

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

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia de Campinas
Como Requisito Parcial à Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

AVALIAÇÃO E ANÁLISE DO DESEMPENHO DE POÇOS
COM O USO DE SONDADOR ACÚSTICO

Este exemplar corresponde a redação final da Tese
defendida pelo Engº José Antônio Pinheiro Pires
e aprovada pela comissão julgadora em 27/03/89.

[Assinatura]

Prof. Dr. Antônio Cláudio de França Corrêa

Autor : José Antônio Pinheiro Pires

Orientador : Antônio Cláudio de França Corrêa

Março, 1989

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

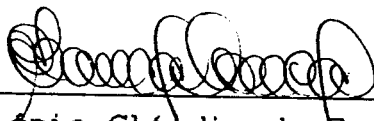
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

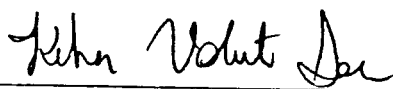
A dissertação "Avaliação e Análise do Desempenho De Poços com o uso de Sondador Acústico" , elaborada por José Antônio Pinheiro Pires e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 27 de março de 1989

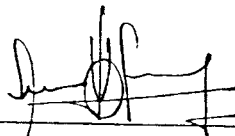
Banca Examinadora



Dr. Antônio Cláudio de França Corrêa



Dr. Kelsen Valente Serra



Dr. Osvair Vidal Trevisan

PARA

JANES E ANTÔNIO JOSÉ

COM MUITO CARINHO.

AGRADECIMENTOS

Aos funcionários e Professores do CEPETRO da UNICAMP, com quem tive a oportunidade de conviver neste período. Não apenas pelo desempenho profissional exemplar mas também pela compreensão e pelo convívio proveitoso.

Aos colegas da PETROBRÁS que me proporcionaram esta oportunidade e aos que, a seu modo, contribuíram para o bom andamento desta jornada.

A meu orientador Dr. Antônio Cláudio de França Corrêa por sua dedicação e paciência que foram postos a prova por este orientado e sobretudo pelo diálogo franco e pelas palavras de incentivo.

RESUMO

Técnicas existentes permitem obter, de modo indireto, a pressão e a vazão de fundo durante testes transientes em poços bombeados. A determinação é feita a partir de medições de pressão na superfície e registros do nível de líquido no poço feitos com sondador acústico.

O uso do Sondador Acústico pode representar uma redução nos custos de avaliação de poços bombeados já que os testes são feitos sem intervenção com sonda para retirar e reinstalar os equipamentos de fundo. Além disto, permite através da análise simultânea do comportamento da pressão e da vazão, reduzir o tempo de duração do teste.

Este trabalho apresenta uma revisão da literatura referente ao uso de sondador acústico em aplicações relativas à avaliação e à análise do desempenho de poços. Alguns aspectos do procedimento de cálculo que são omitidos ou pouco detalhados na literatura, foram revistos ou definidos. São abordados também, aspectos relativos aos equipamentos utilizados, aos procedimentos para a execução dos testes e a alguns problemas encontrados na identificação do nível de líquido no poço.

Os métodos estudados não consideram a troca de massa entre as fases gás e líquido no cálculo da pressão e da vazão de fundo. Mostra-se que isto pode resultar numa superestimativa da pressão e uma subestimativa da vazão calculadas. Propõe-se um método que considera a variação da vazão mássica de gás devido à transferência de massa entre as fases.

Neste trabalho são apresentados dois programas de computador, em FORTRAN, para executar o cálculo simultâneo da pressão e da vazão de líquido durante um teste de crescimento de pressão.

São apresentados exemplos aplicativos destas técnicas em testes de crescimento de pressão para mostrar suas limitações e a validade de seu uso na análise do desempenho e na avaliação de poços.

ABSTRACT

Some techniques are available for the indirect calculation of bottomhole pressure and afterflow from measurements of fluid level made by acoustic well sounder (AWS) and the casinghead pressure in a pumping well during a transient pressure test.

The use of acoustic methods can represent a significant reduction in evaluation costs for pumping wells. Bottomhole data is obtained from surface measurements without the high cost associated with removing rods and pump, running the conventional pressure bombs and reinstalling the downhole equipment in the well. Furthermore, the duration of the test can be reduced by using techniques for the simultaneous interpretation of pressure and afterflow data.

In this work a compilation of the existing literature on the use of AWS for pumping well analysis and formation evaluation is presented and analysed. Some aspects of the calculation procedures, omitted or poorly described in the literature, are reviewed or defined. The equipments used, procedures for data acquisition and some problems in the fluid level identification are also discussed.

All methods studied do not consider the mass transfer between the gas and the liquid phases in the bottom hole pressure and afterflow determination. It is shown that this leads to an overestimation of pressures and underestimation of flow rates. A new method which considers the variations of the gas mass flow rate due to mass transfer is proposed and discussed.

Two Fortran computer programs are presented for the simultaneous calculation of bottomhole pressure and afterflow from fluid level data.

Field examples are discussed to show the limitations and the validity of using AWS techniques in pumping well analysis and formation evaluation.

ÍNDICE

	PÁGINA
1- Introdução.....	12
2- Descrição dos Equipamentos.....	14
3- Medição do Nível de Líquido em Poços.....	14
4- Determinação da Pressão no Fundo do Poço.....	22
4.1. Dados necessários.....	22
4.2. Curva de crescimento de pressão - "Build-up"..	22
4.3. Determinação da pressão na base da coluna de gás.....	26
4.4. Determinação da pressão devido a coluna de líquido.....	30
5-Determinação da Vazão de Fluido no Fundo do poço....	38
5.1. Cálculo da Vazão de Gás que Penetra na Região de Gás Livre.....	38
5.2. Cálculo da Vazão de Gás no Fundo do Poço.....	42
5.3. Cálculo da Vazão de Líquido no Fundo do Poço.....	42
6- Cálculo Integrado da Pressão e da Vazão no Fundo do Poço Durante um Teste de Crescimento Pressão.....	43
6.1. Descrição do Procedimento.....	43
6.2. Programa PSEM.FOR.....	46
7- Exemplos Típicos de Aplicação.....	49
7.1. Informações Qualitativas do Comportamento do Poço.....	49
7.2. Determinação da Pressão de Fluxo.....	58
7.3. Avaliação de Poços.....	60

8- Influência da Transferência de Massa Entre as Fases Gás e Líquido na Determinação da Pressão e da Vazão em um Teste de Crescimento de Pressão.....	64
8.1 Comentários Sobre os Procedimentos existentes..	64
8.2 Abordagem Adotada Neste Trabalho.....	67
8.3 Programa PCOM.FOR.....	70
8.4 Análise Comparativa.....	70
9- Conclusões Específicas.....	82
10- Conclusões e Recomendações.....	86
Nomenclatura.....	88
Referências Bibliográficas.....	91
Bibliografia.....	94

Apêndices

- Apêndice A - Determinação do Pseudo Nível de Líquido no Poço.
- Apêndice B - Expressões Numéricas para Cálculo do Fator de Correção do Líquido.
- Apêndice C - Expressões para o Cálculo da Vazão de Gás que Penetra na Região de Gás Livre.
- Apêndice D - Listagem do Programa PSEM.FOR.
- Apêndice E - Listagem do Programa PCOM.FOR.
- Apêndice F - Dados Relativos aos Testes Citados.
- Apêndice G - Tentativa para Desenvolver um Modelo para Simulação Numérica.

LISTA DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1: Determinação do Nível de Líquido em Poços de Bombeio Mecânico.....	15
Figura 2: Componentes de Um Sondador Acústico.....	16
Figura 3: Registro Típico de Sondador Acústico.....	17
Figura 4: Curva de Pressão de Revestimento na Determinação do Pseudo Nível de Líquido....	21
Figura 5: Fluxograma de Cálculo da Pressão na Base da Coluna de Gás Livre.....	29
Figura 6: Curvas para Fator de Correção do Peso Específico do Líquido.....	32
Figura 7: Poço 2 - Pressão de Fundo Calculada pelas Diversas Correlações.....	34
Figura 8: Poço 2 - Vazão Total no Fundo Calculada com as Diversas Correlações.....	34
Figura 9: Poço 2 - Vazão de Gás que Penetra na Região de Gás livre.....	41
Figura 10: Poço A - Vazão de Líquido Após o Fechamento.....	47
Figura 11: Poço A - Vazão de Gás Após o Fechamento....	47
Figura 12: Poço A - Vazão Total Após o Fechamento.....	48
Figura 13: Poço A - Pressão de Fundo Após o Fechamento.....	48
Figura 14: Estabilização da Coluna de Líquido (Redistribuição de Fases).....	51
Figura 15: Caso 2 - Brownscombe (Vazamento na Bomba ou Coluna).....	53
Figura 16: Poço RI-79 - Curvas da Vazão de Líquido e de gás (Cone de Gás).....	54
Figura 17: Poço RP-20 - Curvas de Vazão vs Tempo (Zona com Gás à Alta Pressão).....	56
Figura 18: Zona com Líquido à Alta Pressão (Caso 5 - Brownscombe).....	57
Figura 19: Poço RSM-45 - Comportamento da Pressão e da Vazão de Fundo.....	59

	PÁGINA
Figura 20: Poço A - Pressão de Fundo vs Tempo de Horner.....	62
Figura 21: Poço A - Pressão Após Deconvolução vs Tempo de Horner.....	62
Figura 22: Fluxograma para o Cálculo da Pressão e da Vazão em um Segmento da Coluna de Líquido Com Transferência de Massa Entre as Fases.....	69
Figura 23: Poço A - Pressão Calculada Com e Sem Transferência de Massa.....	72
Figura 24: Poço A - Vazão Total Calculada Com e Sem Transferência de Massa.....	72
Figura 25: Poço A - Vazão de Líquido e de Gás Com e Sem Transferência de Massa.....	73
Figura 26: Poço A - Gráfico de Horner da Pressão Calculada.....	75
Figura 27: Poço A - Gráfico de Horner da Pressão Após Deconvolução.....	75
Figura 28: Poço 2 - Pressão Calculada Com e Sem Transferência de Massa.....	78
Figura 29: Poço 2 - Vazão Total Calculada Com e Sem Transferência de Massa.....	78
Figura 30: Poço 2 - Gráfico de Horner da Pressão Calculada.....	80
Figura 31: Poço 2 - Gráfico de Horner da Pressão Após Deconvolução.....	80

LISTA DE QUADROS

PAGINA

Quadro 1: Dados Coletados Durante Teste Transiente....	23
Quadro 2: Estimativa Para Espaçamento Entre Medições.....	25
Quadro 3: Poço A - Quadro de Resultados da Avaliação.....	63
Quadro 4: Poço A - Análise Convencional de Horner (Com e Sem Transferência de Massa).....	74
Quadro 5: Poço A - Análise de Horner da Pressão Após Deconvolução (Com e Sem Transferência de Massa).....	76
Quadro 6: Poço 2 - Análise de Horner da Pressão Após Deconvolução (Com/Sem Transferência de Massa).....	81

1. INTRODUÇÃO.

O uso do sondador acústico ("acoustic well sounder") em aplicações relativas ao acompanhamento das condições operacionais dos poços sob elevação artificial é rotineiro e tradicional na indústria petrolífera. Seu uso como ferramenta de avaliação de poços tem sido enfatizado recentemente por diversos autores^{3,4,5,6,9,12,14}. Estes autores desenvolveram modelos hidrodinâmicos e correlações que possibilitam obter o comportamento da pressão e das vazões de fluido no fundo do poço a partir de medições da pressão de revestimento e do acompanhamento da interface gás/líquido em seu interior, durante um teste transiente (geralmente crescimento de pressão).

Neste trabalho, por conveniência, utiliza-se a expressão "nível de líquido" significando a profundidade em que se encontra a interface entre a coluna de gás livre e a mistura líquido + gás dissolvido + bolhas de gás dispersas no líquido.

Considerações de ordem econômica restringem o uso da avaliação convencional (medição direta da pressão no fundo) em poços bombeados, principalmente nos casos de custo marginal, devido ao custo da intervenção com sonda para retirar os equipamentos, realizar o teste, e reinstalar os equipamentos no poço, somado aos custos da não produção de óleo neste período. Também, a própria natureza desta operação apresenta limitações de ordem técnica como a não obtenção dos dados iniciais do teste. Isto reforça a necessidade do uso de métodos indiretos para obter o comportamento da pressão no fundo do poço e sua subsequente interpretação para estimar os parâmetros da formação produtora.

Os problemas mais importantes na determinação indireta do comportamento da pressão e da vazão no fundo do poço com o uso de técnicas acústicas são a precisão do dispositivo de medição de nível de líquido e o cálculo do peso específico da coluna de líquido.

Apesar de nenhum dos trabalhos referenciados apresentar comparações entre medições diretas e indiretas de pressão obtidas simultaneamente, é inquestionável a validade do uso das medições indiretas na avaliação de poços. Isto porque inúmeros exemplos mostram coerência entre os resultados da interpretação dos dados obtidos por métodos indiretos (AWS) com os obtidos interpretando-se dados de medição convencional.

Os testes de crescimento de pressão com o uso do sondador acústico (AWS) apresentam longos períodos de estocagem. Há casos em que os limites do reservatório são atingidos antes do final do período de estocagem, impossibilitando a interpretação pelos métodos convencionais.

Os dados obtidos com o uso do sondador acústico permitem calcular a vazão de fluidos no fundo do poço após seu fechamento. Isto pode ser usado para solucionar o problema do elevado tempo de estocagem, fazendo a análise simultânea do comportamento de pressão e vazão com o uso de técnicas de convolução, deconvolução, ajuste automático de curvas tipo, dentre outras, reduzindo com isto a duração dos testes de crescimento de pressão.

Os objetivos principais deste trabalho são:

- Apresentar e analisar os principais métodos e procedimentos existentes na literatura com ênfase na obtenção dos dados de pressão e vazão no fundo do poço.

- Elaborar um programa de computador para calcular pressão e vazões no fundo do poço usando os métodos e procedimentos existentes.

- Propor um método iterativo que inclui a transferência de massa entre as fases líquido/gás no cálculo da pressão e da vazão no fundo do poço.

- Mostrar com exemplos da literatura e de campo a aplicabilidade e a validade dos métodos descritos.

- Estabelecer procedimentos para realizações dos testes, sugerir novos estudos.

2. DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES

Para determinar o nível de líquido no interior de um poço de bombeio mecânico (figura 1) utiliza-se um dispositivo denominado Sondador Acustico (Acoustic Well Sounder - AWS), também conhecido no Brasil pelo nome comercial de "Sonolog" (fabricante Keystone).

Um sondador acústico (figura 2) é constituído basicamente por uma unidade de registro e por uma unidade de disparo ("Canhão"). Acoplado mecanicamente à válvula da saída de revestimento do poço, fica o canhão que possui um dispositivo para gerar pulsos de pressão e um microfone para receber os sinais gerados e refletidos. Estes pulsos de pressão podem ser causados pelo disparo de um cartucho de festim ou, nos modelos recentes, pela súbita compressão ou descompressão de uma câmara de gás acionada por uma válvula tipo solenóide. Os sinais recebidos pelo microfone são enviados por cabo elétrico para a unidade de registro onde são amplificados, filtrados e registrados em fita contínua.

3. MEDIÇÃO DO NÍVEL DE LÍQUIDO EM POÇOS

O sondador acústico uma vez acionado produz um pulso de pressão que se propaga para o interior do poço, sofrendo sucessivas reflexões nas luvas de acoplamento da tubulação, nas restrições existentes e na interface gás-líquido. O microfone, acoplado ao canhão, recebe na superfície estes sinais refletidos que são enviados para a unidade que os registra em fita contínua (figura 3).

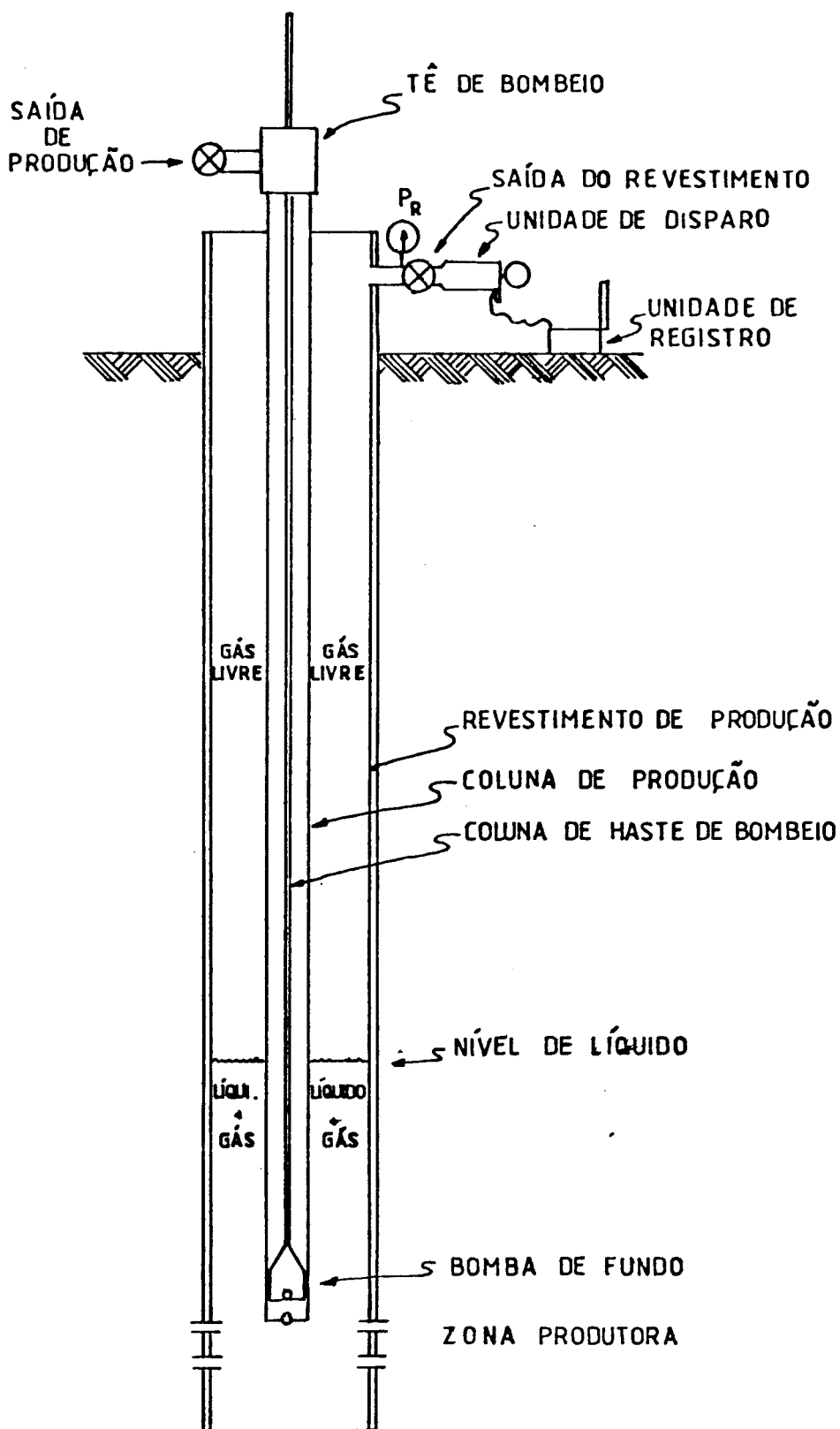
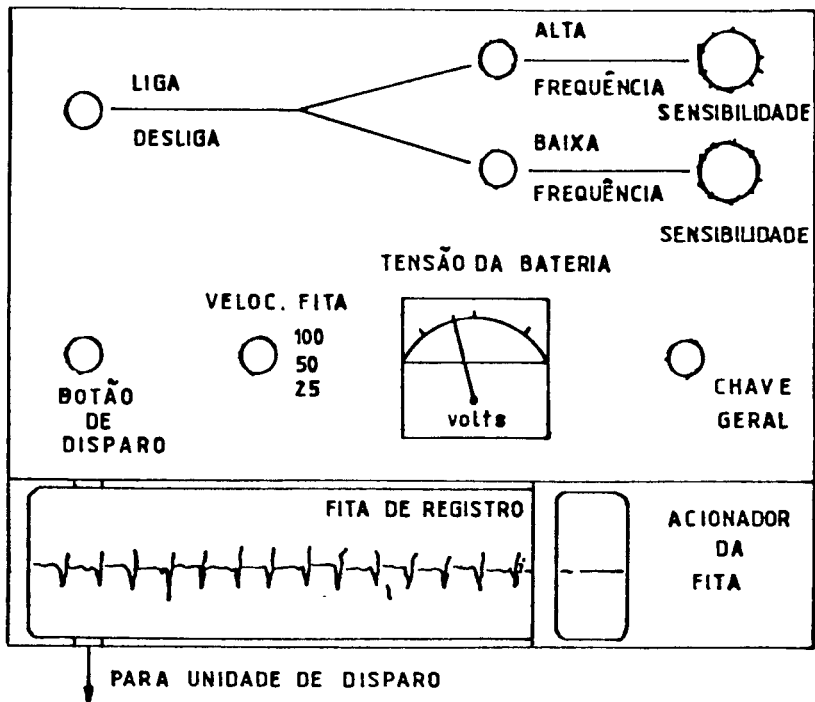


FIGURA 1: DETERMINAÇÃO DO NÍVEL DE LÍQUIDO EM POÇOS DE BOMBEIO MECÂNICO

UNIDADE DE REGISTRO



UNIDADE DE DISPARO ("CANHÃO")

