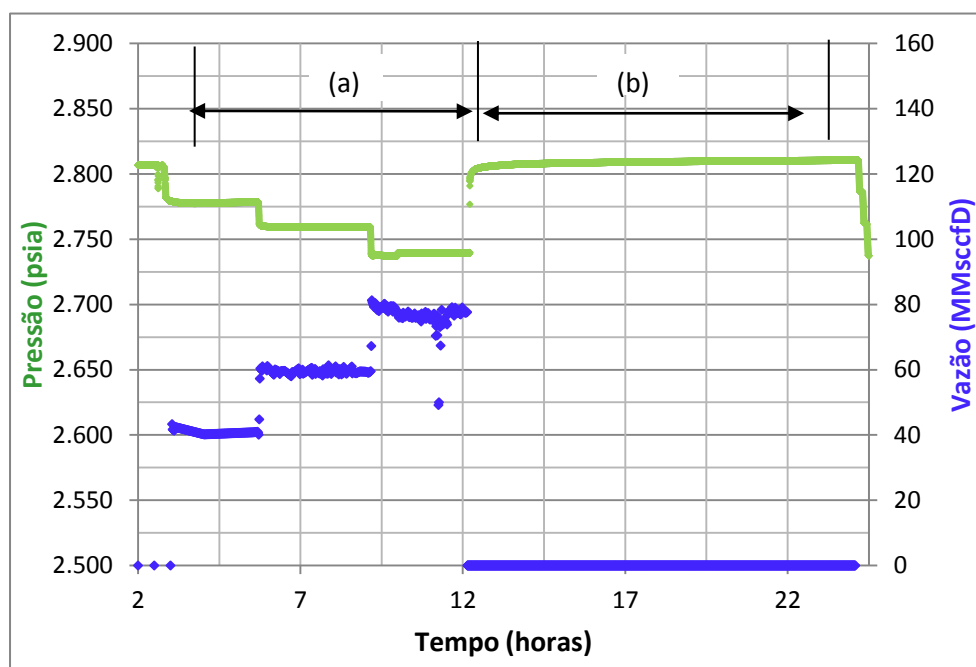


Figura 33 – Histórico de Vazão de Produção e de Pressão do poço em 2010. (a) Período de fluxo, (b) Período de crescimento de pressão

5 INTERPRETAÇÃO DOS DADOS DE PRESSÃO

A análise de teste de pressão é um meio primário importante para caracterizar o efeito de condensação retrógrada e seu impacto no comportamento do escoamento do gás em reservatórios de gás condensado. Entretanto, não é fácil obter um modelo único para a interpretação correspondente, e além disso, as técnicas convencionais atuais para caracterizar com precisão tais efeitos ainda estão sendo melhoradas. Motivos pelos quais é sumariamente importante apoiar os modelos analíticos desenvolvidos a partir de uma análise de teste de pressão, numa análise estruturada de informações do reservatório e dos fluidos.

Nesta seção, primeiro é descrita a construção dos modelos utilizados na análise e em seguida são expostos os resultados de análise de teste de pressão para cada um dos testes realizados.

5.1 Modelo de escoamento monofásico e bifásico

Para a análise de cada teste de pressão transiente foram construídos dois modelos analíticos, considerando escoamento monofásico e escoamento bifásico. Na construção destes modelos foi necessária a determinação da pseudopressão monofásica e bifásica, para os quais foram utilizados os dados expostos no capítulo anterior. A seguir, é descrito o procedimento utilizado para a determinação das pseudopressões.

5.1.1 Determinação da Pseudopressão Monofásica em função da pressão

No desenvolvimento do modelo monofásico, Figura 34, foi necessário o cálculo da pseudopressão monofásica (Equação [6]). Para seu cálculo, é preciso conhecer os valores de viscosidade e de compressibilidade do gás (μ_g , z_g) em função da pressão, cujas relações foram obtidas dos dados de PVT (vide Figura 25 e Figura 26).

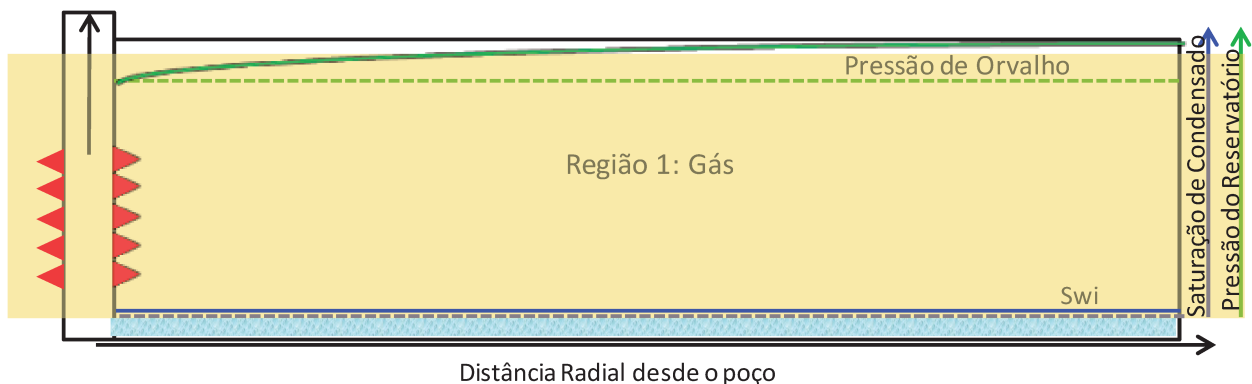


Figura 34 -Modelo do reservatório considerando escoamento de uma fase

Os valores de viscosidade e de compressibilidade do gás em função da pressão, obtidos pelas análises CVD, foram interpolados para os valores da pressão estática, $p_{ws}(t)$, de cada um dos dois testes de crescimento de pressão desenvolvidos no poço. Na determinação da viscosidade foi utilizada uma relação polinomial e na determinação da compressibilidade uma interpolação (interpolação de Lagrange). Vide valores em verde e em azul respectivamente nas figuras abaixo.

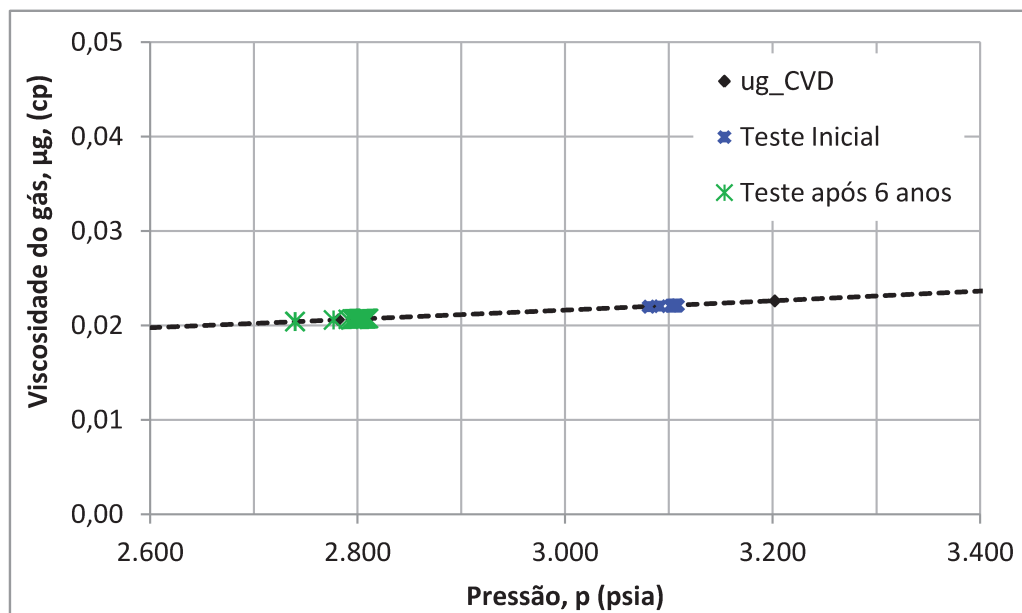


Figura 35 -Viscosidade do gás nas condições dos testes de crescimento de pressão inicial e após 6 anos.

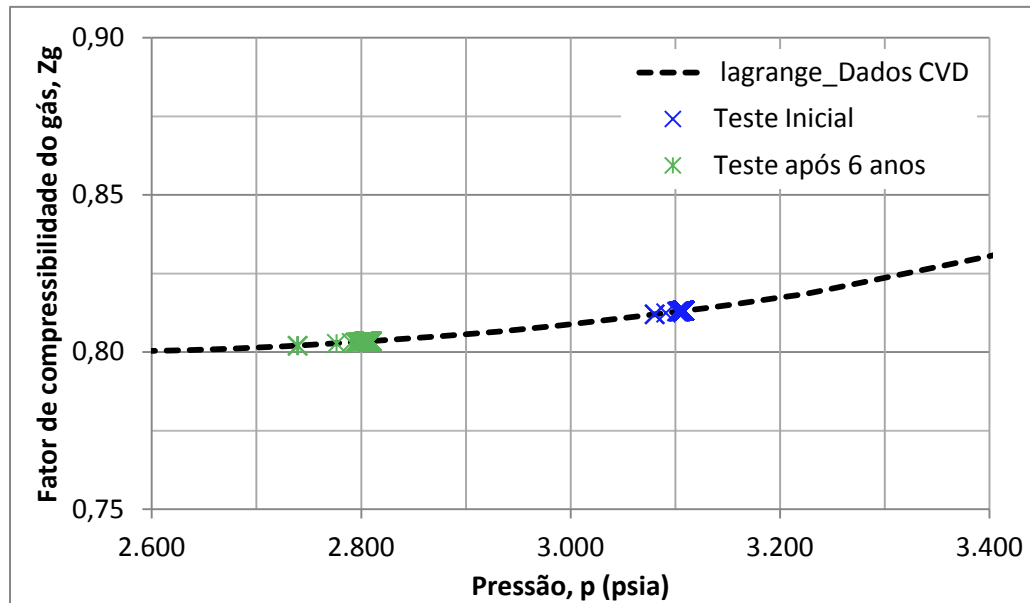


Figura 36 -Compressibilidade do gás nas condições dos testes de crescimento de pressão inicial e após 6 anos

Com a viscosidade e o fator de compressibilidade em função da pressão, foi calculada a integral da pseudopressão monofásica, $m(p)$, em termos dimensionais, para cada teste de pressão, utilizando-se a Equação [6]. Os resultados são mostrados na Figura 37 e na Figura 38, para o Teste Inicial e para o Teste Final, respectivamente.

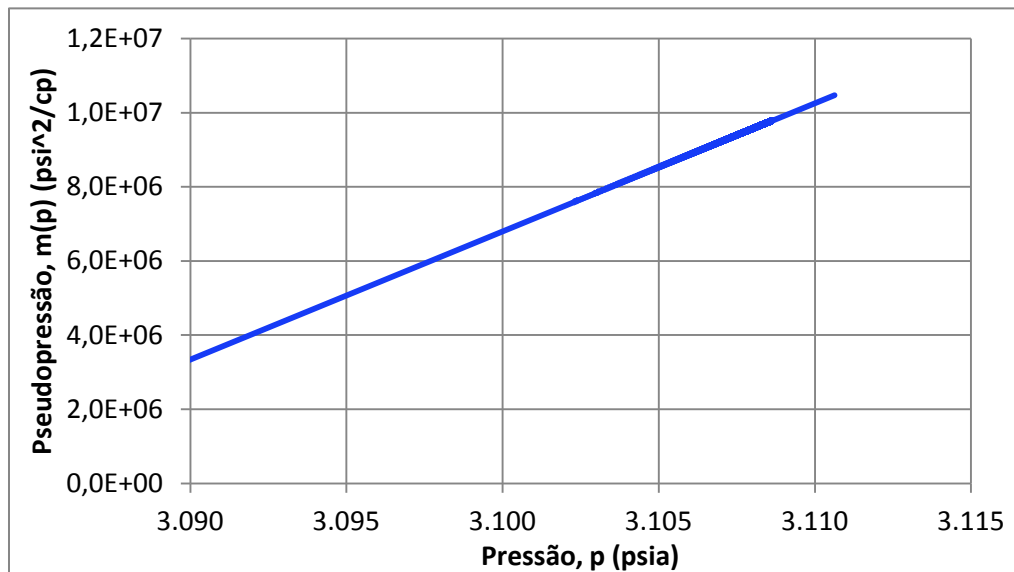


Figura 37 -Pseudopressão de gás, $m(p)$. Teste Inicial

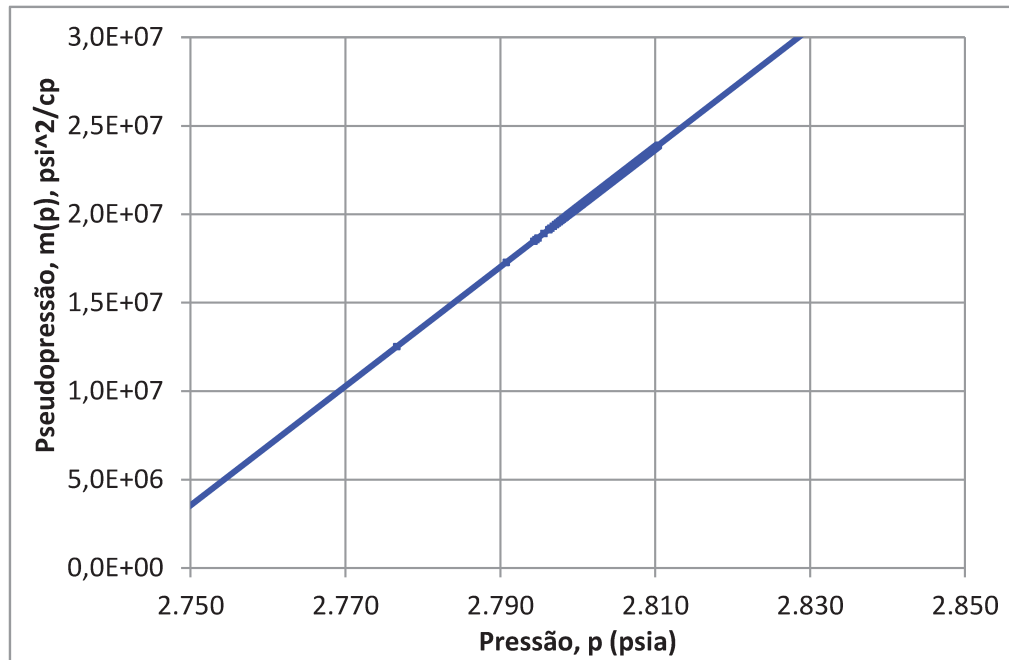


Figura 38 -Pseudopressão de gás, m(p). Teste após de 6 anos de produção

5.1.2 Determinação da Pseudopressão Bifásica em função da pressão

Para a aplicação do modelo bifásico, representado na Figura 39 é necessário resolver a integral da pseudopressão bifásica (Equação [18]) e para isso, é necessário determinar as propriedades do gás e do condensado em função da pressão.

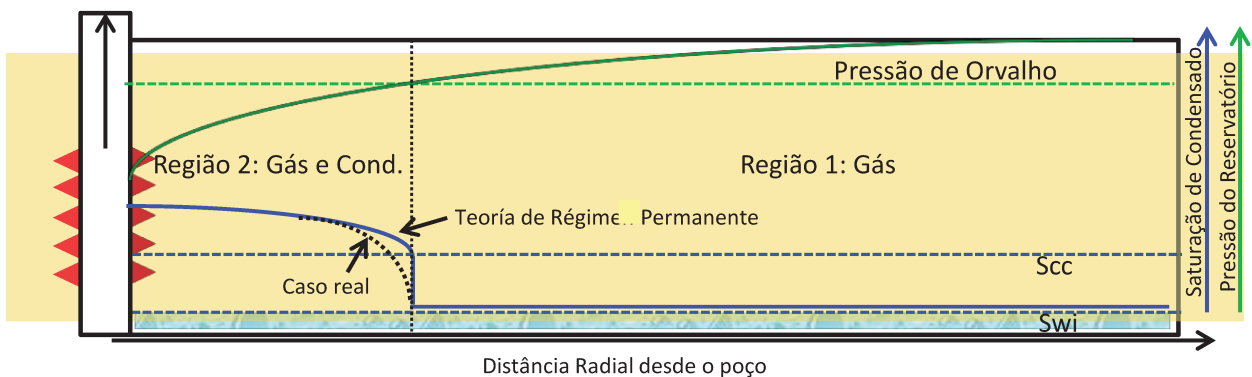


Figura 39 -Modelo do reservatório considerando fluxo de duas fases

As viscosidades e os fatores de compressibilidade do gás foram encontrados como mostrado na seção anterior, enquanto as viscosidades e os fatores de compressibilidade do condensado foram determinados mediante os dados de análises PVT a través das relações mostradas na figura Figura 27 e na Figura 28, respectivamente. A seguir, as propriedades para cada ponto de pressão do teste de crescimento de pressão.

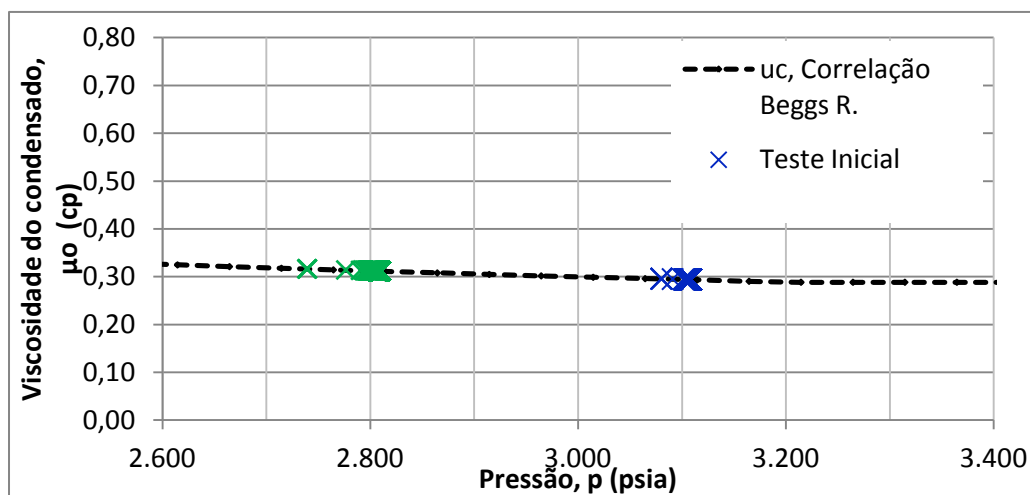


Figura 40 -Viscosidade do condensado nas condições dos testes de crescimento de pressão up inicial e após 6 anos.

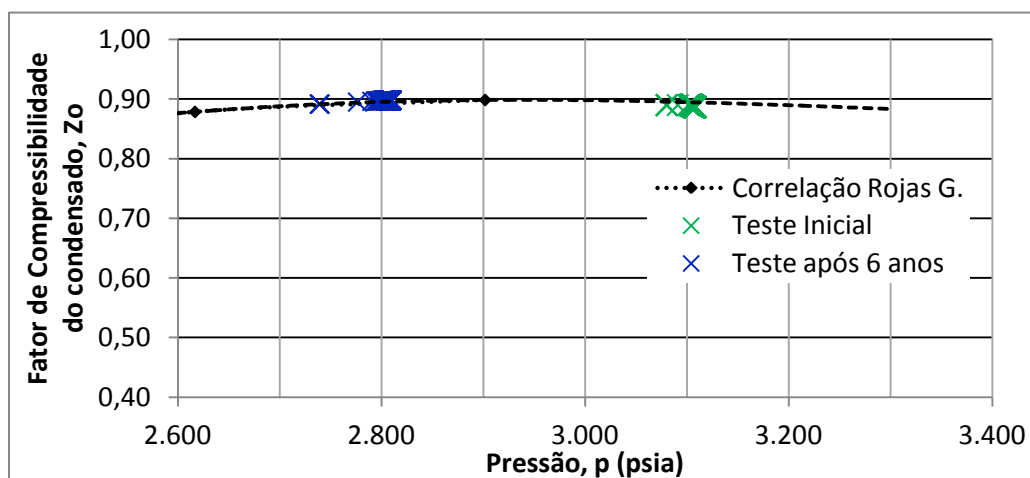


Figura 41 -Compressibilidade do condensado nas condições dos testes de crescimento de pressão inicial e após 6 anos

No cálculo da pseudopressão bifásica foi também necessário o cálculo das permeabilidades relativas ao gás e ao condensado em função da pressão. Neste estudo tem-se um conjunto de

curvas de permeabilidade relativa obtidas de análises realizadas em amostras de testemunhos, submetidas a testes em regime permanente. As curvas de permeabilidade relativa são função da saturação (vide Figura 30), e, portanto, é necessária uma relação adicional entre a saturação e a pressão para relacionar os valores de permeabilidade relativa em função dos dados de pressão do teste de poço. Para isso foi utilizada a relação dada por Jones e Raghavan (baseada na teoria de regime permanente) apresentada no Item 2.3.2.1.

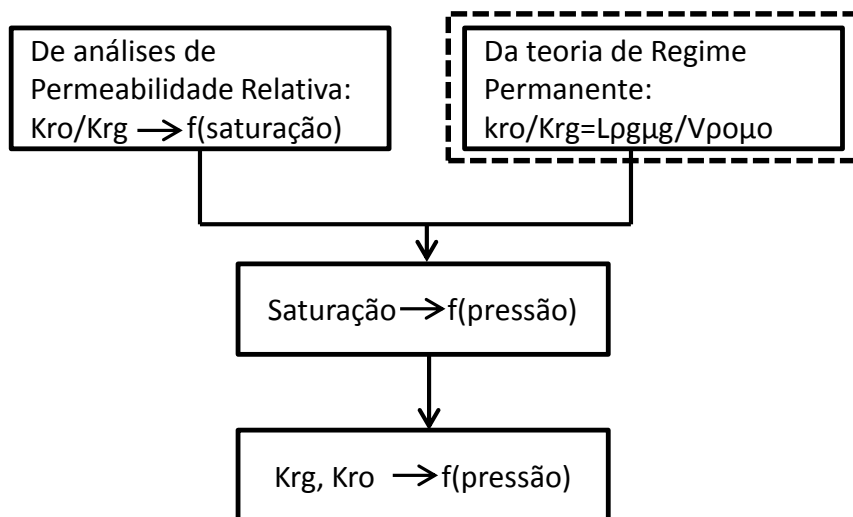


Figura 42 -Fluxograma do cálculo das propriedades para o cálculo de $m(p)$ considerando duas fases

A relação dada por Jones e Raghavan é a razão de permeabilidades relativas como uma função da pressão. Entretanto, usando as curvas de permeabilidade relativa se estimou a saturação de condensado. Resultado da combinação destas duas relações foi calculada a saturação de condensado em função da pressão, representada na Figura 43.

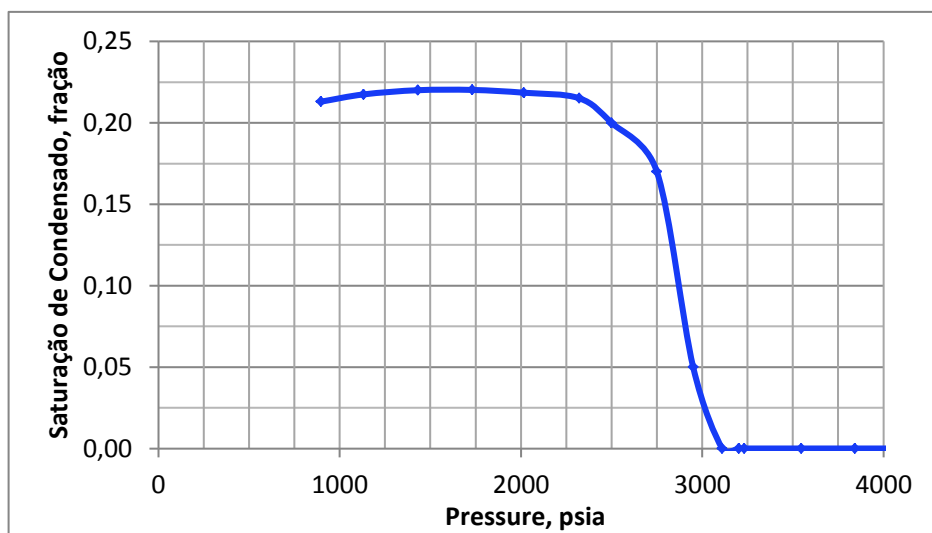


Figura 43 -Relação de Pressão e Saturação de Condensado

Mediante as propriedades do gás e do condensado em função da pressão, foi calculada a integral da pseudopressão bifásica, $m^B(p)$, em termos dimensionais, para os testes de crescimento de pressão inicial e final. Vide Figura 44 e Figura 45, respectivamente.

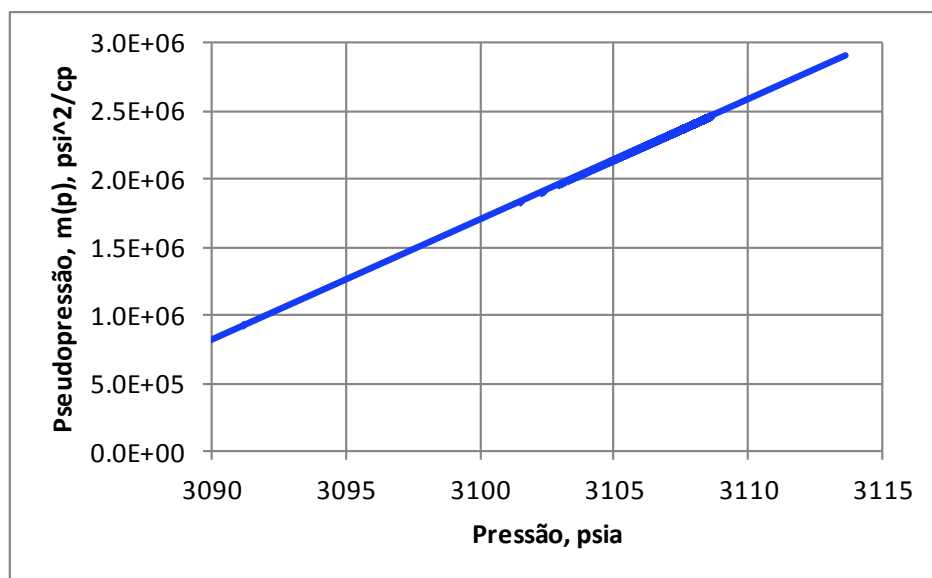


Figura 44 -Pseudopressão bifásica, $m^B(p)$. Teste Inicial

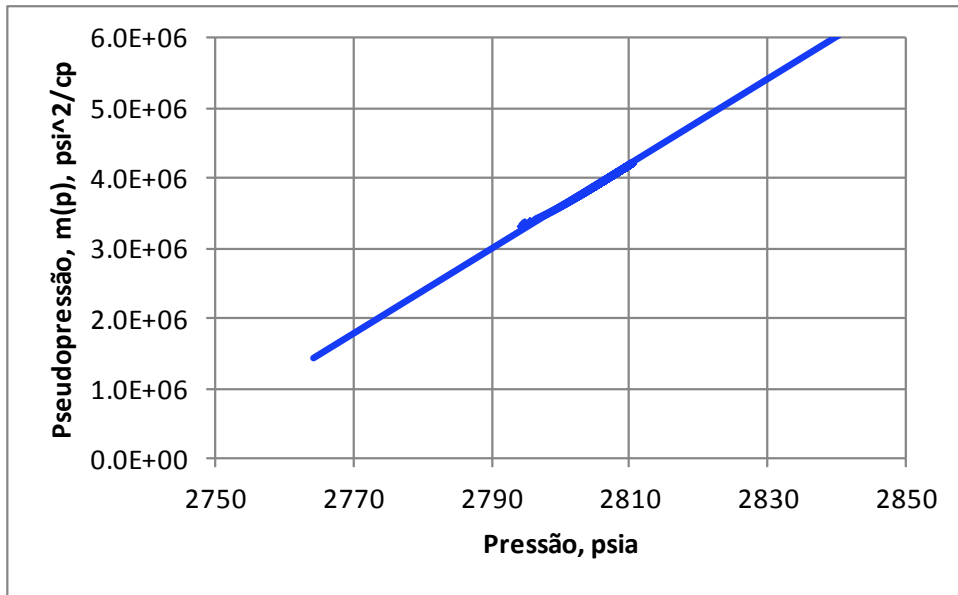


Figura 45 -Pseudopressão bifásica, $m^B(p)$. Teste final

5.2 Aplicação e Resultados da Análise de Testes de Poços:

Nesta seção, os dados de pressão são interpretados. São apresentados os resultados determinados para os métodos de pseudopressão monofásica e pseudopressão bifásica, sendo que no primeiro caso foram realizadas a análise convencional (método de Horner ou gráfico semilogarítmico da variação da pseudopressão em função do tempo de Horner normalizado) e análise por curva tipo para o modelo de reservatório radial composto (gráfico log-log da variação da pseudopressão em função do tempo). Em seguida, no caso da pseudopressão bifásica, os dados foram analisados utilizando-se o método convencional.

5.2.1 Teste Inicial de Crescimento de Pressão

O teste inicial foi realizado no início da vida produtiva do campo, quando a pressão do reservatório era 3110 psia, considerada aproximadamente igual à pressão de orvalho.

Para a interpretação do teste, foram utilizados os parâmetros apresentados na Tabela 4.

Tabela 4–Parâmetros utilizados na análise do teste inicial

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Tempo de produção antes do fechamento	t_p	11	h
Viscosidade do gás na pressão inicial	μ_{gi}	0.0226	cp
Compressibilidade do gás na pressão inicial	c_{gi}	0.000316	psi ⁻¹
Produto entre a viscosidade e a compressibilidade do gás na pressão inicial	$(\mu_g * c_g)_i$	7.142E-06	cp.psi ⁻¹
Viscosidade do gás na pressão estática	μ_{gs}	variável	cp
Compressibilidade do gás na pressão estática	c_{gs}	variável	psi ⁻¹
Produto entre a viscosidade e a compressibilidade do gás na pressão estática	$(\mu_g * c_g)_s$	variável	cp.psi ⁻¹
Temperatura na condição de superfície	T_{sc}	520	R
Pressão na condição de superfície	P_{sc}	14.7	psia
Temperatura no reservatório	T	630	R
Vazão nas condições de superfície	q_{sc}	30000	MscfD
Espessura da formação	h	244.4	ft
Raio do poço	r_w	0.5104	ft
Porosidade	ϕ	0.1639	

5.2.1.1 Pseudopressão Monofásica

Depois de resolver a integral de pseudopressão monofásica, a variação da pseudopressão em função do tempo de Horner normalizado foi plotada num gráfico semilogarítmico como se mostra na Figura 46.

Na análise semilogarítmica, a inclinação da reta é inversamente proporcional à permeabilidade ao gás, ou seja, a redução da inclinação corresponde a um aumento da permeabilidade ao gás. Na Figura 46, pode ser distinguida uma primeira inclinação nas primeiras 0.08 horas (tempo de Horner ~5000 até 190), a qual obedece a um raio de 147ft (45m) e uma permeabilidade de 130 mD. Em seguida, a inclinação diminui gradualmente (inclinação da reta N°1 > inclinação da reta N°2), o que corresponde a um aumento da permeabilidade na direção

radial desde o poço, permeabilidade de 230 mD. Este comportamento pode ser atribuído à formação de condensado na região mais próxima ao poço.

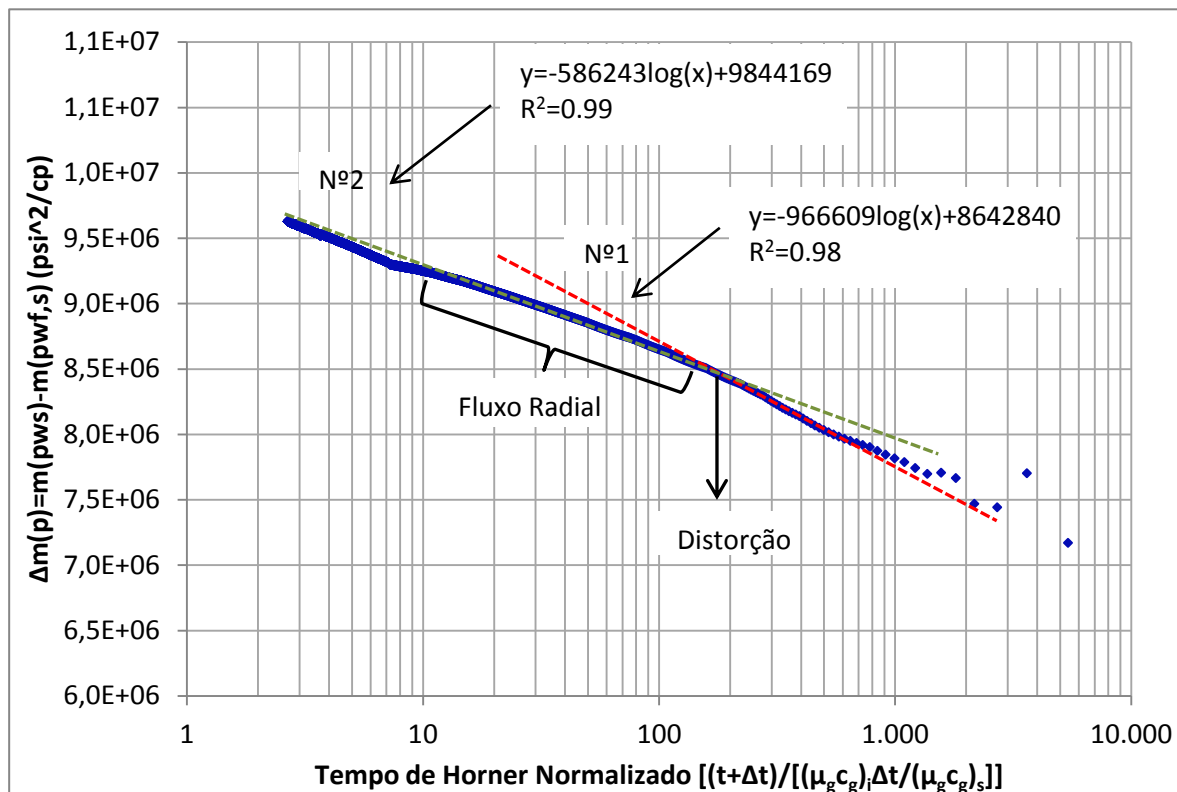


Figura 46 -Gráfico de Horner para o teste de crescimento de pressão inicial. Pseudopressão monofásica.

Por conseguinte, da análise semilogaritmica dos dados de pressão analisados neste estudo pode-se encontrar diferentes valores de permeabilidade para diferentes “ Δt ”. O ponto crucial da análise por este método reside na determinação da linha reta semilogaritmica.

Um método alternativo é o método de análise log-log, o qual é baseado no ajuste dos dados de teste com curvas tipo, para determinar os parâmetros do poço e do reservatório. A análise log-log tem a vantagem de possibilitar a distinção, com maior facilidade, das diferentes características da resposta de pressão. Esta é a principal diferença de outro tipo de análise.

Razão pela qual, a seguir é apresentada a análise log-log para os dados de pressão deste teste mediante um modelo radial composto.

- **Modelo Radial Composto – Análise log-log**

Usando a pseudopressão monofásica, foram analisados os dados de pressão dos testes de crescimento de pressão utilizando-se um modelo radial composto. A análise foi realizada utilizando o software comercial *Kappa 4.30.03*. O modelo considerado foi um reservatório radial composto dividido em duas zonas: a zona interna correspondente à região com o banco de condensado e gás, e a zona externa correspondente à região contendo somente gás.

Na análise, observa-se uma primeira estabilização depois dos efeitos do poço (estocagem), a qual é ajustada com uma permeabilidade ao gás mais baixa, que corresponde à região de duas fases. A segunda estabilização tem uma permeabilidade maior, que corresponde à região de escoamento monofásico, região na qual a pressão do reservatório ainda é aproximadamente igual à pressão de orvalho.

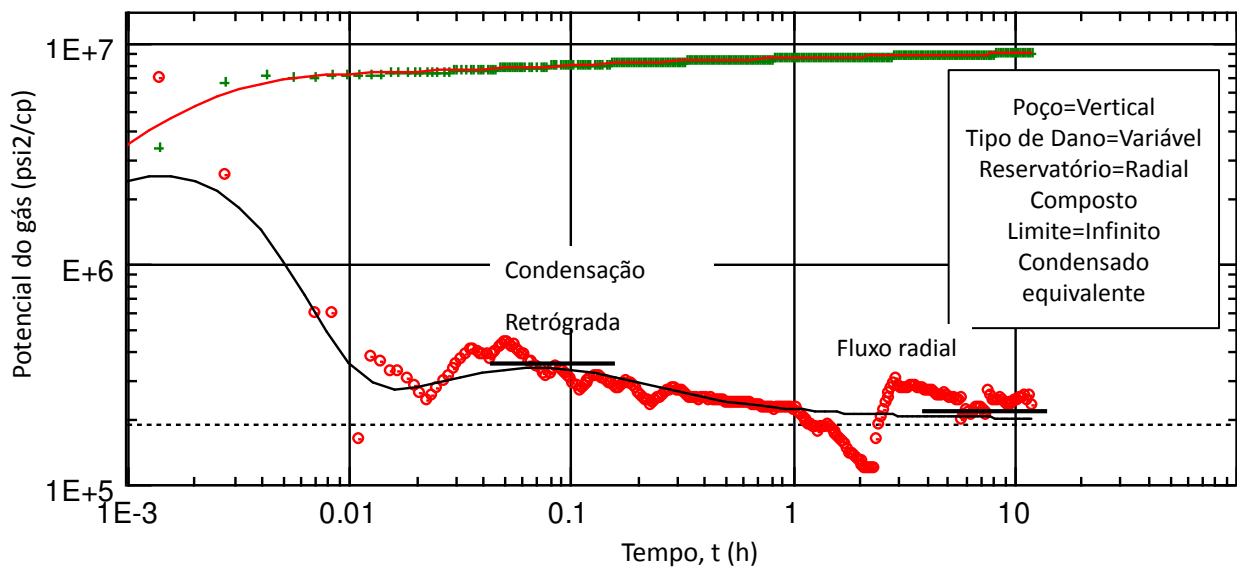


Figura 47 -Análise log-log, modelo monofásico do teste crescimento de pressão inicial

A análise *log-log* comprovou a análise semilogaritmica anteriormente realizada, os resultados foram semelhantes e estão resumidos na Tabela 5.

Tabela 5– Parâmetros utilizados na análise do segundo teste

Tipo de Análise	Pressão inicial (psia)	Kef (mD) a $r > 400\text{ft}$	Raio inv (ft) a $t=0.08\text{h}$	Kef (mD) entre 0-147ft	Dano Total, s
Pseudopressão monofásica e análise convencional	3110	230	147	130	12
Pseudopressão monofásica e análise log-log	3110	268	147	180	12

É importante mencionar que a permeabilidade efetiva do gás na primeira estabilização corresponde à permeabilidade na região de condensação retrógrada na proximidade do poço. Condensação devido a uma queda de pressão correspondente a uma vazão de 30 MMscfD (vazão média utilizada na análise do teste de pressão).

5.2.1.2 Pseudopressão Bifásica (Método de Regime Permanente)

Resolvida a integral de pseudopressão bifásica, foi construído o gráfico semilogarítmico da variação de pseudopressão em função do tempo de Horner normalizado, como se mostra na Figura 48. Pode-se observar que em comparação com o modelo monofásico a inclinação da reta semilogarítmica não tem variações drásticas. A permeabilidade efetiva encontrada corresponde à permeabilidade na região mais afastada do poço.

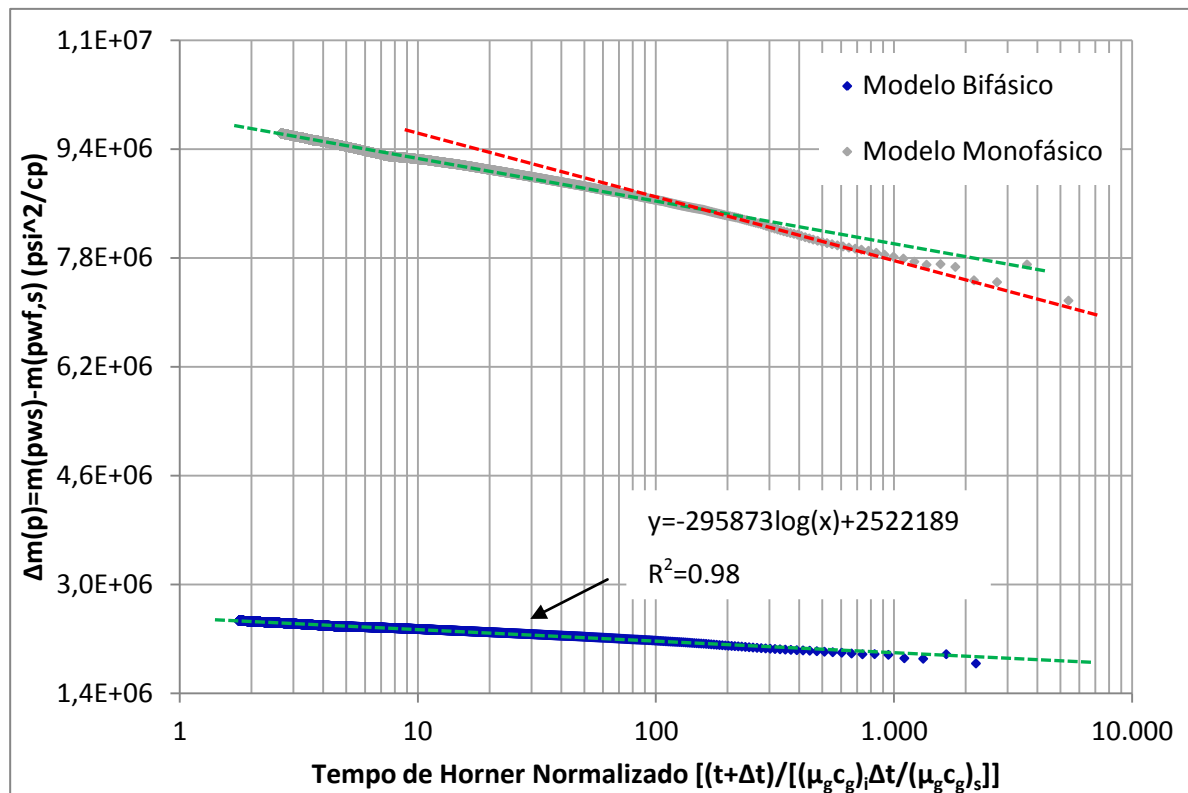


Figura 48 -Plot de Horner para o teste *de* crescimento de pressão inicial (pseudopressão bifásica)

Os resultados da análise de Horner são sumarizados na Tabela 6.

Tabela 6– Resultados da análise semilogarítmico do teste inicial utilizando a pseudopressão bifásica

Tipo de Análise	K _{ef} (mD)	Dano Total, s
Pseudopressão bifásica e análise convencional	410	5

Com o valor calculado da permeabilidade efetiva na região mais afastada ao poço, a relação de pressão-saturação e as curvas de permeabilidade relativa, podem ser calculadas a saturação de condensado e a permeabilidade efetiva ao gás na região com presença de condensado, para diferentes quedas de pressão sob condições dinâmicas. Detalhando este cálculo: para uma determinada vazão de produção se tem uma pressão do reservatório na região mais próxima ao

poço que corresponde a uma saturação de condensado (calculada com a relação pressão-saturação, Figura 43), a sua vez esta saturação de condensado corresponde a uma permeabilidade relativa de gás, e conhecendo a permeabilidade efetiva corresponde à região de uma só fase móvel pode se encontrar a permeabilidade efetiva ao gás na região mais próxima ao poço.

Similar à análise com pseudopressão monofásica, na análise para pseudopressão bifásica foi considerada também uma vazão média de 30 MMscfD.

5.2.1.3 Comparação dos dois modelos

Comparando o uso de pseudopressão monofásica e o uso de pseudopressão bifásica, pode se concluir que a permeabilidade efetiva na região mais afastada ao poço calculada pelo método da pseudopressão monofásica é menor que a permeabilidade bifásica. O valor do dano apresentou uma divergência grande (12 e 5). Estes resultados confirmaram a teoria exposta no item 2.3.4.

Neste estudo, o uso da técnica de pseudopressão monofásica, considerando um modelo de reservatório radial composto (duas regiões de mobilidade diferente), permitiu calcular uma permeabilidade efetiva na região próxima ao poço para diferentes distâncias radiais desde o poço. Contudo a técnica de pseudopressão monofásica não considera o decremento da permeabilidade ao gás devido à presença de condensado, e por esta razão, não é o método mais apropriado para a interpretação de reservatórios de gás e condensado quando a pressão do reservatório estiver abaixo da pressão de orvalho. O coeficiente angular da reta $\Delta m(p)$ vs Tempo de Horner Normalizado se desvia da solução do líquido, sendo estimado um valor de permeabilidade relativa ao gás inferior ao real.

Na análise apresentada aqui, confirmou-se um valor superior da permeabilidade relativa ao gás calculada pela técnica de pseudopressão bifásica. Estima-se que o valor da permeabilidade apresenta-se levemente superestimada devido a que a pressão do reservatório, neste caso de estudo, é igual à pressão de orvalho. Cabe mencionar que a técnica de pseudopressão bifásica é baseada na teoria de regime permanente, a qual tem como condição que a pressão média do reservatório esteja acima da pressão de orvalho.

A razão de mobilidades ($k_1/\mu_1 / k_2/\mu_2$) entre a região de uma só fase e a região de duas fases pode ser representada pela relação entre a tangente da reta da pseudopressão monofásica (Figura 46 – Reta No. 2) e a tangente da reta da pseudopressão bifásica (Figura 48) como se mostra na Figura 49.

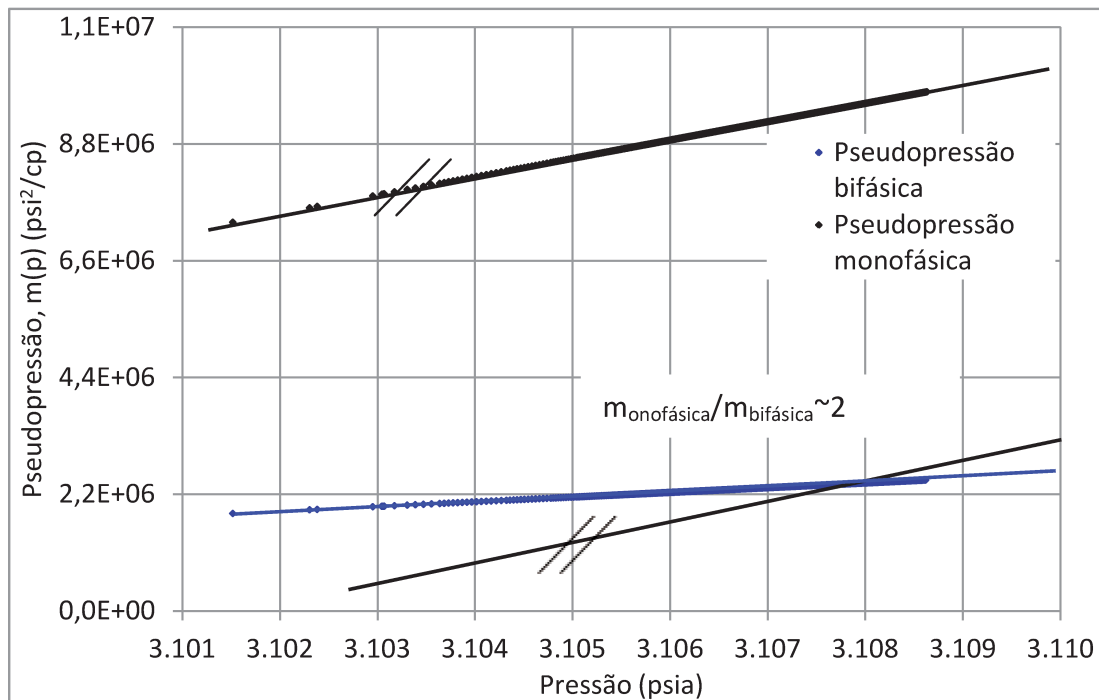


Figura 49 -Pseudopressão monofásica e bifásica para o teste inicial

A mobilidade é reduzida ao passar de uma região com escoamento de gás para uma região com escoamento de gás e condensado numa razão aproximada de 2.

5.2.2 Segundo teste de Crescimento de Pressão (após seis anos de produção)

Depois de seis anos de produção, a pressão estática do reservatório caiu de 3110 psia para 2830 psia, 150 psia abaixo da pressão de orvalho (~2980 psia), o que levou à formação de condensado em todo o reservatório. Diferente do teste inicial, no qual se analisou o condensado formado nas proximidades ao poço, devido à queda de pressão abaixo da pressão de orvalho por condições dinâmicas (durante a produção), neste segundo teste, a pressão média do reservatório já estava abaixo da pressão de orvalho antes do início do teste, e assim, já se tinha presença de condensado em todo o reservatório.

Analogamente à análise realizada para o teste inicial, para este segundo teste, também foram utilizados dois procedimentos: o primeiro utilizando o método de pseudopressão monofásica e o segundo, aplicando-se o método de pseudopressão bifásica (teoria de regime permanente). Nesta última análise, obteve-se uma divergência na solução, resultando em uma permeabilidade muito mais alta do que a esperada. Desta forma, foi comprovada a limitação deste

método para a análise de reservatórios com pressão média abaixo da pressão de orvalho (como foi explicado na teoria de regime permanente).

Foram utilizados os parâmetros apresentados na Tabela 7 na interpretação do teste:

Tabela 7– Parâmetros utilizados na análise do segundo teste

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Tempo de produção antes do fechamento	t_p	18264	h
Viscosidade do gás na pressão inicial	μ_{gi}	0.0226	cp
Compressibilidade do gás na pressão inicial	c_{gi}	0.000316	psi ⁻¹
Produto entre a viscosidade e a compressibilidade do gás na pressão inicial	$(\mu_g * c_g)_i$	7.142E-06	cp.psi ⁻¹
Viscosidade do gás na pressão estática	μ_{gs}	variável	cp
Compressibilidade do gás na pressão estática	c_{gs}	variável	psi ⁻¹
Produto entre a viscosidade e a compressibilidade do gás na pressão estática	$(\mu_g * c_g)_s$	variável	cp.psi ⁻¹
Temperatura na condição de superfície	T_{sc}	520	R
Pressão na condição de superfície	P_{sc}	14.7	psia
Temperatura no reservatório	T	630	R
Vazão nas condições de superfície	q_{sc}	80000	MscfD
Espessura da formação	h	244.4	ft
Raio do poço	r_w	0.5104	ft
Porosidade	ϕ	0.1639	

A vazão de produção utilizada foi de 80000MscD, correspondente à vazão média entre o penúltimo fechamento do poço até o fechamento final (teste de poço) a qual foi praticamente constante, razão pela qual não se utilizou a superposição para múltiplas vazões (BOURDET, 2002).

Na Figura 50 extraída do software *Kappa-Ecrin*, mostram-se as vazões de produção para os últimos seis anos e os dois testes de pressão realizados no poço. Os resultados das análises são detalhados a seguir.

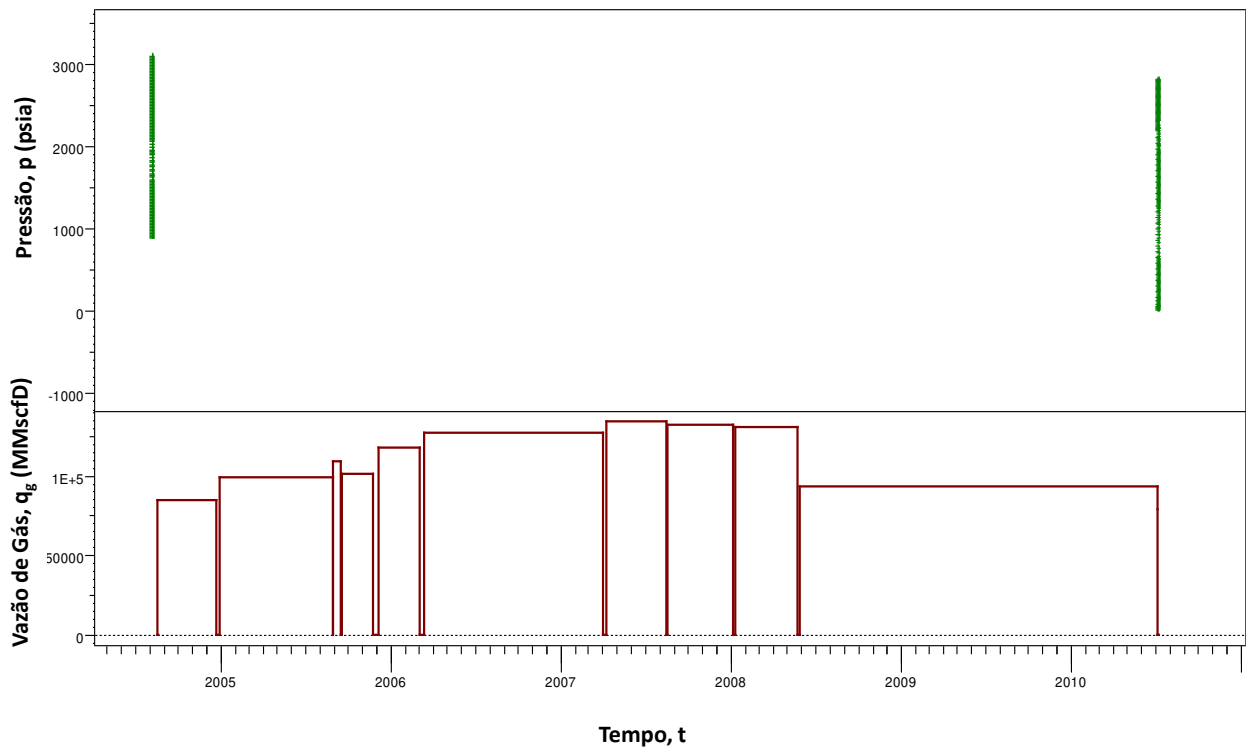


Figura 50 -Históricos de produção e de pressão durante os últimos seis anos

5.2.2.1 Pseudopressão Monofásica- Análise semilogarítmica

Similar ao procedimento aplicado no teste inicial, depois de resolver a integral de pseudopressão monofásica, foi traçado um gráfico semilogarítmico da variação da pseudopressão em função do tempo de Horner normalizado, como se mostra na Figura 51.

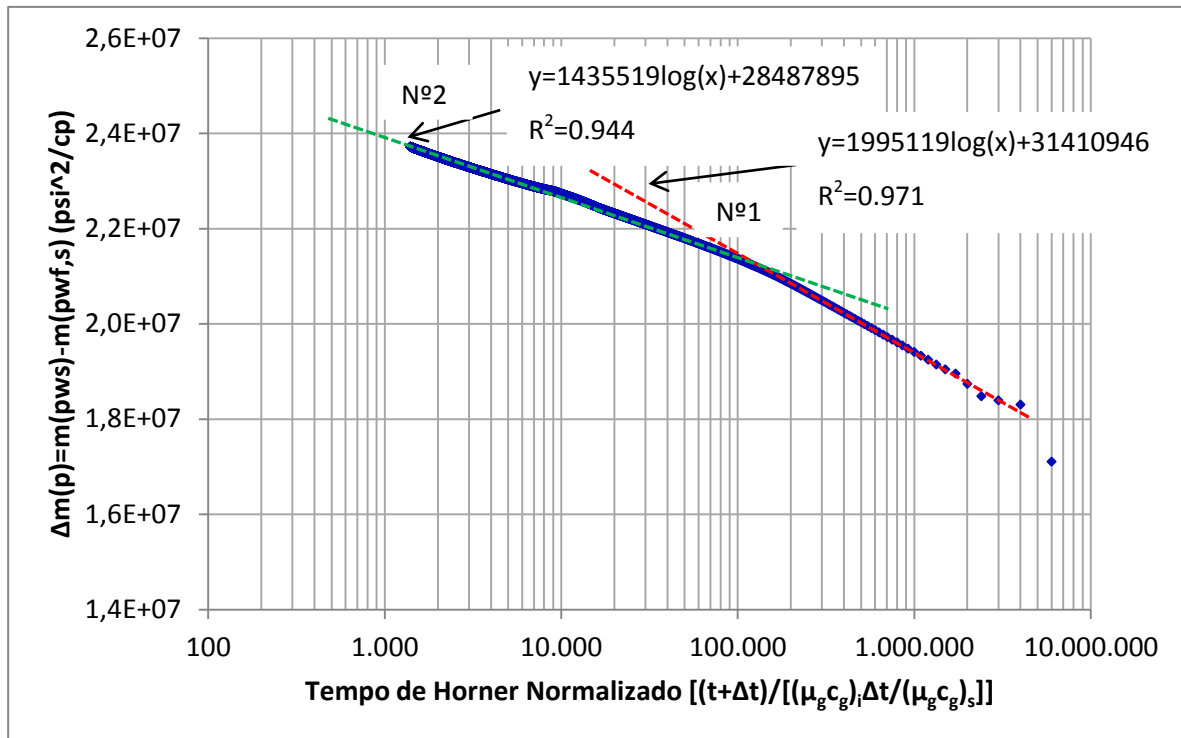


Figura 51 -Plot de Horner para o segundo teste Crescimento de Pressão. Pseudopressão monofásica

Podem ser distinguidas duas retas com inclinações diferentes, a primeira é ajustada com uma permeabilidade de 165 mD, correspondente à região mais próxima ao poço, com uma saturação de condensado maior e a segunda inclinação é ajustada com uma permeabilidade maior a esta, de 230 mD, correspondente à região mais afastada ao poço. Cabe lembrar, que a pressão do reservatório é menor que a pressão de orvalho e se tem presença de condensado em todo o reservatório. Assim sendo, a permeabilidade efetiva na região mais afastada corresponde a uma permeabilidade também reduzida pela presença de condensado.