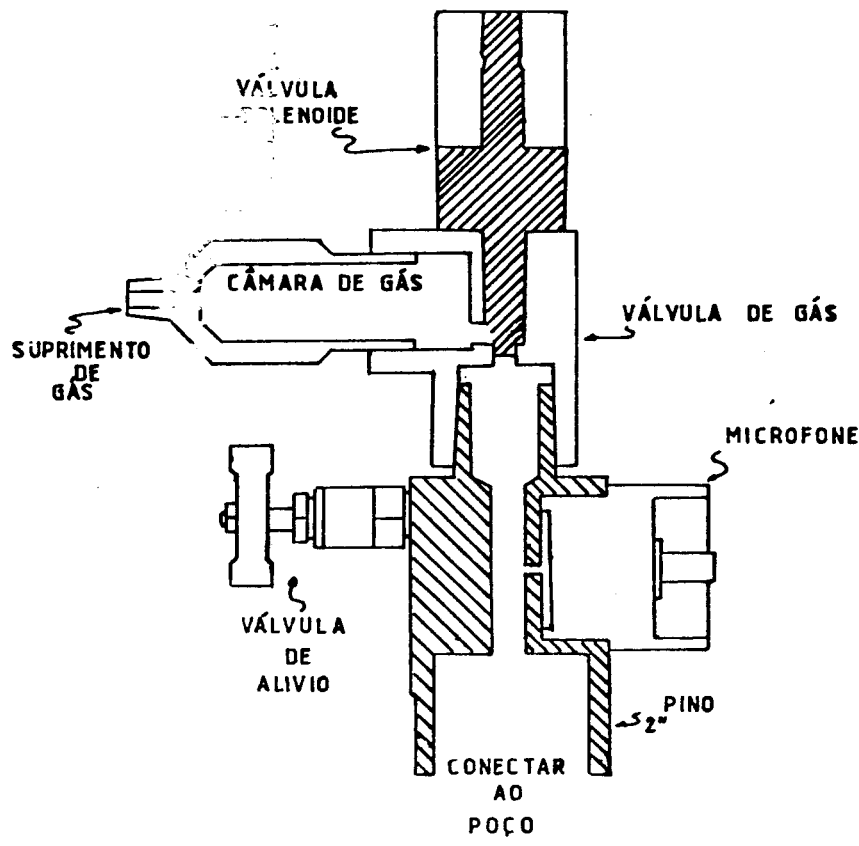


FIGURA 2 : COMPONENTES DE UM SONDADOR ACÚSTICO

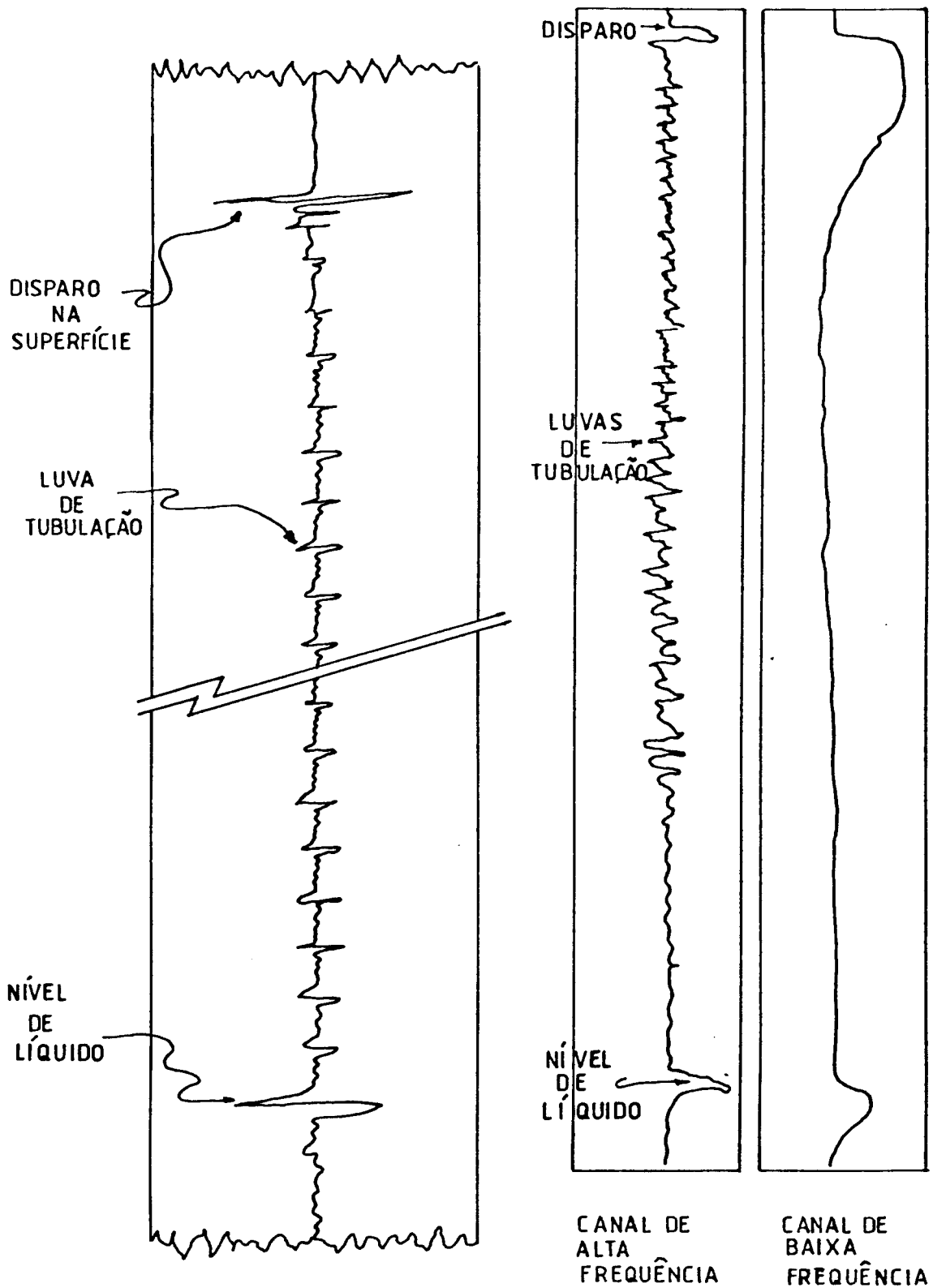


FIGURA 3- REGISTRO TÍPICO DE SONDADOR ACÚSTICO

O nível de líquido pode ser obtido pela contagem do número de deflexões causadas pelas luvas da tubulação até a interface gás-líquido e multiplicando este número pelo comprimento médio dos tubos do poço. Não sendo possível identificar as luvas de tubulação ao longo de todo registro do sondador acústico, pode-se tomar um comprimento médio na carta correspondente a cada tubo, em um trecho nítido e representativo e usá-lo nos trechos onde as luvas não foram identificadas. O fato de se usar o comprimento dos tubos medido na superfície e não nas condições de tração a que estão submetidos no poço representa um erro insignificante. O erro decorrente da variação do comprimento dos tubos e da capacidade de resolução do aparelho tem pequena influência no valor da pressão de fundo em fluxo. Entretanto, no acompanhamento do crescimento de pressão, este erro pode ser significativo principalmente nos dados obtidos após longo tempo de fechamento quando o movimento da coluna de líquido é mínimo. Uma outra técnica seria a medição do tempo gasto para a onda sonora propagar até o nível de líquido. A profundidade do nível de líquido é obtida multiplicando-se o tempo de propagação pela velocidade do som no gás, nas condições médias de pressão e temperatura existentes na coluna de gás. Neste caso, é conveniente ter uma escala de tempo indicada na fita de registro. Nos aparelhos mais modernos, um dispositivo temporizado grava, a cada segundo, uma marca na fita de registro, fornecendo a escala de tempo necessária. Não dispondo de escala de tempo própria do aparelho não se deve utilizar esta técnica pois os erros decorrentes da medição de tempo e da sincronização podem ser elevados. A principal vantagem de determinar a profundidade do nível de líquido com base na velocidade de propagação do som está na possibilidade de automatizar o processo de coleta de dados.

Qualquer que seja a técnica utilizada, a medição depende da perfeita identificação, na fita de registro, da reflexão correspondente à interface gás-líquido. Para facilitar esta identificação, os sondadores acústicos dispõem de filtros para separar os sinais recebidos de baixa

freqüência (líquido) dos de freqüência mais alta (luvas). Ainda assim pode ser impossível a identificação do nível de líquido no poço. Os principais problemas de identificação de nível líquido são:

- Poço Não Vertical.

Medições em poços tortuosos ou muito helicoidais introduzem erros nas pressões obtidas. Entretanto, no caso de medições sucessivas o erro existente em cada ponto, em geral, apenas desloca de modo uniforme toda a curva de pressão contra tempo, podendo permitir interpretações válidas. A vazão de fluidos sofre pequena influência pois seu cálculo é baseado em volumes. A alteração que sofre é devida basicamente à diferença observada na pressão.

Nos poços direcionais deve-se cuidar para que todas as medidas sejam verticalizadas. Quando o nível de líquido encontrar-se abaixo do ponto de desvio ("kick-off point"), a interface gás-líquido pode não ser detectada devido a elevada reflexão que ocorre no ponto de desvio. Neste caso pode-se tentar o uso do método proposto por Alexander³ (1976) e revisto por Hasan e Kabir^{1,2} (1980) para identificar o nível aparente de líquido.

- Formação de Espuma no Espaço Anular.

Em poços com tendência a formação de espuma, o nível de líquido pode não ser detectado pois a coluna de espuma absorve a onda sonora, atenuando sensivelmente a parcela refletida, o que pode impedir sua identificação no registro de superfície. Em alguns casos a espuma pode ser tão densa que alguns autores citam como indicação de um falso nível de líquido.

Nos testes de crescimento de pressão, à medida que a pressão aumenta no espaço anular e a vazão de gás decresce, a tendência é de redução da quantidade de espuma o que pode permitir a identificação do nível de líquido, após decorrido algum tempo de teste.

Os casos citados como " Espuma Densa ", que proporcionam um "falso" nível de líquido, podem deixar de se constituir um problema se o modelo hidrodinâmico ou a correlação utilizada no cálculo da pressão de fundo considerarem corretamente a influência do gás disperso no líquido, no peso específico da mistura gás-líquido.

O principal problema decorrente da presença de espuma no espaço anular é a não detecção do nível de líquido. Uma tentativa de identificar um "pseudo" nível de líquido pode ser feita utilizando-se o procedimento, pouco rigoroso, proposto por Alexander⁹ (1976) e por Hasan et al^{1,2} (1982), cujo desenvolvimento é reproduzido no apêndice A.

Procedimento para cálculo do pseudo nível de líquido² no poço.

-Fecham-se as válvulas do poço e registra-se por alguns minutos o comportamento da pressão de revestimento com o tempo (trecho 1, figura 4).

-Abre-se a válvula de saída do revestimento, mede-se a vazão de gás (q_g) e registra-se o comportamento da pressão com o tempo (trecho 2, figura 4).

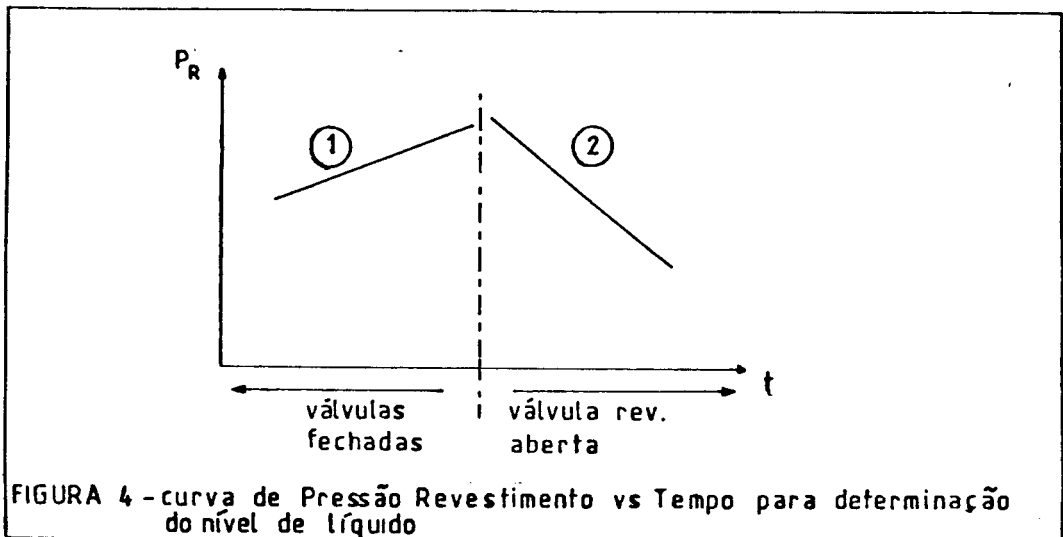


FIGURA 4 - curva de Pressão Revestimento vs Tempo para determinação do nível de líquido

- Calcula-se no gráfico a inclinação dos trechos 1 e 2 (dP_1/dt e dP_2/dt).

- Calcula-se o volume de gás existente no poço:

$$V_g = q_g \frac{P_{sc}}{T_{sc}} \cdot T \cdot z \left[\frac{dP_1}{dt} - \frac{dP_2}{dt} \right]^{-1} \quad (3.1)$$

- Calcula-se o pseudo nível de líquido (L'):

$$L' = \frac{V_g}{\text{Área do anular}} \quad (3.2)$$

Conforme mostrado no apêndice A, o desenvolvimento matemático do método é pouco rigoroso. Além disto, existem dificuldades na medição de vazões de gás pequenas e decrescentes. Também a curva de pressão contra tempo não é retilínea devendo ser calculada uma derivada média. Por tudo isto, este método deve ser empregado com muita cautela e ainda assim apenas para dirimir eventuais dúvidas na localização do nível de líquido ou para obter uma estimativa grosseira da pressão de fluxo no fundo, não devendo ser aplicado na obtenção de dados para análise de crescimento de pressão.

4. DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO.

4.1 DADOS NECESSÁRIOS

A pressão no fundo do poço (P_w) corresponde à soma da pressão de revestimento na superfície (P_r), pressão referente à coluna de gás livre (P_{gas}) e da pressão devido à coluna de "líquido", constituída pela mistura de líquido + gás dissolvido + gás livre disperso (P_{liq}),

$$P_w = P_r + P_{gas} + P_{liq} \quad (4.1)$$

Para obter a pressão no fundo do poço é necessário conhecer a pressão de revestimento na superfície, o nível de líquido no poço, as características dos fluidos produzidos e suas razões de produção, a distribuição de temperatura no anular e as condições mecânicas do poço.

A distribuição de temperatura no poço é uma fonte de incerteza. Na melhor das hipóteses, conhece-se a temperatura na superfície e no fundo do poço. Segundo Podio, McCoy e Huddleston⁴ (1984), os resultados são afetados significativamente pela distribuição de temperatura e sugere que sejam dedicados esforços neste sentido.

4.2 CURVA DE CRESCIMENTO DE PRESSÃO - "BUILD UP"

Na realização de um teste transiente, de crescimento de pressão, deve-se registrar para cada instante de tempo a pressão de revestimento na superfície e o nível de líquido correspondente (Quadro 1).

QUADRO 1
Dados Coletados Durante Teste Transiente

TEMPO	PRESSÃO DE REVESTIMENTO	NÍVEL DE LÍQUIDO
t_0	P_{r0}	L_0
t_1	P_{r1}	L_1
.	.	.
.	.	.
t_n	P_{rn}	L_n

No teste de crescimento de pressão, a unidade de bombeio é parada e simultaneamente fecham-se as válvulas de produção e da saída do revestimento. Deve-se apertar a caixa de engaxetamento na haste polida para evitar possíveis vazamentos. Estes vazamentos não afetam diretamente o teste mas que podem dificultar a identificação de problemas nos equipamentos de subsuperfície. Deve ser registrada, além dos dados citados, a pressão na cabeça de produção. Este procedimento poderá permitir a identificação de passagem de fluido do interior da coluna de produção para o espaço anular coluna-revestimento de produção, através de furos na coluna ou de vazamento nas válvulas da bomba.

Para assegurar maior confiabilidade é necessário fazer o maior número possível de medições. Para isto, existe um sistema automático para medições, registro e processamento dos dados de teste transiente, descrito por Godbey e Dimon⁵ (1977) e Podio, McCoy e Huddleston⁶ (1987). Na inexistência de tais sistemas, deve-se usar um manômetro registrador, de faixa apropriada (tipo Pr-Pt), para efetuar as medições das pressões na superfície. Os registros de nível de líquido devem ser feitos no menor espaço de tempo possível, desde que assegurada a qualidade da medição realizada. Como o nível sobe mais rapidamente no início do teste, os registros iniciais devem ser menos espaçados no tempo. Após algumas horas, o espaçamento pode ser aumentado pois o nível de líquido varia mais lentamente.

Havendo fluxo de fluidos para o interior do poço, após seu fechamento, a pressão de revestimento cresce e consequentemente dP_R/dt é diferente de zero. Se o fluxo após o fechamento for apenas de líquido, a pressão de revestimento cresce pois o líquido reduz o volume disponível para o gás ocupar na região anular. Havendo fluxo de líquido e gás para o interior do poço após seu fechamento, a pressão de revestimento cresce devido à entrada de gás na região de gás livre e à redução do volume disponível para o gás livre.

Deve-se cuidar para uma precisão rigorosa nas medições da pressão do revestimento e do tempo no início do teste. Isto porque neste período é muito relevante o papel do gás na determinação da pressão no fundo e a vazão de gás após o fechamento é proporcional à variação da pressão com o tempo (dP_R/dt). Caso o valor de dP_R/dt medido nos instantes iniciais de um teste de crescimento de pressão seja igual a zero, os cálculos de pressão e vazão para estes intervalos de tempo não são válidos. Desta forma, não é necessário fazer nova medição de nível de líquido até que a precisão do sensor de pressão na superfície indique um dP_R/dt diferente de zero.

Em alguns poços, a pressão de revestimento fica praticamente constante nos instantes iniciais de um teste de crescimento de pressão, isto é, $dP_R/dt \cong 0$. Isto ocorre devido a uma combinação dos seguintes fatores:

- Precisão inadequada dos dispositivos de medida.
- Existência de espuma no espaço anular.
- Existência de bolhas de gás aprisionadas no líquido por efeitos viscosos.
- Pequena vazão de fluidos no interior do poço após seu fechamento.
- Vazamento no revestimento ou tubulação próximo à superfície.

O intervalo de tempo ideal entre medições deve ser ajustado atendendo às características de cada poço ou campo, bem como de acordo com o tipo de interpretação que será feita. Caso o tempo de fechamento seja longo de modo a

permitir a análise pelo método de Horner ou similar, pode-se fazer medições mais espaçadas sem muita preocupação com a quantidade e a qualidade dos dados dos instantes iniciais do teste. Para a análise simultânea da pressão e vazão de fundo após o fechamento (deconvolução, ajuste automático de curvas-tipo, dentre outros), são necessários cuidados adicionais, já descritos.

Com base nos exemplos analisados e para evitar esforços desnecessários, sugere-se como tentativa inicial os seguintes intervalos de tempo entre medições (Quadro 2):

QUADRO 2

Estimativa para o Espaçamento entre Medições

TEMPO APÓS FECHAMENTO			INTERVALO ENTRE MEDIÇÕES
0	a	1 h	5 min
1	a	4 h	10 min
4	a	8 h	15 min
8	a	12 h	20 min
12	a	24 h	30 min
mais de 24 h			60 min

A existência de uma longa coluna de líquido acima da admissão da bomba prejudica a interpretação do comportamento da pressão no fundo do poço pois pode tornar significativa a redistribuição das fases gás e líquido em seu interior, isto é, a tendência do gás segregar em função de sua menor densidade que a do óleo. Além disto, a parte mais sujeita a erros na determinação da pressão de fundo é a estimativa do peso específico da mistura gás-líquido, surgindo assim a necessidade de se ter a menor coluna de líquido possível acima da bomba ao se iniciar o teste. Para reduzir o comprimento da coluna de líquido acima da admissão da bomba, deve-se, antes do início do teste, bombear o poço com maior contra-pressão no espaço anular (por exemplo,

mantendo fechada a válvula da saída do revestimento). Isto levará o nível dinâmico para próximo da admissão da bomba. Só após este procedimento é que o teste deve ser iniciado.

4.3 DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO NA BASE DA COLUNA DE GÁS.

A pressão devido a coluna de gás é calculada combinando-se a equação de balanço de energia com a lei dos gases.

A equação básica de balanço de energia para um sistema em regime permanente é reproduzida por Kumar, ref 7, pp 275-364.

Admitindo fluxo de fluido em regime permanente, negligenciando os termos relativos ao trabalho realizado pelo ou sobre o fluido e à variação da energia cinética, a equação do balanço de energia mecânica reduz-se a:

$$\boxed{\frac{dP}{\rho} + dY = 0} \quad (4.2)$$

Onde: P = Pressão no trecho.

ρ = Massa específica do fluido.

Y = Distância vertical.

O motivo de não se considerar todos os termos na equação de balanço de energia vem do fato que a velocidade do gás é geralmente baixa devido às baixas pressões e ao fato de existir apenas gás no espaço anular coluna-revestimento. No caso de teste de crescimento de pressão, mesmo que a vazão inicial de gás seja elevada, com o decorrer do teste, o erro tende a diminuir já que a vazão de gás tende a zero.

A partir da lei dos gases , tem-se:

$$\rho = \frac{M P}{R T z} , \quad (4.3)$$

Substituindo a equação 4.3 na equação 4.2 e rearranjando,

$$\frac{dP}{P} = - \frac{M}{R T z} dy . \quad (4.4)$$

Existem vários métodos⁷ para resolver a equação acima:

1. Temperatura e fator de compressibilidade médios. ($\bar{T}$ e $\bar{z}$).
2. Cullender e Smith (1956).
3. Sukkar e Cornell (1955).
4. Outros métodos usados em poços de gás.

O método da temperatura e fator de compressibilidade médios ($\bar{T}$ e $\bar{z}$) é o mais simples e rápido e proporciona resultados tão satisfatórios como os demais, para as condições do problema em questão. O procedimento para o cálculo da pressão na base da coluna de gás é o seguinte:

Toma-se um intervalo de comprimento ΔL , denominando P_T a pressão em seu topo e P_B a pressão na base, integra-se a equação 4.4 entre 0 (topo) e ΔL (base):

$$\int_{P_T}^{P_B} \frac{dP}{P} = - \int_0^{\Delta L} \frac{M}{R T z} dy \quad (4.5)$$

$$P_B = P_T \exp \left[\int_0^{\Delta L} \frac{M}{R} \frac{1}{T z} dy \right] \quad (4.6)$$

Segundo Young⁸ (1966), para $\Delta L < 2400$ m (8000 ft), pode-se escrever:

$$P_B = P_T \exp \left[\frac{M}{R} \frac{1}{T_a z_a} \Delta L \right] \quad (4.7)$$

Ou ainda,

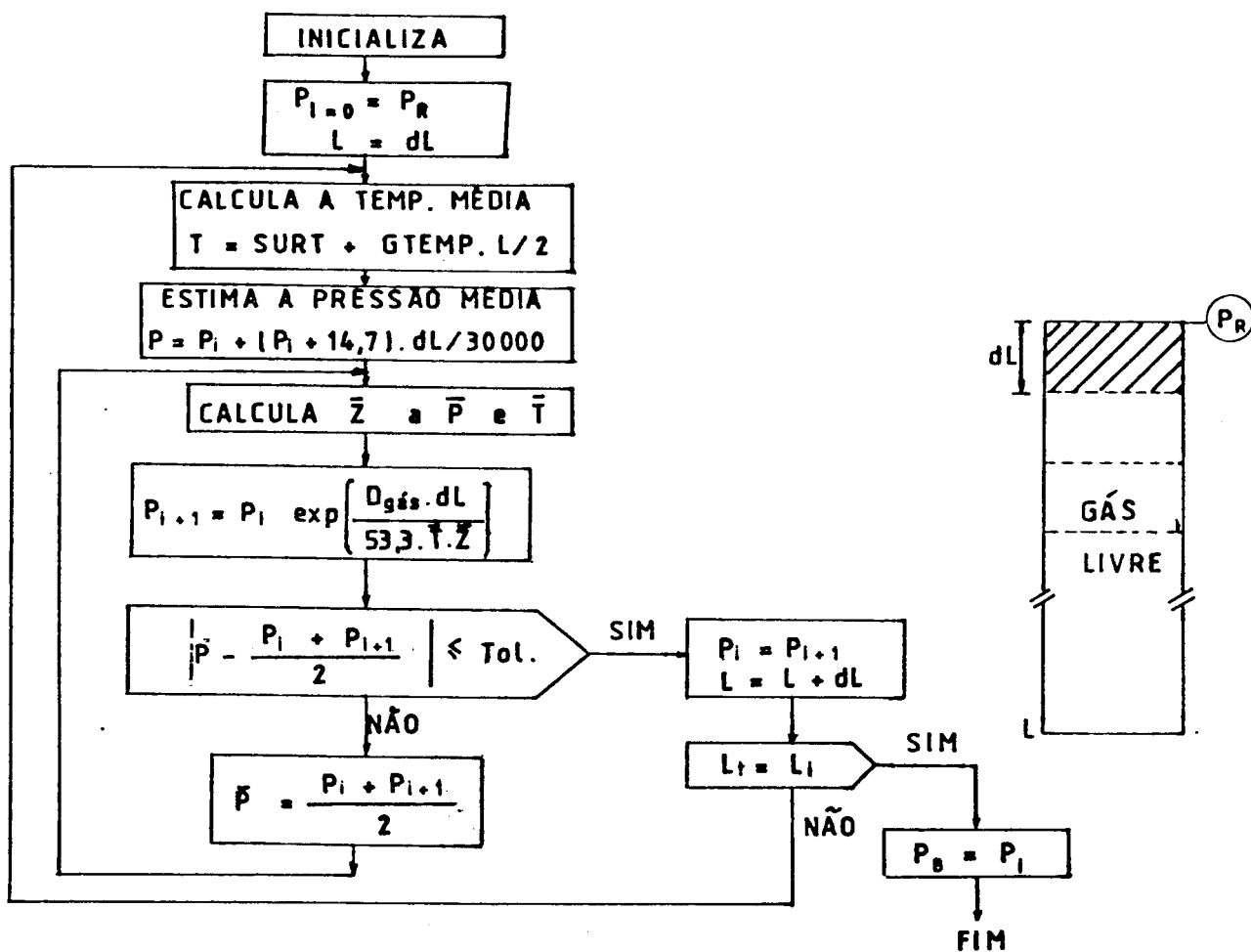
$$P_B = P_T e^{\alpha \Delta L} \quad \text{onde,} \quad \alpha = \frac{M}{R T_a z_a} \quad (4.8)$$

Sendo:

T_a = valor médio (logarítmico ou aritmético) da temperatura.

z_a = fator de compressibilidade do gás calculado na temperatura T_a e na pressão média $P = (P_B + P_T)/2$.

O cálculo de z_a é iterativo pois depende da pressão na base da coluna de gás, converge rapidamente e é feito conforme o fluxograma da figura 5.



L_T = Comp. total da coluna de gás

P_R = Pressão de revestimento

P_b = Pressão na base da coluna de gás

dL = Comprimento do intervalo adotado

$Surt$ = Temperatura na superfície

$Gtemp$ = Gradiente de temperatura

$D_{gás}$ = Densidade relativa do gás (ar = 1)

Tol = tolerância desejada no cálculo

FIGURA 5 - FLUXOGRAMA PARA CÁLCULO DA PRESSÃO NA BASE DA COLUNA DE GÁS LIVRE.

Nas condições usuais de poços bombeados, o produto $\alpha \cdot \Delta L$ é muito pequeno de modo que vale a aproximação $e^x \cong (1 + x)$. Pode-se, então, escrever:

$$P_B \cong P_T (1 + \alpha \Delta L) \quad (4.9)$$

A equação 4.9 apresenta um erro máximo de 1,6 % no cálculo de P_B se $\Delta L \leq 1500$ m.

Assim, a pressão ao longo da coluna de gás livre varia de forma praticamente linear com a profundidade. Isto permite que se use intervalos de até 1500 m, no cálculo da pressão na base da coluna de gás sem que se incorra em erros significativos.