- **Modelo Radial Composto (Análise log-log)**

Considerando um reservatório homogêneo radial composto, a permeabilidade e o dano de formação foram novamente avaliados. Na Figura 52 mostra-se a análise log-log, a qual permitiu calcular uma permeabilidade de 280 mD na região mais afastada ao poço, semelhante à análise convencional utilizando o método de Horner. Na região mais próxima ao poço, foi estimada uma permeabilidade de 192 mD.

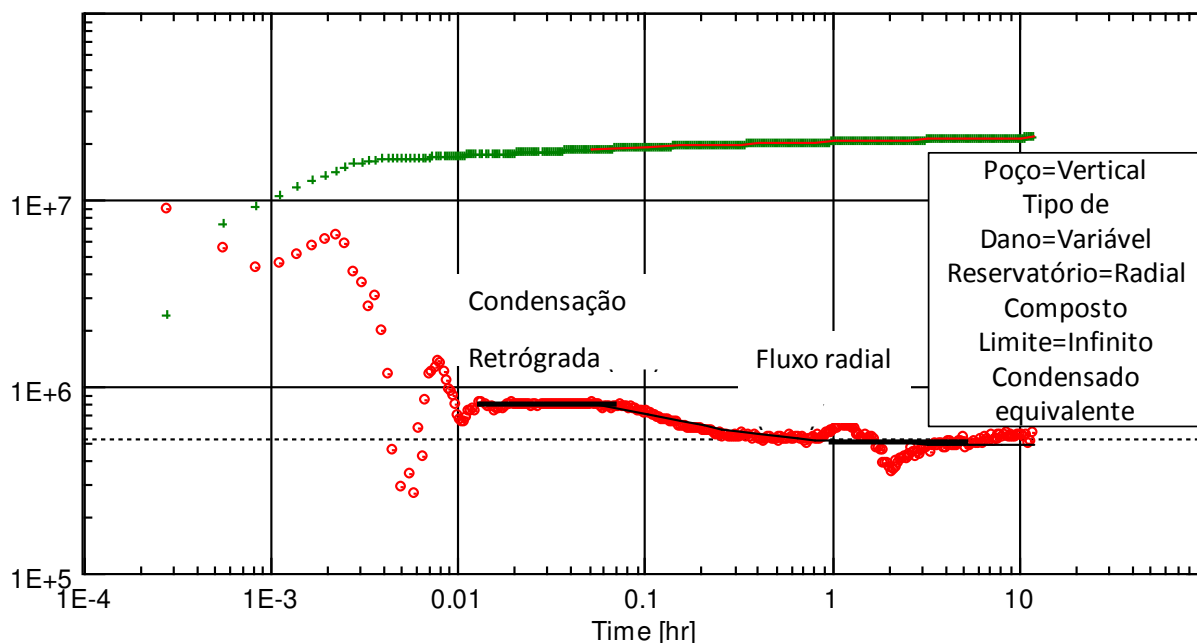


Figura 52 -Análise log-log, modelo monofásico do segundo teste crescimento de pressão.

Tabela 8–Resultados da análise do teste inicial utilizando a pseudopressão monofásica

Tipo de Análise	Pressão inicial (psia)	Kef (mD) a $r > 400\text{ft}$	Raio inv (ft) a $t=0.08\text{h}$	Kef (mD) entre 0-147ft	Dano Total, s
Pseudopressão monofásica e análise convencional	2830	230	145	165	11
Pseudopressão monofásica e análise log-log	2830	280	145	192	11

5.2.2.2 Pseudopressão Bifásica

A análise dos dados de pressão mediante este método resultou em uma permeabilidade e um dano de formação, maiores que os esperados. Como se pode observar na Figura 53, a inclinação da reta traçada usando o método da pseudopressão bifásica é muito menor que a inclinação da reta traçada usando o método da pseudopressão monofásica.

Interpretou-se esta divergência na solução como a comprovação de que o método da pseudopressão bifásica, baseado na teoria de regime permanente, só pode ser utilizado quando a

pressão média do reservatório estiver acima da pressão de orvalho. Em outras palavras a pressão do reservatório estará abaixo da pressão de orvalho só na região próxima ao poço durante condições dinâmicas.

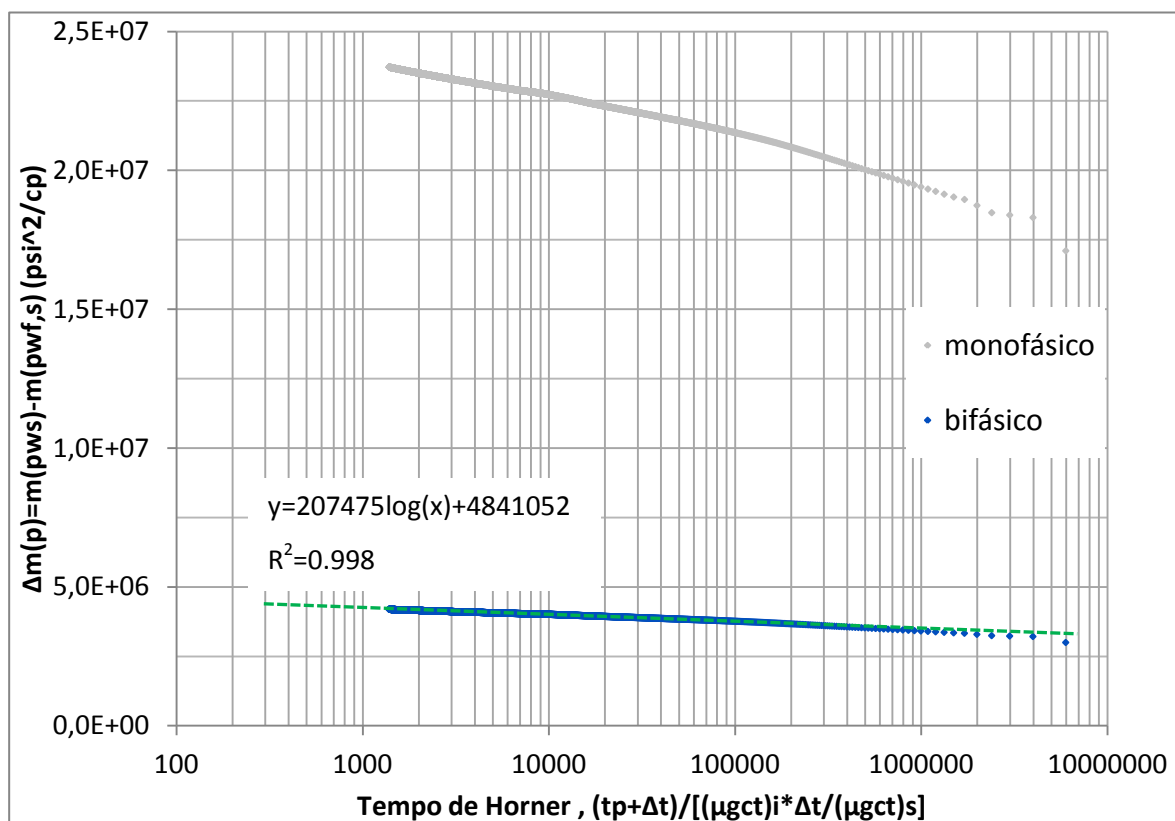


Figura 53 - Análise log-log, modelo monofásico do segundo teste crescimento de pressão.

Na Tabela 9, pode-se ver um esquema de todos os resultados obtidos na análise de teste inicial e do segundo teste de pressão:

Tabela 9–Resutados da análise do teste inicial utilizando a pseudopressão monofásica e pseudopressão bifásica

Tipo de Teste	Tipo de Análise	Kef (mD) a r > 400ft	Raio inv (ft) a t=0.08h	Kef (mD) entre 0-147ft	Dano Total, s
Teste Inicial	Monofásica Convencional	230	147	130	12
	Monofásica Log-log	268	147	180	12
	Bifásico Convencional	410	115	280	5
Tipo de Teste	Tipo de Análise	Kef @ > 400 ft (mD)	Raio inv. @ t=0.08 h, (ft)	Kef @ 0-145ft, (mD)	Dano Total, s
Segundo Teste	Monofásica Convencional	230	145	165	11
	Monofásica Log-log	280	145	192	11
	Bifásico Convencional				

5.2.3. Desempenho de Influxo dos Testes de Pressão

5.2.3.1 Efeitos Inerciais

Previamente ao período de crescimento de pressão o poço foi submetido a um período de fluxo. Os efeitos inerciais foram calculados mediante os dados obtidos neste período.

Como se indica na revisão de conceitos fundamentais, através da Equação [24] podem ser encontradas as variáveis inerciais. O plot $(p_r^2 - p_{wf}^2)/q$ versus q resulta numa linha reta com uma inclinação igual a “b”, dada pela Equação[25], a qual representa o coeficiente angular da reta e com o qual pode ser encontrado o fator inercial “D” e posteriormente o dano por efeitos de turbulência.

Os dados de pressão dinâmica de fundo e suas respectivas vazões utilizadas em cada teste de fluxo são resumidos a seguir:

Tabela 10– Dados de pressão e vazão de cada teste de fluxo

Dados Obtidos	Teste Inicial			Segundo Teste		
Pressão dinâmica de fundo, P_{wf} , (psia)	3080	3060	3050	2780	2760	2740
Vazão média, q_g , (MMscfD)	31	40	51	40	60	77

Através dos dados da Tabela 10 foi construído o plot $(p_r^2 - p_{wf}^2)/q$ versus q (Figura 54). Com o cálculo do coeficiente angular desta reta foi possível calcular o fator de turbulência (D). Nesta figura são mostrados os fatores de turbulência obtidos com dados do primeiro e segundo teste de fluxo.

Com o cálculo dos fatores de turbulência de ambos testes avaliados, podem ser calculados os respectivos efeitos de película mediante a Equação [19].

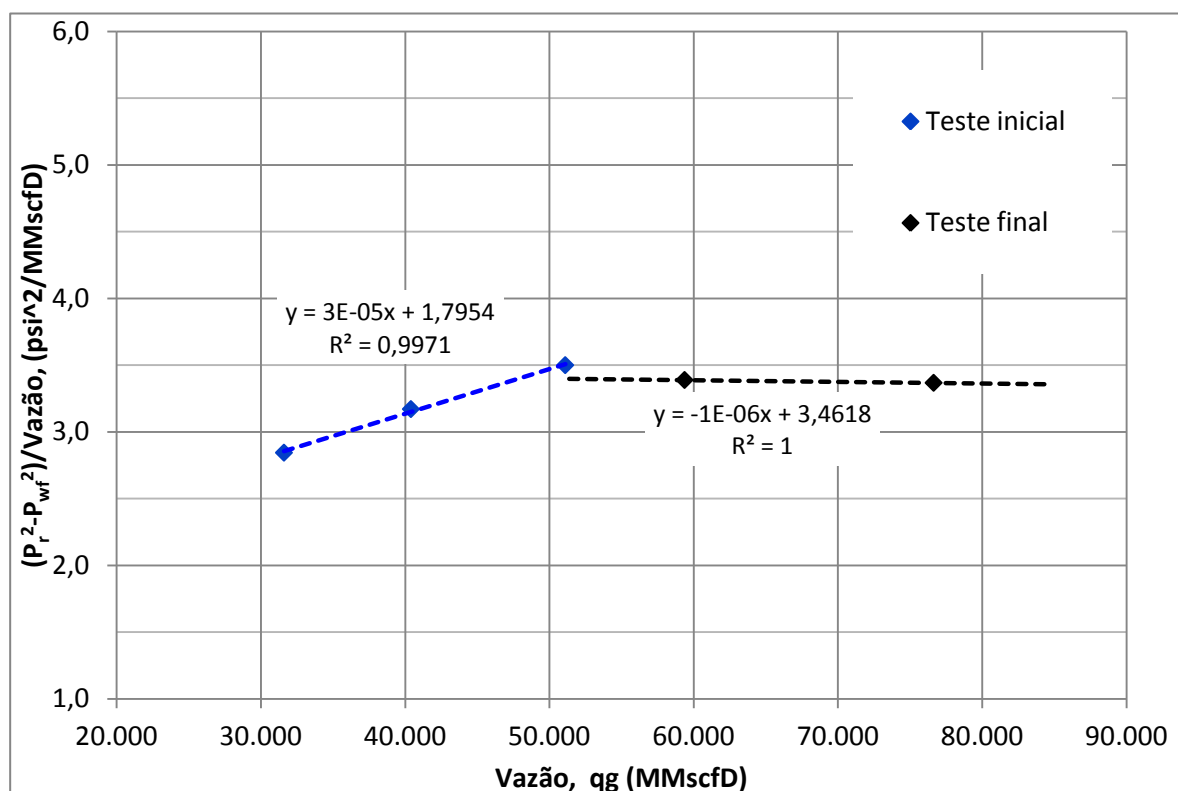


Figura 54 - Cálculo do fator de turbulência

O fator inercial no primeiro teste é de 0.12 1/MMscfD correspondente a um dano por turbulência de 3.6 para uma vazão de 30 MMscfD. No segundo teste foram considerados os dois últimos pontos de vazão e pressão no cálculo do fator inercial, o valor calculado foi de 0.005 1/MMscfD o qual corresponde a um dano por turbulência aproximado a 0, o qual indicaria a tendência do escoamento a se comportar como um fluido laminar.

5.2.3.2 Capacidade de Entrega do poço

Com a finalidade de avaliar a capacidade de entrega de um poço de gás, foi construída a curva IPR, representada pela equação [46].

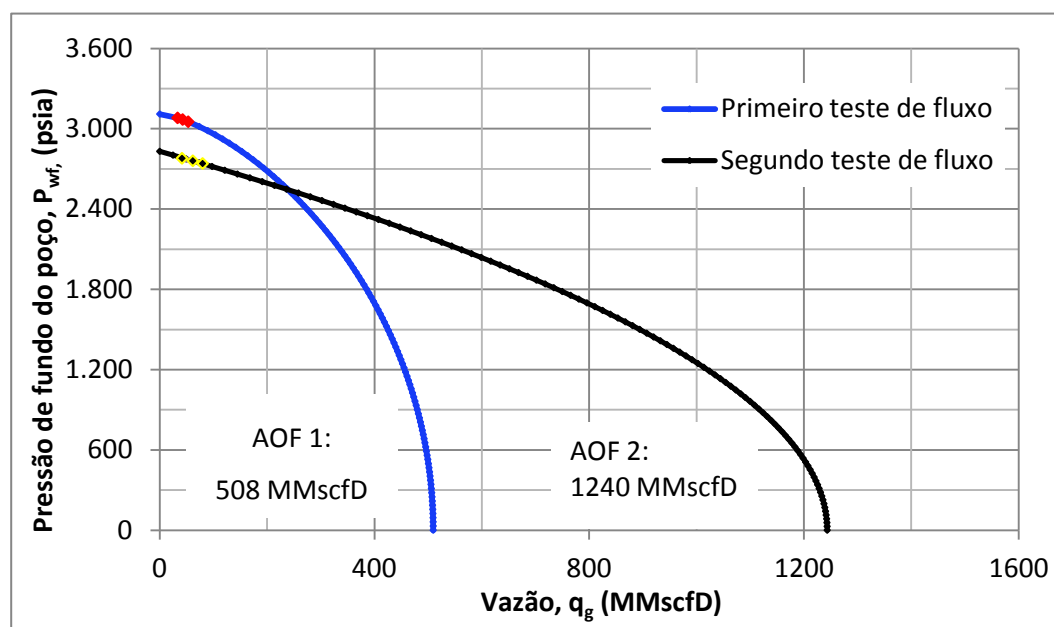


Figura 55 - AOF (*Absolute Open Flow*)

Normalmente se espera que a curva IPR decresça no tempo, devido à depleção do reservatório, embora neste caso pode se observar um aumento significativo do AOF seis anos após iniciada à produção. Este comportamento foi atribuído ao alto valor do fator de turbulência (0.12 1/MMscfD) no início da produção, devido a efeitos inerciais, o que origina uma queda adicional dos valores de pressão dinâmica de fundo (detalhado no Apêndice D). Em outras palavras, as pressões dinâmicas de fundo utilizadas para a construção da curva de IPR inicial (curva azul) são menores, tendo como consequência um AOF menor ao real.

6 ANÁLISE DO MODELO NUMÉRICO

Os objetivos de criar um modelo numérico foram investigar o impacto do comportamento retrógrado do fluido no reservatório, prever o comportamento dinâmico do fluido do reservatório entre os dois testes de poços avaliados, descritos no capítulo anterior, assim como realizar previsões futuras do sistema poço-fluido-reservatório.

A simulação numérica de um reservatório de gás condensado é complexa devido ao comportamento do fluido quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho. A quantidade da fase líquida presente no reservatório depende não só da pressão e da temperatura, mas também da variação da composição do fluido de reservatório durante a depleção. Consequentemente o caminho mais apropriado na análise com simulação deste tipo de reservatórios é mediante a utilização de um modelo numérico composicional, o qual atende estes fenômenos.

Foi utilizado o simulador comercial GEM-CMG 2009-1, *software* de simulação composicional que analisa efeitos da composição dos fluidos no reservatório durante os processos de recuperação primária e recuperação melhorada. Este simulador comercial utiliza diferenças finitas na discretização espacial dos parâmetros utilizados no modelo.

Na construção do modelo numérico composicional foram empregados os resultados da interpretação dos testes de poço, assim como dados de análise PVT, dados petrofísicos e dados do reservatório. Assim também, com a finalidade de representar melhor o comportamento retrógrado na região mais próxima ao poço, foi utilizada uma malha radial com incremento logarítmico do tamanho das células na direção radial.

No Capítulo 4, foram detalhadas as propriedades utilizadas nos modelos analíticos e estas correspondem às propriedades utilizadas neste. Adicionalmente, na parte inicial deste capítulo é descrito o modelo físico do reservatório utilizado na simulação. Na segunda parte são expostos os resultados obtidos do estudo

6.1 Definição do Modelo de Simulação Numérica

A seguir são detalhadas as propriedades utilizadas na criação do modelo de simulação, que compreendem a modelagem do reservatório, dos fluidos, rocha-fluido e do poço.

6.1.1 Modelagem do Reservatório

Nesta seção são apresentadas as propriedades geológicas que foram inseridas no modelo sintético de simulação e a malha que foi utilizada no modelo.

6.1.1.1 Definição da malha

Trata-se de um modelo radial de 5000 células, 50 células posicionadas radialmente por 100 células no eixo vertical. Em coordenadas cilíndricas o vetor que representa este sistema de tanque é: $(50\hat{i}, 1\hat{j}, 100\hat{k})$. O reservatório representado é homogêneo com uma única camada de espessura total de 500 ft (152,4m) e um raio de 3000 ft (914.5m), cada uma das células tem uma espessura de 5ft (1.524m). A profundidade do reservatório desde o topo até a base é de 5500-6000 ft (1676.5-1828,8m).

O tamanho crescente na forma radial das células obedece a seguinte relação:

$$r = 0.107647(2.7183^{0.1673n}) \quad [52]$$

Onde “ r ” representa o raio do reservatório que varia desde o raio do poço, r_w , até 3000m e “ n ” o número de cada célula em sequência radial, começando desde “0” no limite do poço até “50” no limite do reservatório.

Na tabela seguinte são mostrados os comprimentos das 10 primeiras células na direção radial.

Tabela 11 - Comprimento radial das 10 primeiras células na direção radial

Células	Comprimento Radial (ft)
1	0.1273
2	0.1504
3	0.1778
4	0.2102
5	0.2485
6	0.2937
7	0.3472
8	0.4105
9	0.4852
10	0.5736

Na Figura 56 é esquematizado o reservatório utilizado no modelo de simulação, e a malha radial com um incremento radial do tamanho das células.

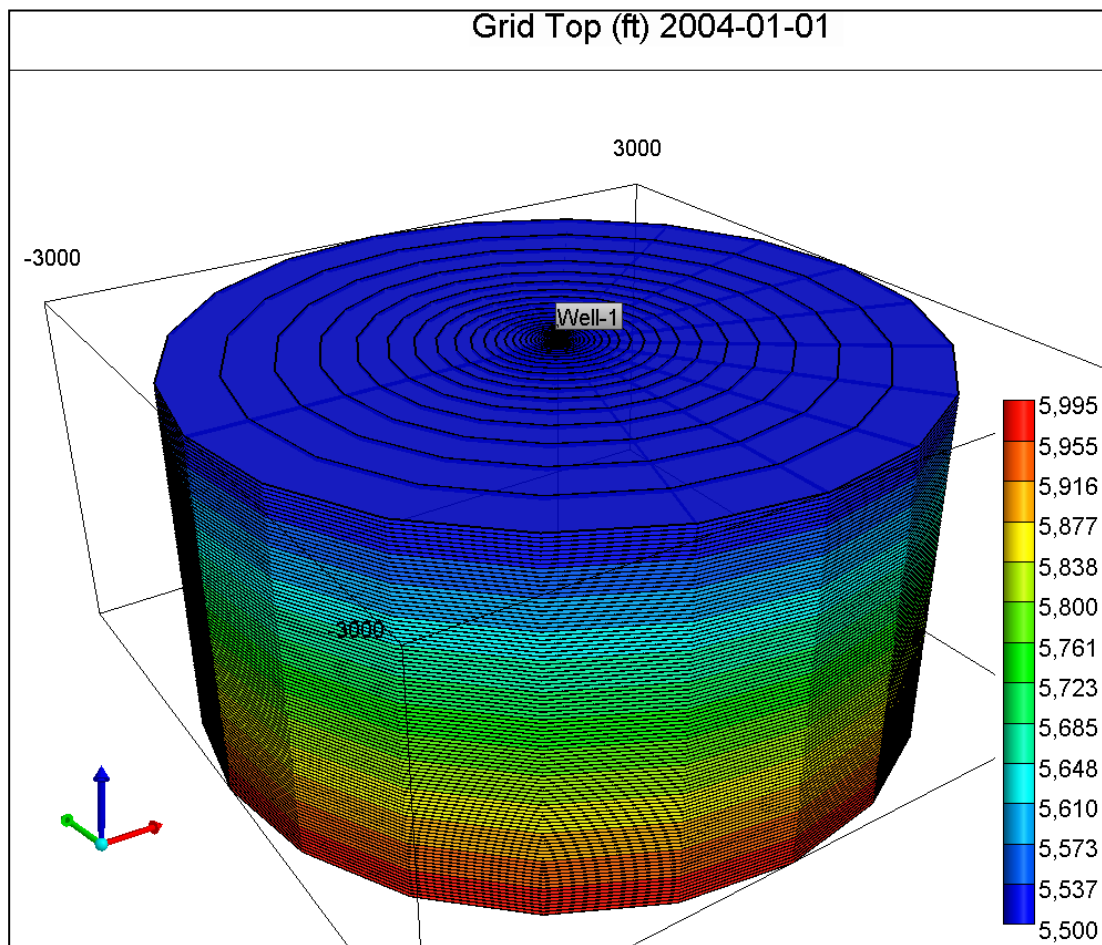


Figura 56 – Malha radial utilizada na Simulação Numérica Composicional

6.1.1.2 Propriedades geológicas

Neste modelo foram utilizados dados obtidos da petrofísica, os quais foram descritos no Capítulo 4. No caso da permeabilidade efetiva ao gás, dois valores foram calculados a partir dos dados do teste de poço inicial (230 mD considerando o modelo monofásico e 410 mD considerando o modelo bifásico) e foi escolhido dar maior preferência à permeabilidade calculada através do modelo monofásico, e assim, foi utilizada uma permeabilidade de 250 mD. A permeabilidade considerada nos planos “xy” é a mesma e as permeabilidades no plano “z” corresponde a 10% desses valores.

A porosidade foi considerada constante tanto nos planos x , y e z (0.16).

Uma vez que não se conhece o tamanho real do reservatório, foram utilizados modificadores de volume de poro, isto porque foi assumido que os limites do reservatório e o volume poderiam ser maiores do atribuído ao modelo. Os modificadores de volume são elementos utilizados para ajustar o volume poroso. O volume poroso é calculado pelo simulador baseado no volume da massa da rocha produtiva, determinado a partir das dimensões do bloco da malha externa e da porosidade, a qual, por sua vez, depende dos dados da pressão de poro e da compressibilidade. Este ajuste ajuda encontrar uma boa correspondência entre os resultados do modelo e os dados reais de pressão.

6.1.1.3 Condições Iniciais

Na Tabela 12 são apresentados dados relevantes para o equilíbrio inicial do sistema.

Tabela 12–Condições iniciais do reservatório

Propriedade	Valor (Sist. Americano)	Valor (SI)
Contato gás-água	6475 ft	1974 m
Profundidade de referência	5655 ft	1724 m
Pressão de referência	3145 psi	$5.1 \cdot 10^5$
Temperatura inicial do reservatório	170 °F	77°C

6.1.2 Modelagem dos Fluidos

Para modelar o comportamento do fluido no reservatório foi utilizada a equação de estado de Peng Robinson, cujas variáveis de estado foram ajustadas com os resultados obtidos das análises PVT (descritos no capítulo 4). O GEM utiliza a equação de estado para prever as composições e densidades do equilíbrio de fases entre a fase gasosa e a fase oleica. No modelo de fluido se utilizou seis componentes, os quais são mostrados na Tabela 13 conjuntamente com algumas das propriedades de cada componente.

Tabela 13 – Componentes utilizados no modelo

#	Componente	Pressão crítica (psi)	Temperatura Crítica (R)	Massa Molecular (lb/lb.mol)	Gravidade específica
1	N2 – C1	666	256	0.036	0.303
2	CO2 – C2	692	260	0.067	0.364
3	C3 – NC4	542	267	0.107	0.530
4	IC5 – C6	485	272	0.171	0.654
5	CO7-C10	363	275	0.243	0.741
6	C11-C10	287	287	0.394	0.805

6.1.3 Modelagem Rocha-Fluido

O reservatório de hidrocarbonetos analisado compreende três fluidos: gás, condensado e água, não obstante é operado mantendo-se constante e irreduzível a saturação de água. Sendo assim, é considerado como se houvesse somente dois fluidos, gás e condensado. No capítulo 4, são mostradas as curvas de permeabilidade relativa de gás e óleo utilizadas.

6.1.4 Modelagem do poço – produção

O processo dominante na recuperação de fluidos no reservatório estudado é o processo de expansão dos fluidos e descompressão da rocha. Não é conhecida a presença de um aquífero, por isso não foi incluído nenhum aquífero no modelo.

Foi considerada a presença de um único poço no reservatório. Poço para o qual foram incluídas curvas de eficiência da tubulação (*Vertical lift performance, VLP*), as quais relacionam a pressão dinâmica de fundo do poço (BHP) e a vazão de gás a uma determinada pressão na cabeça do poço (WHP). Em geral a queda de pressão na tubulação é composta por três componentes, representados na seguinte equação:

$$\frac{\partial p}{\partial L} = \left(\frac{\partial p}{\partial L} \right)_{\text{gravidade}} + \left(\frac{\partial p}{\partial L} \right)_{\text{fricção}} + \left(\frac{\partial p}{\partial L} \right)_{\text{aceleração}} \quad [53]$$

A perda de carga em uma tubulação é determinada pela perda de pressão devido ao peso da coluna do fluido no poço (gravidade), a perda pela fricção a qual esta relacionada com a velocidade do fluido, e finalmente pela aceleração, a qual depende das mudanças na velocidade que se pode ter dentro da tubulação de produção, geralmente devido à redução do diâmetro interno da tubulação. Geralmente para poços de petróleo, enquanto a perda de carga o componente mais importante é da gravidade devido ao peso da coluna, para poços de gás, o componente mais importante é a perda de carga por fricção devido à altas vazões de produção.

Existem diferentes métodos para calcular a perda de pressão na tubulação, o método utilizado para o cálculo das curvas VLP foi o método realizado por Katz, 1959. Este método é descrito na seguinte equação:

$$q_{sc} = 0.20 \left[\frac{aD^5(p_{wf}^2 - e^a p_{wh}^2)}{\gamma_g T Z_g H f_m (e^s - 1)} \right]^{0.5} \quad [54]$$

Onde:

$$a = 0.0375 \frac{\gamma_g H}{T Z_g} \quad [55]$$

E “D” é o diâmetro da tubulação, “ p_{wh} ” é a pressão dinâmica na cabeça de poço, “ γ_g ” é a gravidade específica do gás, “T” a temperatura do reservatório, “H” a profundidade vertical do poço e “ f_m ” o fator de fricção de Moody.