4.4 DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO DEVIDO À COLUNA DE LÍQUIDO.

A coluna de "líquido" é constituída por uma mistura de óleo, água, gás em solução, e gás livre disperso no meio líquido. Para obter a pressão devido a esta coluna de líquido, foram criados modelos hidrodinâmicos e correlações experimentais específicas^{5,10,11}. Podem ser usados também modelos para fluxo vertical multifásico em secções anulares¹³.

4.4.1 Modelos e Correlações Específicas.

Nos modelos hidrodinâmicos e correlações experimentais específicas para este tipo de problema, são estabelecidos fatores de correção ($F_c < 1$) multiplicativos que devem ser aplicados ao peso específico do líquido (ou gradiente de pressão do líquido) numa tentativa de representar o efeito causado pela presença de gás em seu interior.

$$\gamma_m = \gamma_L \cdot F_c$$

(4.10)

γ_m = Peso específico da mistura gás-líquido.

γ_L = Peso específico do líquido

Os principais modelos e correlações experimentais bem como suas características são descritos a seguir:

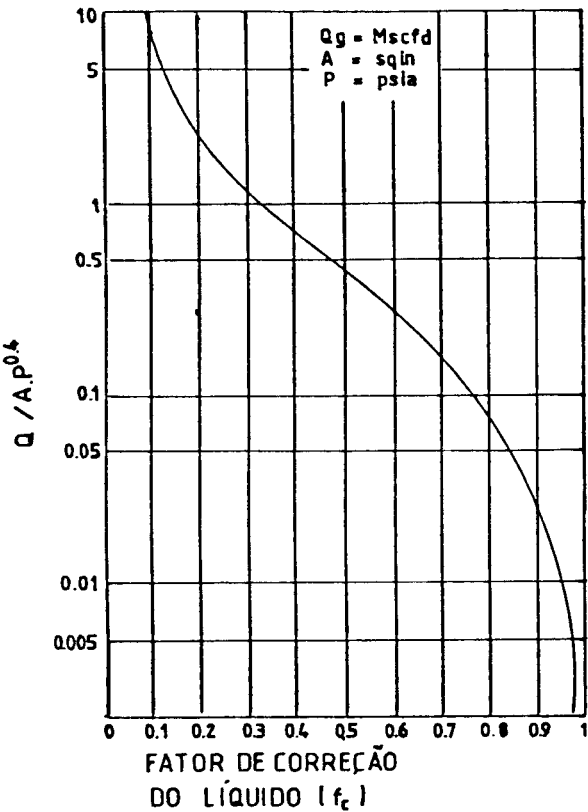
I) GILBERT^{in 21} (1972) - Figura 6A.

- Empírica de premissas desconhecidas.
- Não publicada pelo autor mas citada por GIPSON e SWAIM. Também conhecida como curva "S".
- O fator de correção é calculado como função do grupo $Q_g/A.P^{0.4}$.
- Válido somente para baixas pressões de revestimento.

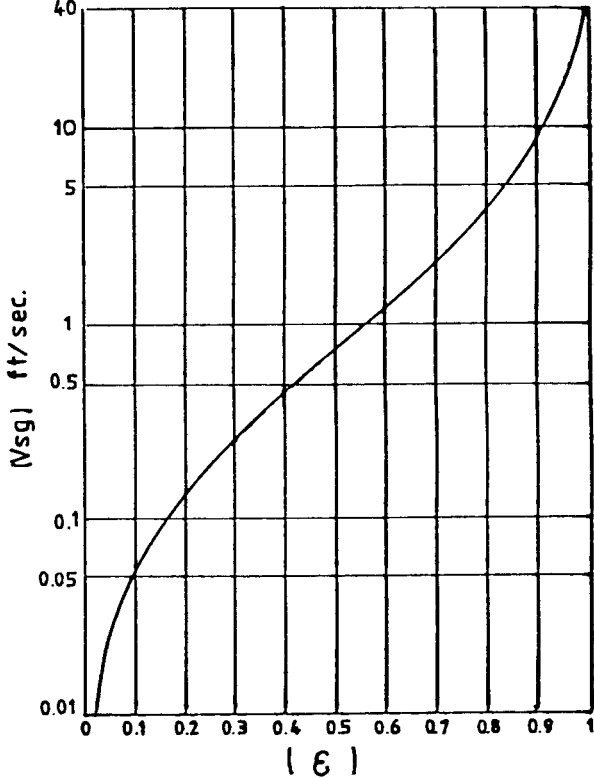
II) GODBEY-DIMON⁵ (1977) - Figura 6B.

- Modelo hidrodinâmico combinado com expressões experimentais, baseado na velocidade de ascensão de bolha em coluna de líquido estática no interior de duto de secção circular.
- A fração volumétrica de gás, ϵ , ($F_c = 1 - \epsilon$) é obtida em função apenas da velocidade superficial do gás - V_{sg} (in situ), tendo sido assumidas propriedades típicas para os fluidos produzidos ($\sigma = 30$ din/cm, $\rho = 0,98$ g/cm³, dentre outras).
- Considera regime bolha e golfada com a transição ocorrendo em $V_{sg} = 0.6097$ m/s (2 ft/s).

6.A - GILBERT (CURVA "S")



6.B - GODBEY-DIMON



6.C - PODIO ET ALI

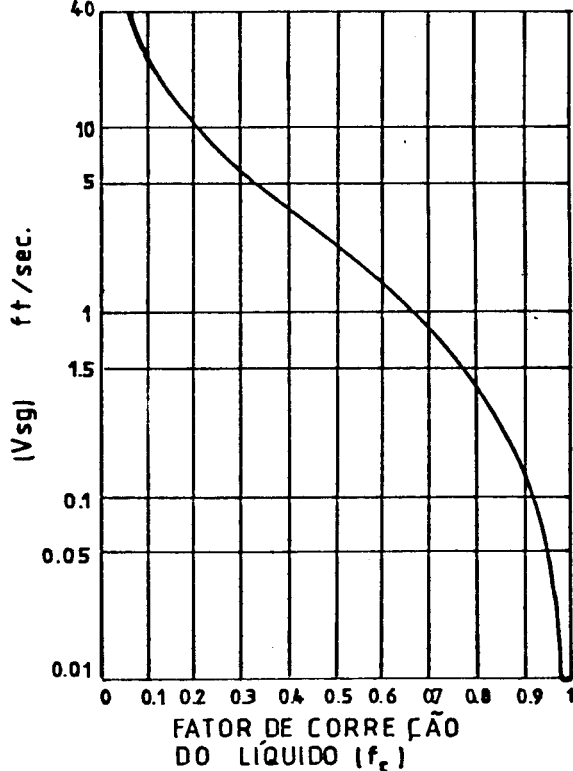


FIGURA 6 - CURVAS PARA FATOR DE CORREÇÃO DO PESO ESPECÍFICO DO LÍQUIDO

IIID) PODIO ET ALLI¹⁰ (1980) - Figura 6C .

- Trabalho experimental desenvolvido com misturas ar-glicerina e ar-água em dutos de secção anular.
- Fator de correção calculado em função da velocidade superficial do gás - V_{sg} . Considerou as características dos fluidos usados no experimento como representativas das propriedades físicas dos fluidos produzidos.
- Propõe método para incluir no cálculo do fator de correção o efeito da viscosidade do líquido.
- Confirmou que o modelo de GODBEY-DIMON proporciona bons resultados.

IV) HASAN E KABIR¹¹ (1985).

- Modelo hidrodinâmico combinado com expressões experimentais.
- Fração volumétrica de gás ($\epsilon = 1 - F_c$) é calculada em função de V_{SL} , V_{sg} , ρ_L , ρ_g , σ , D_t , D_c (Não usou a simplificação de considerar propriedades "típicas").
- Inclui o quociente D_t/D_c como parâmetro de correlação em substituição a área da secção anular.
- Desenvolveu expressões para a fração volumétrica de gás - ϵ ($F_c=1-\epsilon$) para os regimes bolha e golfada.
- Transição bolha-golfada calculada usando modelo de DUCKLER e TAITEL (1977).

As expressões numéricas para o cálculo do fator de correção correspondente a cada modelo/correlação são reproduzidas no apêndice B.

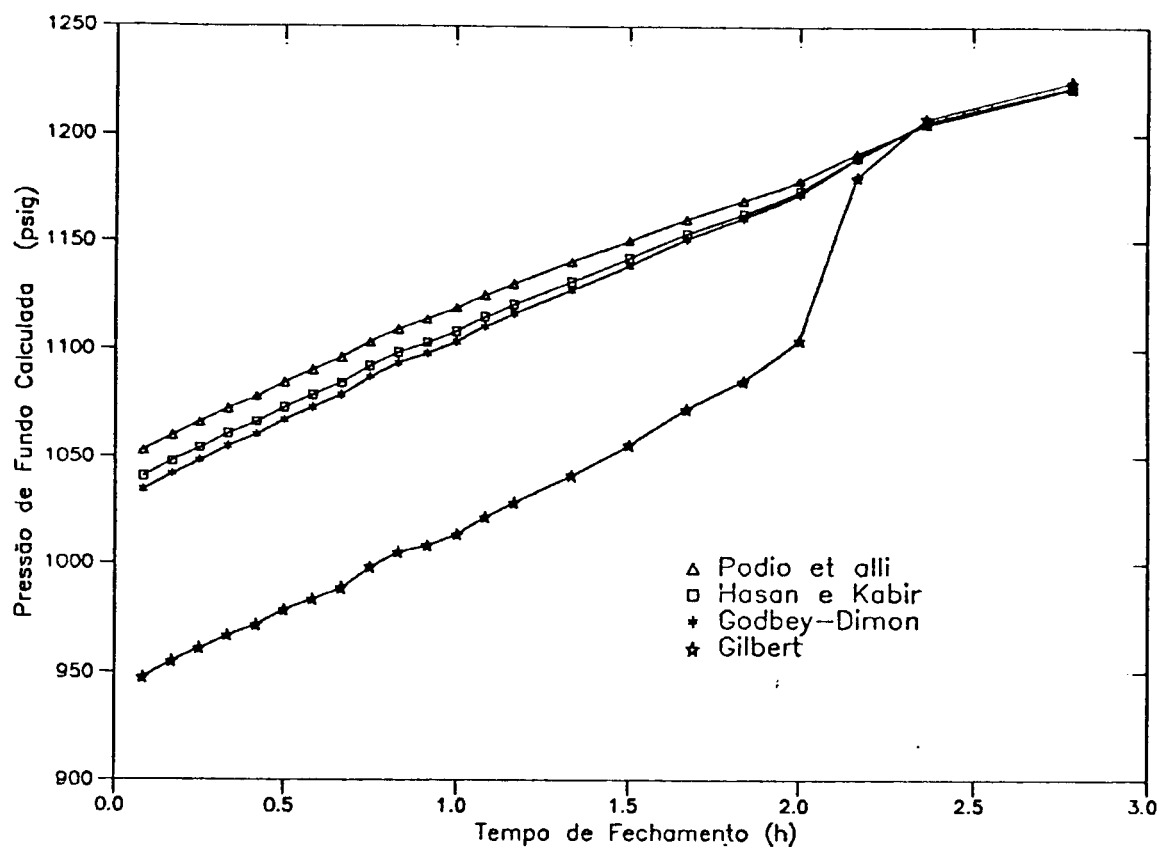


Figura 7: Poço 2 – Pressão de Fundo Calculada pelas Diversas Correlações.

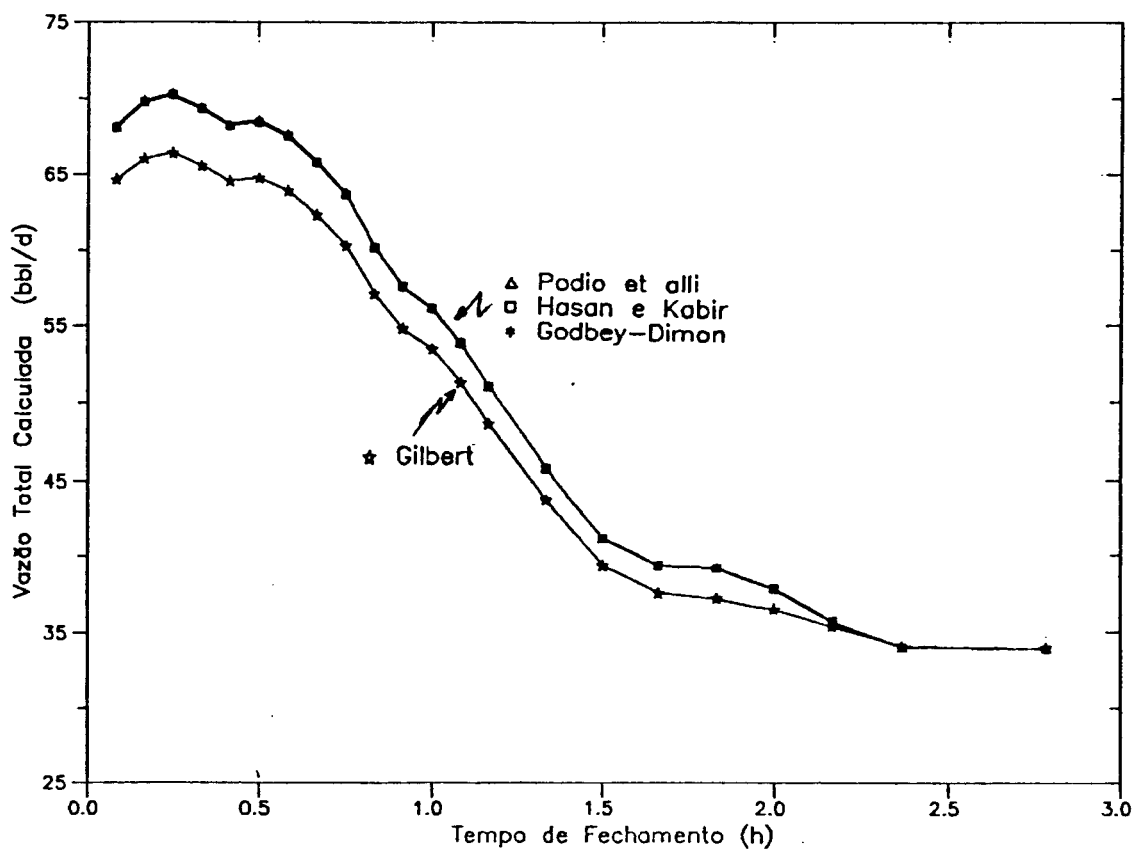


Figura 8: Poço 2 – Vazão Total no Fundo Calculada Com as Diversas Correlações

Vários estudos publicados apresentam exemplos comparativos entre as correlações de Gilbert²⁴, Godbey-Dimon⁵ e Podio et alli¹⁰. Por ser mais recente, poucas comparações incluem a correlação proposta por Hasan e Kabir¹⁴. Nas figuras 7 e 8 estão reproduzidos os comportamentos de

pressão e vazão no fundo do poço, relativos a um teste de crescimento de pressão, usando dados citados por Hasan e Kabir¹² (1983). As principais conclusões que podem ser tiradas destas comparações são:

- Nos casos usuais de poços bombeados, o comportamento da vazão total após o fechamento é pouco influenciado pela correlação empregada. A correlação de Gilbert foge a esta regra e seu uso deve ser evitado.

- As diferenças existentes entre os resultados de pressão de fundo são maiores no início do teste e diminuem com o tempo devido a vazão de gás ser decrescente. Quando a vazão de gás torna-se muito pequena todas as correlações fornecem o mesmo valor de pressão já que o fator de correção é praticamente igual a um.

- Como existem diferenças entre os valores de pressão obtidos com as diversas correlações para tempos curtos, isto se refletirá na determinação de pressões de fundo em fluxo e nos valores iniciais de pressão e vazão de fundo em testes transientes. Esta diferença é, em geral, pequena e não deve influenciar a análise feita usando o método de Horner ou similar.

- O uso da correlação de Gilbert deve ser evitado. Sua importância é histórica pois só fornece bons resultados para pressões de revestimento muito baixas ($P_R < 100$ psi).

- Os modelos/correlações de Godbey-Dimon e Podio et al fornecem resultados muito semelhantes nos exemplos estudados.

- Recomenda-se o uso do modelo proposto por Godbey-Dimon por apresentar bons resultados e pela simplicidade de suas expressões numéricas e gráficas.

- O modelo proposto por Hasan e Kabir, apesar de apresentar avanços no desenvolvimento teórico, não apresenta alteração significativa nos resultados obtidos com o modelo de Godbey-Dimon cujas expressões são muito mais simples. Seu uso é recomendado quando os fluidos produzidos apresentarem propriedades físicas muito diversas das assumidas no modelo de Godbey-Dimon ($\sigma = 30 \text{ dyn/cm}$, $\rho = 0,98 \text{ g/cm}^3$).

4.4.2 Modelos de Escoamento Multifásico.

Nos modelos de escoamento multifásico de fluidos o peso específico (γ_m) da mistura gás-líquido é calculado por:

$$\gamma_m = (1 - \epsilon) \gamma_L + \epsilon \gamma_g \quad (4.11)$$

Onde,

ϵ = Fração volumétrica de gás ("gas void fraction").

γ_m = Peso específico da mistura.

γ_L = Peso específico do líquido com gás dissolvido.

γ_g = Peso específico do gás.

Por se tratar de escoamento multifásico em secção anular, sugere-se o uso da correlação experimental de CAETANO¹⁹ (1980), no cálculo da fração volumétrica de gás (ϵ). As expressões correspondentes aos regime bolha e golfada estão reproduzidas no apêndice B.

O processo de cálculo é mais complexo e demanda mais tempo de computação que as correlações específicas, sem que sejam observadas alterações consideráveis nos casos típicos que justifiquem seu uso.

Quando os fluidos produzidos apresentarem propriedades físicas muito distintas das assumidas como típicas nos modelos específicos e para configurações pouco convencionais da seção anular, seu uso é justificado. Uma outra aplicação seria quando se deseja um estudo mais completo dos fenômenos envolvidos, a exemplo do que será descrito adiante no item 9.

4.4.3 Uso dos Fatores de Correção no Cálculo da Pressão de Fundo.

Para maior precisão nos cálculos da pressão de fundo, a coluna de líquido deve ser dividida em intervalos com o fator de correção do peso específico do líquido e as propriedades físicas sendo calculadas nas condições médias do intervalo. Este processo segue passo a passo até que seja atingida a profundidade final.

Segundo proposto por Brownscombe¹⁴ (1982), o cálculo da pressão devido à coluna de líquido deve ser feito dividindo-a em intervalos de igual diferença de pressões. Nas condições médias de pressão e temperatura do intervalo e com a vazão de gás, calcula-se o fator de correção (Fc) a ser usado sobre o peso específico do líquido para se obter a pressão na base deste intervalo. Prossegue-se para os intervalos subsequentes até atingir a profundidade definida como referência (DATUM).

Procedendo desta forma, assegura-se uma maior rapidez e precisão, uma vez que o comprimento dos intervalos de igual pressão será tanto menor quanto mais próximo estiver da interface gás-líquido, onde a influência do gás no valor da pressão é mais acentuada.

5. DETERMINAÇÃO DAS VAZÕES DE FLUIDO NO FUNDO DO POÇO.

Com os dados obtidos no teste de crescimento de pressão pode-se estimar as vazões de fluido no interior do poço após o fechamento ("Afterflow").

A vazão instantânea de gás é usada no cálculo dos fatores de correção (F_c) que serão aplicados ao peso específico do líquido. O conhecimento da vazão total de fluidos na face da formação após o fechamento é essencial para a análise simultânea do comportamento de pressão e vazão com o tempo. Além disto, conforme mostrado por Brownscombe¹⁴ (1982) e reproduzido no item 7.1, conhecendo-se o comportamento da vazão de líquido e de gás com o tempo, pode-se identificar qualitativamente certos problemas do poço e algumas características da zona produtora.

5.1- CÁLCULO DA VAZÃO DE GÁS QUE ENTRA NA REGIÃO DE GÁS LIVRE

A determinação da vazão de gás que penetra na região de gás livre durante um teste de crescimento de pressão é baseado no uso da equação da conservação da massa no volume de controle formado pelo espaço anular, com limite inferior no nível de líquido e superior na superfície. Esta aplicação foi desenvolvida por Alexander⁸ (1976) e posteriormente adaptada por Hasan e Kabir¹ (1980) e pelo próprio Alexander¹⁵ (1980). Tal desenvolvimento é reproduzido no apêndice C. Conforme citado por Almeida¹⁶ (1987), o desenvolvimento apresentado não é rigoroso. Carece também de uma definição explícita quanto ao ponto em que serão medidos os parâmetros a serem utilizados na equação desenvolvida para o cálculo da vazão de gás.

Neste trabalho, o desenvolvimento utilizado por Alexander¹⁵ e por Hasan e Kabir¹, foi refeito, conforme mostrado no apêndice C e, considerando as condições usuais

nos poços bombeados, foram estabelecidas algumas correções e definidos como deverão ser obtidos os parâmetros para o cálculo da vazão de gás.

Além do método anterior, Brownscombe¹⁴ (1982), propôs uma forma de balanço de massa simplificado, considerando a vazão de gás como sendo igual à variação no volume de gás livre existente no poço, em condições padrão, dividido pelo intervalo de tempo em que ocorreu esta variação.

As equações correspondentes a estes métodos estão detalhadas no apêndice C e suas expressões são:

HASAN E KABIR ^{1,2}

$$q_{gsc} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \left[\frac{P}{T z} \frac{dV}{dt} + \frac{V}{T z} \left(1 - \frac{P}{z} \frac{dz}{dP} \right) \frac{dP}{dt} \right] \quad (5.1)$$

(Nenhuma referência explícita é feita pelos autores sobre quais valores de P, T e z devem ser usados. Indiretamente sugere que se use a temperatura média da coluna de gás e a pressão de revestimento medida na superfície).

NESTE TRABALHO

$$q_{gsc} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \left[\frac{P(L)}{T(L)z(L)} \frac{dV}{dt} + \frac{V}{T_a z_a} \left(1 - \frac{P_a}{z_a} \frac{dz_a}{dP_a} \right) \frac{dP_a}{dt} \right] \quad (5.2)$$

- Onde:
- P(L), T(L) e z(L) são calculados nas condições da base da coluna de gás.
 - P_a, T_a são T e P médios da coluna de gás.
 - z_a é calculado à T_a e P_a.

$$q_{gsc} = \frac{Vg(t_i) - Vg(t_{i-1})}{t_i - t_{i-1}} \quad (5.3)$$

(Vg (ti) é o volume de gás em condições padrão calculado na pressão média e temperatura média da coluna de gás no instante, ti.).

A diferença entre os valores de vazão de gás calculada usando cada uma das equações anteriores depende das condições encontradas em cada teste. Será tanto maior quanto maior for o comprimento da coluna de gás livre e as pressões registradas no revestimento na superfície.

A figura 9 mostra exemplo ilustrativo usando dados de Hasan et al (reproduzidos no apêndice F), em que a vazão de gás foi calculada pelos três métodos citados. Observa-se que, para este exemplo, o uso da equação 5.1 (Kabir e Hasan) com o comportamento da pressão de revestimento, subestima a vazão de gás de fundo. A equação 5.3 (Brownscombe) fornece melhores resultados pois utiliza as condições médias do espaço anular para calcular a vazão de gás. Neste exemplo, o erro local máximo entre os valores obtidos usando a equação 5.2, proposta neste trabalho, e as demais equações foi da ordem de 6 %. A influência deste erro na determinação da pressão de fundo dependerá basicamente do comprimento da coluna de líquido e da vazão de gás após o fechamento. Será irrelevante se o comprimento da coluna de líquido for pequeno e aumentará para colunas de líquido mais longas e elevadas vazões de gás.

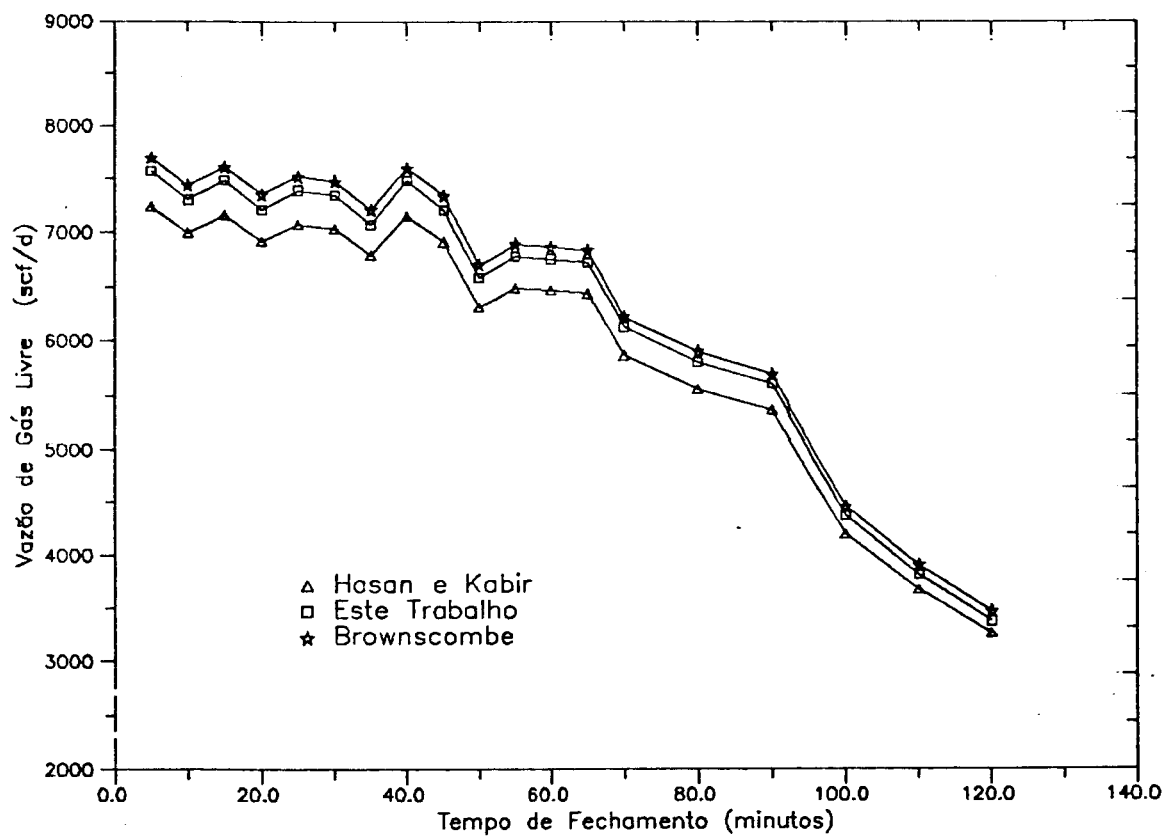


Figura 9: Poço 2 – Vazão de Gás Que Penetra na Região de Gás Livre.

$$\boxed{\frac{dV_L}{dt} = - \frac{dV_g}{dt} = -A \frac{dL}{dt}} \quad (5.6)$$

Nos instantes iniciais do teste pode ocorrer instabilidade numérica caracterizada por variações no valor da vazão de líquido calculada e, conseqüentemente, na vazão total de fluidos. Isto pode ser provocado pelo transiente no poço e pela rápida variação do nível de líquido com o tempo logo após seu fechamento, não acompanhada pela precisão dos instrumentos de medida ou pelo mau espaçamento entre medições. Para tempos de fechamento longos, o nível de líquido cresce muito lentamente. O sondador acústico pode não ter resolução suficiente para quantificar de forma correta esta variação do nível de líquido. Isto poderá introduzir erros nos valores de vazão de líquido e total calculados.

6. CÁLCULO INTEGRADO DA PRESSÃO E DA VAZÃO NO FUNDO DO POÇO DURANTE UM TESTE DE CRESCIMENTO DE PRESSÃO.

6.1 DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO.

O processo é iniciado calculando-se para cada instante de tempo a pressão média (P_m) e a pressão na base (P_b) da coluna de gás livre. Neste processo utiliza-se a equação 4.7 e o procedimento já descrito. Deve-se cuidar apenas de dividir a coluna de gás em intervalos de comprimento não superior a 1500 m.

Calcula-se a vazão de gás que penetra na região de gás livre, em cada instante, com o uso da equação 5.2. Esta vazão de gás será considerada constante ao longo de toda coluna de líquido. Os valores de dV/dt e dP/dt devem ser calculados usando diferenças centradas ou outro procedimento para reduzir o erro de discretização. Em $t=0$,

usa-se a diferença avançada e no último instante de tempo do teste, usa-se diferença atrasada.

$$\left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{t=0} = \frac{\beta(t_1) - \beta(0)}{t_1} \quad (6.1)$$

$$\left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{t=t_i} = \frac{\beta(t_{i+1}) - \beta(t_{i-1})}{t_{i+1} - t_{i-1}} \quad (6.2)$$

$$\left(\frac{d\beta}{dt} \right)_{t=t_n} = \frac{\beta(t_n) - \beta(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}} \quad (6.3)$$

Onde $\beta = P, T, L$

Para os cálculos seguintes, no instante do fechamento do poço, considera-se existir abaixo da profundidade da bomba óleo e água com a mesma razão de produção que a medida em condições de superfície. Esta razão de produção permanece constante durante todo o período de fechamento. Considera-se, ainda, existir apenas óleo e gás acima da bomba, quando do fechamento do poço. Esta última hipótese é comprovada pela experiência prática.

O cálculo do comprimento da coluna de óleo que existe acima da bomba no instante do fechamento (X_0) é feito multiplicando-se a diferença entre o nível de líquido no instante do fechamento e a profundidade da bomba, pelo fator de correção calculado para as condições médias de temperatura e pressão entre estes dois pontos. Este cálculo deve ser refeito para cada intervalo de tempo pois a cada intervalo o fator de correção terá um valor diferente.

A pressão no fundo do poço, em cada instante, é calculada passo a passo, com iteração no comprimento, a partir do nível de líquido (L). A pressão neste ponto já é

conhecida e é igual a pressão na base da coluna de gás. A coluna de líquido é dividida em segmentos de igual pressão. Brownscombe¹⁴ sugere que se use a pressão na base (P_B) igual a 1,2 vezes a pressão no topo (P_T). Deste modo, para cada segmento:

1- Estime um comprimento ΔL_e , correspondente ao diferencial de pressão adotado ($0,2P_T$). Use $\Delta L_e = 0,2P_T / \gamma_o$.

2- Corrija a vazão de gás para as condições de $P=1,1P_T$ e para a temperatura média do intervalo.

3- Calcule o fator de correção (F_c) usando uma das correlações existentes.

4- Calcule o comprimento do intervalo (ΔL_c).

$$\Delta L_c = \frac{0,2 P_T}{\gamma_L F_c} \quad (6.4)$$

5- Compare o comprimento calculado (ΔL_c) com o estimado (ΔL_e). Se a diferença for maior que a tolerância adotada, faça $\Delta L_e = \Delta L_c$ e retorne ao item 2 até que seja atingida convergência no comprimento.

6- Incremente o comprimento e calcule o comprimento correspondente ao próximo intervalo e sucessivamente até atingir a profundidade final desejada.

Calcula-se a vazão de líquido no fundo usando a equação 5.5 e as condições de temperatura e pressão da profundidade desejada. A vazão de gás no fundo é obtida multiplicando-se sua vazão, em condições padrão, pelo fator volume formação do gás calculado para a temperatura e pressão do fundo do poço (equação 5.4).

6.2 PROGRAMA PSEM.FOR

Foi elaborado um programa de computador em FORTRAN para implementar o procedimento descrito no item anterior, que permite calcular as pressões e vazões na face da formação usando qualquer dos modelos/correlações disponíveis. O nível de referência (DATUM) das pressões e vazões foi considerado como sendo a profundidade da base do intervalo considerado.

Para eliminar erros grosseiros nos dados de entrada de pressão e nível de líquido existe uma subrotina (SPLIB.FOR) que verifica a consistência de cada ponto lido com os dois pontos anteriores e os dois posteriores. Isto é feito com o uso de funções B-splines que são ajustadas pelo critério dos quadrados mínimos por estes pontos citados. O ponto que se deseja verificar é comparado com o ponto na curva ajustada, e não estando dentro do limite estabelecido como admissível, é substituído pelo ponto da curva ajustada. Este procedimento é usado também para tentar suavizar a curva da vazão total de fluido no fundo do poço.

Para reduzir o erro de discretização, as derivadas da pressão com o tempo (dp/dt) são calculadas usando diferenças centradas com base em pontos sobre a curva ajustada pelos pontos adjacentes, usando a subrotina SPLIB.FOR.

Um modelo do arquivo de entrada de dados, o programa principal e das subrotinas estão listados no apêndice D deste trabalho.

As figuras 10 a 13 mostram o comportamento da pressão e das vazões no fundo do poço, obtido usando-se os dados do teste de crescimento de pressão no poço A, citado por Podio, McCoy & Huddleston⁶ (1987). Os cálculos foram feitos com o programa PSEM.FOR usando a correlação de Godbey-Dimon. Os dados de entrada utilizados estão reproduzidos no apêndice F.

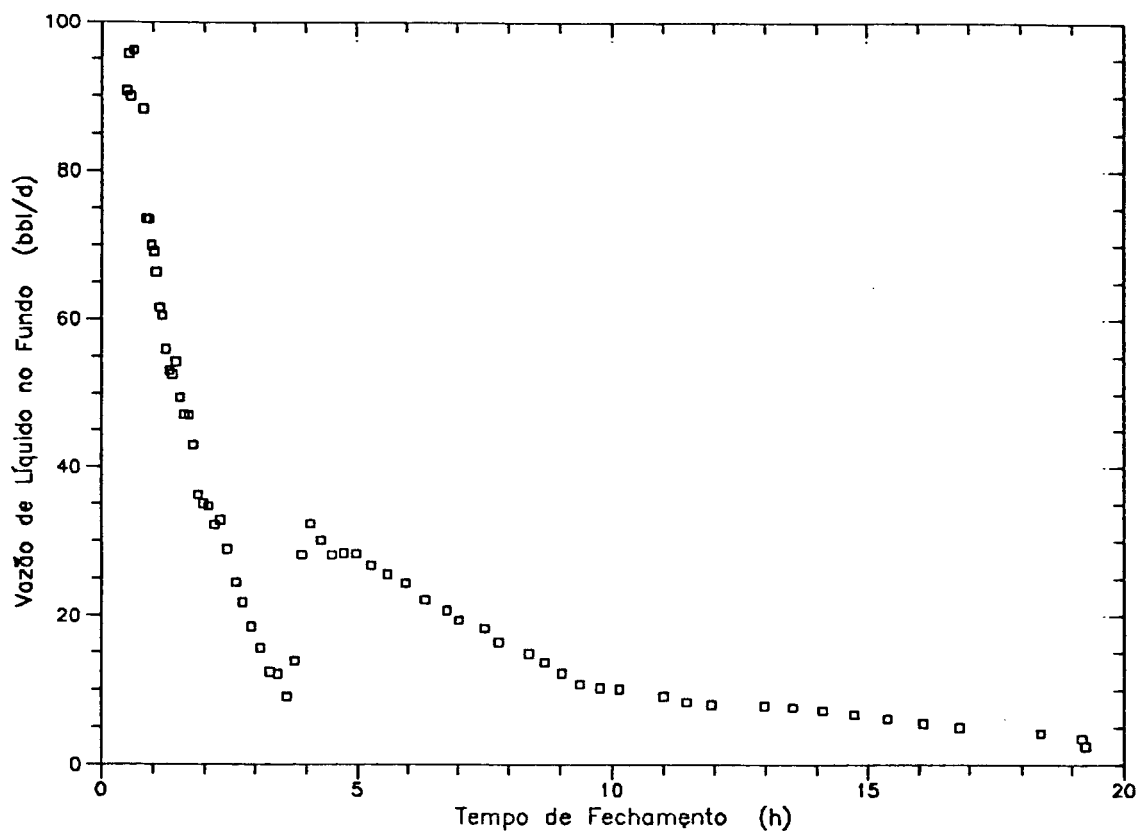


Figura 10: Poço A – Vazão de Líquido Após o Fechamento.

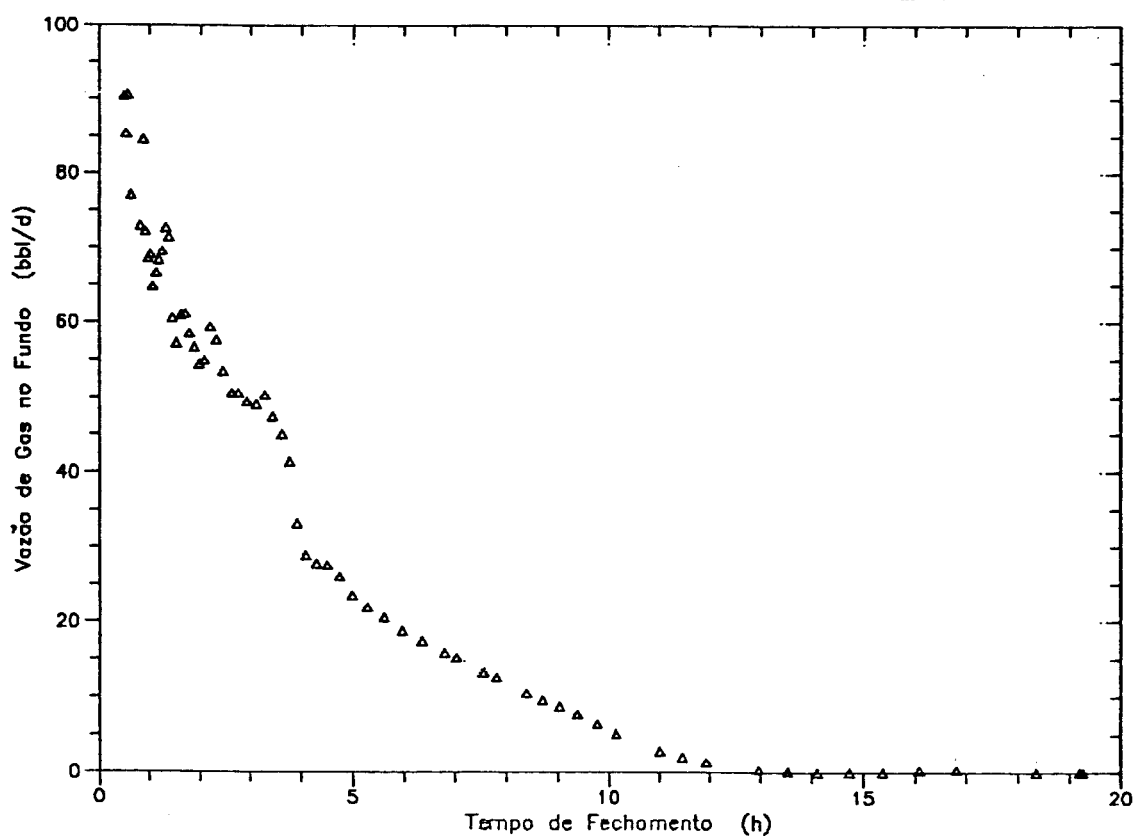


Figura 11: Poço A – Vazão de Gás Após o Fechamento.

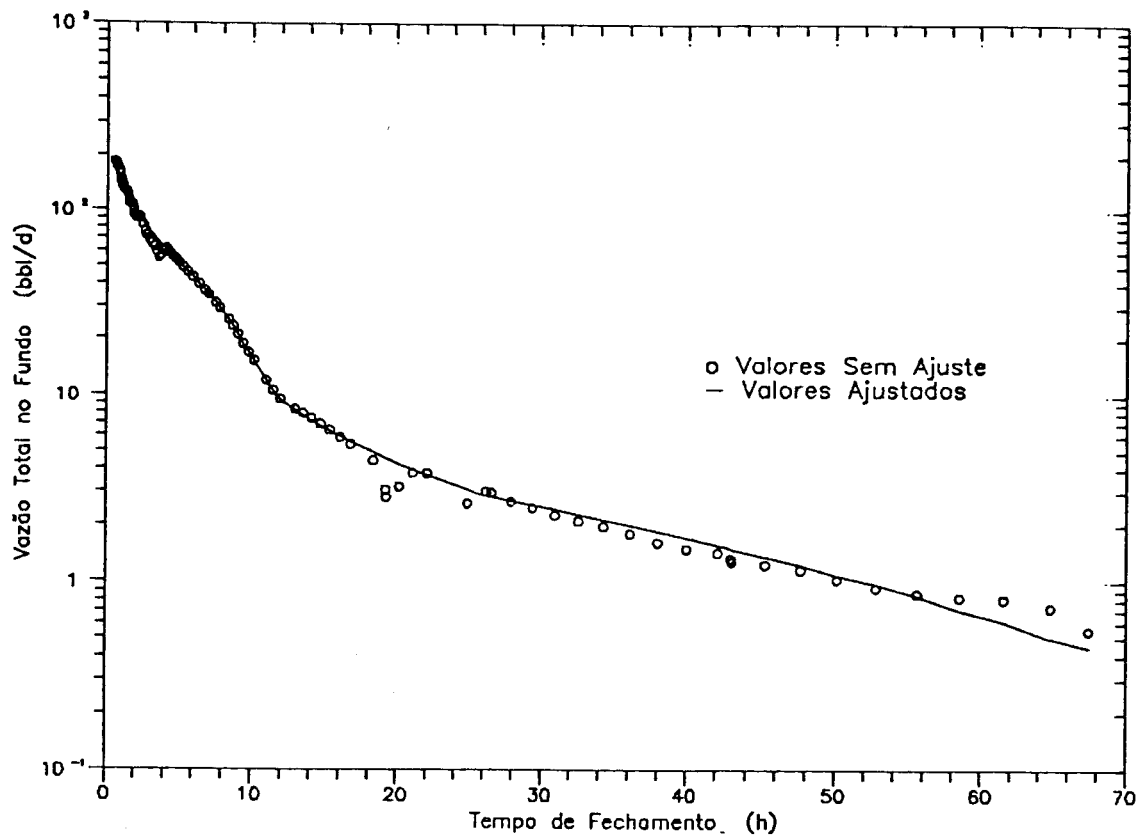


Figura 12: Poço A – Vazão no Fundo Após o Fechamento

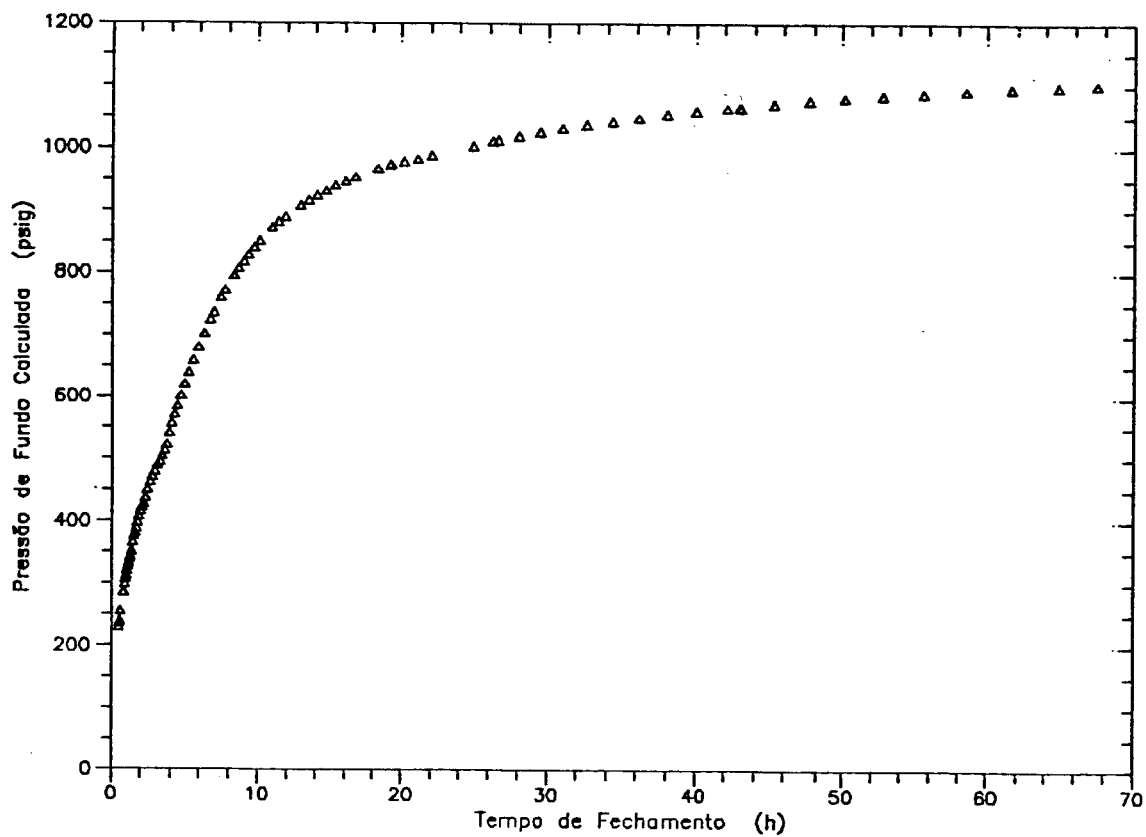


Figura 13: Poço A – Pressão de Fundo Após o Fechamento

Como poderia se esperar, em função do exposto no item 5.2, o comportamento da curva da vazão de líquido (figura 10) apresenta-se irregular nas quatro primeiras horas e nos instantes finais do teste. A curva da vazão de gás (figura 11) apresenta um comportamento irregular nas duas primeiras horas do teste, ainda assim, mostra-se bem mais estável que a curva da vazão de líquido. Estas irregularidades refletem-se no comportamento da vazão total de fluidos na face da formação (figura 12) que foi grafada em escala semi-logarítmica para acentuar estas variações. Apesar das variações observadas no comportamento das vazões, a curva obtida para a pressão no fundo do poço (figura 13) apresenta um comportamento bem estável.

7. EXEMPLOS TÍPICOS DE APLICAÇÃO.

7.1 ANÁLISE QUALITATIVA DO COMPORTAMENTO DO POÇO.

Brownscombe¹⁴ (1982) apresentou exemplos de informações qualitativas que podem ser inferidas à partir de pressões e vazões de fundo obtidas com o uso do Sondador Acústico, em testes de crescimento de pressão. Os casos citados são:

- Estabilização da coluna de líquido.
- Vazamento nas válvulas da bomba.
- Cone de gás.
- Reservatório estratificado com zona de gás ou de líquido à alta pressão.

A análise qualitativa descrita por Brownscombe inclui informações inferidas da curva do comportamento de pressão com o tempo quando plotado em escalas outras que a linear (logarítmica, raiz quadrada do tempo). Mesmo não existindo na literatura consultada qualquer outra referência a este tipo de análise, seu uso foi evitado, sem prejuízo das conclusões obtidas, uma vez que alguns dos comportamentos

citados como esperados podem ser proveniente de outros fenômenos que fogem ao escopo deste trabalho. Nos exemplos reproduzidos a seguir, foram usados apenas gráficos com escala linear.

7.1.1 ESTABILIZAÇÃO DA COLUNA DE LÍQUIDO.

Usando os dados do poço nº 1 (Brownscombe¹⁴), determinou-se o comportamento da pressão e da vazão no fundo do poço, através do modelo de Godbey-Dimon (figura 14).

Na figura 14, observa-se que após um certo período de crescimento, a pressão de fundo decresce, voltando pouco depois a assumir o comportamento esperado. A vazão total no fundo do poço decresce suavemente no início mas assume subitamente valores negativos, retornando em seguida para valores positivos com o comportamento decrescente esperado.

Este comportamento é explicado pela segregação de fases na coluna de líquido¹⁷. O gás, menos denso, migra através da fase líquido, provocando um sensível aumento na pressão de fundo. Este aumento provoca o retorno de líquido (vazão de líquido negativa) para a formação produtora, tendendo a dissipar assim este acréscimo anormal de pressão. A partir deste ponto, ambas as curvas seguem a tendência esperada.

Para evitar que a estabilização da coluna de líquido comprometa os resultados do teste, deve-se, antes de seu início, provocar um aumento na pressão de revestimento para que o nível de líquido fique o mais próximo possível da admissão da bomba.