Mediante estas curvas foi determinada a queda de pressão requerida para levar o fluido produzido desde o fundo até superfície através da tubulação de produção. Na Figura 57 são mostradas as curvas VLP construídas para três pressões diferentes na cabeça de poço.

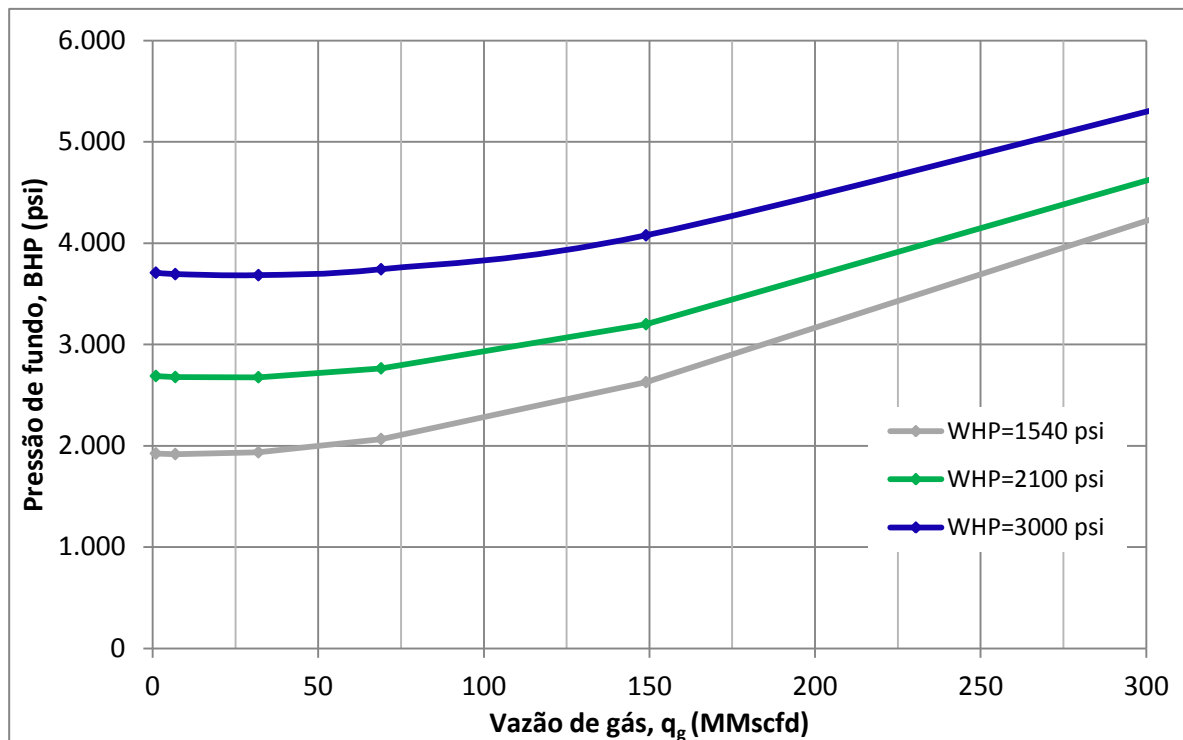


Figura 57 – Curvas de eficiência da tubulação (Vertical Lift Performance)

6.2 Resultados da Simulação Numérica

A simulação numérica permitiu modelar o comportamento do fluido gás-condensado no reservatório. Evidenciaram-se três regiões de escoamento em torno do poço dependendo do valor da saturação de condensado. Uma primeira região unicamente com gás, uma segunda região com presença de gás e condensado, embora só houvesse escoamento do gás, já que o condensado não havia alcançado a saturação crítica, e uma terceira região com escoamento de gás e condensado. Foi modelada a evolução da saturação de condensado no tempo ao longo do reservatório e, por conseguinte a variação do tamanho destas três regiões. Em relação à riqueza do fluido produzido, foi evidenciada a perda de moles C3 e C4 durante o processo de depleção do reservatório.

A seguir é mostrado o modelo ajustado, assim como a comparação dos dados pontuais do poço/reservatório com a resposta do modelo de simulação nestes determinados pontos. Em seguida são mostrados os principais parâmetros obtidos da simulação para distintos cenários de produção.

6.2.1 Modelo Ajustado

O modelo de simulação foi ajustado com dados dos testes de pressão e o histórico de produção aproximado do poço. Usaram-se as pressões de reservatório obtidas durante os dois testes de poço. Desta forma foi ajustada uma determinada queda de pressão do reservatório atribuída a uma determinada produção de gás condensado no modelo.

No caso base foram considerados todos os dados expostos na primeira parte deste capítulo e não foram incluídos nem os efeitos de película nem os efeitos inerciais (o fator de turbulência não foi incluído). A simulação foi realizada desde o ano 2004 até o ano 2020. Este caso servirá como base de comparação para outros cenários. Foi incluída como restrição neste caso base uma pressão mínima de 2000 psi na cabeça do poço.

A seguir, na Figura 58, são apresentadas a produção acumulada de gás e a pressão média do reservatório extraídas do modelo de simulação. Assim são também mostradas as pressões de reservatório interpretadas dos testes de pressão no ano 2004 e 2010 e o volume total produzido pelo campo nesse período (representadas pelas marcações).

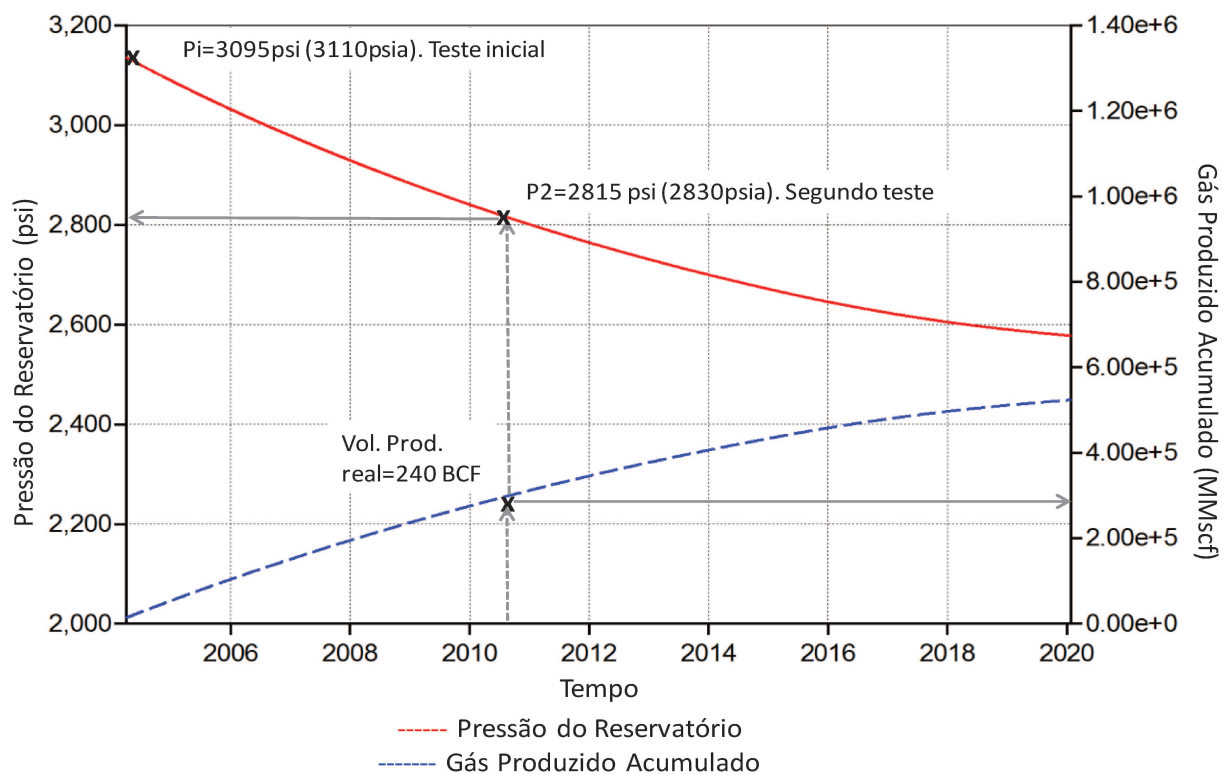


Figura 58 – Pressão do reservatório

Foi realizado um balanço de materiais (P/Z versus Gás Produzido Acumulado) com os dois dados de pressão do reservatório e com o gás produzido acumulado equivalente (volume de gás mais volume de condensado equivalente em gás) até a data do segundo teste (Figura 59). Neste balanço de materiais estão inclusos os efeitos de condensação retrógrada no reservatório, sendo considerados, o condensado produzido que sai do reservatório em fase gasosa e um fator de compressibilidade bifásico que toma em conta o volume de gás e de condensado (parâmetro obtido dos dados PVT). Entretanto, diferentemente do modelo de simulação numérica, neste cálculo é considerada uma pressão média do reservatório, não é tomada em conta a queda de pressão na região imediata ao poço nem o condensado depositado nesta região por este efeito. Razão pela qual sua comparação com o modelo de simulação terá como resposta um volume aproximado de condensado depositado no reservatório nas proximidades ao poço.

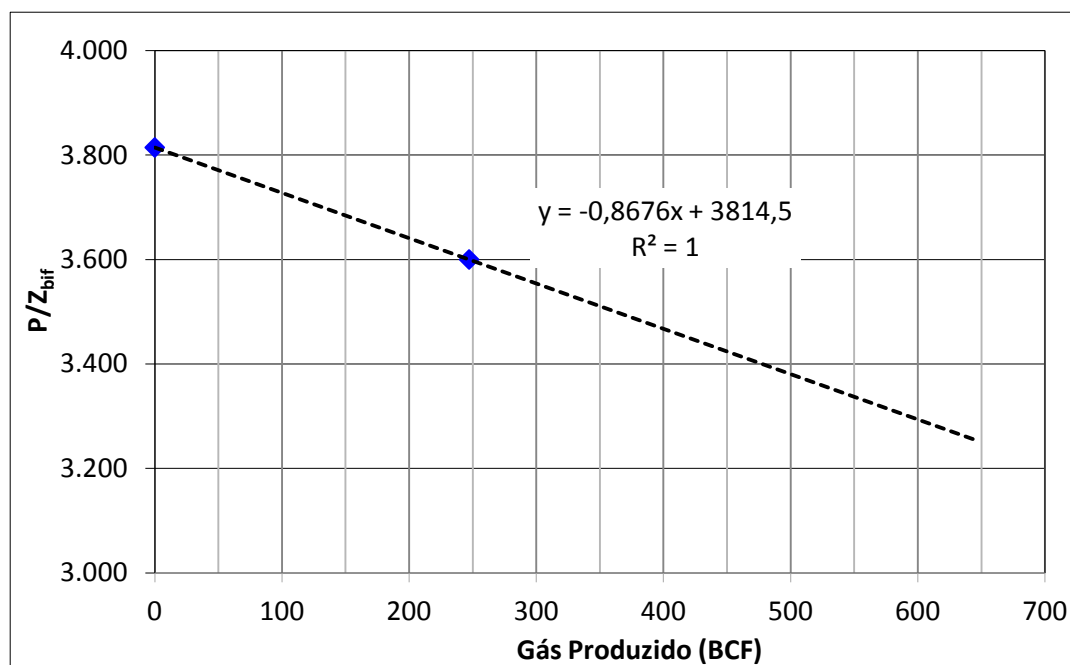


Figura 59 – Balanço de Materiais do reservatório em estudo

Na Figura 59, P/Z_{bif} é a pressão do reservatório dividida pelo fator de compressibilidade bifásico em cada ponto de pressão.

Comparando o modelo de simulação e o balanço de materiais, tomando um tempo aleatório, por exemplo, no ano 2016, o volume produzido que indica o simulador é 400 BCF, a uma pressão média do reservatório de 2700 psi. Para a mesma pressão do reservatório, por o balanço de materiais se estima uma produção de 520 BCF. A diferença entre ambos os volumes

produzidos é 120 BCF que seria a quantidade de condensado retrógrado depositado nas proximidades do poço ou a produção total perdida por este efeito desde que o poço começou a produzir até após doze anos de produção (volume que representa 23 % do volume total).

6.2.2 Parâmetros Obtidos do Modelo Ajustado para Diversos Cenários

A seguir são apresentados os resultados obtidos da simulação:

6.2.2.1 Saturação de Condensado

Parte do estudo tem como objetivo prever o comportamento da saturação de condensado com o tempo. Sendo assim, dos resultados da simulação, foram plotadas as saturações de condensado versus as distâncias radiais para três instantes de tempo diferentes. Pode-se notar que o perfil da saturação é suavizado até que a saturação crítica do condensado seja alcançada. A mudança da curva representa o começo da produção do condensado retrógrado.

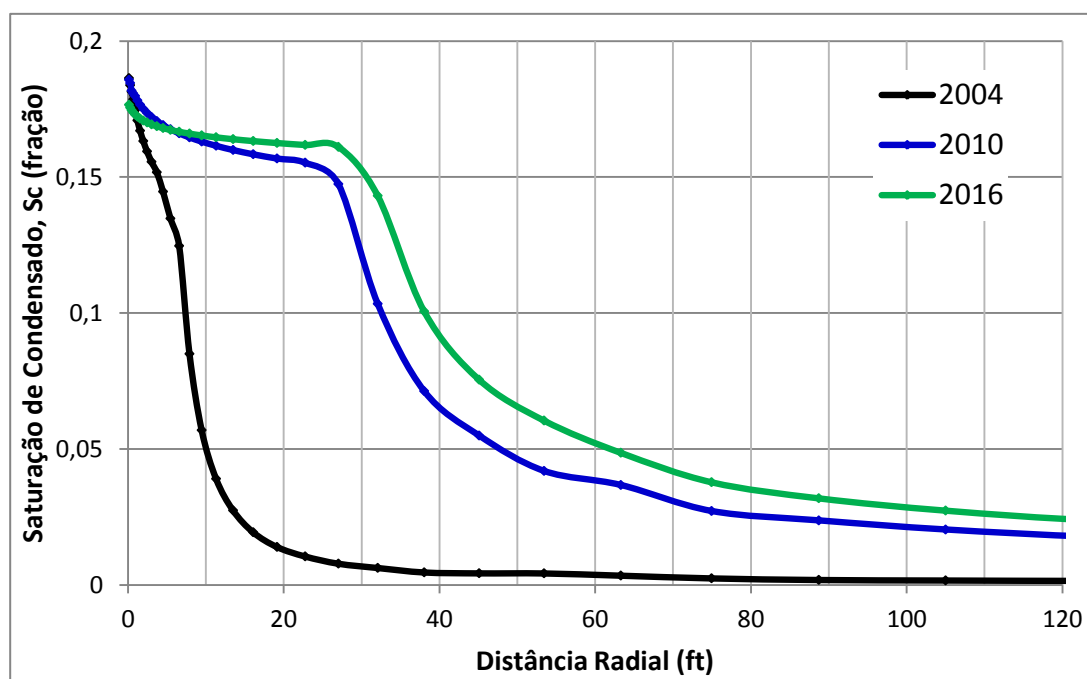


Figura 60 – Saturação de Condensado em função da distância radial

Nos gráficos seguintes, são esquematizados a saturação de condensado no reservatório para duas datas diferentes, durante o primeiro e segundo testes de pressão.

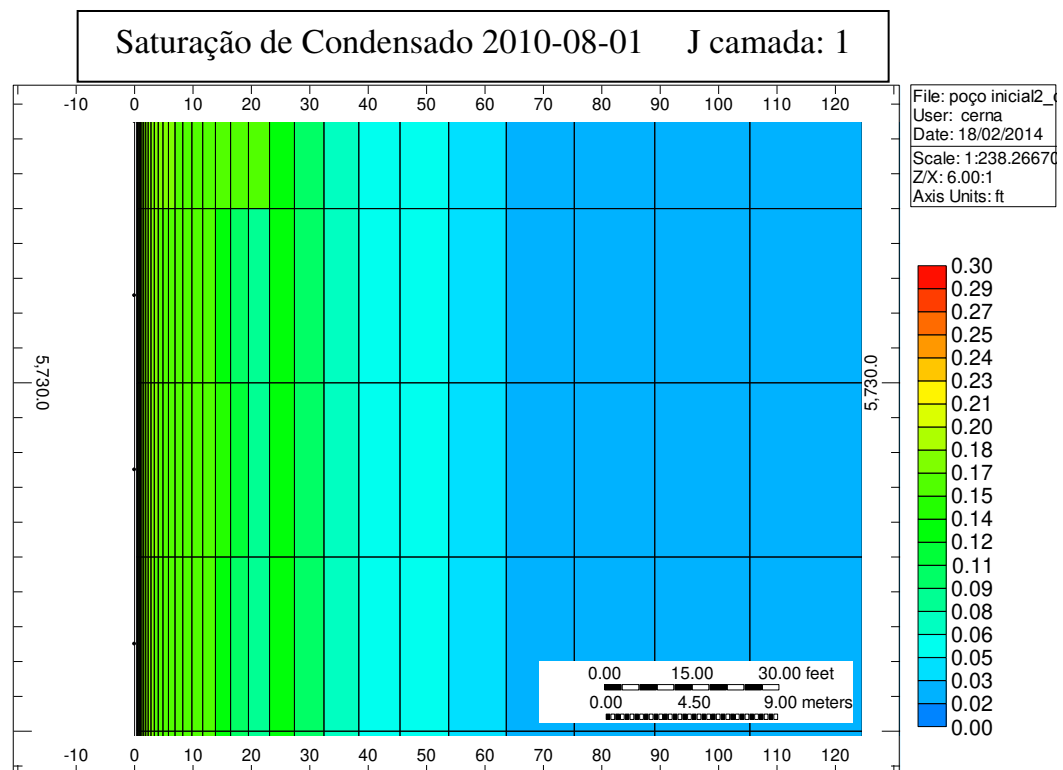
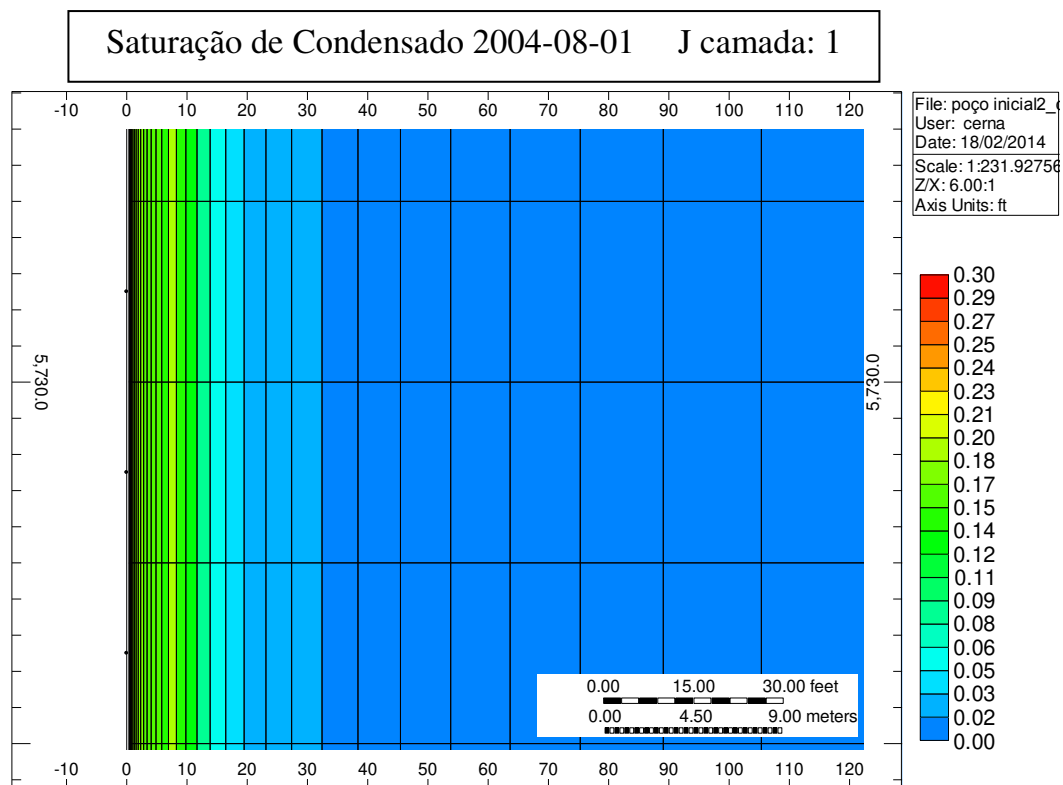
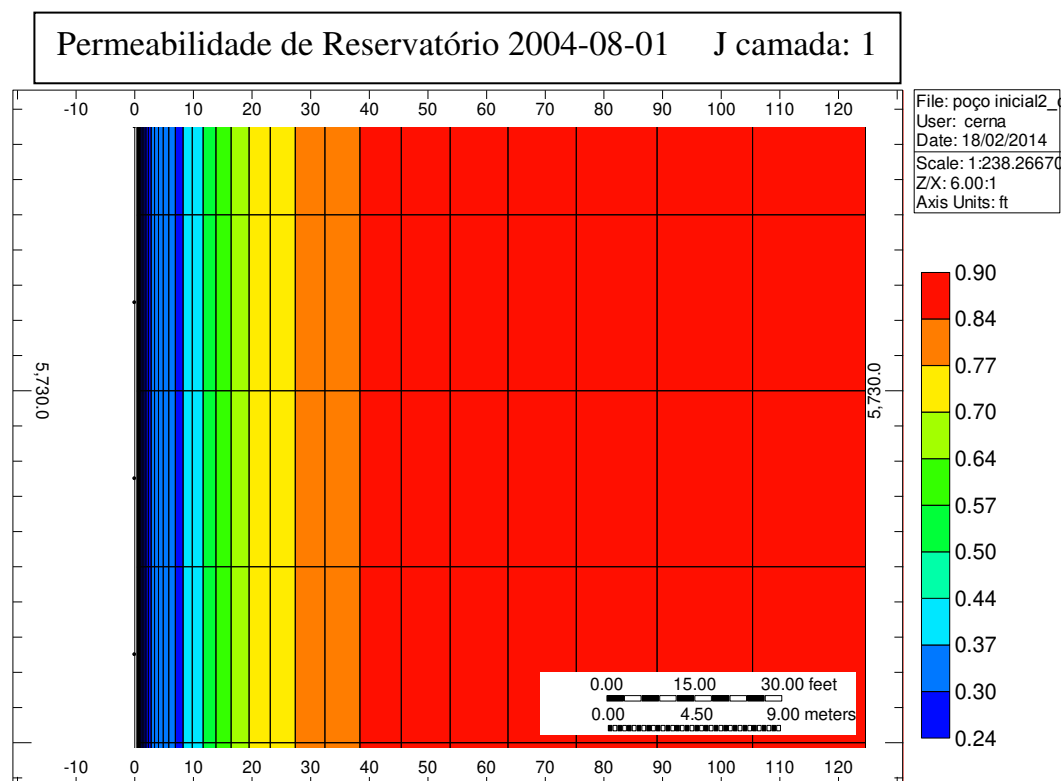


Figura 61 - Perfil da saturação de condensado no ano 2004 e ano 2010

6.2.2.2 Permeabilidade Relativa ao Gás

Os valores de permeabilidade relativa ao gás diminuem na região mais próxima ao poço devido à presença de condensado. Na Figura 62 é representado o perfil de permeabilidade relativa ao gás em função da distância radial, durante o primeiro e segundo testes. Comparando os resultados dos dois gráficos, pode-se observar a redução da permeabilidade ao gás, que corresponde a um crescimento da região com saturação de condensado.

O resultado é semelhante em todas as camadas do modelo.



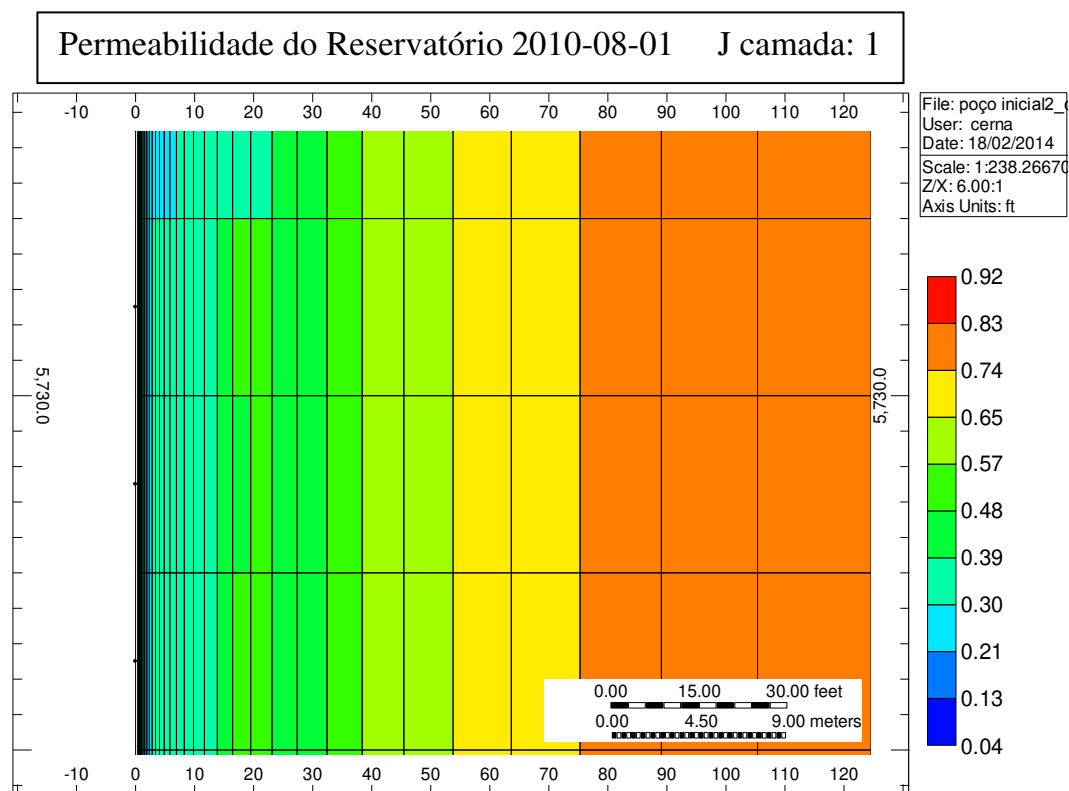


Figura 62 - Perfil da permeabilidade relativa ao gás no ano 2004 e ano 2010

6.2.2.3 GOR (*Relação entre gás e condensado*)

Na Figura 63, está representada a evolução da produção de gás em relação ao condensado no tempo. O gráfico indica uma redução de condensado por unidade de volume de gás, isto foi interpretado como uma acumulação de condensado no reservatório durante o processo de produção, fenômeno que corresponde à chamada condensação retrógrada.

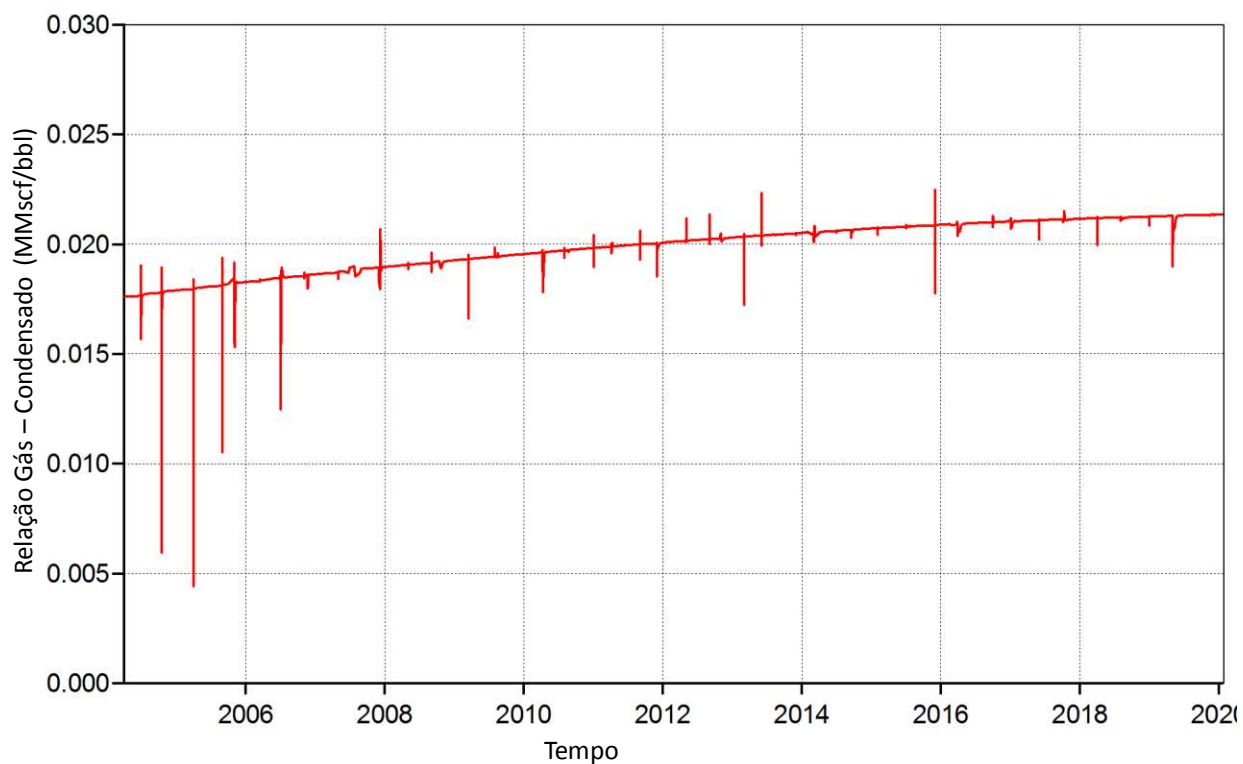


Figura 63 – Razão entre as vazões de gás e de condensado no tempo

6.2.2.4 Gás Molar Produzido (moles de C3 –NC4)

O efeito de condensação retrógrada impacta diretamente na riqueza de gás produzido. Na Figura 64, é possível evidenciar a perda de moléculas mais pesadas (C3 e C4) no gás produzido durante o processo de depleção para uma vazão constante de 150 MMscfD .