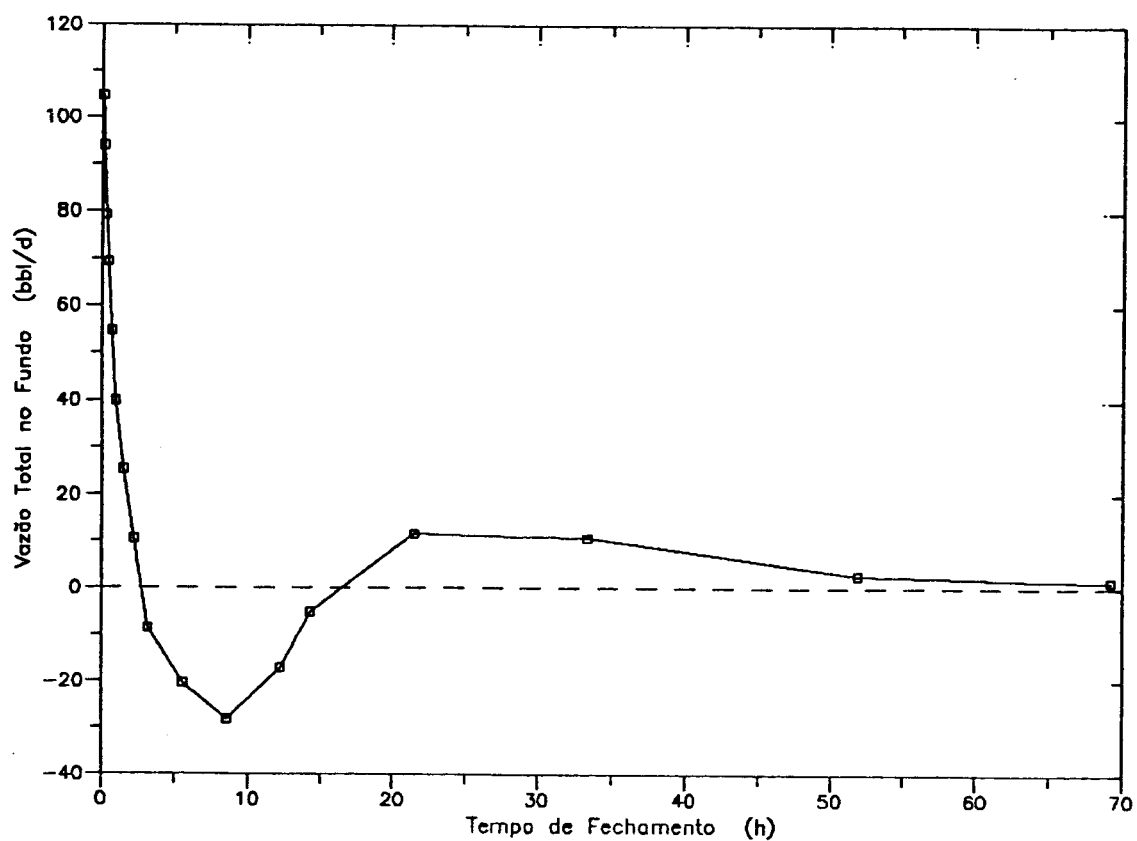
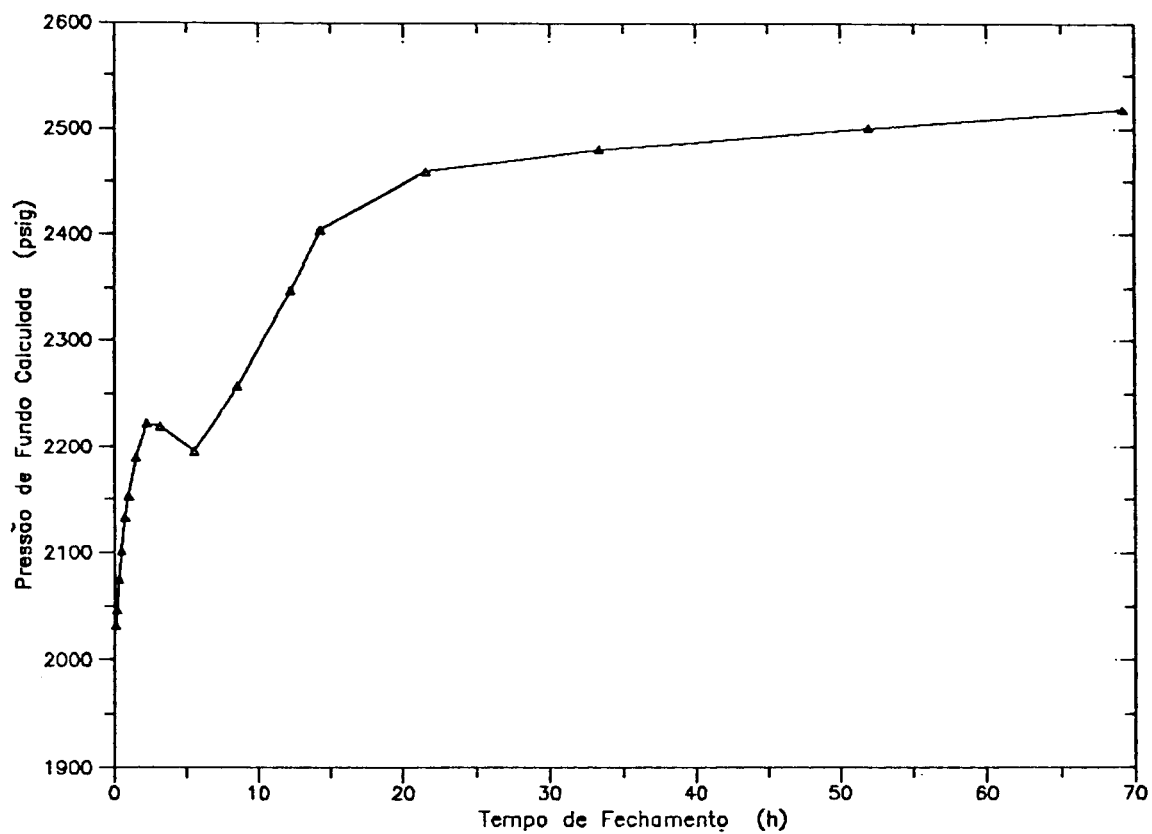


Figura 14: Estabilização da Coluna de Líquido (Redistribuição de fases)

7.1.2 VAZAMENTO NAS VÁLVULAS DA BOMBA.

Observando as curvas obtidas para o poço referente ao caso 2 citado por Brownscombe (figura 15), nota-se que a pressão de fundo calculada apresenta uma alteração em seu comportamento a partir de cerca de 6 horas de fechamento. Na curva da vazão de líquido no fundo pode-se observar que esta, permanece praticamente constante nas três primeiras horas, caindo em seguida de forma brusca, assumindo valores decrescentes segundo uma taxa aproximadamente constante. A passagem de líquido através das válvulas da bomba ou por um furo na coluna de produção pode justificar o pico observado na pressão e a alta vazão de fluido no início do teste. Uma confirmação desta ocorrência pode ser feita observando-se o comportamento da pressão na coluna de produção na superfície.

7.1.3 CONE DE GÁS

Em regime normal de produção, o poço 7-RI-79 ES, apresenta uma vazão de gás relativamente elevada (300 m³std/d). Durante o teste de crescimento de pressão (figura 16), observa-se uma pequena vazão inicial de gás que logo torna-se zero, sem alteração no comportamento da vazão de líquido. Este comportamento pode ser uma indicação da existência de cone de gás que regrediu com o aumento da pressão no fundo do poço.

Mesmo que a vazão de gás seja diferente de zero, uma curva do comportamento da razão gás-líquido (RGL) com o tempo poderia fornecer uma indicação da ocorrência de cone de gás ou de zona de líquido com alta pressão (decréscimo brusco da RGL com o tempo).

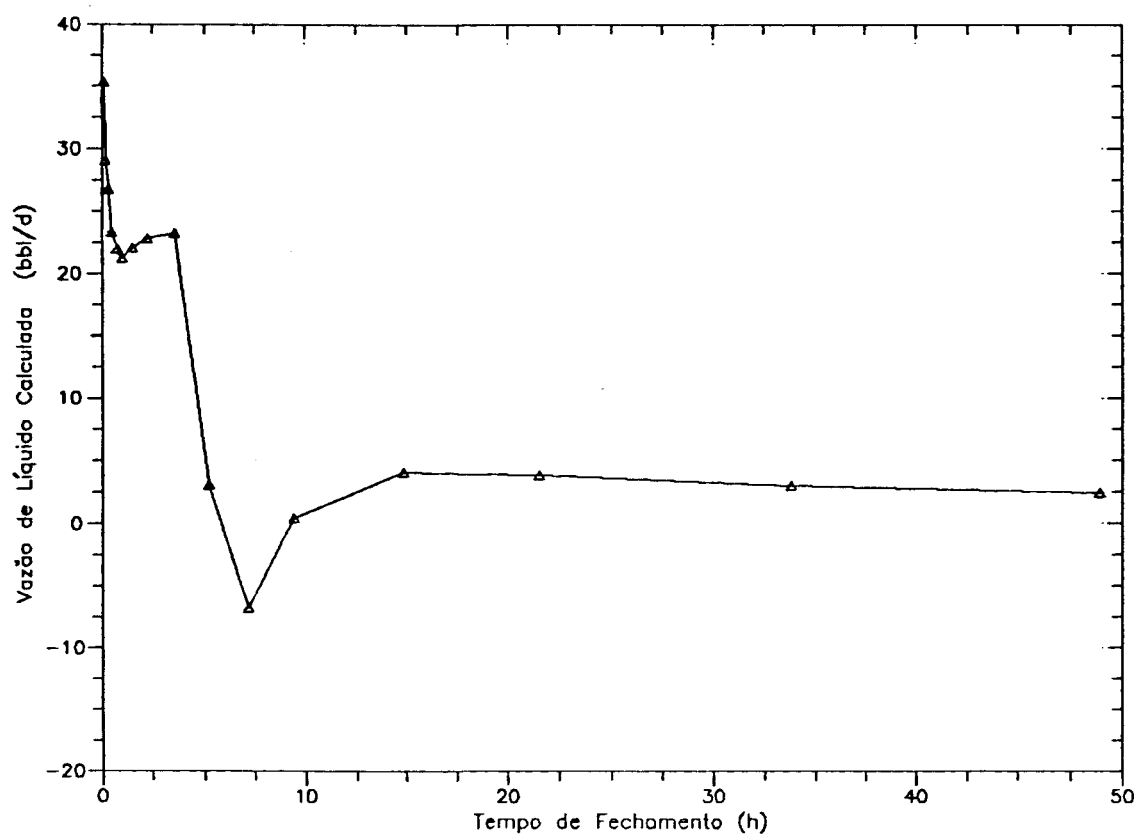
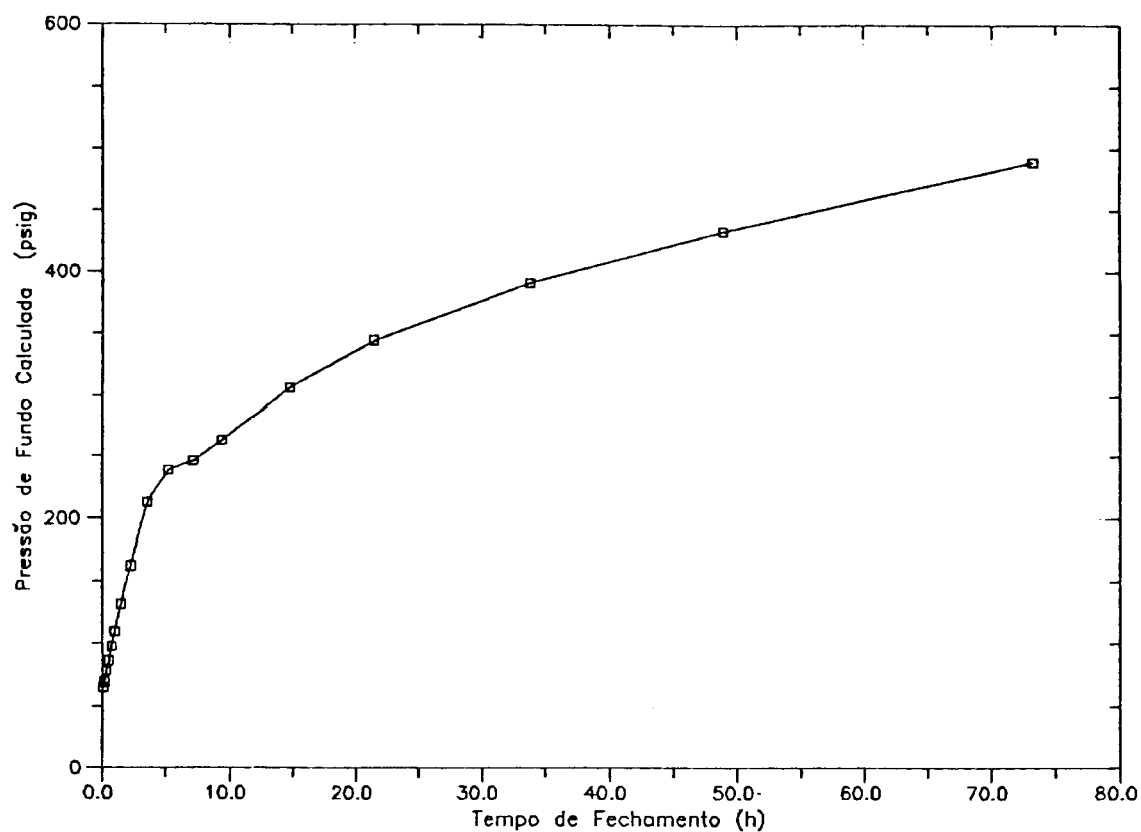


Figura 15: Caso 2 – Brownscombe – Vazamento na Bomba ou Coluna

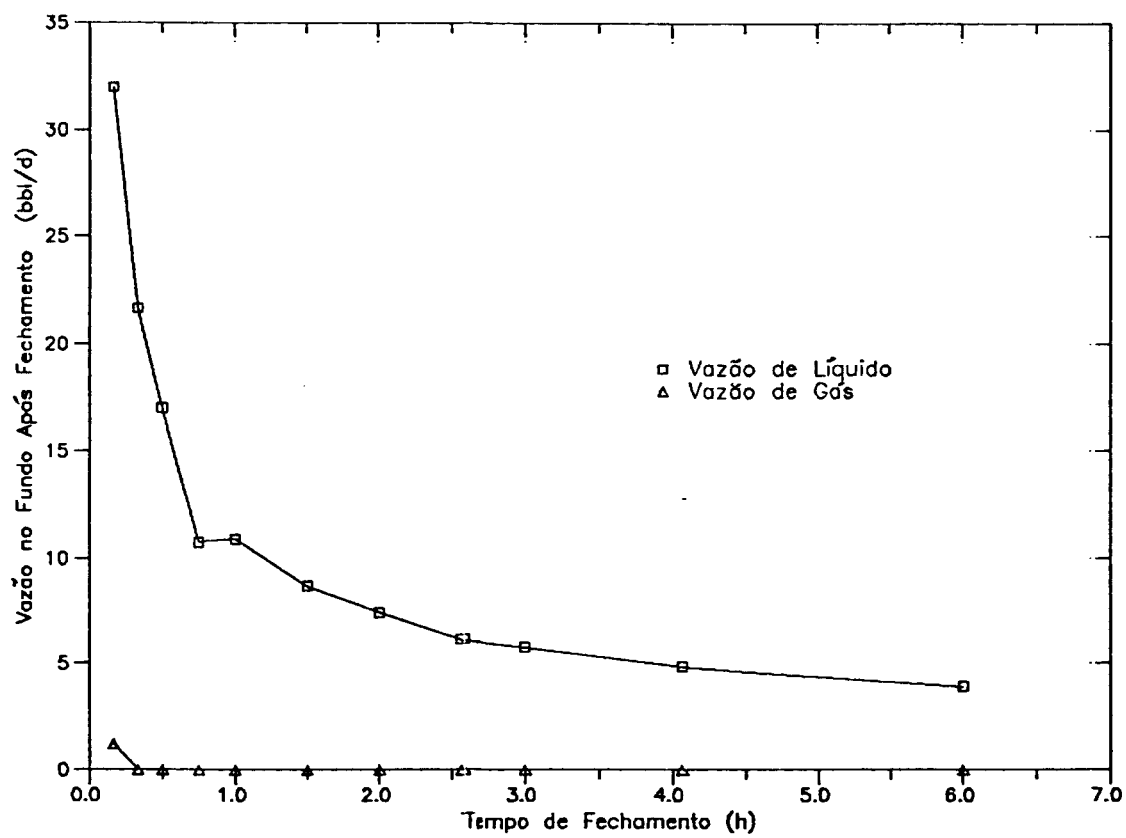


Figura 16: Poço RI-79 - Curvas da Vazão de Líquido e de Gás (Cone de Gás).

7.1.4 ZONA COM GÁS À ALTA PRESSÃO.

Na figura 17, referente ao poço 7-RP-20 ES, observa-se que a vazão de líquido decresce rapidamente até tornar-se negativa, enquanto que a vazão de gás permanece diferente de zero. Isto pode ser uma indicação, que deve ser verificada, de que líquido e gás são provenientes de zonas diferentes, com a zona de gás tendo pressão superior à de líquido.

Num caso mais extremo, este fenômeno pode fazer com que a profundidade do nível de líquido aumente continuamente, ao contrário do comportamento esperado.

7.1.5 ZONA COM LÍQUIDO À ALTA PRESSÃO.

O poço nº 5 (Brownscombe), figura 18, ilustra esta situação. A identificação deste caso pode ser dificultada por sua semelhança com o comportamento referente ao cone de gás.

A existência de um intervalo com líquido à alta pressão (provável num campo com injeção de água) faz com que continue a existir vazão de líquido após a vazão de gás ter se tornado muito pequena. O comportamento esperado para a vazão de gás é que demore mais tempo para se anular que no caso de cone de gás.

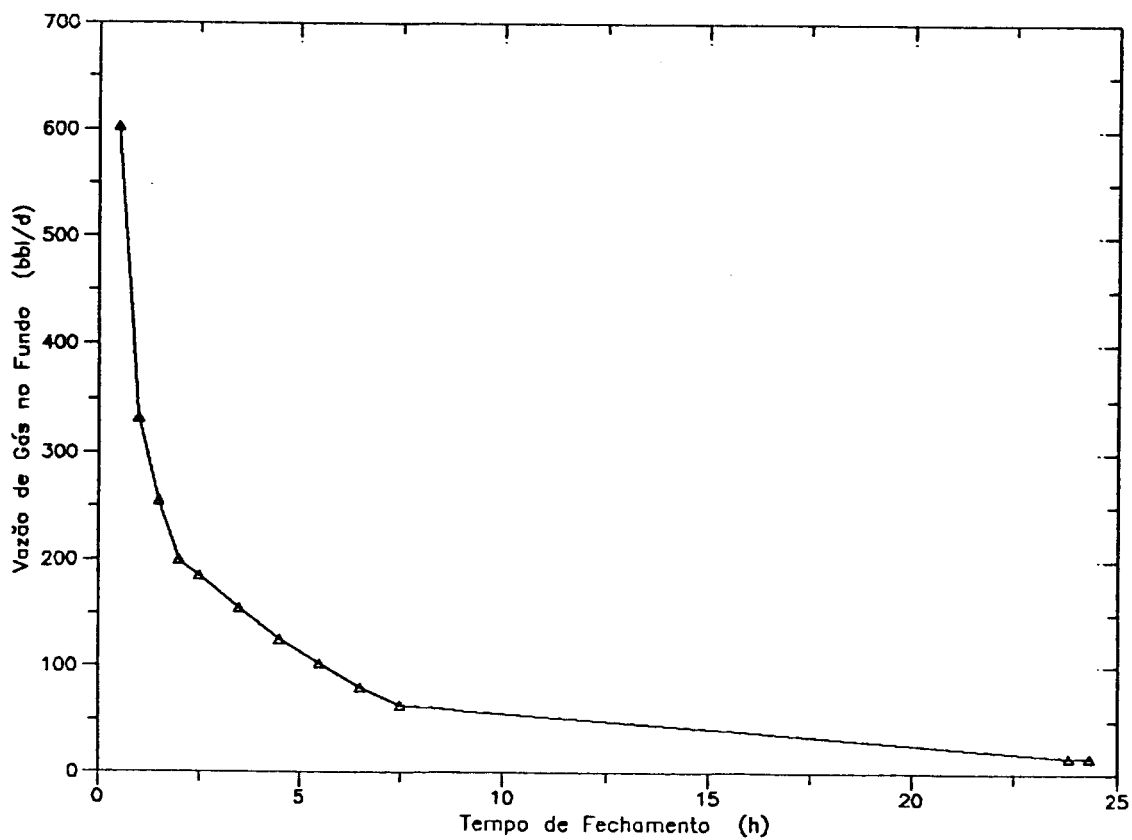
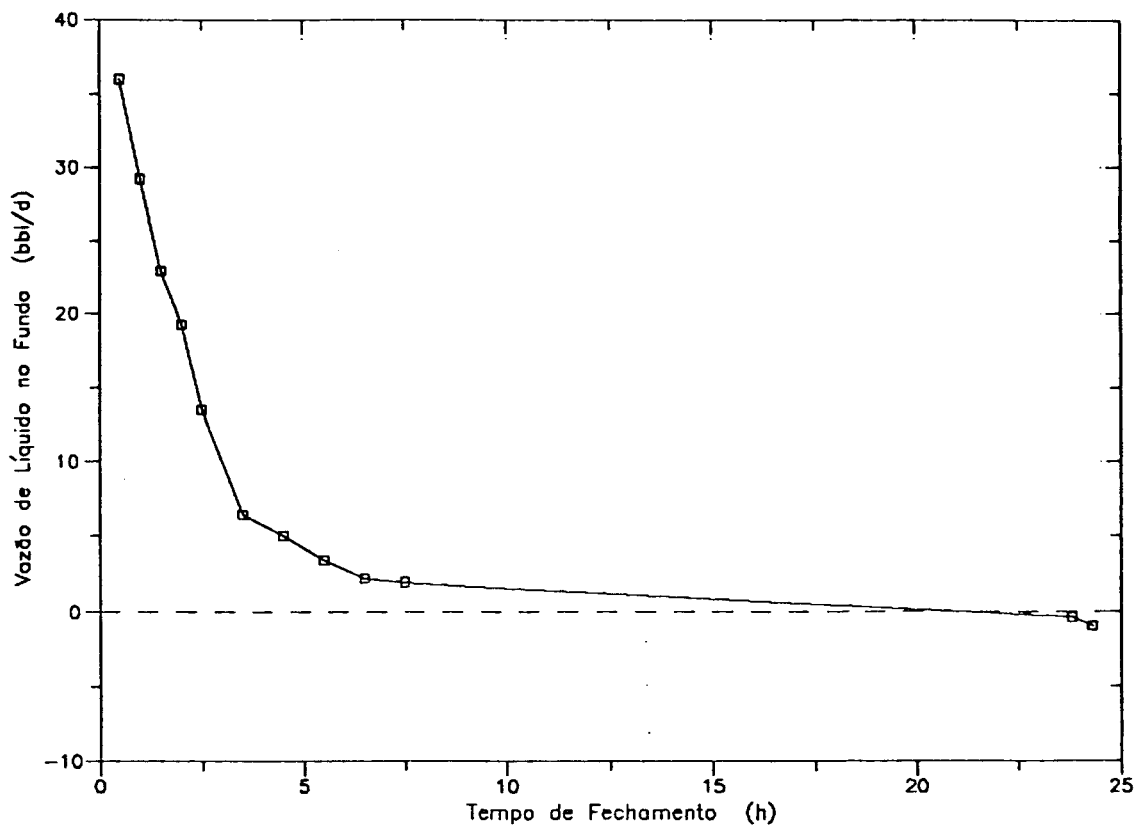


Figura 17: Poço RP-20 – Curvas de Vazão vs Tempo (Zona com Gás à Alta Pressão)

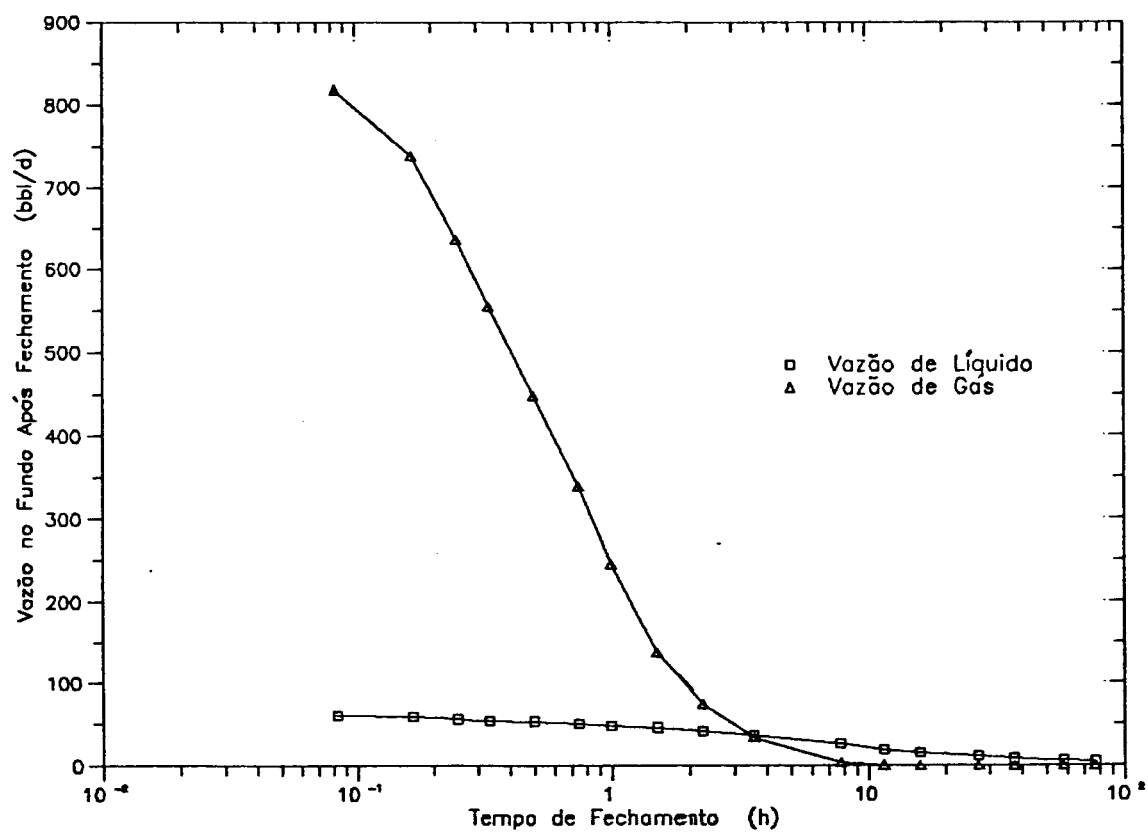


Figura 18: Zona com Líquido a Alta Pressão (Caso 5 – Brownscombe)

7.2 DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO DE FUNDO EM FLUXO.

A determinação da pressão de fundo em fluxo é influenciada pelo método/correlação escolhida para determinar o peso específico da mistura gás-líquido, devendo ser escolhida aquela que melhor se adapte às características do campo.