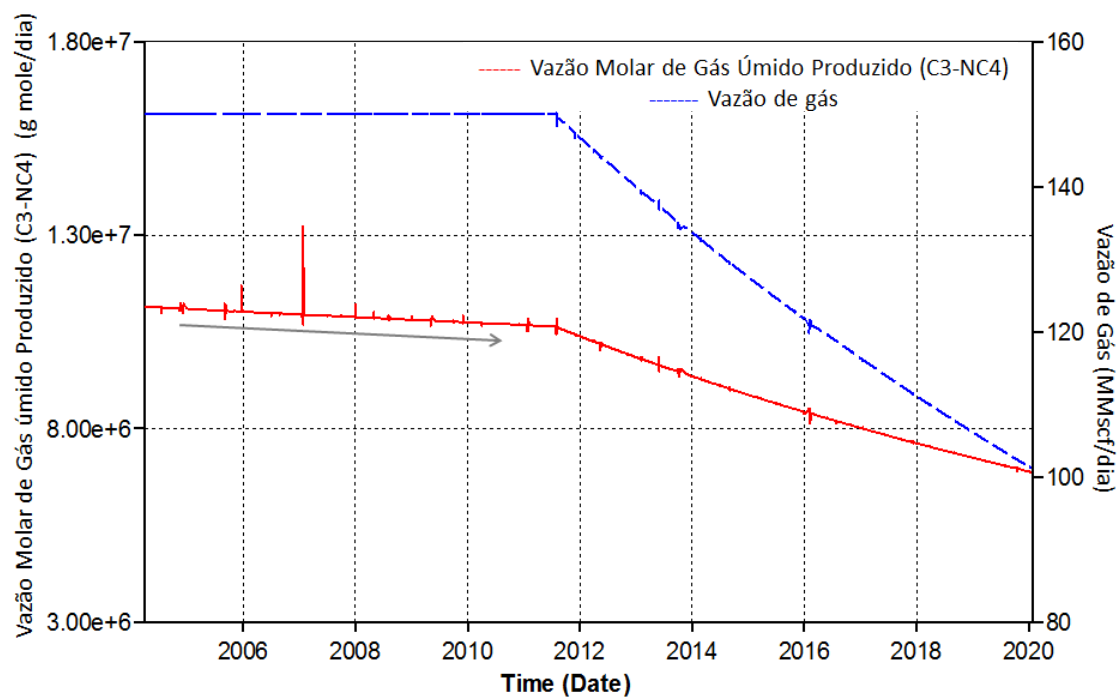


Figura 64 - Históricos de vazão molar de gás úmido e vazão de gás produzidos

7 DISPOSIÇÕES FINAIS

Neste capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho e são feitas algumas sugestões de trabalhos futuros para o aprimoramento e continuidade deste estudo.

7.1 Conclusões do Estudo

Através dos modelos analíticos, foi possível caracterizar o reservatório calculando-se a permeabilidade ao gás e o dano total da formação. Na região com presença de condensado, foi possível encontrar a permeabilidade efetiva ao gás e discretizar o dano por este efeito.

Mediante o modelo numérico foi possível evidenciar três regiões de escoamento em torno do poço, elaborar um perfil de distribuição de saturação de condensado em função da distância radial, ratificar a diminuição da qualidade do gás em relação aos componentes pesados e prever a evolução do banco de condensado no tempo.

Sob condições dinâmicas, a pressão em torno do poço cai abaixo da pressão de orvalho formando condensado em torno do poço, com saturações mais altas na região mais próxima ao poço.

O método de pseudopressão monofásica é válido para o cálculo da permeabilidade efetiva ao gás na região do reservatório onde a pressão é maior que a pressão de orvalho e se tem a presença de uma só fase.

Caso a pressão do reservatório esteja acima da pressão de orvalho durante a produção, as respostas obtidas pelos métodos de pseudopressão monofásica e bifásica deveriam ser exatamente as mesmas. No modelo de pseudopressão bifásica, o termo que corresponde à permeabilidade relativa do condensado seria zero e a permeabilidade relativa ao gás corresponderia à unidade. Neste estudo, o teste inicial foi realizado quando a pressão estática do reservatório era considerada igual à pressão de orvalho, ou seja, a pressão durante a produção estava abaixo da pressão de orvalho, motivo pelo qual não foram visualizadas respostas semelhantes nos modelos monofásico e bifásico.

Quando a pressão do reservatório cai abaixo da pressão de orvalho, a pseudopressão monofásica se desvia da solução do líquido e resulta numa permeabilidade ao gás menor que permeabilidade real. Isto foi comprovado na análise desenvolvida e apresentada neste trabalho: a

permeabilidade calculada pelo método de pseudopressão monofásica foi de 230 mD, cujo valor foi menor que aquele calculado considerando o método de pseudopressão bifásica, 410 mD.

O método de pseudopressão bifásica incorpora os efeitos de permeabilidade relativa e as propriedades do fluido com a distância. Trata-se de um método adequado para a análise de reservatórios de gás e condensado nos quais a pressão média do reservatório é maior que a pressão de orvalho e, devido ao processo de produção, cai abaixo da pressão de orvalho.

Entretanto, o método de pseudopressão bifásica é deficiente em relação à análise da região intermediária onde a saturação do condensado ainda não alcançou a saturação crítica. A análise com este método negligencia a região intermediária, na qual a saturação de condensado vai crescendo desde zero até a saturação crítica, atribuindo para esta região uma saturação maior que a saturação crítica. Como consequência, a saturação do condensado é sobre-estimada e a permeabilidade relativa ao gás calculada por este método resulta num valor menor que o real.

Neste estudo, a análise com pseudopressão bifásica no teste inicial resultou numa permeabilidade de 410 mD, maior que a permeabilidade estimada utilizando a pseudopressão monofásica (230 mD). Concluímos que a solução da permeabilidade começa a divergir da solução real à medida que a pressão estática do reservatório cai e se afasta da pressão de orvalho. Isto pode ser explicado uma vez que a técnica de pseudopressão bifásica baseia-se na teoria de regime permanente, cujo requisito é trabalhar com pressões maiores que a pressão de orvalho. Através da análise do segundo teste utilizando a pseudopressão bifásica, podemos confirmar esta divergência; para uma pressão estática do reservatório 280 psia abaixo da pressão de orvalho a solução da permeabilidade se afasta da solução real dando valores muito maiores que os esperados.

O método de pseudopressão monofásica considerando um modelo radial composto permite estimar duas permeabilidades, respectivamente, a permeabilidade referente à região de uma só fase e a permeabilidade efetiva associada à região com duas fases. Neste trabalho, a permeabilidade efetiva na região imediata ao poço, determinada por este método, foi menor que o valor de permeabilidade efetiva estimado com as curvas de permeabilidade relativa e com a relação de pressão-saturação para uma determinada queda de pressão.

O método de pseudopressão bifásica exposto é sensível às curvas de permeabilidade relativa e aos dados das análises PVT, e por isso, é importante contar com dados representativos das propriedades do sistema de fluidos e rocha-fluido.

Na análise log-log exposta, baseada no método de pseudopressão monofásica, o efeito de estocagem esconde a resposta da pressão do reservatório durante o período inicial, o qual para o caso apresentado aqui corresponde ao período necessário para investigar um raio de aproximadamente 57ft (~17,4 m) no primeiro teste e um raio de 47ft (14,3 m) no segundo teste, dificultando a análise nestes períodos.

É importante ter em conta que nos resultados obtidos pelo modelo analítico bifásico, os resultados estimados foram baixos para os valores de permeabilidade e altos para os valores de saturação de condensado (a uma distância determinada). Isto pode ser explicado pela superestimação da saturação do condensado para saturações abaixo da saturação crítica por parte do modelo analítico bifásico.

Os resultados do modelo numérico permitiram confirmar o crescimento da região bifásica ao longo do reservatório no tempo.

A simulação numérica permitiu modelar o comportamento do fluido no reservatório, caracterizando-se três regiões de escoamento, uma região mais afastada com unicamente presença de gás, uma região mais próxima com presença de gás e condensado, embora com escoamento unicamente de gás, e uma terceira região com escoamento de gás e de condensado.

Comparando os resultados do modelo de simulação com um balanço de materiais se estimou uma diferença de volume, o qual foi atribuído ao volume de condensado que permanece no reservatório nas proximidades ao poço por efeitos de condensação retrógrada, ou seja, a perda de produção por este efeito.

Ao longo do tempo pode ser observado um aumento do GOR, o que representa uma acumulação de condensado no reservatório, condensado que não será recuperado.

Os efeitos inerciais geram uma queda de pressão de reservatório adicional, o que corresponde a um efeito de película, o qual afeta notavelmente a capacidade de entrega de um poço.

7.2 Trabalhos Futuros

Seguem a continuação algumas sugestões para a continuidade deste trabalho:

- Comparar os resultados para a perda de produção, devido ao efeito de condensação retrógrada, utilizando equações de estado do gás seco, em lugar da equação de estado do gás condensado utilizada no modelo de simulação desenvolvido.
- Caracterizar a quarta região de escoamento no reservatório, localizada entre o poço e a terceira região (descrita na revisão de conceitos fundamentais neste trabalho), na qual a mobilidade do gás aumenta devido a baixas tensões interfaciais. Mediante correlações que possam ser incorporadas no simulador numérico.
- Avaliar a possibilidade de diminuir os efeitos de condensação retrógrada no campo por meio da introdução dos poços injetores de gás seco ao sistema.

8 REFERÊNCIAS

- AL HUSSAINY, R.; RAMEY, H. Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting. **Journal of Petroleum Technology**, p. 637 - 642, 1966.
- AL HUSSAINY, R.; RAMEY, H.; CRAWFORD, P. The Flow of Real Gases through Porous Média. **Journal of Petroleum Technology**, p 624-636, May 1966.
- AGARWAL, R. G. Real Gas Pseudotime – A New Function for Pressure Buildup Analysis of Gas Wells. In: PRESENTED AT THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Sept. 1979, Vegas. **Anais...** SPE 8279 AFTCE.
- AHMED, T. **Equations of State and PVT Analysis**. Ed. Gulf Publishing Company, Texas, 2007.
- ALI, J. K.; MC GAULEY, P. J.; WILSON C. J. The effects of high Velocity Flow and PVT Changes Near Wellbore on Condensate Well Performance. In: THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 5-8 Oct. 1997, Texas. **Anais...** SPE Paper 38923
- BOURDET, D. **Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models**. Handbook of Petroleum Exploration and Production 3. 1. Ed. The Netherland, 2002.
- CROTTI, M. **Las Propiedades del Gas y el Petróleo – Estudios PVT**. Curso Completo de PVT. Jujuy, 2005.
- DA PRAT, G. **Introducción al análisis y Diseño de Pruebas de Presión**. 2009.
- ECONOMIDES, M. J.; DEHGHANI, K.; OGBE, D. O.; OSTERMANN, R. D. Hysteresis Effects for Gas Condensate Wells Undergoing Build-Up Tests below the Dew Point Pressure. In: THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, Sept. 1987, Texas. **Anais...** SPE Paper 16748.

- FETKOVICH, M. J. The Isochronal Testing of Oil Wells. In: THE FALL MEETING OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS OF AIME, Sep. 30-Oct. 3, 1973, Las Vegas, **Anais...** SPE Paper 4529.
- FEVANG, Ø; WHITSON, C. H. Modelling Gas Condensate Well Deliverability. In: THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 1995, Texas. **Anais...** SPE Paper 30714.
- FUSSEL, D. D. Single Well Performance for Gas Condensate Reservoirs. **Journal of Petroleum Technology**, p 860-870, July 1973.
- GRINGARTEN, A; AL-LAMKI, A.; DAUNGKAEW, S. Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs. In: PRESENTED AT THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 2000, Texas. **Anais...** SPE Paper 62920.
- GRINGARTEN, A; VOM SCHROETER, T; HOLLANDER F. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem. **Journal of Petroleum Technology**, vol 9, p 375, 2004.
- GRINGARTEN, A. From the Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis. In: PRESENTED AT THE TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 24-27 Set. 2006, Texas. **Anais...** SPE Paper 102079.
- GRINGARTEN, A; BOZORGZADEH, C; DAUNGKAEW, S. Well Test Analysis in Lean Gas Condensate Reservoirs: Theory and Practice. In: PRESENTED AT THE 2006 SPE RUSSIAN OIL AND GAS TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Oct. 2006, Moscow. **Anais...** SPE 100993.
- GUEHRIA, F. Inflow Performance Relationship for Gas Condensates. In: PRESENTED AT THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1-4 Oct, Texas. **Anais...** SPE Paper 63158.
- HORNER, D.R. Pressure Build-Up in Wells. In THIRD WORLD PETROLEUM CONGRESS, **Proceedings...** Netherlands: The Hague University, 1951. p 503-521.

- HOUZÉ, Olivier et al. **Dynamic Data Analysis - The Theory and Practice of Pressure Transient Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data.** Kappa book v 4.12.02. <http://www.kappaeng.com/training/dda>
- JAMIOLAHMADY, M.; DANESH, A.; TEHRANI, D. H. et al. A Mechanistic Model of Gas Condensate Flow in Pores. **Transport in Porous Média 41.** p. 17-46, Oct. 2000. DOI:10.1023/A:1006645515791.
- JAMIOLAHMADY, M.; DANESH, A.; TEHRANI, D. H. et al. Positive Effect off Velocity on Gas Condensate Relative Permeability. **Transport in Porous Média 52.** p. 159-183. Jan. 2003. DOI:10.1023/A:1023529300395.
- JONES, L. G.; BLOUNT, E. M.; GLAZE, O. H. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence. In: SPE ANNUAL FALL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 3-6 Oct. 1976, Louisiana. **Anais...** SPE Paper 6133.
- JONES, J. R. **Computation and Analysis of Single Well Responses for Gas Condensate Systems.** PhD Thesis, University of Tulsa, 1985.
- JONES, J. R.; RAGHAVAN, R. Interpretation of Flowing Well Response in Gas Condensate Wells, **SPE 14204 Journal Paper**, p 578-594, Sept. 1988.
- KOZULJ, R. La Industria del Gas Natural en América del Sur: Situación y Posibilidades de Integración de Mercados. Recursos Naturales y Infraestructura. **Publicación de Las Naciones Unidas (división de la Comisión Económica Para América Latina y el Caribe).** Santiago de Chile, n 77, 2004.
- LEE, J. **Well Testing**, SPE Textbooks Series, Vol 1. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. p 16-88.
- LEVINE, J.; PRATS, M. The Calculated Performance of Solution Gas-Drive Reservoirs. Trans AIME, p 145-152, 1961).

- MAYTHAM, I. **Field Observations of Gas-Condensate Well Testing**. A report submitted to the Department of Petroleum Engineering of Stanford University, 2010.
- MUSKAT, M.; EVINGER, H. Calculation of Theoretical Productivity Factor. **Trans AIME**, p 126-139, 1942.
- O'DELL, H. G.; MILLER, R. N. Successfully Cycling a Low-Permeability High-Yield Gas Condensate Reservoir. **Journal of Petroleum Technology**, p 41-47, 1967.
- PENUELA, G.; CIVAN, F. Gas Condensate Well Test Analysis with and without Relative Permeability Curves. In: THE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1-4 Oct. 2000, Texas. **Anais...** SPE Paper 63160.
- RAGHAVAN, R. **Well Test Analysis**. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, New Jersey, 1993.
- RAMEY, H. J. Non Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells. **Journal of Petroleum Technology**, p 223-234, Feb. 1965.
- RAWLINS, E. K.; SCHELLHARDT, M. A. **Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and their Application to Production Practices**. Aug. 1935.
- RAYEEV R. Lal. **Well Testing in Gas-Condensate Reservoirs**. A report submitted to the Department of Petroleum Engineering of Stanford University, 2003.
- ROJAS, G. **Ingeniería de Yacimientos de Gas e Condensado**. 1. ed. Puerto la Cruz, 2004.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; DANIEL, J. A. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2006.
- ROUSSENNAC, B. **Gas Condensate Well Test Analysis**. A report submitted to the Department of Petroleum Engineering of Stanford University, 2001.
- MARQUES, J. B.; ROSA, A. J.; PERES A. M.; DECNOP, A. C.; CORREA, A. C.; CAMARGO, C.; PUNTEL E. A.; KATO, E. T.; TINOCO, F. L.; NISHIMURA, N. S.;

NOGUEIRA, P. B.; CARVALHO, R. S.; SPINELLI JUNIOR, V. D. **Apostila de Análises de Testes de Poços.**

- MOUTINHO, E. S.; WERNECK, M. T.; BONOMI C. B.; POULALLION, P. L. Gás Natural: A Construção de uma Nova Civilização. **Estudos Avançados Online**, São Paulo, 2007. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40142007000100007>>. Acesso em: Maio, 2011
- SCOTT, J. O. Application of a New Method for Determining Flow Characteristics of Fractured Gas Wells in Tight Sands. In: SYMPOSIUM ON LOW PERMEABILITY GAS RESERVOIR May. 1979, Colorado. **Anais...** SPE Paper 7931.
- STEWART, G. **Well Test Design & Analysis**. Penn Well Corporation, 2011.
- VAN EVERDINGEN, A. F & HURST. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs. **Trans AIME**, p 305-324, 1949.
- WELEX TRAINING SYSTEM. **Introducción al Perfilaje**. Tradução pelo Centro de Capacitación Regional Latino-Americano. Neuquén Argentina (1984).
- XU, S.; Lee, J. W. Gas Condensate Well Test Analysis using a Single-Phase Analogy. In: THE SPE WESTERN REGIONAL MEETING, 26-27 May 1999, Alaska. **Anais...** SPE Paper 55992

APÊNDICE A : ANÁLISES EM KAPPA-ECRIN 4.30.01 (MÓDULO SAPHIR)

Neste apêndice são apresentadas as considerações e os passos seguidos para a interpretação dos testes por meio do modelo radial composto e utilizando-se a técnica de ajuste por curvas-tipo.

Entre as opções do *software*, o método de pseudopressão monofásica é recomendado como técnica de análise de um reservatório de gás e condensado, sendo para isso, considerado um fluido equivalente (gás mais equivalente do condensado em gás).

Assim, utiliza-se uma gravidade equivalente e uma vazão total de gás equivalente, a qual inclui a vazão de condensado e a vazão de gás. No modelo considerado no *Kappa*, calcula-se a gravidade específica do gás equivalente, γ_{gr} , como a seguir:

$$\gamma_{gr} = \frac{(R \times \gamma_g + 4600 \times \gamma_o)}{R + 133000 \times \gamma_o / M} \quad [A.1]$$

e a vazão total de gás equivalente segundo a equação:

$$q_{geq} = q_g \left(1 + 133000 \frac{\gamma_o}{M_o R} \right) \quad [A.2]$$

onde γ_o é a gravidade do condensado do tanque e a γ_g é a gravidade de gás do separador de alta. M_o é o peso molecular do condensado calculado como na equação seguinte:

$$M_o = \frac{42.43}{1.008 - \gamma_o} \quad [A.3]$$

A seguir são detalhados os itens de maior destaque no procedimento empregado para a análise de um reservatório de gás condensado através do *Kappa*.

A.1 Dados de Entrada

Para a criação de uma nova análise é necessário inicialmente introduzir no *software* uma série de dados do poço, do reservatório e do fluido, os quais são detalhados a seguir:

A.1.1 Principais opções (*Main Options*)

Devem ser introduzidas as características do poço e do reservatório (o raio do poço, a espessura líquida e a porosidade do reservatório), assim como o tipo de fluido produzido. Dados que não poderão ser mudados depois que o projeto tenha sido iniciado. Na Figura A.1 são mostrados os dados de entrada completados com dados utilizados neste estudo.

The screenshot shows a software interface for setting well and reservoir parameters. The 'Main options' tab is selected, displaying fields for test type, well radius, pay zone, porosity, fluid type, reference time, and analysis options. The values entered are: Standard test type, 3.6 in well radius, 244.423 ft pay zone, 0.15 porosity, Gas reference phase, Oil and Gas available rates, 01/01/2004 reference time, and Standard analysis.

Figura A.1–Dados de entrada (opções principais))

A.1.2 Seção PVT

Os dados PVT têm em conta: a produção de condensado e assumem uma condição monofásica do reservatório de gás. Neste item são introduzidos dados tomados da análise PVT e dados de produção obtidos para o período de escoamento durante a amostragem de gás e condensado em superfície (Figura 21).

Document PVT definition

Temperature option

☒ Only 1 Temperature, table input allowed

☐ Any Temperature, table input not allowed

Fluid type

☒ Hydrocarbons:

☐ Dead Oil

☐ Dry Gas Hydrocarbon

☐ Saturated Oil (bubble point fluid)

☒ Condensate (dew point fluid)

☐ From PVT report

☒ Water

Reservoir parameters

Reservoir Temperature 167 °F

Reservoir Pressure 3109 psia

Pressure range

Minimum 14.6959 psia

Maximum 10014.7

Increment ☒ # pts ☐ Value

201

Edit interfacial tensions

Help Cancel OK

Document PVT definition

Main options co_c Bo_c Rhoo_c Muo_c CGR prod. L.D.O. Bg_c cg_c Rhog_c Mug_c

First stage separator

gas gravity 0.68

GOR 27261.9 scf/stb

pressure 944 psia

temperature 77 °F

Maximum dewpoint

Dewpoint pressure 3202 psia

Dewpoint temperature 170 °F

Liquid gravity 0.714376 sp. gr.

Non-hydrocarbon ☐ % ☒ Mole fraction

Nitrogen 0 Carbon dioxide 0 Hydrogen sulphide 0

Critical properties ☒ From composition

Other separator(s)

☐ Second stage separator (temp.) N/A °F

☐ Tank temperature N/A °F

Help Cancel OK

Figura A.2–Dados de entrada (dados PVT)

A partir destes dados, o *software* calcula todas as propriedades do gás e do condensado (B_o , c_o , R_{hoo} , μ_o , $CGR\ prod.$, c_g , R_{hog} , μ_g , $L.D.O$) a partir de correlações internas, as quais podem ser escolhidas pelo intérprete (Figura A.3).

Standard Conditions	Gas PVT	Oil PVT	Water PVT
Z Mug			
☒ CONSTANT ☒ Dranchuk ☒ Beggs - Brill ☒ Hall-Yarborough ☒ Standing ☒ Dranchuk - Abou-Kassem ☒ CONSTANT ☒ Lee et al. ☒ Carr et al. ☒ From composition (LBC)			
Default Dranchuk Default Lee et al.			
Default Ajuda Cancelar Aplicar OK			

Figura A.3– Dados de entrada (correlações internas para o cálculo das propriedades do fluido)

A.1.3 Aquisição de dados e controle de qualidade (QAQC)

Nesta seção são incluídas todas as facilidades para aquisição de dados e controle de qualidade dos mesmos. Aqui são importados os dados de pressão e temperatura do reservatório obtidos do teste nos períodos de crescimento de pressão e fluxo recompilados por um ou mais sensores de pressão (*memories gauges*).

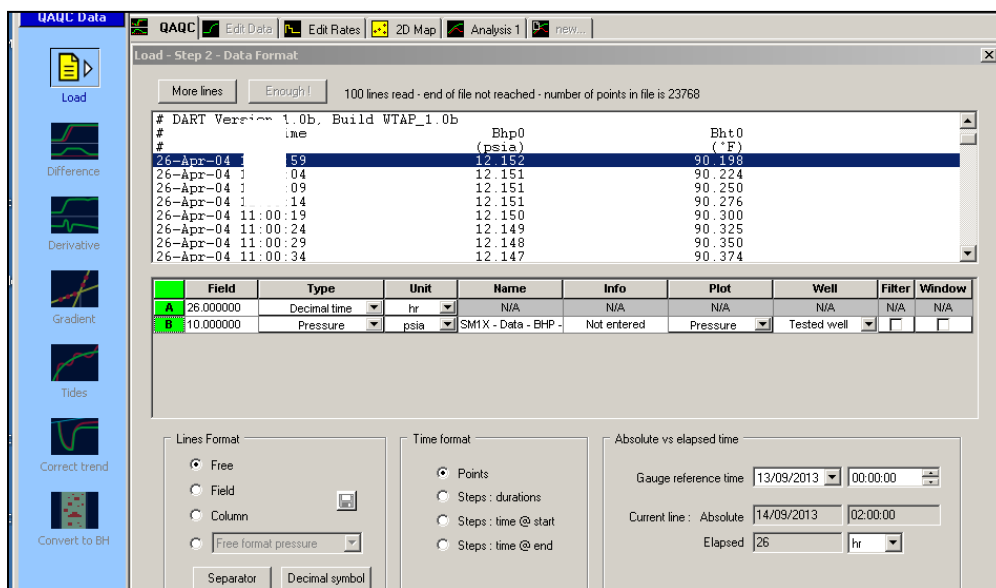


Figura A.4— Dados de entrada (aquisição da dados e control de qualidade)

Na Figura A.5 são mostradas, pressões de fundo captadas por um sensor de pressão posicionado 10 mts acima do topo do reservatório e o histórico de temperatura medidas.

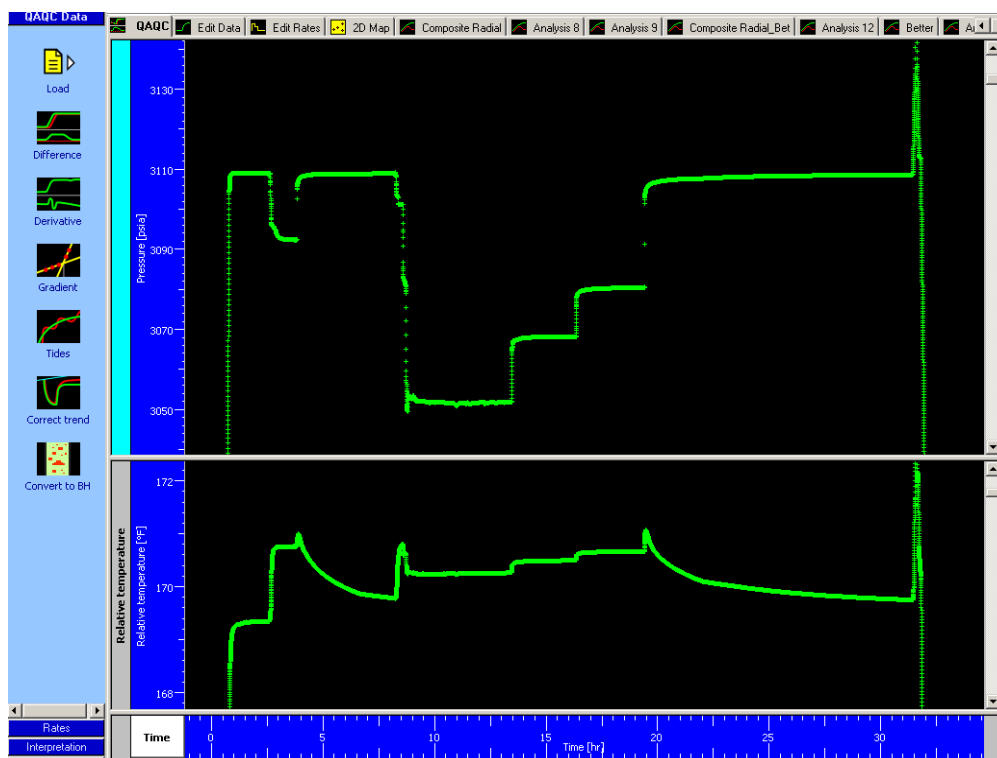


Figura A.5— Dados de entrada (dados de pressão e temperatura do teste analisado)

A.1.4 Vazões de produção (*Rates*)

Nesta seção são carregadas as vazões de gás e condensado correspondentes aos dados de pressão. O *software* agrupa automaticamente períodos de escoamento (produção, injeção, *build up*, *fall off*) dependendo se o escoamento produzido é positivo, negativo ou zero. A seguir, na Figura A.6 são apresentadas a vazão total e sua correspondente pressão de fundo.

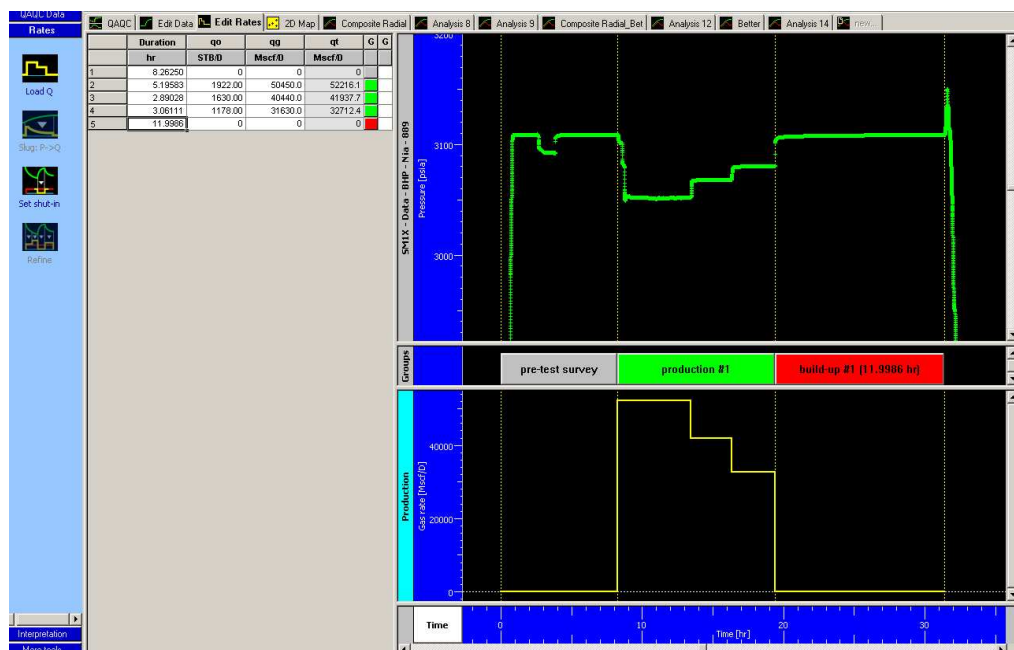


Figura A.6– Dados de entrada (vazões de produção durante o teste de fluxo e de crescimento de pressão)

Cabe mencionar que para nosso estudo, as vazões reportadas correspondem às vazões estabilizadas depois de um mesmo período de tempo para cada período de escoamento. A vazão de gás equivalente é calculada automaticamente mediante a Equação A.2.

A.1.5 Mapa 2D do reservatório em estudo

Uma vez que se pode contar com o mapa geológico do reservatório, nesta seção é introduzido o mapa 2D com a posição dos poços e posições de falhas geológicas existentes no campo. Analogamente, também é possível agregar espessuras distintas em cada ponto do mapa (simulando trucamentos, dunas entre outros) e características do reservatório, como porosidade e permeabilidade. A seguir, na Figura A.7, é mostrado um exemplo de um mapa 2D com dois poços no campo e uma falha geológica.

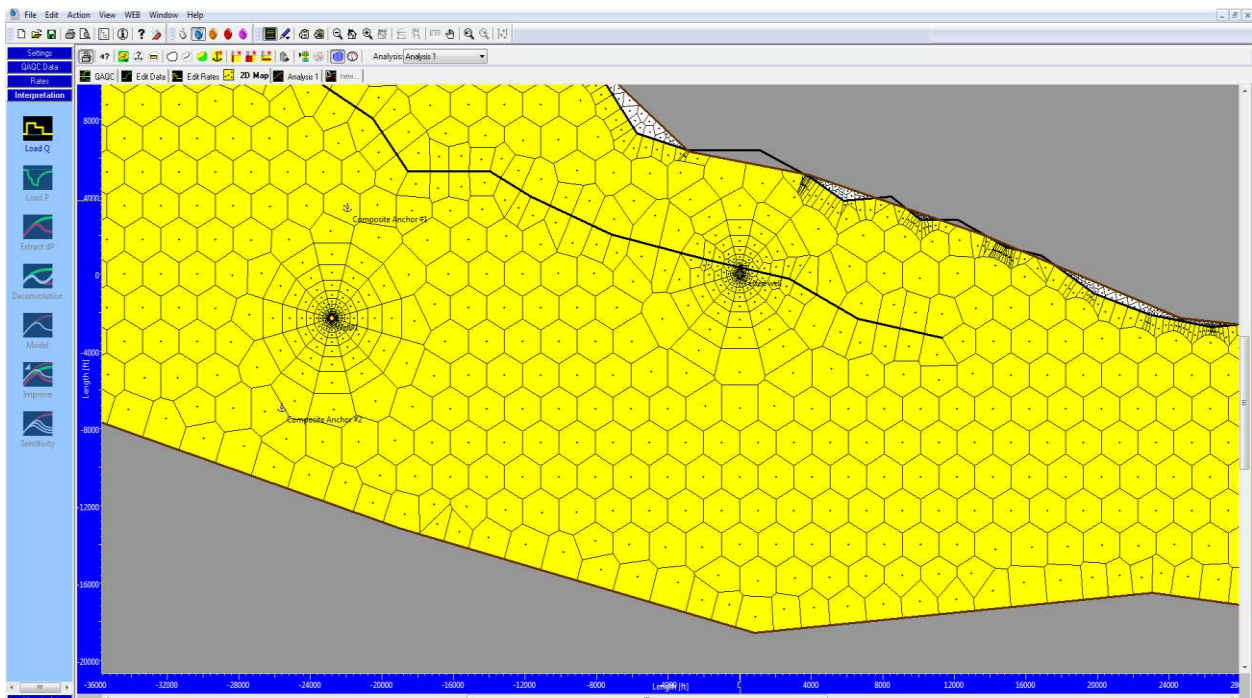


Figura A.7– Dados de entrada (mapa de um reservatório exemplo)

A.2 Análises e Interpretação de um Teste de Pressão

Introduzidos os dados do reservatório, dos fluidos (informação PVT), do separador e informações coletadas no teste de pressão (pressão de fundo do poço e suas respectivas vazões de gás e condensado) pode-se extrair a diferencial de pressão dos dados de pressão obtidos dos sensores de fundo durante o teste.

Com a resposta exclusiva para esse reservatório de acordo com as suas características, estas podem ser analisadas mediante o *software Kappa* utilizando um modelo numérico ou um modelo analítico.

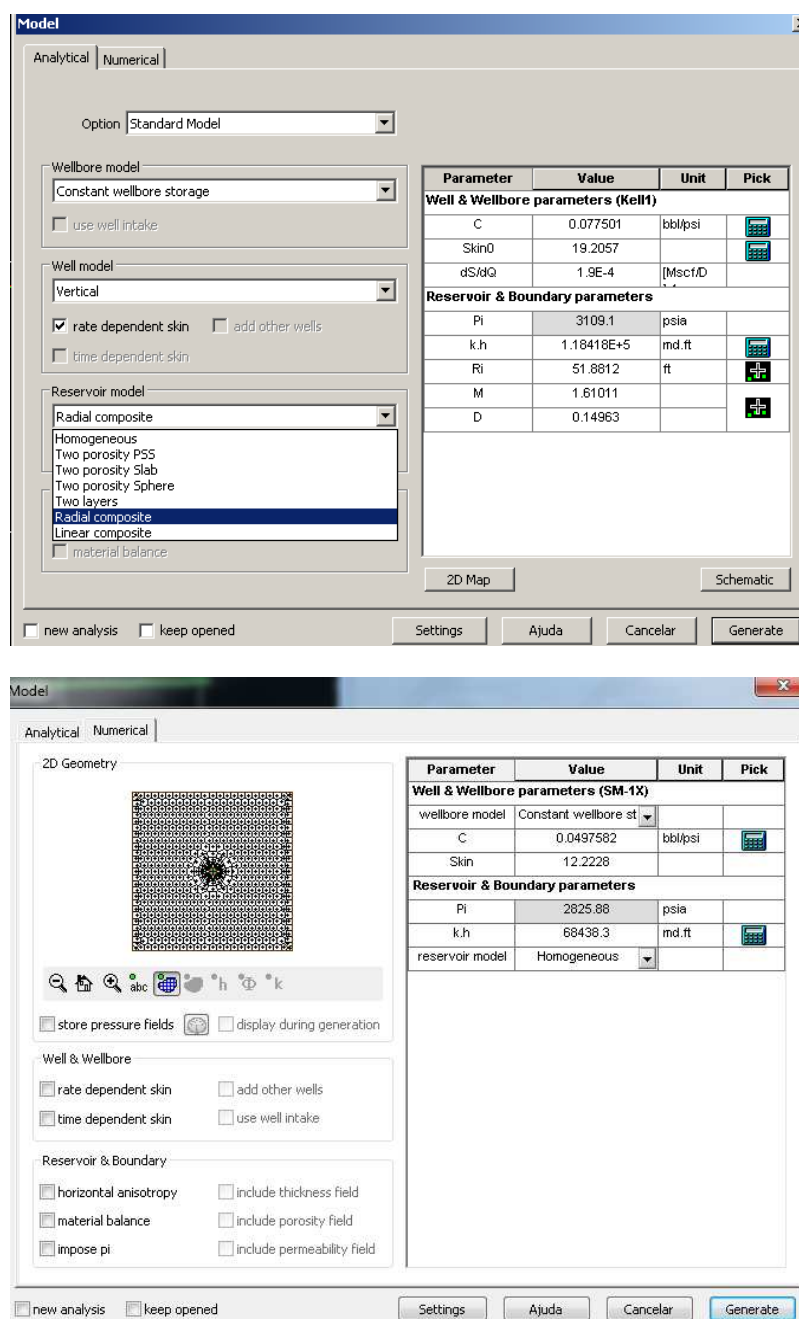


Figura A.8– Modelos de Interpretação (Modelo analítico e modelo numérico)

Neste estudo foi utilizado um modelo analítico, no qual foram definidos: o tipo de modelo do *Wellbore* (armazenamento constante ou variável), o tipo de poço (vertical, horizontal, inclinado ou fraturado) e o efeito de película que se espera ter no estudo (definir se o efeito de película depende da vazão, do tempo ou é constante). Além disso, também é importante definir o tipo de reservatório (homogêneo, radial composto, duas camadas, linear composto, dupla porosidade) e o tipo de limites do reservatório (infinito, com uma ou mais falhas, círculo, retângulo, entre outros).

Em relação aos métodos de análise, o teste de pressão pode ser analisado mediante análise log-log (baseada em curvas tipo), gráfico semi-logaritmico, método de Horner, MDH entre os principais.

A seguir, na figura A.8, é mostrada a resposta característica do reservatório neste exemplo específico e sua interpretação. A diferença de pressão e a sua derivada correspondem aos pontos em verde e em vermelho respectivamente. Enquanto que, sua interpretação corresponde às linhas em preto e vermelho.

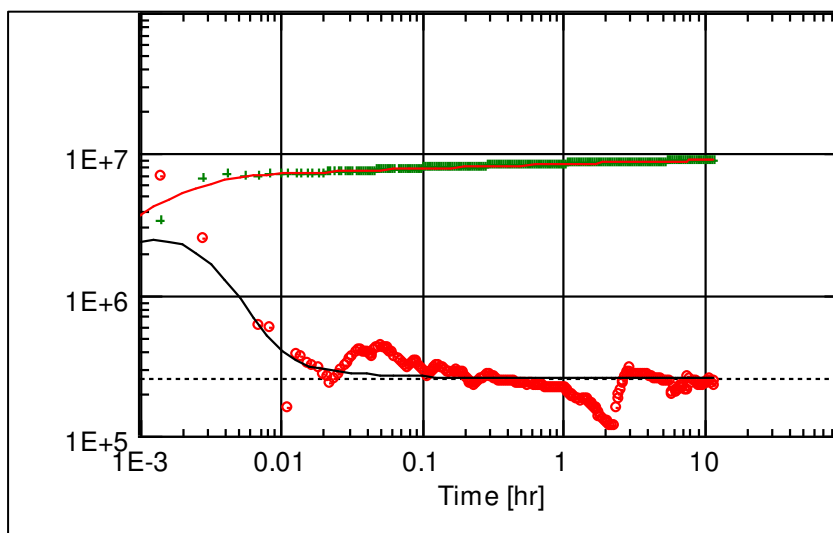


Figura A.9– Análises log-log da derivativa da pressão

APÊNDICE B : PERMEABILIDADE RELATIVA GÁS - OLEO

A sequência a seguir inclui o cálculo de k_w/k_o em uma dada S_{wi} em estado pseudo estacionário, seguida do cálculo de k_o/k_g em uma S_{wi} em estado estacionário.

1. A amostra foi limpa, secada e pesada. A permeabilidade ao ar e a porosidade foram medidas a 800 psi e 2450 psia (condições de tensão de confinamento do reservatório em estudo) respectivamente.
2. A amostra foi 100% saturada com salmoura (NaCl, 15 ppm) e em seguida, foi colocada na centrífuga para girar a 200 psi de pressão capilar. Depois, a amostra foi descarregada da centrífuga e pesada para o cálculo da S_{wi} . A amostra foi carregada num porta-testemunho especial, o qual permite a penetração de Raios-X utilizados para monitorar as alterações de saturação durante o teste em estado estacionário. Foi aplicada uma tensão confinante de 2450 psia à amostra. A permeabilidade ao gás foi determinada durante o varrido da amostra com gás a S_{wi} . Um ISOPAR foi etiquetado com componentes de iodeto de alquila, o qual é um agente bloqueador de Raios-X, que permite a determinação da saturação do condensado com base em contagens de Raios-X. A permeabilidade para o ISOPAR à S_{wi} foi determinada durante o varrido da amostragem com condensado. A k_o a S_{wi} foi determinada ao final do teste de estado estacionário K_o/k_g .
3. A tensão de confinamento do reservatório foi mantida e uma pressão de poro de 200 psi, a qual foi estabelecida através da injeção de gás a uma velocidade constante apropriada até se observar uma pressão diferencial de equilíbrio. Depois, a permeabilidade efetiva ao gás à saturação de água inicial foi determinada em duas vazões de injeção.
4. O ISOPAR e gás foram co-injetados simultaneamente em várias proporções crescentes de óleo/gás, para permitir a saturação crescente do óleo dentro da amostra. Mudanças de saturação foram monitoradas através do contagem de Raios-X.
5. A injeção continuou para cada proporção até o equilíbrio, a condição de estado-estacionário dentro da amostra foi estabelecida com base na consistência do perfil de saturação e de pressão diferencial. As taxas de fluxo e pressões diferenciais foram monitoradas durante todo o processo de teste. Finalmente foi injetado unicamente o óleo até que o equilíbrio fosse atingido durante o varrido, cada volume poroso e permeabilidade efetiva ao óleo a uma

saturação residual de gás foi determinada para duas vazões de injeção. Após a injeção de dois volumes porosos de óleo, a saturação de gás aprisionado na amostra foi determinada.

6. A pressão de poro de 200 psi foi alcançada lentamente enquanto se continuava com a injeção de ISOPAR a uma vazão constante adequada até se observar uma pressão diferencial de equilíbrio. A permeabilidade ao óleo em condições de saturação de água inicial, à pressão atmosférica foi determinada.
7. A amostra (o plugue) foi descarregada e submetida a Dean-Stark e a uma extração Soxhlet com tolueno, lixiviado de sais inorgânicas com metanol, e seca até um peso constante num forno à vácuo.
8. Medições de taxas de fluxo e pressões diferenciais em condições de equilíbrio para cada relação de injeção de óleo e gás foram utilizadas para calcular os dados de permeabilidade relativa em estado de equilíbrio para cada amostra. As saturações foram determinadas pelo método de atenuação de Raios-X em que as verificações de Raios-X medidos em cada saturação foram combinadas com as verificações de base a uma saturação de 100%, pela seguinte equação:

$$S_{liq} = \frac{\log(\text{scan}) - \log(\text{scan } K_o \text{ at } S_{wi})}{\log(\text{scan } K_g \text{ at } S_{wi}) - \log(\text{scan } K_o \text{ at } S_{wi})}$$

onde: S_{liq} = Saturação do líquido.

scan = X-ray scan, contagens

$\text{scan } K_g \text{ at } S_{wi}$ = X-ray scan at 100% S_g at S_{wi} , contagens

$\text{scan } K_o \text{ at } S_{wi}$ = X-ray scan at 100% S_o at S_{wi} , contagens

APÊNDICE C : APROXIMAÇÕES DE “P” E “P²” NO CÁLCULO DA PSEUDOPRESSÃO MONOFÁSICA

Para fins práticos podem ser utilizadas duas aproximações no cálculo da pseudopressão monofásica para determinadas condições de pressão, estas são mostradas brevemente a continuação:

Foi plotada a pseudo-pressão em função da pressão para uma faixa de pressões e foi observado que dependendo da faixa de pressão, podem ser obtidas expressões simplificadas para a pseudo-pressão.

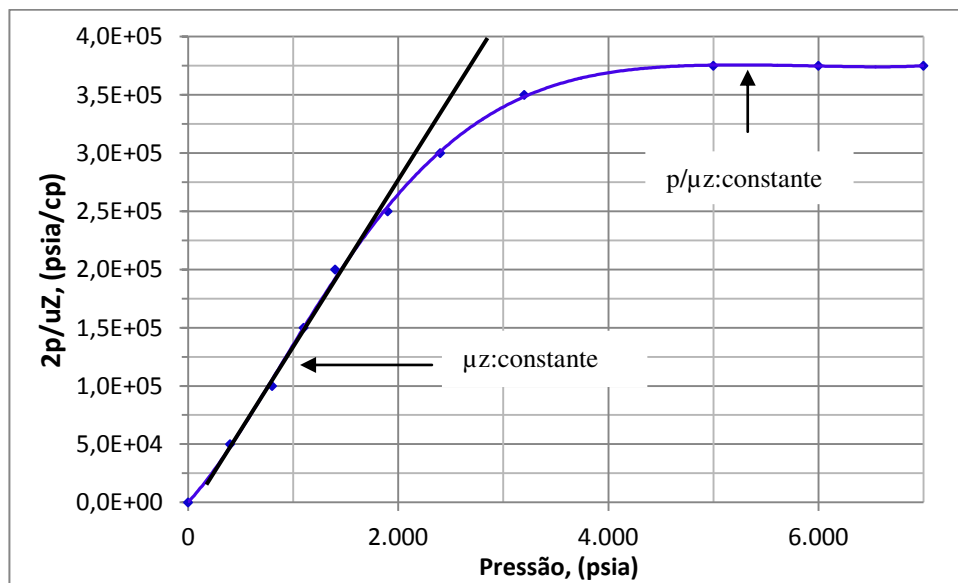


Figura C.1–Pseudopressão em função da pressão (adaptado de Da Prat, 2009)

Para pressões abaixo de aproximadamente 2000 psia, o produto μ^*Z pode ser considerado constante, assim a pseudo-pressão pode ser aproximada pelo quadrado da pressão para a determinação da solução. A justificativa é baseada na observação de que se $m(p)$ é uma função linear da pressão “ p ”, a aproximação em “ p^2 ” é válida.

$$(p) = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_b}^p p \partial p \approx \frac{(p^2 - p_b^2)}{(\mu Z)_{\bar{p}}} \quad [C.1]$$

onde p_b representa uma pressão arbitrária e “ p ” representa a pressão do reservatório, a qual poderia ser a pressão no início da produção, “ p_i ” ou a pressão do reservatório depois de anos de produção “ p_m ”.

O produto viscosidade-fator de compressibilidade (μZ) pode ser calculado a partir dos resultados das análises PVT para cada ponto de pressão do teste. Embora, para fins práticos (μZ) pode ser calculado para uma pressão $\bar{p}$, dada pela expressão:

$$\bar{p} = \left[\frac{p^2 + p_{wf}^2}{2} \right]^{0.5} \quad [C.1]$$

Onde p_{wf} é a pressão de fundo do poço a uma vazão “ q ”.

Analisando-se ainda a Figura C.1, observa-se que para pressões aproximadamente maiores do que 3500 psia, a razão “ $p/\mu Z$ ” pode ser considerada constante, transformando a função da pseudopressão em:

$$m(p) = \frac{2p}{\mu Z} \int_{p_b}^p \partial p \approx (p - p_b) \frac{\bar{p}}{(\mu Z)_{\bar{p}}} \quad [C.2]$$

Na região de transição (entre 2000 e 3500 psia), não se tem simplificação disponível, e por isso, é necessário avaliar numericamente a integral da pseudopressão.

APÊNDICE D : EFEITOS INERCIAIS

Este efeito causa uma queda adicional de pressão comparada com a queda de pressão prevista pela lei de Darcy, representada na seguinte equação:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\mu}{k}\right) \frac{q}{A} \quad [D.1]$$

A teoria que considera a presença de escoamento não Darcyano para um sistema de escoamento de uma fase está baseada na equação desenvolvida por Forchheimer, Equação [D.2].

$$\frac{\partial p}{\partial r} = C_5 \left(\frac{\mu}{k}\right) \frac{q}{A} + C_6 \beta \rho \left(\frac{q}{A}\right)^2 \quad [D.2]$$

Onde β é chamado fator de turbulência.

Para examinar a influência do fluxo não-Darcyano, o primeiro termo da direita pode ser desprezado, portanto se o escoamento fosse dominado unicamente pelo termo não-Darcyano, a Equação [D.2] torna-se:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = C_6 \beta \rho (v)^2 \quad [D.3]$$

E sabendo que em termos da pseudopressão a equação de estado dada por $\rho = pM/(ZRT)$ se transforma em:

$$\frac{\partial m}{\partial r} = \frac{2RT\rho}{\mu M} \frac{\partial p}{\partial r} \quad [D.4]$$

Considerando também $v = q/(2\pi rh)$ e substituindo a Equação [D.3] na Equação [D.11] tem-se:

$$\frac{\partial m}{\partial r} = \frac{2C_6 RT}{\mu M} \frac{\beta \rho^2 q^2}{(2\pi rh)^2} \quad [D.5]$$

Notando-se que $qp = (qp)_{sc}$ e integrando-se em função de “r” temos:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{C_6 M \beta T q_{sc}^2 p_{sc}^2}{2RT_{sc}^2 \pi^2 h^2} \int_{r_w}^{r_n} \frac{1}{\mu r^2} dr \quad [D.6]$$

Nesta equação foi assumido que o fluxo não Darcyano existe e atua numa pequena região de raio “ r_n ”. Assumindo que a queda de pressão devido ao fluxo não Darcyano pode ser imposta na queda de pressão Darcy, a queda de pseudopressão total poderia ser escrita como:

$$[\Delta m(p)]_t = [\Delta m(p)]_D + [\Delta m(p)]_{ND} \quad [D.7]$$

Onde os subscritos “D” e “ND” correspondem à queda de pseudopressão devido a efeitos darcyanos e não darcyanos respectivamente. Assim:

$$[\Delta m(p)]_{ND} = \frac{C_6 M \beta T q_{sc}^2 p_{sc}^2}{2 R T_{sc}^2 \pi^2 h^2} \int_{r_w}^{r_n} \frac{1}{\mu r^2} \partial r \quad [D.8]$$

Devido a que o fluxo não Darcy se incrementa com a velocidade e esta é mais alta na região mais próxima ao poço, μ pode ser aproximada a μ_w (viscosidade na parede do poço). Assim também $r_n \gg r_w$, com o que a integral na equações [D.6] e [D.7] resulta em:

$$\int_{r_w}^{r_n} \frac{1}{\mu r^2} \partial r = \frac{1}{\mu_w} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_n} \right) = \frac{1}{\mu_w r_w} \quad [D.9]$$

Desta forma foi encontrado o fator D, fator inercial, apresentado na Equação [D.10]. A queda de pressão adicional causada pelo efeito de turbulência cria um dano de formação adicional representado por “Dq”, Equação [D.11].

$$D = C_7 \beta \frac{k \bar{M}}{h \mu r_w} \quad [D.10]$$

$$s = s_m + Dq \quad [D.11]$$

APÊNDICE E : SISTEMA E CONVERSÃO DE UNIDADES

Tabela E.1–Parâmetros em dois Distintos Sistemas de Unidades

Parâmetro	SI	Americano
Comprimento	m	ft
Massa	kg	lb
Temperatura absoluta	K	°R
Tempo	s	h
Permeabilidade	m ²	md
Pressão	Pa	psi
Viscosidade	Pa.s	cp
Vazão de óleo	m ³ /s	bbl/d
Vazão de gás	m ³ /s	10ft ³ /d

Tabela E.2–Constantes das Equações

Constantes	SI	Americano
C ₁	0.1592	141.2000
C ₂	1.000000	0.000264
C ₃	0.2679	1.987*10 ⁻⁵
C ₄	1.3090	1.4220
C ₅	2.740*10 ¹⁴	3.194*10 ⁶
C ₆	1.3914*10 ⁻⁴	0.1026
C ₇	2.70828*10 ⁻¹⁴	7.669*10 ⁻¹⁷

APÊNDICE F : DADOS DE PRESSÃO DOS SENSORES DE FUNDO

F.1 Teste Inicial (pontos de pressão tomados cada 40 seg. durante período de build up)

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
0.000	3080.4	0.378	3080.3	0.756	3106.5	1.133	3107.0	1.511	3107.3
0.011	3080.4	0.389	3080.3	0.767	3106.5	1.144	3107.0	1.522	3107.3
0.022	3080.4	0.400	3091.2	0.778	3106.5	1.156	3107.0	1.533	3107.3
0.033	3080.4	0.411	3103.2	0.789	3106.5	1.167	3107.0	1.544	3107.3
0.044	3080.4	0.422	3103.8	0.800	3106.6	1.178	3107.1	1.556	3107.3
0.056	3080.4	0.433	3104.2	0.811	3106.6	1.189	3107.1	1.567	3107.3
0.067	3080.4	0.444	3104.5	0.822	3106.6	1.200	3107.1	1.578	3107.3
0.078	3080.4	0.456	3104.8	0.833	3106.6	1.211	3107.1	1.589	3107.3
0.089	3080.4	0.467	3105.0	0.844	3106.6	1.222	3107.1	1.600	3107.3
0.100	3080.4	0.478	3105.2	0.856	3106.7	1.233	3107.1	1.611	3107.3
0.111	3080.4	0.489	3105.3	0.867	3106.7	1.244	3107.1	1.622	3107.3
0.122	3080.4	0.500	3105.4	0.878	3106.7	1.256	3107.1	1.633	3107.4
0.133	3080.4	0.511	3105.5	0.889	3106.7	1.267	3107.1	1.644	3107.4
0.144	3080.4	0.522	3105.6	0.900	3106.7	1.278	3107.1	1.656	3107.4
0.156	3080.4	0.533	3105.7	0.911	3106.8	1.289	3107.1	1.667	3107.4
0.167	3080.4	0.544	3105.8	0.922	3106.8	1.300	3107.1	1.678	3107.4
0.178	3080.4	0.556	3105.8	0.933	3106.8	1.311	3107.2	1.689	3107.4
0.189	3080.4	0.567	3105.9	0.944	3106.8	1.322	3107.2	1.700	3107.4
0.200	3080.4	0.578	3105.9	0.956	3106.8	1.333	3107.2	1.711	3107.4
0.211	3080.3	0.589	3106.0	0.967	3106.8	1.344	3107.2	1.722	3107.4
0.222	3080.3	0.600	3106.0	0.978	3106.8	1.356	3107.2	1.733	3107.4
0.233	3080.3	0.611	3106.1	0.989	3106.9	1.367	3107.2	1.744	3107.4
0.244	3080.3	0.622	3106.1	1.000	3106.9	1.378	3107.2	1.756	3107.4
0.256	3080.3	0.633	3106.1	1.011	3106.9	1.389	3107.2	1.767	3107.4
0.267	3080.3	0.644	3106.2	1.022	3106.9	1.400	3107.2	1.778	3107.4
0.278	3080.3	0.656	3106.2	1.033	3106.9	1.411	3107.2	1.789	3107.4
0.289	3080.3	0.667	3106.2	1.044	3106.9	1.422	3107.2	1.800	3107.4
0.300	3080.3	0.678	3106.3	1.056	3106.9	1.433	3107.2	1.811	3107.4
0.311	3080.3	0.689	3106.3	1.067	3106.9	1.444	3107.3	1.822	3107.4
0.322	3080.3	0.700	3106.3	1.078	3107.0	1.456	3107.3	1.833	3107.4
0.333	3080.3	0.711	3106.4	1.089	3107.0	1.467	3107.3	1.844	3107.4
0.344	3080.3	0.722	3106.4	1.100	3107.0	1.478	3107.3	1.856	3107.4
0.356	3080.3	0.733	3106.4	1.111	3107.0	1.489	3107.3	1.867	3107.4
0.367	3080.3	0.744	3106.5	1.122	3107.0	1.500	3107.3	1.878	3107.4