A pressão de fundo em fluxo em um poço bombeado pode ser calculada à partir da medição do seu nível dinâmico e das vazões de gás que são produzidas através da coluna de produção e do espaço anular revestimento-coluna de produção. O ponto potencialmente problemático neste cálculo está na determinação das frações da vazão total de gás que são produzidas através do espaço anular e da coluna de produção.

Um procedimento alternativo consiste em se fazer um teste de crescimento de pressão de curta duração, usando o procedimento descrito no item 6 para determinar o comportamento da pressão e da vazão no fundo do poço. A pressão de fundo em fluxo e a vazão total no fundo, no instante do fechamento, podem ser obtidas extrapolando-se a curva de pressão e de vazão para tempo de fechamento igual a zero. Esta abordagem dispensa a medição das vazões de gás mas pode apresentar problema na extrapolação das curvas para o instante imediatamente antes do fechamento.

Como exemplo, usando as curvas relativas ao poço 7-RSM-45 ES (figura 19), obtém-se: $P_{wf} = 380$ psig e $q_{wf} = 66$ B/D. Para uma pressão estática média de 1020 psig, o índice de produtividade do poço nesta condição será: $IP = 0.09$ BPD/psi.

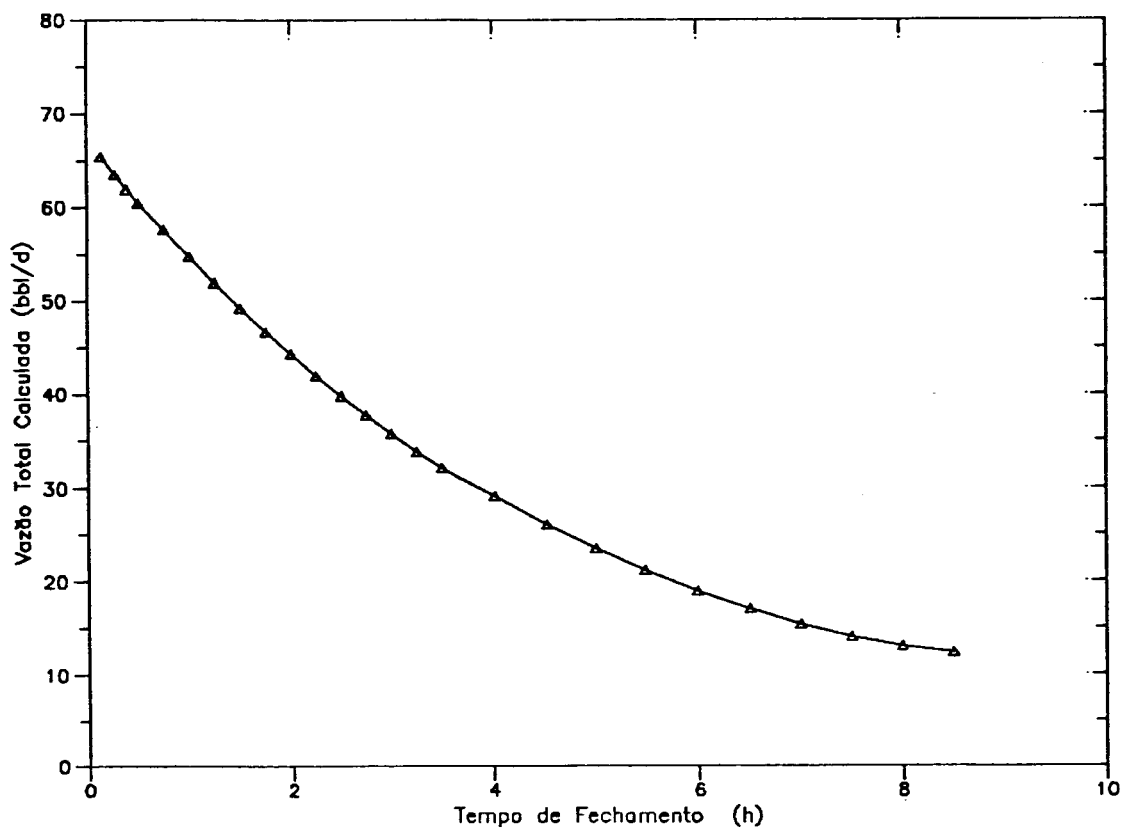
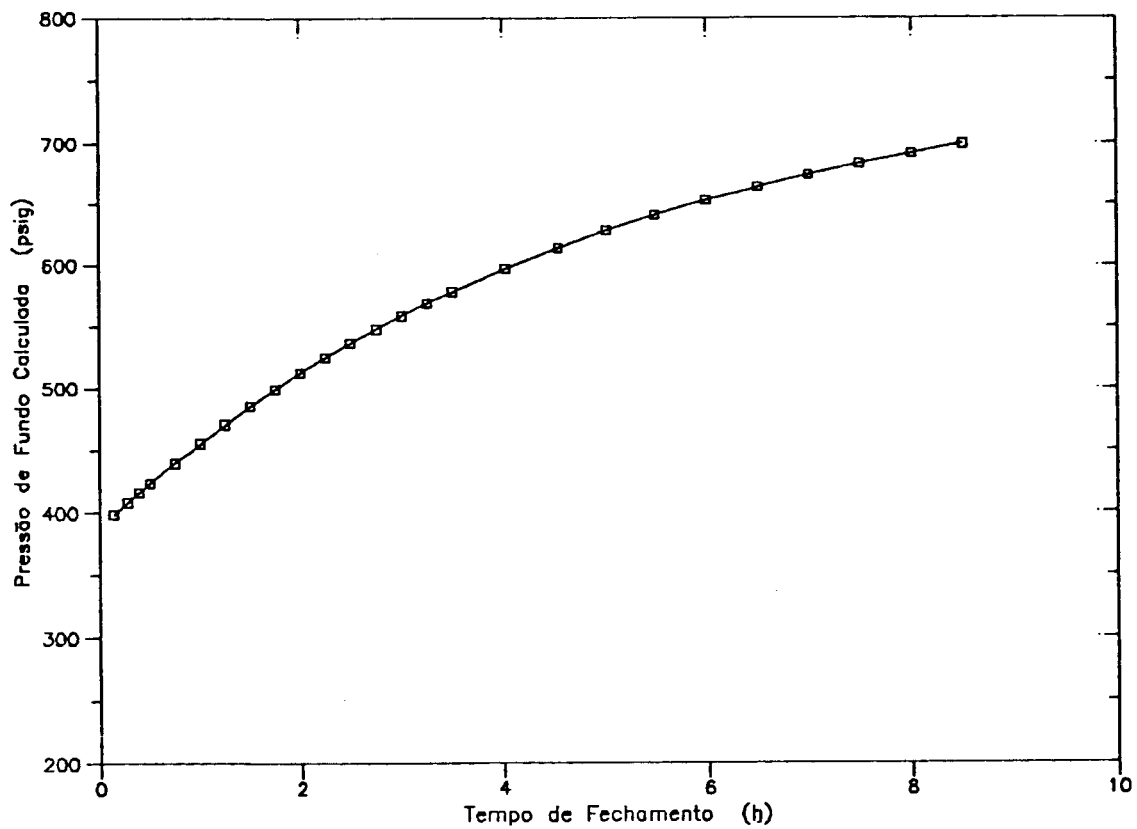


Figura 19: Poço RSM-45 – Comportamento da Pressão e da Vazão de Fundo.

7.3 AVALIAÇÃO DE POÇOS.

Os métodos convencionais de análise de testes podem ser usados para interpretar os dados de pressão de fundo obtidos com o uso de sondador acústico. O principal fator limitante para este tipo de análise é o longo intervalo de tempo necessário para que os efeitos da estocagem possam ser negligenciáveis. Este longo período de estocagem decorre do grande volume da câmara de estocagem (espaço anular), da alta compressibilidade dos fluidos, da elevada saturação de gás no reservatório ou nas imediações do poço. Este período é aumentado nos reservatórios de baixa transmissibilidade e de baixas pressões.

Algumas vezes a análise convencional é impossível pois os efeitos dos limites do reservatório se manifestam antes ou bem próximo do término do período de estocagem. Esta situação pode ser freqüente pois muitos poços bombeados estão localizados em reservatórios pequenos ou com elevada densidade de poços.

Usando o procedimento descrito no item 6, pode-se obter o comportamento da vazão de fluidos no fundo do poço. Usando estes dados, pode-se fazer a análise simultânea do comportamento da pressão e da vazão com o tempo usando técnicas de deconvolução, ajuste automático de curvas tipo, normalização da vazão, dentre outras. Com isto reduz-se sensivelmente o efeito da estocagem e a duração do teste. Neste caso, a coleta de dados deve ser feita com os cuidados descritos no item 4.2.

Devido às características do método de cálculo, a curva da vazão de fluido com o tempo pode apresentar um comportamento irregular para os instantes iniciais e finais do teste (item 5.3). Para permitir seu uso

em métodos de interpretação que envolvam processos numéricos, a curva da vazão total deve ser suavizada e ajustada em seus pontos iniciais e finais.

Como exemplo ilustrativo, é feito a seguir uma análise do teste de crescimento de pressão no poço A, citado por Podio et alii⁶. No item 8 são comentadas as influências de algumas considerações usadas na obtenção destes dados.

Na figura 20, a pressão de fundo calculada para o poço A, foi grafada contra o tempo de produção de Horner. Admitindo o desenvolvimento da reta semilog de Horner nos pontos finais do teste (após 40 horas de fechamento), obtém-se os valores dos parâmetros de reservatórios listados na coluna 3 do quadro 3.

Resultados semelhantes poderiam ser obtidos, após um tempo de teste muito menor, fazendo-se a análise simultânea do comportamento da pressão e da vazão no fundo após o fechamento usando as técnicas existentes.

Para a análise simultânea do comportamento da pressão e da vazão após o fechamento foi usado o procedimento de deconvolução desenvolvido por Mendes¹⁸ (1989). Como este método envolve processos numéricos, a curva da vazão total (ver figura 12) sofreu um ajuste em seu pontos iniciais e finais. A figura 21 apresenta o comportamento da pressão de fundo, após a deconvolução, versus o tempo de produção de Horner. Decorrido cerca de 10 horas do início do teste, observa-se o início da reta semilog de Horner. O resultado desta análise encontra-se na coluna 4 do Quadro 3.

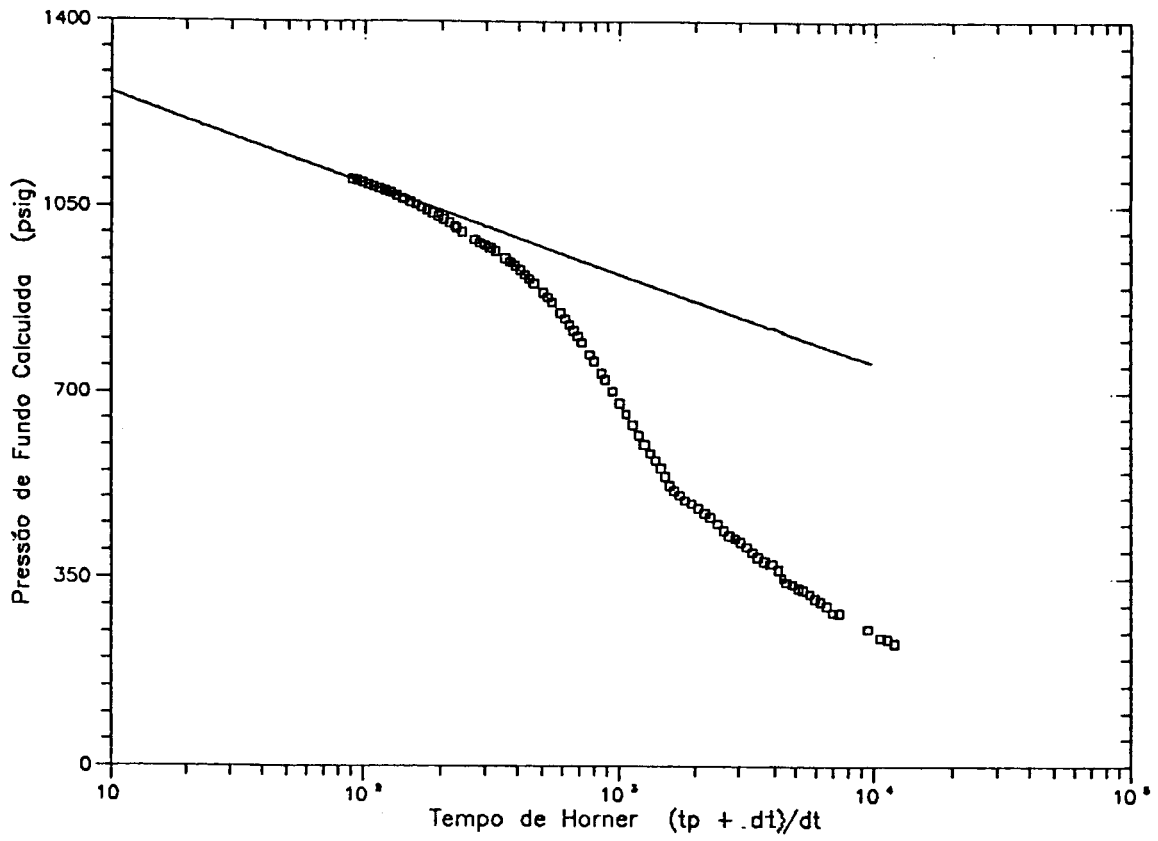


Figura 20: Poço A – Pressão de Fundo vs Tempo de Horner

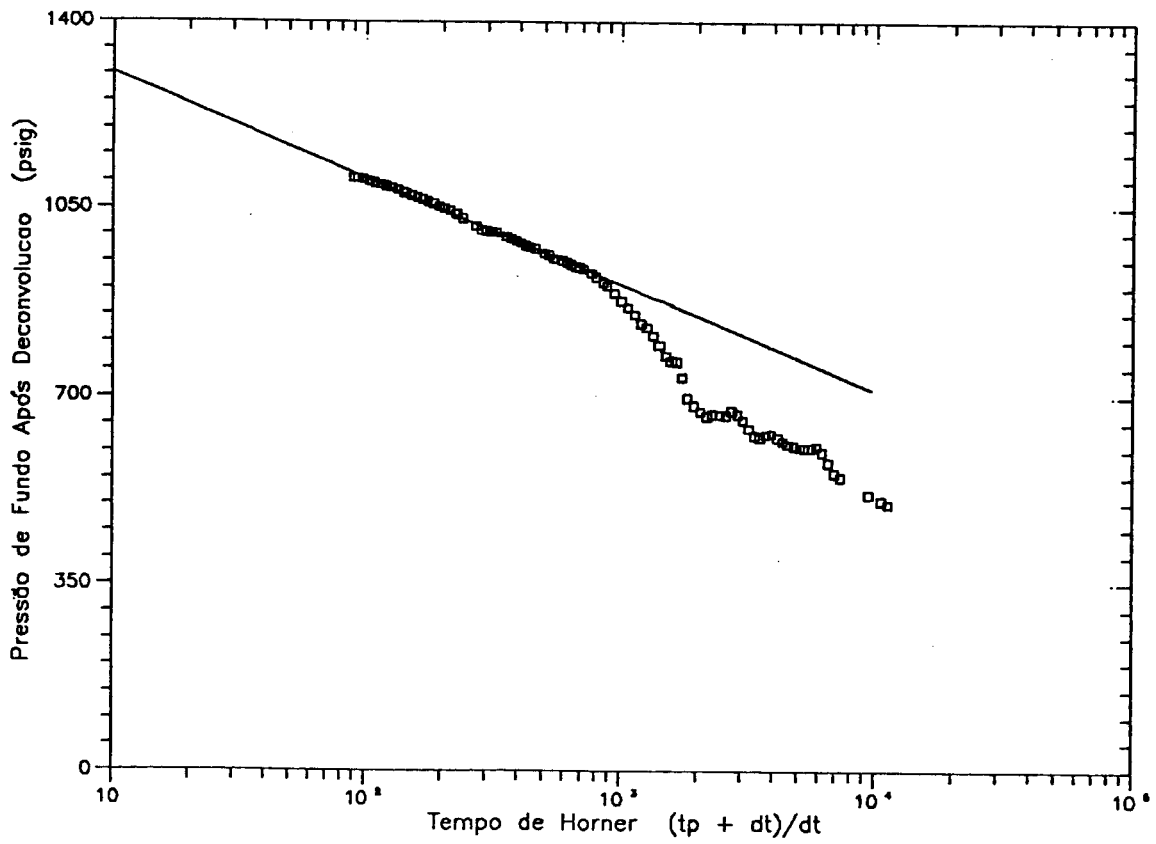


Figura 21: Poço A – Pressão Após Deconvolução vs Tempo de Horner

No quadro 3 estão listados os resultados reportados por Podio et alli e os obtidos neste trabalho. Os resultados diferem pois foram estimados alguns dos parâmetros de entrada por não constarem do trabalho original e que estão citados no apêndice F.

Parâmetro	Podio et alli		Neste Trabalho	
	DST (1985)	AWS* (1986)	AWS*(86) PRESSÕES CALCULADAS	AWS*(86) PRESSÃO APÓS DECONVOLUÇÃO
m_H (psi/ciclo)	-	229,5	185,0	186,0
P_{1h} (psig)	-	684,4	782,0	772,0
P^* (psig)	1567,0	1553,0	1471,0	1483,0
K (mD)	14,3	12,0	16,8	16,9
S ()	- 1,0	- 1,9	- 0,6	- 0,5
r_i (ft)	86,0	921,0	1057,0	1060,0
Tempo para o início da reta semilog (h)	-		40	10

* AWS - DADOS OBTIDOS COM SONDADOR ACÚSTICO.

QUADRO 3 : Poço A - Quadro de Resultados da Avaliação

8. INFLUÊNCIA DA TRANSFERÊNCIA DE MASSA ENTRE AS FASES GÁS E LÍQUIDO NA DETERMINAÇÃO DA PRESSÃO E DA VAZÃO NO FUNDO DO POÇO EM TESTES DE CRESCIMENTO DE PRESSÃO.

8.1 COMENTÁRIOS SOBRE OS PROCEDIMENTOS EXISTENTES.

Nos modelos e procedimentos existentes na literatura referente às determinações de pressão e vazões no fundo do poço, a partir de dados obtidos como uso do Sondador Acústico, não é considerada a transferência de massa entre as fases gás e líquido. Esta hipótese é razoável para poços de baixa razão de solubilidade (R_s) ou sob baixas pressões no espaço anular.

A presença de gás na coluna de líquido é tratada admitindo-se que exista um fator de correção ($F_c < 1$), multiplicativo, que aplicado ao peso específico do líquido "morto" (sem gás dissolvido), forneça o peso específico da mistura formada por líquido, gás livre e gás dissolvido.

A característica básica destes procedimentos que não consideram a transferência de massa é descrita a seguir onde tenta-se mostrar sua influência sobre os valores calculados para pressão, vazão de fluidos, viscosidade da mistura, dentre outros.

Não considerar o efeito do gás dissolvido no líquido faz com que o peso específico do líquido (γ_L) calculado seja maior que o real. Além disto, o peso específico do líquido é considerado, em geral, constante em qualquer condição de pressão e temperatura do poço.

$$\gamma_L = \gamma_{osc}(1 - f_w) + \gamma_{wsc}f_w \quad (8.1)$$

Onde: f_w = Fração de água produzida.

γ_L = Peso específico do líquido (cond. padrão).

γ_{osc} = Peso específico do óleo (condições padrão).

γ_{wsc} = Peso específico da água (condições padrão).

Para compensar o efeito da superestimativa do peso específico do líquido (γ_L), o peso específico da mistura é calculado desprezando-se a componente relativa ao peso específico do gás (γ_g). Isto é:

$$\gamma_M = \gamma_{Lsc}(1 - \epsilon) \quad (8.2)$$

Esta consideração vem da equação 4.11, fazendo-se $\gamma_g \epsilon = 0$ e usando-se o peso específico do líquido em condições padrão.

Esta aproximação funciona muito bem enquanto existir vazão considerável de gás no interior do poço. Quando a vazão de gás for próxima de zero ($\epsilon \cong 0$), existirão no poço apenas as colunas de gás livre e de líquido. Todo líquido que por ventura entrar no poço encontrar-se-á numa pressão acima da pressão de saturação. Assim, haverá uma superestimativa da pressão de fundo caso seja usado o peso específico do líquido em condições padrão, já que na realidade o líquido está no ponto de saturação ou subsaturado.

Para incluir no cálculo do peso específico do líquido o efeito do gás dissolvido, deve-se observar que a razão de solubilidade (quantidade de gás dissolvido) e o peso específico do gás dissolvido variam com o tempo, e não devem ser considerados constantes ao longo da coluna de líquido.

O valor da vazão total de fluido na face da formação sofre pequena influência ao se considerar o peso específico do líquido calculado com ou sem gás em solução. Considerando-se que exista gás em solução, a vazão de líquido será aumentada num valor praticamente igual à redução na vazão de gás. A variação maior que pode existir provém da influência da pressão na quantidade de gás dissolvida no líquido, principalmente após longo período de fechamento. Neste caso a pressão, superestimada pelo uso do peso específico do líquido sem gás em solução, faz com que a vazão calculada seja um pouco maior que a real. Isto implica que o fluxo de fluidos para o interior do poço, após seu fechamento (Afterflow), prolonga-se por mais tempo que o estimado sem considerar a existência de gás dissolvido na fase líquida.

A vazão de líquido é calculada com base na variação do nível de líquido no poço (dV_L/dt) que é o resultado de todos os fenômenos que ocorreram no poço (entrada de óleo + gás dissolvido e gás livre no poço, segregação de fases, dentre outros), no intervalo de tempo considerado. Entretanto, o fator de correção ($F_c = 1 - \epsilon$) utilizado no cálculo é avaliado nas condições da face da formação.

A viscosidade da mistura gás-líquido, em condições de fundo, no instante do fechamento é obtida pela média ponderada das viscosidades dos componentes, onde os pesos são as vazões de cada fase no instante do fechamento. Apesar da vazão total permanecer praticamente a mesma, a vazão de cada fase é influenciada pelo uso ou não da transferência de massa entre as fases. Assim, a viscosidade da mistura sofrerá influência do processo de cálculo utilizado.

A análise qualitativa de Brownscombe¹⁴ reproduzida no item 7.1, poderá ser prejudicada e gerar conclusões distorcidas se não for considerada a transferência

$$q_L = \frac{dV_L}{dt} (1 - \epsilon) \frac{Bo(fundo)}{Bo(topo)} \quad (8.3)$$

O cálculo do comprimento de cada intervalo de igual pressão na coluna de líquido e das propriedades dos fluidos (γ_L , Bo , Bg , Rs) é iterativo conforme descrito no fluxograma da figura 22.

Uma outra alternativa estudada está reproduzida no apêndice G. Seu desenvolvimento não foi concluído devido a alguns aspectos que são merecedores de estudos mais profundos que excederiam o tempo disponível para execução da proposta inicial deste trabalho. Fica o registro como sugestão para estudos posteriores. Tal procedimento consiste basicamente em combinar equações de conservação de massa para as fases óleo e gás com uma equação de conservação de energia. Com isto seriam obtidas uma equação diferencial parcial e equações auxiliares descritivas dos fenômenos no interior do poço. Este sistema seria discretizado e resolvido numericamente com as condições de contorno apropriadas para fornecer a pressão e a vazão no fundo do poço durante um teste transiente.