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
1.889	3107.5	2.344	3107.6	2.800	3107.6	3.256	3107.8	3.711	3107.9
1.900	3107.5	2.356	3107.6	2.811	3107.7	3.267	3107.8	3.722	3107.9
1.911	3107.5	2.367	3107.6	2.822	3107.7	3.278	3107.8	3.733	3107.9
1.922	3107.5	2.378	3107.6	2.833	3107.7	3.289	3107.8	3.744	3107.9
1.933	3107.5	2.389	3107.6	2.844	3107.7	3.300	3107.8	3.756	3107.9
1.944	3107.5	2.400	3107.6	2.856	3107.7	3.311	3107.8	3.767	3107.9
1.956	3107.5	2.411	3107.6	2.867	3107.7	3.322	3107.8	3.778	3107.9
1.967	3107.5	2.422	3107.6	2.878	3107.7	3.333	3107.8	3.789	3107.9
1.978	3107.5	2.433	3107.6	2.889	3107.7	3.344	3107.8	3.800	3107.9
1.989	3107.5	2.444	3107.6	2.900	3107.7	3.356	3107.8	3.811	3107.9
2.000	3107.5	2.456	3107.6	2.911	3107.7	3.367	3107.8	3.822	3107.9
2.011	3107.5	2.467	3107.6	2.922	3107.7	3.378	3107.8	3.833	3107.9
2.022	3107.5	2.478	3107.6	2.933	3107.7	3.389	3107.8	3.844	3107.9
2.033	3107.5	2.489	3107.6	2.944	3107.7	3.400	3107.8	3.856	3107.9
2.044	3107.5	2.500	3107.6	2.956	3107.7	3.411	3107.8	3.867	3107.9
2.056	3107.5	2.511	3107.6	2.967	3107.7	3.422	3107.8	3.878	3107.9
2.067	3107.5	2.522	3107.6	2.978	3107.7	3.433	3107.8	3.889	3107.9
2.078	3107.5	2.533	3107.6	2.989	3107.7	3.444	3107.8	3.900	3107.9
2.089	3107.5	2.544	3107.6	3.000	3107.7	3.456	3107.8	3.911	3107.9
2.100	3107.5	2.556	3107.6	3.011	3107.7	3.467	3107.8	3.922	3107.9
2.111	3107.5	2.567	3107.6	3.022	3107.7	3.478	3107.8	3.933	3107.9
2.122	3107.5	2.578	3107.6	3.033	3107.7	3.489	3107.8	3.944	3107.9
2.133	3107.5	2.589	3107.6	3.044	3107.7	3.500	3107.8	3.956	3107.9
2.144	3107.5	2.600	3107.6	3.056	3107.7	3.511	3107.8	3.967	3107.9
2.156	3107.5	2.611	3107.6	3.067	3107.7	3.522	3107.8	3.978	3107.9
2.167	3107.5	2.622	3107.6	3.078	3107.7	3.533	3107.8	3.989	3107.9
2.178	3107.5	2.633	3107.6	3.089	3107.7	3.544	3107.8	4.000	3107.9
2.189	3107.5	2.644	3107.6	3.100	3107.7	3.556	3107.8	4.011	3108.0
2.200	3107.5	2.656	3107.6	3.111	3107.7	3.567	3107.9	4.022	3108.0
2.211	3107.5	2.667	3107.6	3.122	3107.7	3.578	3107.9	4.033	3108.0
2.222	3107.6	2.678	3107.6	3.133	3107.7	3.589	3107.9	4.044	3108.0
2.233	3107.6	2.689	3107.6	3.144	3107.7	3.600	3107.9	4.056	3108.0
2.244	3107.6	2.700	3107.6	3.156	3107.7	3.611	3107.9	4.067	3108.0
2.256	3107.6	2.711	3107.6	3.167	3107.7	3.622	3107.9	4.078	3108.0
2.267	3107.6	2.722	3107.6	3.178	3107.8	3.633	3107.9	4.089	3108.0
2.278	3107.6	2.733	3107.6	3.189	3107.8	3.644	3107.9	4.100	3108.0
2.289	3107.6	2.744	3107.6	3.200	3107.8	3.656	3107.9	4.111	3108.0
2.300	3107.6	2.756	3107.6	3.211	3107.8	3.667	3107.9	4.122	3108.0
2.311	3107.6	2.767	3107.6	3.222	3107.8	3.678	3107.9	4.133	3108.0
2.322	3107.6	2.778	3107.6	3.233	3107.8	3.689	3107.9	4.144	3108.0
2.333	3107.6	2.789	3107.6	3.244	3107.8	3.700	3107.9	4.156	3108.0

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
4.167	3108.0	4.622	3108.1	5.078	3108.1	5.533	3108.2	5.989	3108.3
4.178	3108.0	4.633	3108.1	5.089	3108.1	5.544	3108.2	6.000	3108.3
4.189	3108.0	4.644	3108.1	5.100	3108.1	5.556	3108.2	6.011	3108.3
4.200	3108.0	4.656	3108.1	5.111	3108.1	5.567	3108.2	6.022	3108.3
4.211	3108.0	4.667	3108.1	5.122	3108.1	5.578	3108.2	6.033	3108.3
4.222	3108.0	4.678	3108.1	5.133	3108.1	5.589	3108.2	6.044	3108.3
4.233	3108.0	4.689	3108.1	5.144	3108.1	5.600	3108.2	6.056	3108.3
4.244	3108.0	4.700	3108.1	5.156	3108.1	5.611	3108.2	6.067	3108.3
4.256	3108.0	4.711	3108.1	5.167	3108.1	5.622	3108.2	6.078	3108.3
4.267	3108.0	4.722	3108.1	5.178	3108.1	5.633	3108.2	6.089	3108.3
4.278	3108.0	4.733	3108.1	5.189	3108.2	5.644	3108.2	6.100	3108.3
4.289	3108.0	4.744	3108.1	5.200	3108.2	5.656	3108.2	6.111	3108.3
4.300	3108.0	4.756	3108.1	5.211	3108.2	5.667	3108.2	6.122	3108.3
4.311	3108.0	4.767	3108.1	5.222	3108.2	5.678	3108.2	6.133	3108.3
4.322	3108.0	4.778	3108.1	5.233	3108.2	5.689	3108.2	6.144	3108.3
4.333	3108.0	4.789	3108.1	5.244	3108.2	5.700	3108.2	6.156	3108.3
4.344	3108.0	4.800	3108.1	5.256	3108.2	5.711	3108.2	6.167	3108.3
4.356	3108.0	4.811	3108.1	5.267	3108.2	5.722	3108.2	6.178	3108.3
4.367	3108.0	4.822	3108.1	5.278	3108.2	5.733	3108.2	6.189	3108.3
4.378	3108.0	4.833	3108.1	5.289	3108.2	5.744	3108.2	6.200	3108.3
4.389	3108.0	4.844	3108.1	5.300	3108.2	5.756	3108.2	6.211	3108.3
4.400	3108.0	4.856	3108.1	5.311	3108.2	5.767	3108.2	6.222	3108.3
4.411	3108.0	4.867	3108.1	5.322	3108.2	5.778	3108.2	6.233	3108.3
4.422	3108.0	4.878	3108.1	5.333	3108.2	5.789	3108.2	6.244	3108.3
4.433	3108.0	4.889	3108.1	5.344	3108.2	5.800	3108.2	6.256	3108.3
4.444	3108.0	4.900	3108.1	5.356	3108.2	5.811	3108.2	6.267	3108.3
4.456	3108.0	4.911	3108.1	5.367	3108.2	5.822	3108.2	6.278	3108.3
4.467	3108.0	4.922	3108.1	5.378	3108.2	5.833	3108.2	6.289	3108.3
4.478	3108.0	4.933	3108.1	5.389	3108.2	5.844	3108.2	6.300	3108.3
4.489	3108.0	4.944	3108.1	5.400	3108.2	5.856	3108.2	6.311	3108.3
4.500	3108.0	4.956	3108.1	5.411	3108.2	5.867	3108.2	6.322	3108.3
4.511	3108.0	4.967	3108.1	5.422	3108.2	5.878	3108.2	6.333	3108.3
4.522	3108.1	4.978	3108.1	5.433	3108.2	5.889	3108.2	6.344	3108.3
4.533	3108.1	4.989	3108.1	5.444	3108.2	5.900	3108.2	6.356	3108.3
4.544	3108.1	5.000	3108.1	5.456	3108.2	5.911	3108.2	6.367	3108.3
4.556	3108.1	5.011	3108.1	5.467	3108.2	5.922	3108.2	6.378	3108.3
4.567	3108.1	5.022	3108.1	5.478	3108.2	5.933	3108.2	6.389	3108.3
4.578	3108.1	5.033	3108.1	5.489	3108.2	5.944	3108.2	6.400	3108.3
4.589	3108.1	5.044	3108.1	5.500	3108.2	5.956	3108.2	6.411	3108.3
4.600	3108.1	5.056	3108.1	5.511	3108.2	5.967	3108.2	6.422	3108.3
4.611	3108.1	5.067	3108.1	5.522	3108.2	5.978	3108.3	6.433	3108.3

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
6.444	3108.3	6.900	3108.3	7.356	3108.4	7.811	3108.4	8.267	3108.4
6.456	3108.3	6.911	3108.3	7.367	3108.4	7.822	3108.4	8.278	3108.4
6.467	3108.3	6.922	3108.3	7.378	3108.4	7.833	3108.4	8.289	3108.4
6.478	3108.3	6.933	3108.3	7.389	3108.4	7.844	3108.4	8.300	3108.4
6.489	3108.3	6.944	3108.3	7.400	3108.4	7.856	3108.4	8.311	3108.4
6.500	3108.3	6.956	3108.3	7.411	3108.4	7.867	3108.4	8.322	3108.4
6.511	3108.3	6.967	3108.3	7.422	3108.4	7.878	3108.4	8.333	3108.4
6.522	3108.3	6.978	3108.3	7.433	3108.4	7.889	3108.4	8.344	3108.4
6.533	3108.3	6.989	3108.3	7.444	3108.4	7.900	3108.4	8.356	3108.4
6.544	3108.3	7.000	3108.3	7.456	3108.4	7.911	3108.4	8.367	3108.4
6.556	3108.3	7.011	3108.3	7.467	3108.4	7.922	3108.4	8.378	3108.4
6.567	3108.3	7.022	3108.3	7.478	3108.4	7.933	3108.4	8.389	3108.4
6.578	3108.3	7.033	3108.3	7.489	3108.4	7.944	3108.4	8.400	3108.4
6.589	3108.3	7.044	3108.4	7.500	3108.4	7.956	3108.4	8.411	3108.4
6.600	3108.3	7.056	3108.4	7.511	3108.4	7.967	3108.4	8.422	3108.4
6.611	3108.3	7.067	3108.4	7.522	3108.4	7.978	3108.4	8.433	3108.4
6.622	3108.3	7.078	3108.4	7.533	3108.4	7.989	3108.4	8.444	3108.4
6.633	3108.3	7.089	3108.3	7.544	3108.4	8.000	3108.4	8.456	3108.4
6.644	3108.3	7.100	3108.3	7.556	3108.4	8.011	3108.4	8.467	3108.4
6.656	3108.3	7.111	3108.3	7.567	3108.4	8.022	3108.4	8.478	3108.4
6.667	3108.3	7.122	3108.3	7.578	3108.4	8.033	3108.4	8.489	3108.4
6.678	3108.3	7.133	3108.3	7.589	3108.4	8.044	3108.4	8.500	3108.4
6.689	3108.3	7.144	3108.3	7.600	3108.4	8.056	3108.4	8.511	3108.4
6.700	3108.3	7.156	3108.3	7.611	3108.4	8.067	3108.4	8.522	3108.4
6.711	3108.3	7.167	3108.3	7.622	3108.4	8.078	3108.4	8.533	3108.4
6.722	3108.3	7.178	3108.3	7.633	3108.4	8.089	3108.4	8.544	3108.5
6.733	3108.3	7.189	3108.3	7.644	3108.4	8.100	3108.4	8.556	3108.5
6.744	3108.3	7.200	3108.3	7.656	3108.4	8.111	3108.4	8.567	3108.5
6.756	3108.3	7.211	3108.3	7.667	3108.4	8.122	3108.4	8.578	3108.5
6.767	3108.3	7.222	3108.3	7.678	3108.4	8.133	3108.4	8.589	3108.5
6.778	3108.3	7.233	3108.3	7.689	3108.4	8.144	3108.4	8.600	3108.5
6.789	3108.3	7.244	3108.3	7.700	3108.4	8.156	3108.4	8.611	3108.5
6.800	3108.3	7.256	3108.3	7.711	3108.4	8.167	3108.4	8.622	3108.5
6.811	3108.3	7.267	3108.3	7.722	3108.4	8.178	3108.4	8.633	3108.5
6.822	3108.3	7.278	3108.3	7.733	3108.4	8.189	3108.4	8.644	3108.5
6.833	3108.3	7.289	3108.3	7.744	3108.4	8.200	3108.4	8.656	3108.5
6.844	3108.3	7.300	3108.3	7.756	3108.4	8.211	3108.4	8.667	3108.5
6.856	3108.3	7.311	3108.4	7.767	3108.4	8.222	3108.4	8.678	3108.5
6.867	3108.3	7.322	3108.4	7.778	3108.4	8.233	3108.4	8.689	3108.5
6.878	3108.3	7.333	3108.4	7.789	3108.4	8.244	3108.4	8.700	3108.5
6.889	3108.3	7.344	3108.4	7.800	3108.4	8.256	3108.4	8.711	3108.5

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
8.722	3108.5	9.178	3108.5	9.633	3108.5	10.089	3108.5	10.544	3108.6
8.733	3108.5	9.189	3108.5	9.644	3108.5	10.100	3108.5	10.556	3108.6
8.744	3108.5	9.200	3108.5	9.656	3108.5	10.111	3108.5	10.567	3108.6
8.756	3108.5	9.211	3108.5	9.667	3108.5	10.122	3108.5	10.578	3108.6
8.767	3108.5	9.222	3108.5	9.678	3108.5	10.133	3108.5	10.589	3108.6
8.778	3108.5	9.233	3108.5	9.689	3108.5	10.144	3108.5	10.600	3108.6
8.789	3108.5	9.244	3108.5	9.700	3108.5	10.156	3108.5	10.611	3108.6
8.800	3108.5	9.256	3108.5	9.711	3108.5	10.167	3108.5	10.622	3108.6
8.811	3108.5	9.267	3108.5	9.722	3108.5	10.178	3108.5	10.633	3108.6
8.822	3108.5	9.278	3108.5	9.733	3108.5	10.189	3108.5	10.644	3108.6
8.833	3108.5	9.289	3108.5	9.744	3108.5	10.200	3108.5	10.656	3108.6
8.844	3108.5	9.300	3108.5	9.756	3108.5	10.211	3108.5	10.667	3108.6
8.856	3108.5	9.311	3108.5	9.767	3108.5	10.222	3108.5	10.678	3108.6
8.867	3108.5	9.322	3108.5	9.778	3108.5	10.233	3108.5	10.689	3108.6
8.878	3108.5	9.333	3108.5	9.789	3108.5	10.244	3108.5	10.700	3108.6
8.889	3108.5	9.344	3108.5	9.800	3108.5	10.256	3108.5	10.711	3108.6
8.900	3108.5	9.356	3108.5	9.811	3108.5	10.267	3108.5	10.722	3108.6
8.911	3108.5	9.367	3108.5	9.822	3108.5	10.278	3108.5	10.733	3108.6
8.922	3108.5	9.378	3108.5	9.833	3108.5	10.289	3108.5	10.744	3108.6
8.933	3108.5	9.389	3108.5	9.844	3108.5	10.300	3108.5	10.756	3108.6
8.944	3108.5	9.400	3108.5	9.856	3108.5	10.311	3108.5	10.767	3108.6
8.956	3108.5	9.411	3108.5	9.867	3108.5	10.322	3108.5	10.778	3108.6
8.967	3108.5	9.422	3108.5	9.878	3108.5	10.333	3108.5	10.789	3108.6
8.978	3108.5	9.433	3108.5	9.889	3108.5	10.344	3108.5	10.800	3108.6
8.989	3108.5	9.444	3108.5	9.900	3108.5	10.356	3108.5	10.811	3108.6
9.000	3108.5	9.456	3108.5	9.911	3108.5	10.367	3108.5	10.822	3108.6
9.011	3108.5	9.467	3108.5	9.922	3108.5	10.378	3108.5	10.833	3108.6
9.022	3108.5	9.478	3108.5	9.933	3108.5	10.389	3108.6	10.844	3108.6
9.033	3108.5	9.489	3108.5	9.944	3108.5	10.400	3108.6	10.856	3108.6
9.044	3108.5	9.500	3108.5	9.956	3108.5	10.411	3108.6	10.867	3108.6
9.056	3108.5	9.511	3108.5	9.967	3108.5	10.422	3108.6	10.878	3108.6
9.067	3108.5	9.522	3108.5	9.978	3108.5	10.433	3108.6	10.889	3108.6
9.078	3108.5	9.533	3108.5	9.989	3108.5	10.444	3108.6	10.900	3108.6
9.089	3108.5	9.544	3108.5	10.000	3108.5	10.456	3108.6	10.911	3108.6
9.100	3108.5	9.556	3108.5	10.011	3108.5	10.467	3108.6	10.922	3108.6
9.111	3108.5	9.567	3108.5	10.022	3108.5	10.478	3108.6	10.933	3108.6
9.122	3108.5	9.578	3108.5	10.033	3108.5	10.489	3108.6	10.944	3108.6
9.133	3108.5	9.589	3108.5	10.044	3108.5	10.500	3108.6	10.956	3108.6
9.144	3108.5	9.600	3108.5	10.056	3108.5	10.511	3108.6	10.967	3108.6
9.156	3108.5	9.611	3108.5	10.067	3108.5	10.522	3108.6	10.978	3108.6
9.167	3108.5	9.622	3108.5	10.078	3108.5	10.533	3108.6	10.989	3108.6

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
11.000	3108.6	11.456	3108.6	11.911	3108.6	12.367	3108.6	12.822	3096.3
11.011	3108.6	11.467	3108.6	11.922	3108.6	12.378	3108.6	12.833	3091.5
11.022	3108.6	11.478	3108.6	11.933	3108.6	12.389	3108.6	12.844	3086.7
11.033	3108.6	11.489	3108.6	11.944	3108.6	12.400	3108.6	12.856	3081.8
11.044	3108.6	11.500	3108.6	11.956	3108.6	12.411	3108.6	12.867	3076.9
11.056	3108.6	11.511	3108.6	11.967	3108.6	12.422	3108.6	12.878	3072.2
11.067	3108.6	11.522	3108.6	11.978	3108.6	12.433	3108.6	12.889	3067.4
11.078	3108.6	11.533	3108.6	11.989	3108.6	12.444	3108.8	12.900	3061.6
11.089	3108.6	11.544	3108.6	12.000	3108.6	12.456	3112.2	12.911	3055.9
11.100	3108.6	11.556	3108.6	12.011	3108.6	12.467	3115.7	12.922	3050.3
11.111	3108.6	11.567	3108.6	12.022	3108.6	12.478	3119.1	12.933	3044.3
11.122	3108.6	11.578	3108.6	12.033	3108.6	12.489	3122.5	12.944	3037.7
11.133	3108.6	11.589	3108.6	12.044	3108.6	12.500	3126.0	12.956	3030.1
11.144	3108.6	11.600	3108.6	12.056	3108.6	12.511	3129.6	12.967	3020.5
11.156	3108.6	11.611	3108.6	12.067	3108.6	12.522	3133.4	12.978	3010.4
11.167	3108.6	11.622	3108.6	12.078	3108.6	12.533	3149.5	12.989	2999.9
11.178	3108.6	11.633	3108.6	12.089	3108.6	12.544	3148.8	13.000	2991.0
11.189	3108.6	11.644	3108.6	12.100	3108.6	12.556	3149.2	13.011	2982.1
11.200	3108.6	11.656	3108.6	12.111	3108.6	12.567	3149.6	13.022	2973.3
11.211	3108.6	11.667	3108.6	12.122	3108.6	12.578	3149.8	13.033	2963.5
11.222	3108.6	11.678	3108.6	12.133	3108.6	12.589	3150.0	13.044	2955.5
11.233	3108.6	11.689	3108.6	12.144	3108.6	12.600	3150.1	13.056	2952.4
11.244	3108.6	11.700	3108.6	12.156	3108.6	12.611	3150.1	13.067	2951.6
11.256	3108.6	11.711	3108.6	12.167	3108.6	12.622	3143.9	13.078	2951.2
11.267	3108.6	11.722	3108.6	12.178	3108.6	12.633	3135.0	13.089	2950.9
11.278	3108.6	11.733	3108.6	12.189	3108.6	12.644	3130.3	13.100	2950.7
11.289	3108.6	11.744	3108.6	12.200	3108.6	12.656	3126.4	13.111	2950.5
11.300	3108.6	11.756	3108.6	12.211	3108.6	12.667	3122.8	13.122	2950.4
11.311	3108.6	11.767	3108.6	12.222	3108.6	12.678	3119.4	13.133	2950.4
11.322	3108.6	11.778	3108.6	12.233	3108.6	12.689	3115.9	13.144	2940.9
11.333	3108.6	11.789	3108.6	12.244	3108.6	12.700	3113.5	13.156	2932.1
11.344	3108.6	11.800	3108.6	12.256	3108.6	12.711	3113.3	13.167	2921.5
11.356	3108.6	11.811	3108.6	12.267	3108.6	12.722	3113.1	13.178	2910.8
11.367	3108.6	11.822	3108.6	12.278	3108.6	12.733	3112.9	13.189	2899.6
11.378	3108.6	11.833	3108.6	12.289	3108.6	12.744	3112.9	13.200	2888.0
11.389	3108.6	11.844	3108.6	12.300	3108.6	12.756	3112.8	13.211	2876.4
11.400	3108.6	11.856	3108.6	12.311	3108.6	12.767	3112.8	13.222	2863.4
11.411	3108.6	11.867	3108.6	12.322	3108.6	12.778	3112.7	13.233	2848.2
11.422	3108.6	11.878	3108.6	12.333	3108.6	12.789	3109.8	13.244	2833.0
11.433	3108.6	11.889	3108.6	12.344	3108.6	12.800	3105.3	13.256	2818.0
11.444	3108.6	11.900	3108.6	12.356	3108.6	12.811	3100.8	13.267	2805.5

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
13.278	2803.4	13.422	2719.2	13.567	2652.6	13.722	2538.8	13.867	2509.8
13.289	2802.8	13.433	2705.2	13.578	2644.1	13.733	2533.4	13.878	2509.7
13.300	2802.5	13.444	2690.2	13.600	2625.8	13.744	2529.3	13.889	2509.7
13.311	2802.4	13.456	2677.9	13.611	2616.7	13.756	2524.9	13.900	2509.6
13.322	2802.3	13.467	2666.5	13.622	2606.7	13.767	2520.3	13.911	2509.6
13.333	2802.2	13.478	2657.6	13.633	2597.5	13.778	2517.0	13.922	2508.8
13.344	2802.2	13.489	2656.5	13.644	2589.9	13.789	2513.9	13.933	2507.4
13.356	2799.6	13.500	2656.0	13.656	2580.8	13.800	2512.3	13.944	2503.2
13.367	2788.5	13.511	2655.7	13.667	2571.3	13.811	2512.6	13.956	2507.4
13.378	2775.7	13.522	2655.6	13.678	2563.0	13.822	2511.0	13.967	2510.9
13.389	2761.9	13.533	2655.6	13.689	2556.2	13.833	2510.4	13.978	2288.3
13.400	2747.9	13.544	2655.5	13.700	2550.4	13.844	2510.0	13.989	1596.3
13.411	2734.0	13.556	2655.5	13.711	2544.5	13.856	2509.9		

F.2 Segundo Teste (pontos de pressão tomados cada 50 seg. do período de build up)

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
0.000	2739.4	0.319	2739.3	0.639	2739.3	0.958	2804.1	1.278	2805.6
0.014	2739.4	0.333	2739.3	0.653	2739.3	0.972	2804.2	1.292	2805.6
0.028	2739.4	0.347	2739.3	0.667	2739.3	0.986	2804.3	1.306	2805.7
0.042	2739.3	0.361	2739.3	0.681	2739.3	1.000	2804.4	1.319	2805.7
0.056	2739.4	0.375	2739.3	0.694	2739.3	1.014	2804.5	1.333	2805.7
0.069	2739.4	0.389	2739.3	0.708	2739.3	1.028	2804.6	1.347	2805.8
0.083	2739.4	0.403	2739.3	0.722	2796.3	1.042	2804.7	1.361	2805.8
0.097	2739.3	0.417	2739.3	0.736	2798.5	1.056	2804.7	1.375	2805.8
0.111	2739.3	0.431	2739.3	0.750	2799.8	1.069	2804.8	1.389	2805.9
0.125	2739.3	0.444	2739.3	0.764	2800.6	1.083	2804.9	1.403	2805.9
0.139	2739.3	0.458	2739.3	0.778	2801.2	1.097	2804.9	1.417	2806.0
0.153	2739.3	0.472	2739.3	0.792	2801.7	1.111	2805.0	1.431	2806.0
0.167	2739.3	0.486	2739.3	0.806	2802.1	1.125	2805.0	1.444	2806.0
0.181	2739.3	0.500	2739.3	0.819	2802.5	1.139	2805.1	1.458	2806.1
0.194	2739.3	0.514	2739.3	0.833	2802.7	1.153	2805.2	1.472	2806.1
0.208	2739.3	0.528	2739.3	0.847	2803.0	1.167	2805.2	1.486	2806.1
0.222	2739.3	0.542	2739.3	0.861	2803.2	1.181	2805.3	1.500	2806.1
0.236	2739.3	0.556	2739.3	0.875	2803.4	1.194	2805.3	1.514	2806.2
0.250	2739.3	0.569	2739.3	0.889	2803.5	1.208	2805.4	1.528	2806.2
0.264	2739.3	0.583	2739.3	0.903	2803.7	1.222	2805.4	1.542	2806.2
0.278	2739.3	0.597	2739.3	0.917	2803.8	1.236	2805.5	1.556	2806.3
0.292	2739.3	0.611	2739.3	0.931	2803.9	1.250	2805.5	1.569	2806.3
0.306	2739.3	0.625	2739.3	0.944	2804.0	1.264	2805.5	1.583	2806.3