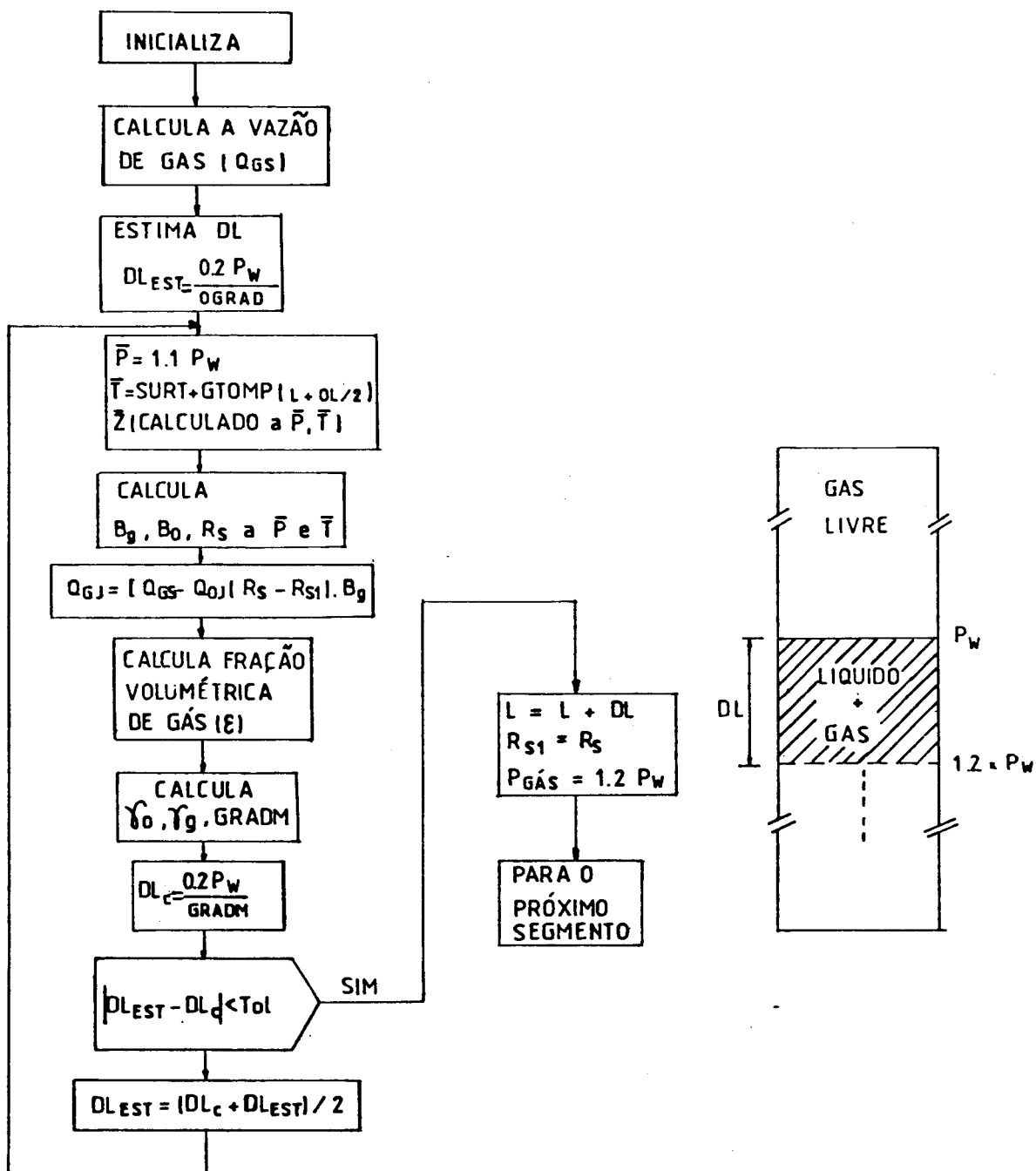


FIGURA 22 - FLUXOGRAMA PARA O CÁLCULO DA PRESSÃO E DA VAZÃO EM UM SEGMENTO DA COLUNA DE LÍQUIDO COM TRANSFERÊNCIA DE MASSA ENTRE AS FASES.

8.3 PROGRAMA PCOM.FOR

Este programa, em Fortran, calcula a pressão e a vazão no fundo do poço à partir de dados obtidos com o uso do sondador acústico, considerando a transferência de massa entre as fases gás e líquido, conforme descrito no item anterior. Sua listagem encontra-se no apêndice E.

O tratamento dos dados de entrada e os cálculos das derivadas dos parâmetros são feitos do mesmo modo descrito no item 6.1 para o programa PSEM.

Para o cálculo das propriedades dos fluidos poderiam ser usados dados obtidos de análise PVT dos fluidos produzidos ou na ausência destes, através da correlação empírica mais apropriada¹⁹. Neste programa podem ser escolhidas duas opções de correlações empíricas: Opção 0 : Vazques (Bo) e Lasater (Rs) , Opção 1 : Standing . Por conveniência, não foi considerada a existência de gás dissolvido na água ($R_{sw} = 0$) e que seu fator volume formação é unitário ($B_w = 1$).

A fração volumétrica de gás (ϵ - "gas void fraction") pode ser calculada usando a correlação de Godbey-Dimon⁵ ou a correlação de Caetano¹⁸ desenvolvida para escoamento multifásico vertical em dutos de secção anular.

8.4 ANÁLISE COMPARATIVA

Para permitir uma análise da influência da transferência de massa entre as fases gás e líquido na determinação da pressão e das vazões no fundo foram usados os dados relativos aos testes de crescimento de pressão do poço A descrito por Podio et alli⁶ e do poço 2 relatado por Hasan e Kabir¹².

Foram usadas as correlações de Godbey-Dimon para a fração volumétrica de gás (ϵ) e de Standing para calcular as propriedades dos fluidos.

8.4.1 EXEMPLO 1: POÇO A (Podio el alli)

A figura 23 apresenta o comportamento da pressão de fundo calculada com e sem a inclusão de transferência de massa. Observa-se que as curvas coincidem enquanto existe vazão considerável de gás no poço (cerca de 5 horas). A partir deste ponto a pressão calculada com transferência de massa torna-se menor que a obtida pelo procedimento existente.

A vazão total de fluidos (figura 24) é praticamente a mesma para ambos os casos, exceto nos pontos finais. Nestes, a vazão total calculada incluindo a transferência de massa é maior pois a pressão correspondente é menor.

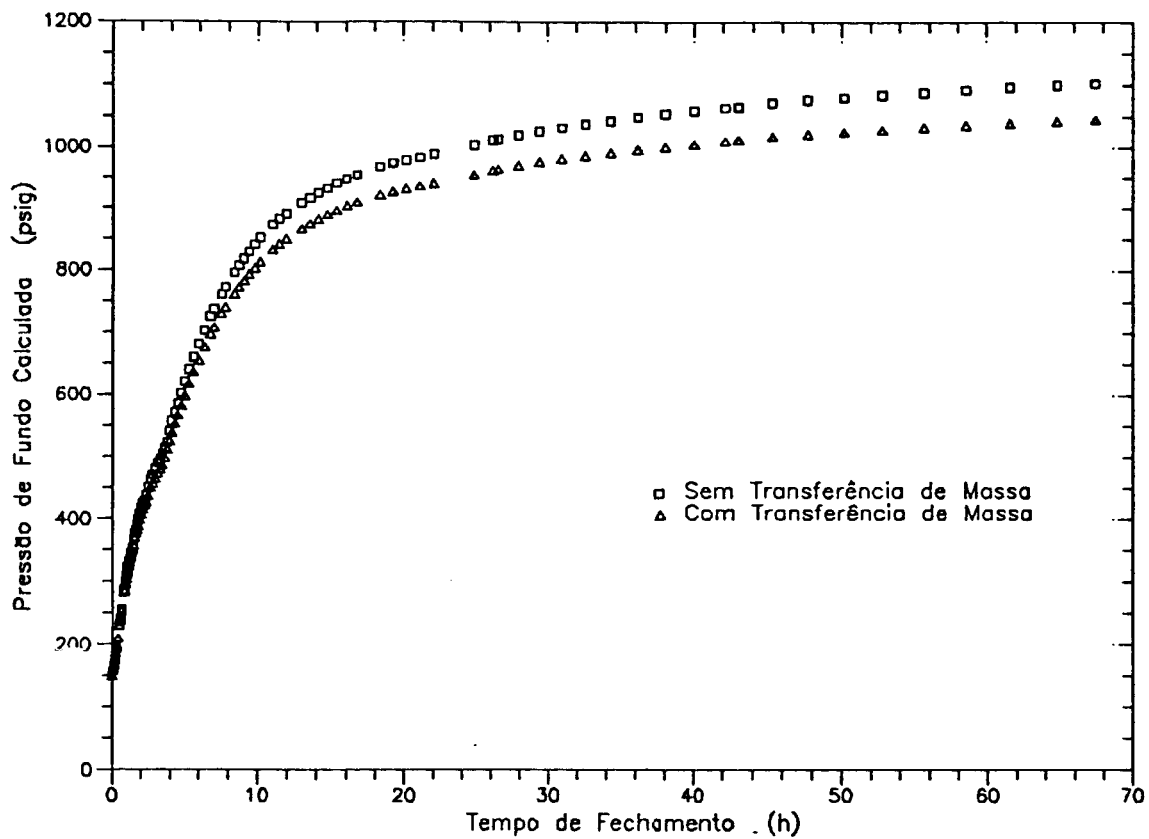


Figura 23: Poço A – Pressão Calculada Com e Sem Transferência de Massa

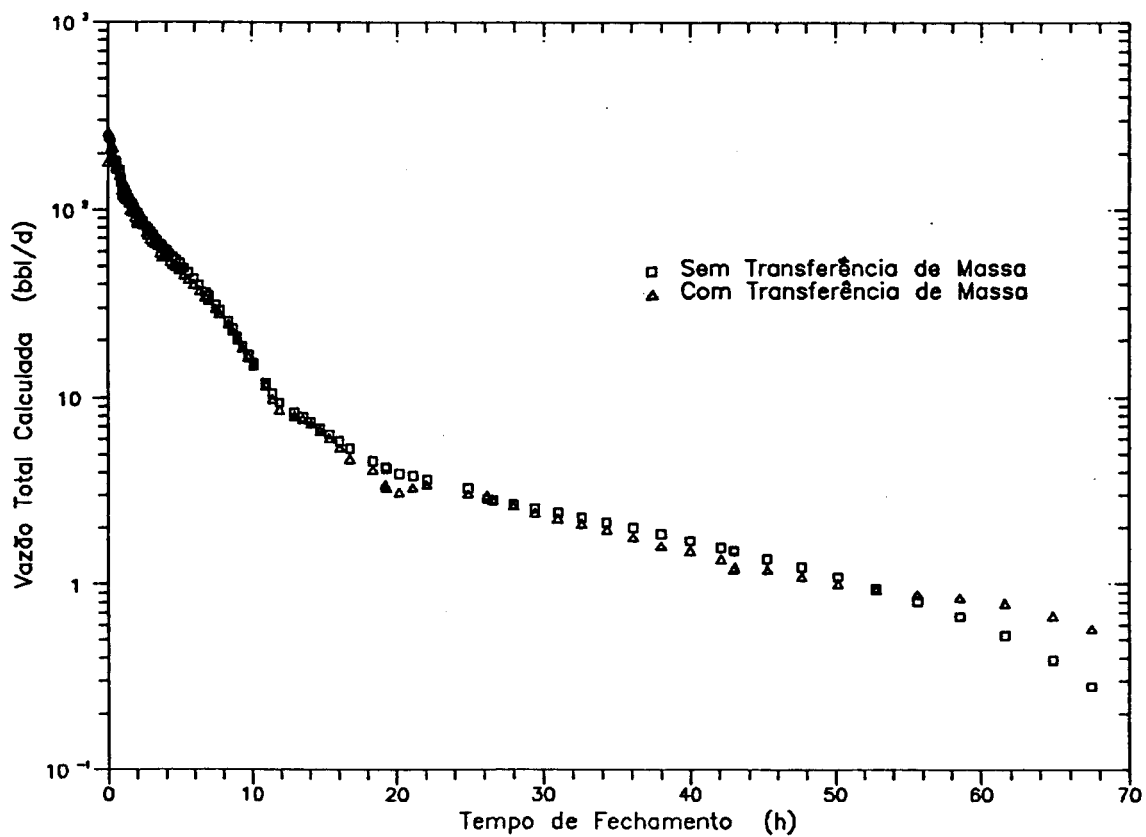


Figura 24: Poço A – Vazão Total Calculada Com e Sem Transferência de Massa

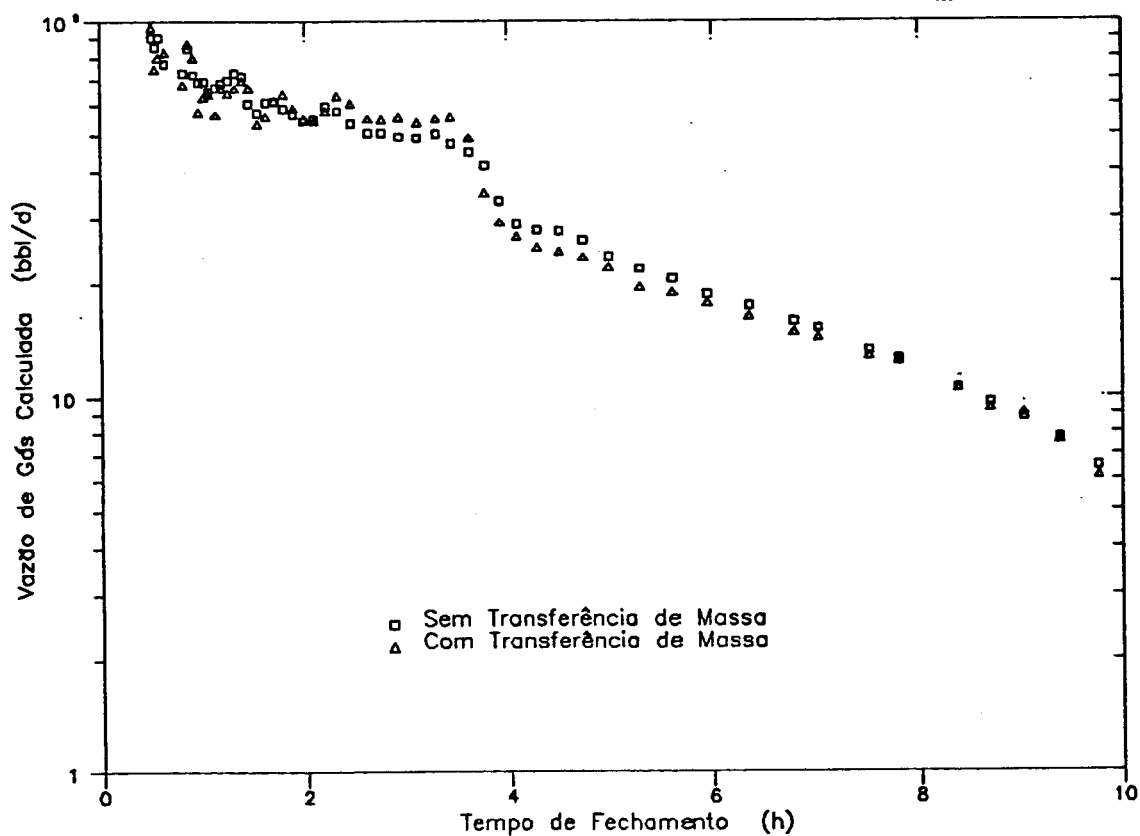
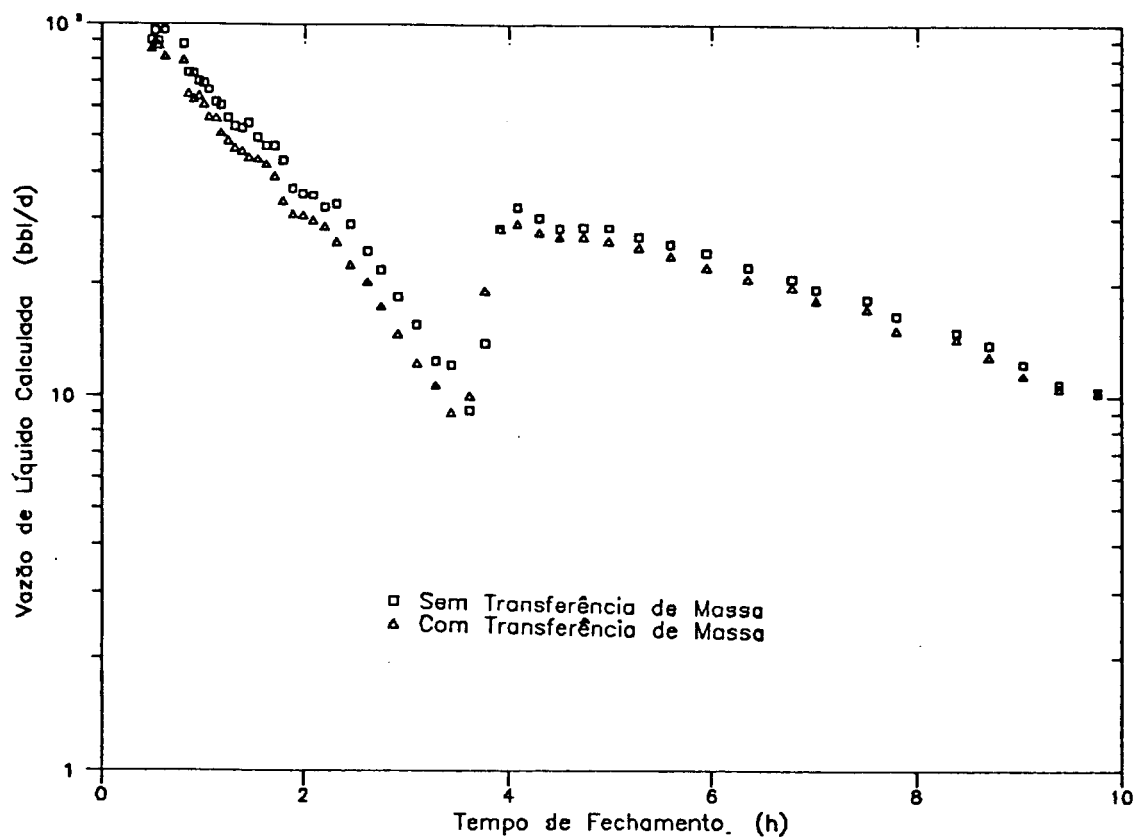


Figura 25: POCO A – Vazão de Líquido e de Gás Com e Sem Transferência de massa

Na figura 26, a pressão de fundo calculada pelos dois processos foi grafada versus tempo de Horner. Admitindo-se a existência da reta semilog de Horner nos pontos finais do teste, obtem-se os parâmetros listados no quadro 4.

MÉTODO PARÂMETRO	SEM TRANSFERÊNCIA DE MASSA	COM TRANSFERÊNCIA DE MASSA	DIFERENÇA RELATIVA (%)
m_H (psi/ciclo)	185,0	169,0	- 9,5
P_{1h} (psig)	782,0	751,0	- 4,1
P^* (psig)	1471,0	1383,0	- 6,4
K (mD)	16,8	18,4	8,7
S ()	- 0,6	- 0,6	0,0

QUADRO 4 : POCO A - Análise Convencional de Horner
(Com e Sem Transferência de Massa)

A análise convencional de Horner sobre os dados de pressão calculados com e sem transferência de massa indica uma diferença percentual de 6,4 % no valor obtido para a pressão extrapolada (P^*) calculada pelos dois métodos. Observa-se que a inclinação da reta semilog de Horner (m_H) é menor para as pressões calculadas com transferência de massa. Assim, a diferença relativa entre as pressões calculadas seria tanto maior quanto maior fosse o tempo de produção antes do fechamento. Entretanto, a comparação mostrada no quadro 4 está prejudicada pois as curvas de pressão calculadas correspondem a vazões de fluido diferentes.

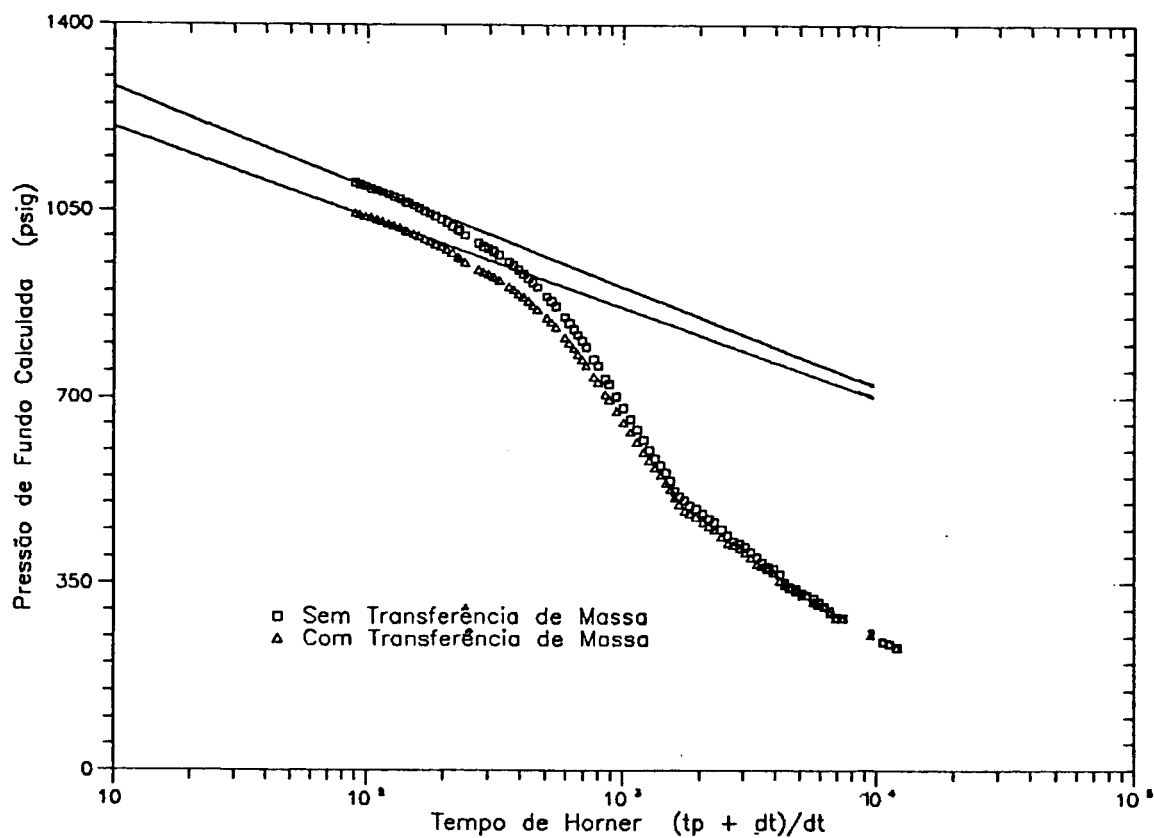


Figura 26: Poço A – Gráfico de Horner da Pressão Calculada

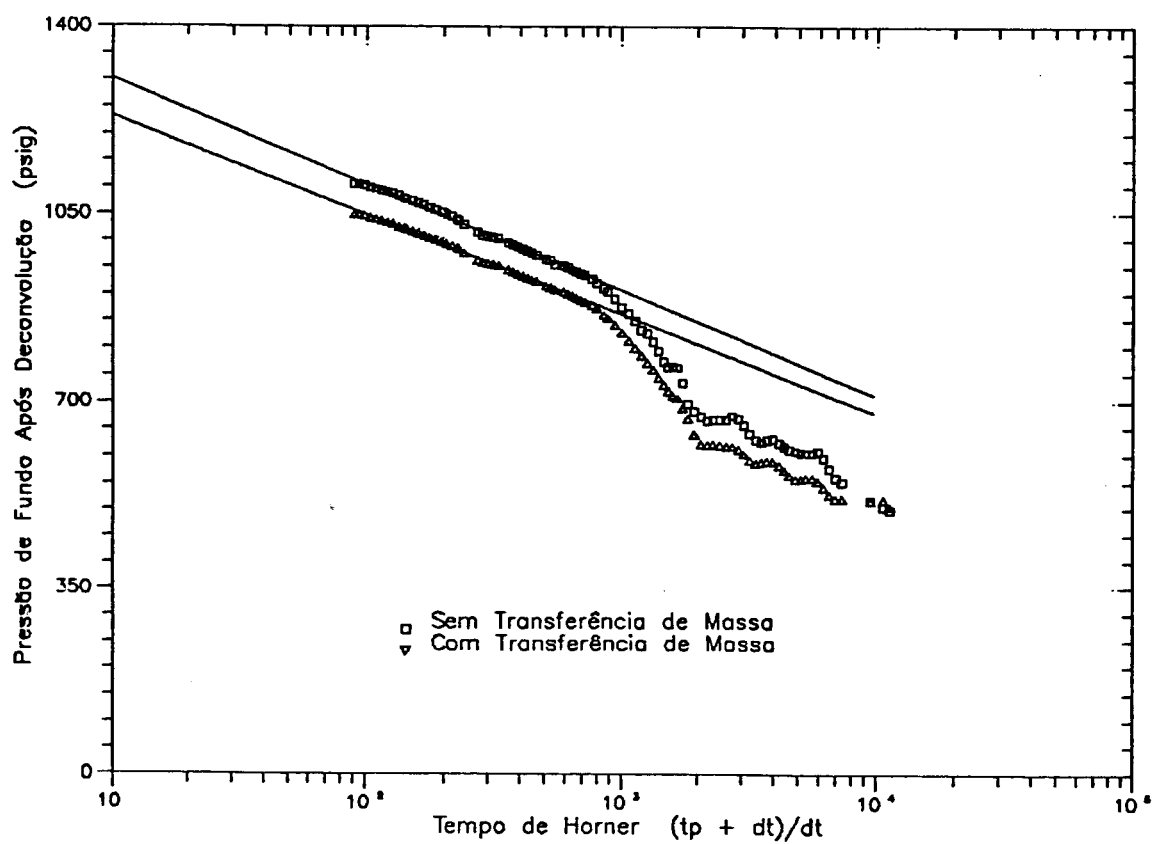


Figura 27: Poço A – Gráfico de Horner da Pressão Após Deconvolução

Para permitir a comparação sob condições iguais de vazão de fundo, foi usada a análise simultânea por deconvolução da pressão e vazão usando a técnica desenvolvida por Mendes ¹⁸. Os valores de pressão, após deconvolução, para ambos os casos estão mostrados no gráfico da figura 27. Da análise semilog de Horner, obtém-se os parâmetros listados no quadro 5.