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
1.597	2806.3	2.167	2807.2	2.736	2807.7	3.306	2808.0	3.875	2808.3
1.611	2806.4	2.181	2807.3	2.750	2807.7	3.319	2808.0	3.889	2808.3
1.625	2806.4	2.194	2807.3	2.764	2807.7	3.333	2808.0	3.903	2808.3
1.639	2806.4	2.208	2807.3	2.778	2807.7	3.347	2808.0	3.917	2808.3
1.653	2806.4	2.222	2807.3	2.792	2807.7	3.361	2808.1	3.931	2808.3
1.667	2806.5	2.236	2807.3	2.806	2807.8	3.375	2808.1	3.944	2808.3
1.681	2806.5	2.250	2807.3	2.819	2807.8	3.389	2808.1	3.958	2808.3
1.694	2806.5	2.264	2807.4	2.833	2807.8	3.403	2808.1	3.972	2808.3
1.708	2806.5	2.278	2807.4	2.847	2807.8	3.417	2808.1	3.986	2808.3
1.722	2806.6	2.292	2807.4	2.861	2807.8	3.431	2808.1	4.000	2808.3
1.736	2806.6	2.306	2807.4	2.875	2807.8	3.444	2808.1	4.014	2808.4
1.750	2806.6	2.319	2807.4	2.889	2807.8	3.458	2808.1	4.028	2808.4
1.764	2806.6	2.333	2807.4	2.903	2807.8	3.472	2808.1	4.042	2808.4
1.778	2806.7	2.347	2807.4	2.917	2807.8	3.486	2808.1	4.056	2808.4
1.792	2806.7	2.361	2807.4	2.931	2807.8	3.500	2808.1	4.069	2808.4
1.806	2806.7	2.375	2807.5	2.944	2807.8	3.514	2808.1	4.083	2808.4
1.819	2806.7	2.389	2807.5	2.958	2807.8	3.528	2808.1	4.097	2808.4
1.833	2806.8	2.403	2807.5	2.972	2807.8	3.542	2808.1	4.111	2808.4
1.847	2806.8	2.417	2807.5	2.986	2807.9	3.556	2808.1	4.125	2808.4
1.861	2806.8	2.431	2807.5	3.000	2807.9	3.569	2808.2	4.139	2808.4
1.875	2806.8	2.444	2807.5	3.014	2807.9	3.583	2808.2	4.153	2808.4
1.889	2806.9	2.458	2807.5	3.028	2807.9	3.597	2808.2	4.167	2808.4
1.903	2806.9	2.472	2807.6	3.042	2807.9	3.611	2808.2	4.181	2808.4
1.917	2806.9	2.486	2807.6	3.056	2807.9	3.625	2808.2	4.194	2808.4
1.931	2806.9	2.500	2807.6	3.069	2807.9	3.639	2808.2	4.208	2808.4
1.944	2807.0	2.514	2807.6	3.083	2807.9	3.653	2808.2	4.222	2808.4
1.958	2807.0	2.528	2807.6	3.097	2807.9	3.667	2808.2	4.236	2808.4
1.972	2807.0	2.542	2807.6	3.111	2807.9	3.681	2808.2	4.250	2808.5
1.986	2807.0	2.556	2807.6	3.125	2807.9	3.694	2808.2	4.264	2808.5
2.000	2807.0	2.569	2807.6	3.139	2807.9	3.708	2808.2	4.278	2808.5
2.014	2807.1	2.583	2807.6	3.153	2807.9	3.722	2808.2	4.292	2808.5
2.028	2807.1	2.597	2807.6	3.167	2807.9	3.736	2808.2	4.306	2808.5
2.042	2807.1	2.611	2807.7	3.181	2808.0	3.750	2808.2	4.319	2808.5
2.056	2807.1	2.625	2807.7	3.194	2808.0	3.764	2808.2	4.333	2808.5
2.069	2807.1	2.639	2807.7	3.208	2808.0	3.778	2808.2	4.347	2808.5
2.083	2807.1	2.653	2807.7	3.222	2808.0	3.792	2808.3	4.361	2808.5
2.097	2807.2	2.667	2807.7	3.236	2808.0	3.806	2808.3	4.375	2808.5
2.111	2807.2	2.681	2807.7	3.250	2808.0	3.819	2808.3	4.389	2808.5
2.125	2807.2	2.694	2807.7	3.264	2808.0	3.833	2808.3	4.403	2808.5
2.139	2807.2	2.708	2807.7	3.278	2808.0	3.847	2808.3	4.417	2808.5
2.153	2807.2	2.722	2807.7	3.292	2808.0	3.861	2808.3	4.431	2808.5

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
4.444	2808.5	5.014	2808.7	5.583	2808.9	6.153	2809.1	6.722	2809.2
4.458	2808.5	5.028	2808.7	5.597	2808.9	6.167	2809.1	6.736	2809.2
4.472	2808.5	5.042	2808.8	5.611	2808.9	6.181	2809.1	6.750	2809.2
4.486	2808.5	5.056	2808.8	5.625	2808.9	6.194	2809.1	6.764	2809.3
4.500	2808.5	5.069	2808.8	5.639	2808.9	6.208	2809.1	6.778	2809.2
4.514	2808.6	5.083	2808.8	5.653	2808.9	6.222	2809.1	6.792	2809.3
4.528	2808.6	5.097	2808.8	5.667	2808.9	6.236	2809.1	6.806	2809.3
4.542	2808.6	5.111	2808.8	5.681	2808.9	6.250	2809.1	6.819	2809.3
4.556	2808.6	5.125	2808.8	5.694	2809.0	6.264	2809.1	6.833	2809.3
4.569	2808.6	5.139	2808.8	5.708	2809.0	6.278	2809.1	6.847	2809.3
4.583	2808.6	5.153	2808.8	5.722	2809.0	6.292	2809.1	6.861	2809.3
4.597	2808.6	5.167	2808.8	5.736	2809.0	6.306	2809.1	6.875	2809.3
4.611	2808.6	5.181	2808.8	5.750	2809.0	6.319	2809.1	6.889	2809.3
4.625	2808.6	5.194	2808.8	5.764	2809.0	6.333	2809.1	6.903	2809.3
4.639	2808.6	5.208	2808.8	5.778	2809.0	6.347	2809.1	6.917	2809.3
4.653	2808.6	5.222	2808.8	5.792	2809.0	6.361	2809.2	6.931	2809.3
4.667	2808.6	5.236	2808.8	5.806	2809.0	6.375	2809.1	6.944	2809.3
4.681	2808.6	5.250	2808.8	5.819	2809.0	6.389	2809.2	6.958	2809.3
4.694	2808.6	5.264	2808.8	5.833	2809.0	6.403	2809.2	6.972	2809.3
4.708	2808.6	5.278	2808.8	5.847	2809.0	6.417	2809.2	6.986	2809.3
4.722	2808.6	5.292	2808.8	5.861	2809.0	6.431	2809.2	7.000	2809.3
4.736	2808.6	5.306	2808.8	5.875	2809.0	6.444	2809.2	7.014	2809.3
4.750	2808.6	5.319	2808.8	5.889	2809.0	6.458	2809.2	7.028	2809.3
4.764	2808.6	5.333	2808.8	5.903	2809.0	6.472	2809.2	7.042	2809.3
4.778	2808.7	5.347	2808.8	5.917	2809.0	6.486	2809.2	7.056	2809.3
4.792	2808.7	5.361	2808.9	5.931	2809.0	6.500	2809.2	7.069	2809.3
4.806	2808.7	5.375	2808.9	5.944	2809.0	6.514	2809.2	7.083	2809.3
4.819	2808.7	5.389	2808.9	5.958	2809.0	6.528	2809.2	7.097	2809.3
4.833	2808.7	5.403	2808.9	5.972	2809.0	6.542	2809.2	7.111	2809.3
4.847	2808.7	5.417	2808.9	5.986	2809.0	6.556	2809.2	7.125	2809.3
4.861	2808.7	5.431	2808.9	6.000	2809.0	6.569	2809.2	7.139	2809.4
4.875	2808.7	5.444	2808.9	6.014	2809.1	6.583	2809.2	7.153	2809.4
4.889	2808.7	5.458	2808.9	6.028	2809.1	6.597	2809.2	7.167	2809.4
4.903	2808.7	5.472	2808.9	6.042	2809.1	6.611	2809.2	7.181	2809.3
4.917	2808.7	5.486	2808.9	6.056	2809.1	6.625	2809.2	7.194	2809.4
4.931	2808.7	5.500	2808.9	6.069	2809.1	6.639	2809.2	7.208	2809.4
4.944	2808.7	5.514	2808.9	6.083	2809.1	6.653	2809.2	7.222	2809.4
4.958	2808.7	5.528	2808.9	6.097	2809.1	6.667	2809.2	7.236	2809.4
4.972	2808.7	5.542	2808.9	6.111	2809.1	6.681	2809.2	7.250	2809.4
4.986	2808.7	5.556	2808.9	6.125	2809.1	6.694	2809.2	7.264	2809.4
5.000	2808.7	5.569	2808.9	6.139	2809.1	6.708	2809.2	7.278	2809.4

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
7.292	2809.4	7.861	2809.5	8.431	2809.6	9.000	2809.8	9.569	2809.9
7.306	2809.4	7.875	2809.5	8.444	2809.6	9.014	2809.8	9.583	2809.9
7.319	2809.4	7.889	2809.5	8.458	2809.7	9.028	2809.8	9.597	2809.9
7.333	2809.4	7.903	2809.5	8.472	2809.7	9.042	2809.8	9.611	2809.9
7.347	2809.4	7.917	2809.5	8.486	2809.6	9.056	2809.8	9.625	2809.9
7.361	2809.4	7.931	2809.5	8.500	2809.7	9.069	2809.8	9.639	2809.9
7.375	2809.4	7.944	2809.5	8.514	2809.7	9.083	2809.8	9.653	2809.9
7.389	2809.4	7.958	2809.5	8.528	2809.7	9.097	2809.8	9.667	2809.9
7.403	2809.4	7.972	2809.5	8.542	2809.7	9.111	2809.8	9.681	2809.9
7.417	2809.4	7.986	2809.5	8.556	2809.7	9.125	2809.8	9.694	2809.9
7.431	2809.4	8.000	2809.5	8.569	2809.7	9.139	2809.8	9.708	2809.9
7.444	2809.4	8.014	2809.5	8.583	2809.7	9.153	2809.8	9.722	2809.9
7.458	2809.4	8.028	2809.5	8.597	2809.7	9.167	2809.8	9.736	2809.9
7.472	2809.4	8.042	2809.6	8.611	2809.7	9.181	2809.8	9.750	2809.9
7.486	2809.4	8.056	2809.6	8.625	2809.7	9.194	2809.8	9.764	2809.9
7.500	2809.4	8.069	2809.6	8.639	2809.7	9.208	2809.8	9.778	2809.9
7.514	2809.4	8.083	2809.6	8.653	2809.7	9.222	2809.8	9.792	2809.9
7.528	2809.4	8.097	2809.6	8.667	2809.7	9.236	2809.8	9.806	2809.9
7.542	2809.4	8.111	2809.6	8.681	2809.7	9.250	2809.8	9.819	2809.9
7.556	2809.4	8.125	2809.6	8.694	2809.7	9.264	2809.8	9.833	2809.9
7.569	2809.4	8.139	2809.6	8.708	2809.7	9.278	2809.8	9.847	2809.9
7.583	2809.5	8.153	2809.6	8.722	2809.7	9.292	2809.8	9.861	2809.9
7.597	2809.4	8.167	2809.6	8.736	2809.7	9.306	2809.8	9.875	2809.9
7.611	2809.5	8.181	2809.6	8.750	2809.7	9.319	2809.8	9.889	2809.9
7.625	2809.5	8.194	2809.6	8.764	2809.7	9.333	2809.8	9.903	2809.9
7.639	2809.5	8.208	2809.6	8.778	2809.7	9.347	2809.8	9.917	2809.9
7.653	2809.5	8.222	2809.6	8.792	2809.7	9.361	2809.8	9.931	2809.9
7.667	2809.5	8.236	2809.6	8.806	2809.7	9.375	2809.8	9.944	2809.9
7.681	2809.5	8.250	2809.6	8.819	2809.7	9.389	2809.8	9.958	2809.9
7.694	2809.5	8.264	2809.6	8.833	2809.7	9.403	2809.8	9.972	2809.9
7.708	2809.5	8.278	2809.6	8.847	2809.7	9.417	2809.8	9.986	2809.9
7.722	2809.5	8.292	2809.6	8.861	2809.7	9.431	2809.8	10.000	2809.9
7.736	2809.5	8.306	2809.6	8.875	2809.7	9.444	2809.8	10.014	2809.9
7.750	2809.5	8.319	2809.6	8.889	2809.7	9.458	2809.8	10.028	2809.9
7.764	2809.5	8.333	2809.6	8.903	2809.7	9.472	2809.8	10.042	2810.0
7.778	2809.5	8.347	2809.6	8.917	2809.7	9.486	2809.8	10.056	2810.0
7.792	2809.5	8.361	2809.6	8.931	2809.7	9.500	2809.8	10.069	2810.0
7.806	2809.5	8.375	2809.6	8.944	2809.7	9.514	2809.8	10.083	2810.0
7.819	2809.5	8.389	2809.6	8.958	2809.7	9.528	2809.9	10.097	2810.0
7.833	2809.5	8.403	2809.6	8.972	2809.7	9.542	2809.9	10.111	2810.0
7.847	2809.5	8.417	2809.6	8.986	2809.8	9.556	2809.9	10.125	2810.0

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
10.139	2810.0	10.708	2810.1	11.278	2810.1	11.847	2810.3	12.417	2810.3
10.153	2810.0	10.722	2810.1	11.292	2810.2	11.861	2810.3	12.431	2810.4
10.167	2810.0	10.736	2810.1	11.306	2810.2	11.875	2810.3	12.444	2810.3
10.181	2810.0	10.750	2810.1	11.319	2810.2	11.889	2810.3	12.458	2810.3
10.194	2810.0	10.764	2810.1	11.333	2810.2	11.903	2810.3	12.472	2810.4
10.208	2810.0	10.778	2810.1	11.347	2810.2	11.917	2810.3	12.486	2810.4
10.222	2810.0	10.792	2810.1	11.361	2810.2	11.931	2810.3	12.500	2810.4
10.236	2810.0	10.806	2810.1	11.375	2810.2	11.944	2810.3	12.514	2810.4
10.250	2810.0	10.819	2810.1	11.389	2810.2	11.958	2810.3	12.528	2810.4
10.264	2810.0	10.833	2810.1	11.403	2810.2	11.972	2810.3	12.542	2810.4
10.278	2810.0	10.847	2810.1	11.417	2810.2	11.986	2810.3	12.556	2810.4
10.292	2810.0	10.861	2810.1	11.431	2810.2	12.000	2810.3	12.569	2810.4
10.306	2810.0	10.875	2810.1	11.444	2810.2	12.014	2810.3	12.583	2810.4
10.319	2810.0	10.889	2810.1	11.458	2810.2	12.028	2810.3	12.597	2810.4
10.333	2810.0	10.903	2810.1	11.472	2810.2	12.042	2810.3	12.611	2810.4
10.347	2810.0	10.917	2810.1	11.486	2810.2	12.056	2810.3	12.625	2810.4
10.361	2810.0	10.931	2810.1	11.500	2810.2	12.069	2810.3	12.639	2810.4
10.375	2810.0	10.944	2810.1	11.514	2810.2	12.083	2810.3	12.653	2810.4
10.389	2810.0	10.958	2810.1	11.528	2810.2	12.097	2810.3	12.667	2810.4
10.403	2810.0	10.972	2810.1	11.542	2810.2	12.111	2810.3	12.681	2807.2
10.417	2810.0	10.986	2810.1	11.556	2810.2	12.125	2810.3	12.694	2799.9
10.431	2810.0	11.000	2810.1	11.569	2810.2	12.139	2810.3	12.708	2791.8
10.444	2810.0	11.014	2810.1	11.583	2810.2	12.153	2810.3	12.722	2786.6
10.458	2810.0	11.028	2810.1	11.597	2810.2	12.167	2810.3	12.736	2786.3
10.472	2810.0	11.042	2810.1	11.611	2810.2	12.181	2810.3	12.750	2786.2
10.486	2810.0	11.056	2810.1	11.625	2810.2	12.194	2810.3	12.764	2786.1
10.500	2810.0	11.069	2810.1	11.639	2810.2	12.208	2810.3	12.778	2786.1
10.514	2810.0	11.083	2810.1	11.653	2810.2	12.222	2810.3	12.792	2786.1
10.528	2810.0	11.097	2810.1	11.667	2810.2	12.236	2810.3	12.806	2786.0
10.542	2810.0	11.111	2810.1	11.681	2810.2	12.250	2810.3	12.819	2779.2
10.556	2810.0	11.125	2810.1	11.694	2810.2	12.264	2810.3	12.833	2771.6
10.569	2810.0	11.139	2810.1	11.708	2810.2	12.278	2810.3	12.847	2764.0
10.583	2810.1	11.153	2810.1	11.722	2810.2	12.292	2810.3	12.861	2762.1
10.597	2810.0	11.167	2810.1	11.736	2810.2	12.306	2810.3	12.875	2761.8
10.611	2810.1	11.181	2810.1	11.750	2810.2	12.319	2810.3	12.889	2761.7
10.625	2810.1	11.194	2810.1	11.764	2810.2	12.333	2810.3	12.903	2761.6
10.639	2810.1	11.208	2810.2	11.778	2810.2	12.347	2810.3	12.917	2761.5
10.653	2810.1	11.222	2810.1	11.792	2810.2	12.361	2810.3	12.931	2761.5
10.667	2810.1	11.236	2810.1	11.806	2810.2	12.375	2810.3	12.944	2757.5
10.681	2810.1	11.250	2810.2	11.819	2810.2	12.389	2810.3	12.958	2749.7
10.694	2810.1	11.264	2810.2	11.833	2810.3	12.403	2810.3	12.972	2742.4

Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão	Tempo	Pressão
12.986	2737.6	13.361	2678.3	13.736	2545.0	14.111	2368.5	14.486	126.1
13.000	2737.2	13.375	2678.2	13.750	2536.0	14.125	2360.3	14.500	42.3
13.014	2736.9	13.389	2678.1	13.764	2527.6	14.139	2352.2	14.514	18.3
13.028	2736.8	13.403	2678.0	13.778	2519.2	14.153	2344.3	14.528	18.2
13.042	2736.7	13.417	2677.9	13.792	2511.4	14.167	2336.7	14.542	15.6
13.056	2736.7	13.431	2677.2	13.806	2503.2	14.181	2329.3	14.556	14.2
13.069	2736.6	13.444	2668.5	13.819	2494.5	14.194	2335.7	14.569	13.9
13.083	2736.6	13.458	2660.6	13.833	2485.6	14.208	2338.0	14.583	13.8
13.097	2736.6	13.472	2652.5	13.847	2477.2	14.222	2333.3	14.597	13.6
13.111	2736.6	13.486	2644.2	13.861	2467.9	14.236	2329.9	14.611	13.1
13.125	2736.5	13.500	2636.0	13.875	2462.0	14.250	2327.5	14.625	13.1
13.139	2736.5	13.514	2627.5	13.889	2461.7	14.264	2326.1	14.639	13.2
13.153	2736.0	13.528	2619.1	13.903	2461.5	14.278	2325.3	14.653	13.4
13.167	2728.3	13.542	2610.7	13.917	2461.4	14.292	2324.1	14.667	13.6
13.181	2720.0	13.556	2602.4	13.931	2461.3	14.306	2323.6	14.681	13.6
13.194	2712.2	13.569	2593.5	13.944	2461.3	14.319	2323.0	14.694	13.7
13.208	2707.3	13.583	2585.0	13.958	2460.8	14.333	2323.1	14.708	13.7
13.222	2707.2	13.597	2576.4	13.972	2452.7	14.347	2323.0	14.722	13.7
13.236	2707.2	13.611	2569.3	13.986	2444.8	14.361	2322.9	14.736	13.8
13.250	2707.2	13.625	2568.8	14.000	2436.5	14.375	2320.8	14.750	13.8
13.264	2707.1	13.639	2568.6	14.014	2428.0	14.389	2318.9	14.764	13.8
13.278	2707.1	13.653	2568.5	14.028	2419.4	14.403	2330.5	14.778	13.8
13.292	2706.0	13.667	2568.5	14.042	2410.9	14.417	1906.2	14.792	13.8
13.306	2698.0	13.681	2568.4	14.056	2402.3	14.431	1580.8	14.806	13.6
13.319	2690.3	13.694	2568.4	14.069	2393.5	14.444	1543.1	14.814	13.7
13.333	2681.9	13.708	2561.7	14.083	2385.5	14.458	1311.7		
13.347	2678.5	13.722	2553.1	14.097	2377.1	14.472	385.2		

APÊNDICE G : MODELO DE SIMULAÇÃO

```
*****
*
*                               *
*      GEM 2012.10              *
*      Adaptive-Implicit EOS Compositional and GHG Simulator      *
*      General Release for Win32              *
*      2012-Aug-16 17:07:28              *
*                               *
*      (c) Copyright 1977 - 2012          *
*      Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada            *
*      All Rights Reserved              *
*                               *
*****
```

Definition of fundamental cylindrical grid

**\$

GRID RADIAL 50 1 100 *RW 0.35

KDIR DOWN

DI IVAR 0.127250344

0.150423925

0.177817651

0.210200053

0.24847962

0.293730285

0.347221556

0.410454131

0.485202002

0.573562219

0.678013731

0.801486924

0.947445842

1.119985362

1.323946083
1.565050125
1.850061665
2.186976703
2.585247395
3.05604723
3.612584501
4.270472867
5.048169393
5.967492364
7.054233393
8.338881014
9.857476026
11.65262263
13.77468368
16.28319362
19.24852873
22.75388151
26.89759467
31.79592012
37.58628044
44.43112424
52.52248368
62.08736195
73.39410179
86.75991391
102.5597763
121.2369543
143.3154363
169.4146343
200.2667616
236.7373749

279.8496578

330.8131256

391.0575591

462.2731165

DJ JVAR 360

DK ALL

5000*5

DTOP

50*5500

**\$ Property: NULL Blocks Max: 1 Min: 1

**\$ 0 = null block, 1 = active block

NULL CON 1

**\$ Property: Porosity Max: 0.164 Min: 0.164

POR CON 0.164

**\$ Property: Permeability I (md) Max: 200 Min: 200

PERMI CON 250

PERMJ EQUALSI

PERMK EQUALSI * 0.1

**\$ Property: Volume Modifiers Max: 8 Min: 1

VOLMOD ALL

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2 50*2

**\$ Model and number of components

MODEL PR

NC 6 6

COMPNAME 'N2toC1' 'CO2toC2' 'C3toNC4' 'IC5toC6' 'CO7toC10' 'C11toC31'

HCFLAG

0 0 0 0 0 0

VISCOR LE

MIXVC 1

VISCOEFF 0.1023 0.023364 0.058533 -0.040758 0.0093324

EOSSET

MW

1.6143883E+01 3.0456064E+01 4.8362217E+01 7.7577267E+01 1.1019259E+02
1.7903400E+02

AC

8.2696966E-03 1.0354280E-01 1.3371000E-01 2.5335169E-01 3.0344000E-01 4.5957000E-01

PCRIT

4.5304607E+01 4.7078200E+01 3.6871450E+01 3.3019103E+01 2.4704930E+01
1.9548311E+01

VCRT

9.8918599E-02 1.4639490E-01 2.1918478E-01 3.2007464E-01 4.2134505E-01 6.6616698E-01

TCRIT

1.9003088E+02 2.5073732E+02 3.8423630E+02 4.8211933E+02 5.2624948E+02
7.4819196E+02

PCHOR

7.6696591E+01 1.0716916E+02 1.6146319E+02 2.3687365E+02 3.1741355E+02
4.9505606E+02

SG

3.0278601E-01 3.6423269E-01 5.3039904E-01 6.5355508E-01 7.4067148E-01 8.0511884E-01

TB

-2.5644791E+02 -1.2019805E+02 -1.5436042E+01 1.1721982E+02 2.3968666E+02
4.3858951E+02

**VISCOEFF

** 1.0230000E-01 2.3364000E-02 5.8533000E-02 -4.0758000E-02 9.3324000E-03

OMEGA

4.5723553E-01 4.4267059E-01 5.4868000E-01 4.5723553E-01 5.4868000E-01 5.4868000E-01
 OMEGB
 7.7796074E-02 9.3360000E-02 6.2240000E-02 7.7796074E-02 9.3360000E-02 9.3360000E-02
 VSHIFT
 0.0000000E+00 1.9631688E-01 -1.7664801E-01 -2.2915577E-02 -1.0887076E-01 -4.0944978E-
 02
 **VISCOR *HZYT
 **MIXVC 1.0000000E+00
 VISVC
 9.8919934E-02 1.4650449E-01 2.1964798E-01 3.2026162E-01 4.2231477E-01 6.6776462E-01
 BIN
 2.5561112E-03
 1.0464220E-02 2.7092598E-03
 2.2577328E-02 1.0118194E-02 2.3850265E-03
 3.4071762E-02 1.8359694E-02 7.0793010E-03 1.2582481E-03
 5.7888813E-02 3.7157611E-02 2.0270164E-02 8.8925189E-03 3.4879248E-03
 TRES 4593.2 143.4 5905.5 165.
 CW 3.5E-06
 REFPW 14.7
 ROCKFLUID
 SLT
 **\$ SI krg krog Pcog
 0.17991 0.9180000 0.0000000 0.0
 0.20991 0.7048878 0.0000005 0.0
 0.23991 0.6004070 0.0000020 0.0
 0.26991 0.5043505 0.0000060 0.0
 0.29991 0.4165039 0.0000320 0.0
 0.32991 0.3366449 0.0002205 0.0
 0.35991 0.2645426 0.0008048 0.0
 0.38991 0.2199559 0.0021338 0.0
 0.41991 0.1826332 0.0046665 0.0
 0.44991 0.1323100 0.0089711 0.0
 0.47991 0.1087076 0.0157245 0.0

0.50991	0.0815305	0.0257120	0.0
0.53991	0.0604634	0.0398270	0.0
0.56991	0.0451670	0.0590704	0.0
0.59991	0.0352722	0.0845509	0.0
0.62991	0.0203718	0.1174842	0.0
0.65991	0.0100070	0.1591929	0.0
0.68991	0.0036438	0.2111069	0.0
0.71991	0.0006239	0.2747623	0.0
0.74852	0.0000000	0.3490000	0.0
1.00000	0.0000000	0.8080000	0.0

INITIAL

VERTICAL BLOCK_CENTER WATER_GAS

ZOIL

0.4923 0.07385 0.1183 0.0701 0.15876 0.08669

ZGAS

8.0090000E-01 1.0363000E-01 5.6730000E-02 1.6130000E-02 1.8426576E-02 4.1834241E-03

REFPRES

3143.4

REFDEPTH

5654.5

DWGC

6474.72

DATUMDEPTH 4920. INITIAL

NUMERICAL

DTMIN 0.000001

RUN

DATE 2004 1 1

DTWELL 1e-006

**\$ Tubing flow table for production wells

PTUBE CONDENSATE 1

DEPTH 7139.6

OGR	2e-006	2.9528e-006	4.3596e-006	6.4366e-006	9.5031e-006	1.40305e-
005	2.07149e-005	3.05838e-005	4.51545e-005	6.66667e-005		

WGR	0	1e-007	5e-007	1e-006	5e-006	1e-005	2e-
005	5e-005	0.0001					
QG	1000000.0	1469480.0	2159360.0	3173130.0	4662840.0	6851940.0	
10068800.0	14795800.0	21742100.0	31949500.0	46949100.0	68990600.0		
101380000.0	148976000.0	218916000.0	321692000.0	472719008.0	694650048.0		
1020770048.0	1500000000.0						
WHP	150.0	209.2	291.9	407.2	568.0	792.3	1105.2
1541.7	2150.6	3000.0					

BHPTC

***\$ iogr iwgr iqg bhps

1	1	1	183.2	254.5	354.6	495.1	692.9	972.3
1367.6			1923.9	2688.1	3707.6			
2	1	1	183.3	254.7	354.7	495.3	693.2	973.0
1369.0			1926.0	2691.2	3711.2			
3	1	1	183.4	254.8	354.9	495.5	693.9	974.5
1371.1			1980.2	2696.1	3716.7			
4	1	1	183.6	255.0	355.1	495.8	695.5	976.7
1374.2			2046.1	2703.5	3725.1			
5	1	1	183.8	255.2	355.3	498.0	698.1	980.0
1378.8			2116.2	2740.9	3737.9			
6	1	1	183.9	255.3	357.9	501.2	701.8	984.8
1502.5			2185.6	2820.9	3757.3			
7	1	1	184.1	258.9	361.9	504.8	706.5	1166.7
1673.5			2254.9	2895.7	3786.5			
8	1	1	189.0	262.9	365.4	509.9	987.0	1317.0
1721.3			2268.0	2963.8	3844.5			
9	1	1	193.1	266.8	370.8	517.5	1025.5	1325.9
1734.6			2287.3	3010.4	3919.9			
10	1	1	197.4	272.7	379.0	809.6	1034.4	1339.6
1755.0			2305.0	3048.7	3972.0			
1	2	1	183.2	254.5	354.6	495.1	692.9	972.2
1367.7			1923.9	2688.1	3707.6			
2	2	1	183.3	254.7	354.7	495.3	693.2	973.2
1369.1			1926.0	2691.2	3711.2			

....

WELL 'Well-1'

PRODUCER 'Well-1'

***\$ depth ibhp

PWELLBORE TABLE 6397.2 1
 OPERATE MIN WHP IMPLICIT 2000. CONT
 **\$ rad geofac wfrac skin
 GEOMETRY K 0.351 0.41 1. 0.
 DATE 2004 2 1.00000
 DATE 2004 3 1.00000
 DATE 2004 4 1.00000
 DATE 2004 5 1.00000
 DATE 2004 6 1.00000
 DATE 2004 7 1.00000
 DATE 2004 8 1.00000
 DATE 2004 9 1.00000
 DATE 2004 10 1.00000
 DATE 2004 11 1.00000
 DATE 2004 12 1.00000

 DATE 2020 4 1.00000
 DATE 2020 5 1.00000
 DATE 2020 6 1.00000
 DATE 2020 7 1.00000
 DATE 2020 8 1.00000
 DATE 2020 9 1.00000
 DATE 2020 10 1.00000
 DATE 2020 11 1.00000
 DATE 2020 12 1.00000