MÉTODO PARÂMETRO	SEM TRANSFERÊNCIA DE MASSA	COM TRANSFERÊNCIA DE MASSA	DIFERENÇA RELATIVA (%)
m_H (psi/ciclo)	186,0	185,5	- 0,5
P_{1h} (psig)	772,0	726,0	- 6,3
P^* (psig)	1483,0	1430,0	- 3,7
K (mD)	16,9	17,0	0,6
S ()	- 0,5	- 0,5	0,0

QUADRO 5 : POCO A - Análise de Horner da Pressão após deconvolução (Com e Sem Tranf. de Massa)

Neste caso, pode verificar que a diferença percentual entre as permeabilidades calculadas foi muito menor que a diferença existente quando da análise sem deconvolução. A diferença percentual na pressão extrapolada foi de - 3,7 %, menor que a obtida com os dados antes da deconvolução (-6,4%), considerada compatível com a precisão encontrada normalmente neste tipo de teste.

A análise convencional de Horner dos valores de pressão calculados, além de requerer um tempo de teste maior, é mais influenciada por não se considerar a transferência de massa entre as fases do que a análise de Horner feita usando a pressão de fundo após deconvolução

(análise simultânea de pressão e vazão). Ocorre que os métodos sem transferência de massa superestimam a pressão de fundo mas também subestimam a vazão de fundo. Com a análise simultânea de pressão e vazão, estes efeitos opostos são considerados. Isto pode resultar em erros menores do que na análise convencional pois esta é feita apenas com o comportamento de pressão.

8.4.2 EXEMPLO 2: POÇO 2 (Hasan e Kabir)

Os dados de entrada relativos a este poço estão listados no apêndice F.

A tentativa de interpretação convencional feita por Hasan e Kabir¹² não permitiu o cálculo dos parâmetros da formação produtora pois os efeitos dos limites de reservatório apareceram logo após o término do período de estocagem.

Usando-se os dados referentes a este teste como entrada dos programas desenvolvidos neste trabalho, foram geradas curvas de pressão e vazão no fundo do poço, usando a correlação de Godbey-Dimon.

A figura 28 mostra o comportamento obtido para a pressão de fundo, com e sem transferência de massa entre as fases. Neste caso, as curvas obtidas com e sem a consideração de transferência de massa são distintas durante todo o período do teste. Isto ocorre devido à pequena vazão de gás observada que praticamente cessa após duas horas de teste. Com isto, os procedimentos existentes, sem transferência de massa, superestimam a pressão de fundo, mesmo nos instantes iniciais do teste. Este erro deve afetar pouco o cálculo dos parâmetros da formação, com exceção da pressão estática, uma vez que as curvas são praticamente paralelas próximo ao final do teste.

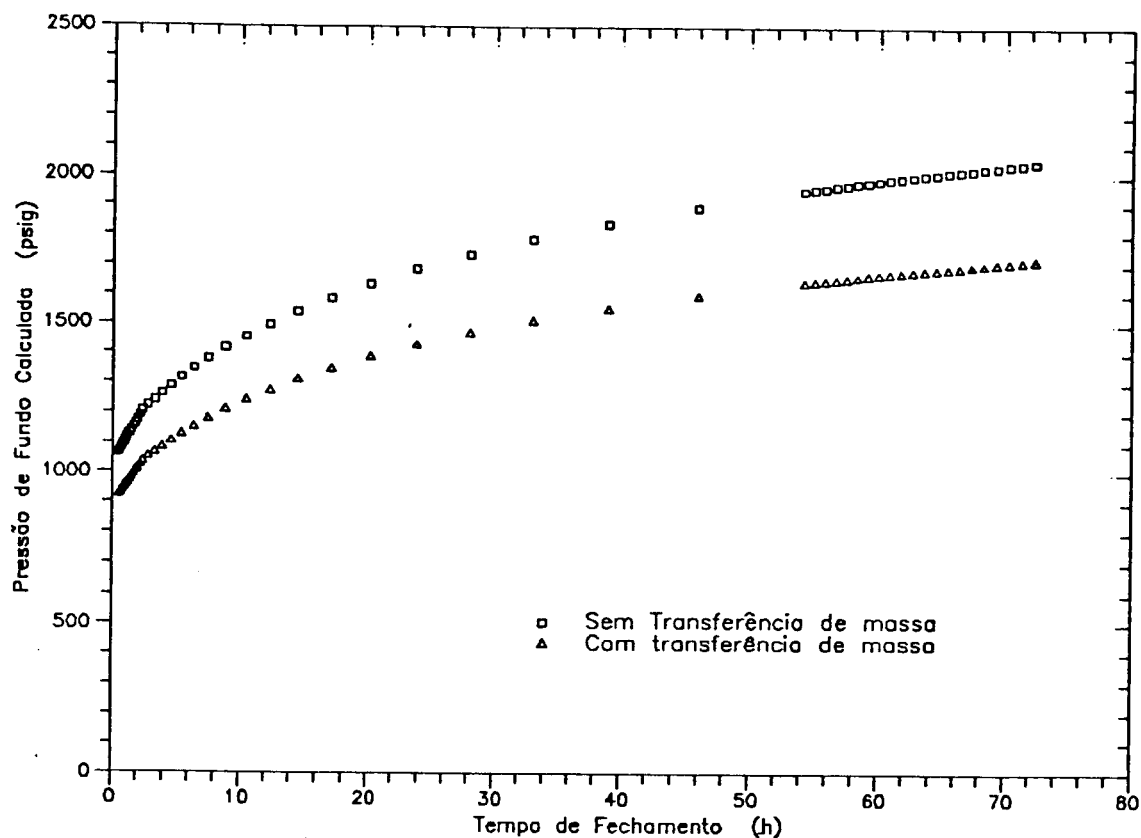


Figura 28 - Poço 2: Pressão Calculada Com e Sem Transferência de massa

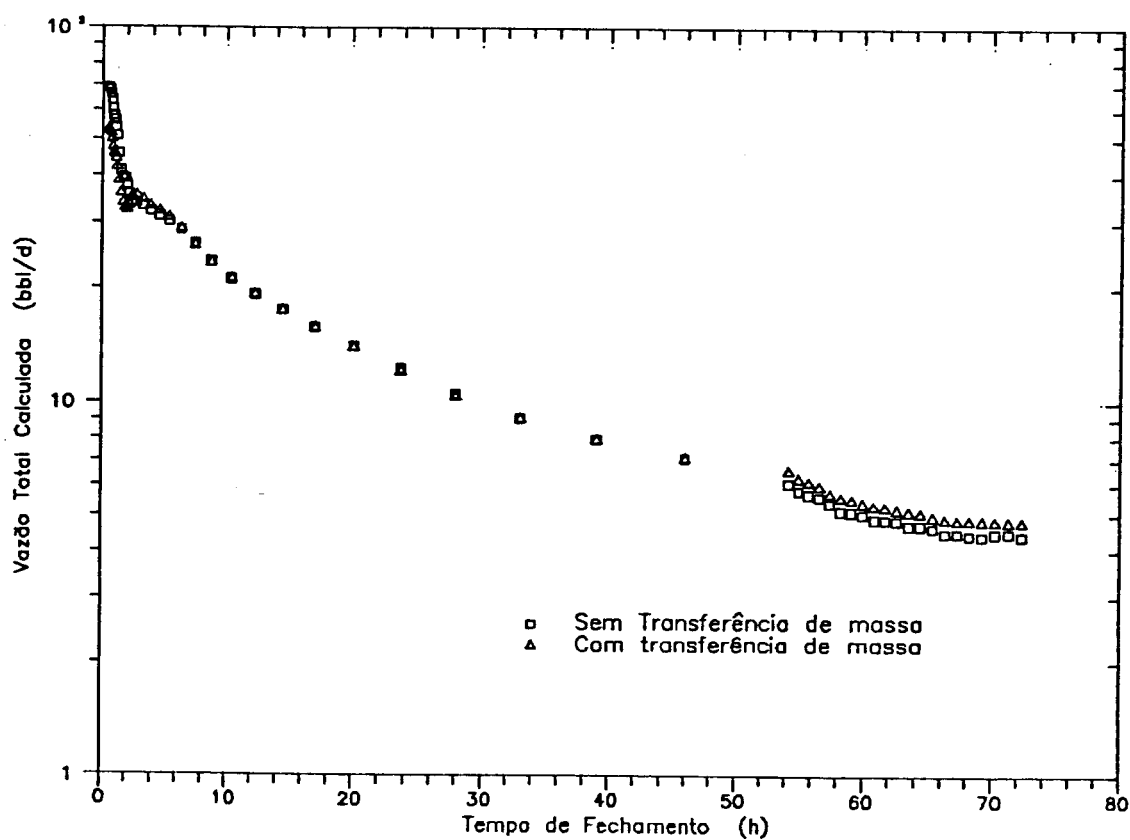


Figura 29 - Poço 2: Vazão Total Calculada Com e Sem Transferência de Massa

O comportamento da vazão total no fundo (figura 29) é compatível com o esperado pois as curvas são quase superpostas no início do teste, sendo que no final a curva obtida sem considerar a transferência de massa apresenta valores menores que os obtidos com transferência de massa.

Na figura 30 a pressão de fundo calculada foi grafada contra o tempo de Horner. Pode-se observar nos pontos finais o desenvolvimento de uma reta semilog. Esta reta não foi obtida por Hasan e Kabir¹², provavelmente, devido a alguma das considerações adotadas em seu programa de cálculo. Mesmo tendo sido perfeitamente delineada uma linha reta semilog no gráfico Horner, a interpretação baseada nesta reta não seria correta como será mostrado a seguir.

Usando a técnica de deconvolução desenvolvida por Mendes¹⁸ para a análise simultânea do comportamento de pressão e vazão, grafou-se o comportamento da pressão de fundo, após a deconvolução, versus tempo de Horner (figura 31). O comportamento obtido para as duas primeiras horas do teste mostrou-se prejudicado devido à má qualidade dos dados de entrada e/ou ao método numérico de deconvolução. Após este período inicial desenvolve-se uma reta semilog que se inicia em cerca de 3 horas de fechamento e se estende até 34 horas após o início do teste. A partir daí, ocorre uma transição para uma segunda reta semilog, de inclinação maior que a primeira, provavelmente devido aos efeitos dos limites do reservatório. A análise convencional baseada nos dados antes da deconvolução (figura 30) seria incorreta pois apenas a segunda reta semilog foi observada.

Da análise semilog de Horner no gráfico da figura 31, obtém-se os parâmetros listados no quadro 6.

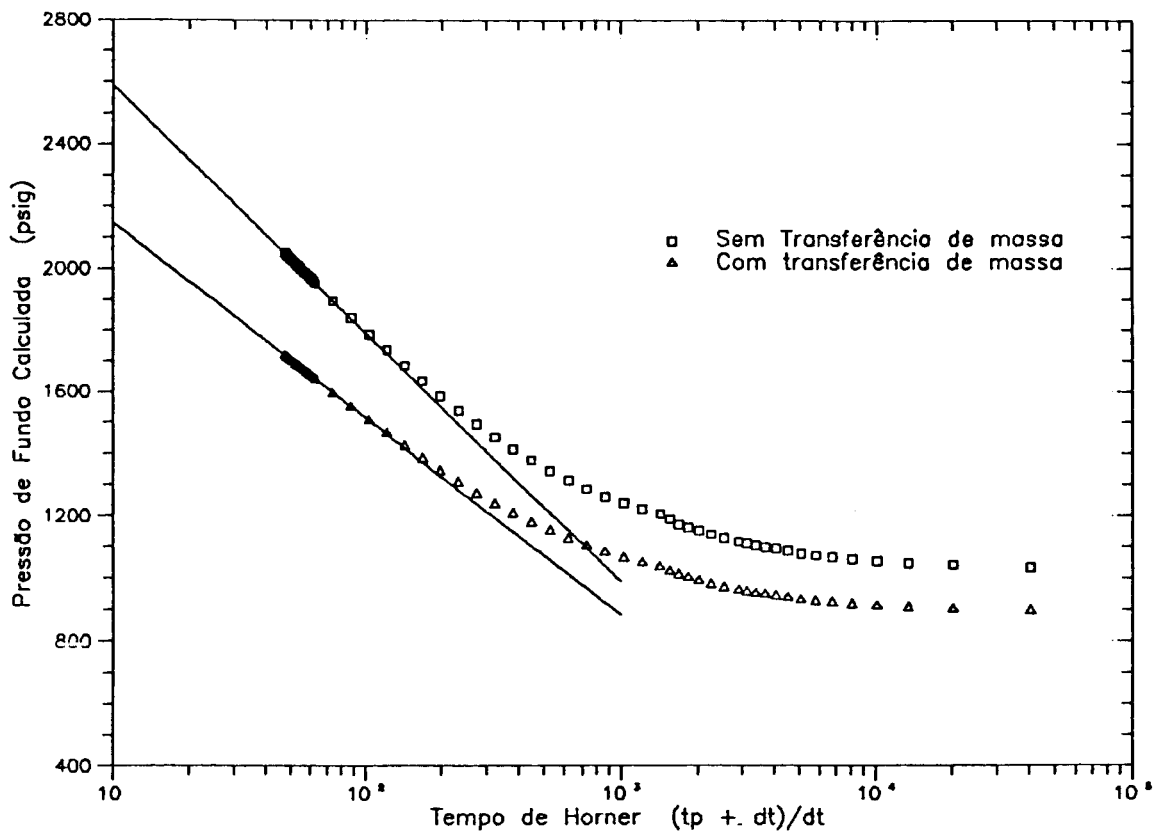


Figura 30 – Poço 2 – Gráfico de Horner da Pressão Calculada

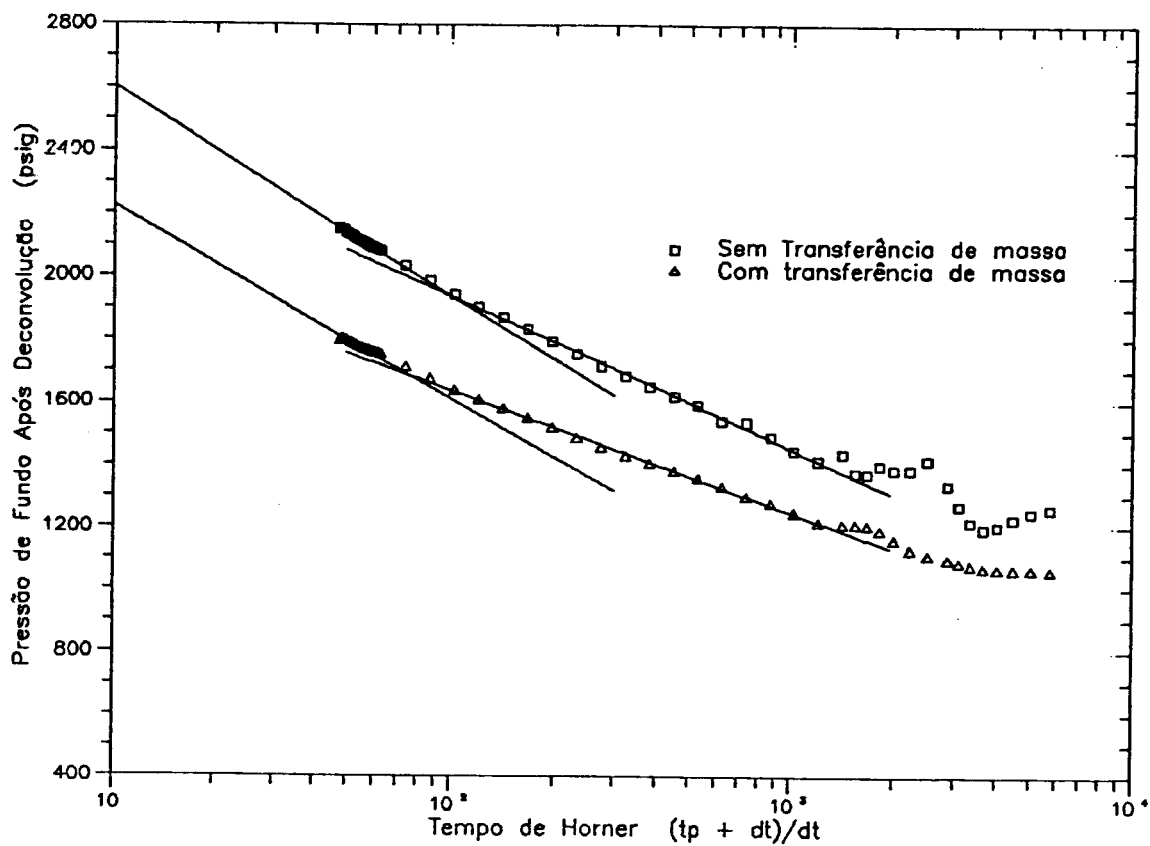


Figura 31 – Poço 2 – Gráfico de Horner da Pressão Após Deconvolução

MÉTODO PARÂMETRO	SEM TRANSFERÊNCIA DE MASSA	COM TRANSFERÊNCIA DE MASSA	DIFERENÇA RELATIVA (%)
$P_w(t=0)$ (psig)	1030,0	900,0	- 14,4
m_{H1} (psi/ciclo)	473,0	372,0	- 27,1
m_{H2} (psi/ciclo)	656,0	600,0	- 9,3
$K.h/\mu$ (md.ft/cp)	26,5	32,8	19,2
P^* (psig)	3266,0	2827,0	- 15,5

QUADRO 6 - Análise de Horner da pressão após deconvolução
(com e sem transferência de massa).

Por não constar do trabalho original, o tempo de produção antes do fechamento foi estimado em 140 dias. Assim, a pressão extrapolada calculada tem caráter apenas ilustrativo.

Observa-se no quadro 6 que não considerar a transferência de massa implica, neste caso, em um erro significativo nas pressões calculadas (14 à 15,5 %) e no valor da transmissividade (19 %). A transmissividade e a pressão foram afetadas por não se considerar a transferência de massa, pois a vazão de gás cessou logo nos instantes iniciais do teste. A existência das duas retas semilog pode ser observada nas duas curvas, apesar de se iniciarem em instantes diferentes e de apresentarem inclinações distintas.

9. CONCLUSÕES ESPECÍFICAS.

- O erro envolvido da determinação da profundidade do nível de líquido é da ordem de grandeza do comprimento de um tubo do poço (± 9 m), se obtido pela contagem das luvas de tubulação. Este erro pode ser reduzido se for usada a velocidade de propagação do som no gás para a determinação da profundidade do nível de líquido. Neste caso, necessita-se uma escala de tempo na fita de registro.
- O uso da técnica de Hasan e Kabir para determinar a localização de um pseudo nível de líquido quando não for possível sua perfeita identificação, deve ser evitado devido às limitações de sua formulação matemática e às dificuldades potenciais das medições requeridas.
- Deve-se cuidar para obter uma boa precisão na leitura da pressão de revestimento nos instantes iniciais de um teste de crescimento de pressão. A leitura do valor da pressão deve ser feita imediatamente antes do disparo do sondador acústico para evitar que o transiente provocado afete o valor lido.
- Como o nível de líquido varia rapidamente no início do teste é importante a marcação exata do instante do disparo do sondador acústico
- Nos testes de crescimento de pressão deve-se usar o menor intervalo de tempo possível entre medições. Entretanto, este intervalo deve ser grande o suficiente para que as alterações na pressão e no nível de líquido estejam dentro da capacidade de resolução dos dispositivos de medida. Sugere-se o uso dos intervalos listados no quadro 2 como uma tentativa inicial até que se defina os intervalos ideais para cada campo ou poço.
- Antes de se iniciar um teste de crescimento de pressão em poços com longa coluna de líquido acima da bomba, deve-se elevar a pressão de revestimento para que o nível de líquido fique o mais próximo possível da admissão da bomba.

- A determinação da pressão no fundo do poço deve ser feita dividindo-se as colunas de gás e de líquido em segmentos e com o uso das equações e expressões numéricas dos métodos e correlações existentes.

- A coluna de gás pode ser dividida em segmentos com até 1500 m de comprimento sem que se incorra em erro significativo.

- A coluna de líquido deve ser dividida em segmentos de igual pressão com o cálculo iterativo do comprimento correspondente. Isto reduz o tempo de processamento e assegura melhor precisão nos cálculos.

- A pressão devido a coluna de gás não deve ser desprezada quando do cálculo da pressão de fundo em testes transientes.

- Das correlações disponíveis para o cálculo do fator de correção do peso específico do líquido, apenas a atribuída a Gilbert não apresenta resultados satisfatórios. Seu uso deve ser evitado.

- O uso da correlação de Godbey-Dimon para cálculo do fator de correção do peso específico do líquido é recomendado pois suas expressões matemáticas são mais simples e proporciona resultados satisfatórios.

- O modelo desenvolvido por Caetano para fluxo multifásico em dutos de secção anular apresentou bons resultados nos exemplos estudados. Por ter expressões matemáticas mais complexas, deve ser usado apenas nos casos em que os fluidos produzidos fogem das características adotadas como típicas pelas demais correlações.

- A curva de vazão total no fundo do poço obtida usando métodos acústicos pode apresentar-se irregular em seus pontos iniciais e finais devido a problemas com a resolução dos dispositivos de medida ou com a sincronização da leitura dos dados.

- A curva de vazão total calculada deve ser suavizada para permitir seu uso em métodos numéricos de análise simultânea de pressão e vazão. O ajuste por meio de processos estatísticos de eliminação de ruídos deve apresentar melhor resultados que o simples ajuste de curva pelo critério dos quadrados mínimos, usando funções B-splines.

- O uso de técnicas para análise simultânea de pressão e vazão pode reduzir sensivelmente a influência do elevado tempo de estocagem que é observado nos testes transientes em poços bombeados com o uso de sondador acústico além de permitir maior confiabilidade na interpretação.

- O uso da análise qualitativa de Brownscombe permite obter indicações sobre vazamentos na bomba ou coluna de produção, existência de cone de gás, reservatório estratificado com zona de gás ou líquido à alta pressão, dentre outros.

- Os procedimentos de cálculo da pressão e da vazão durante um teste transiente descritos na literatura podem superestimar a pressão e subestimar a vazão por não considerarem a troca de massa entre as fases gás e líquido. O uso de técnicas de análise simultânea de pressão e vazão pode reduzir o erro observado. As pressões de fundo calculadas sofrem maior influência desta consideração adotada. Os demais parâmetros da formação são menos influenciados.

- O erro em não se considerar a troca de massa entre as fases será tanto maior quanto mais rápido cessar o fluxo de gás para o interior do poço após seu fechamento. Além disto, como esta consideração afeta principalmente o cálculo do gradiente da mistura gás-líquido, o erro envolvido no cálculo dos parâmetros de fundo é proporcional ao comprimento da coluna de líquido acima da bomba

- Apesar do erro que pode existir em não se considerar a troca de massa entre as fases, a pressão e os demais parâmetros calculados são coerentes com os valores obtidos por outros processos de avaliação. O erro quando presente, varia pouco ao longo do tempo e é função quase que exclusiva das características de cada poço ou mesmo do campo. Assim a evolução de uma série histórica representa com boa precisão os fenômenos ocorridos.

- O método iterativo de cálculo proposto, que inclui a transferência de massa entre as fases gás e líquido na determinação da pressão e da vazão de fundo, pode contribuir para melhorar a qualidade dos parâmetros obtidos a partir de métodos acústicos.

10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.

A avaliação de poços bombeados usando dados de pressão e de vazão de fundo obtidos indiretamente com o uso de sondador acústico fornece resultados compatíveis com os obtidos pelos métodos convencionais de avaliação, a um custo menor.

Os dados obtidos com o uso de técnicas acústicas apresentam um erro sistemático quando comparados com resultados obtidos pela avaliação convencional. Este provém do fato dos métodos existentes não considerarem a troca de massa entre as fases no cálculo da pressão e da vazão no fundo do poço.

O método de cálculo proposto, neste trabalho, que considera a influência da transferência de massa pode representar uma melhoria na qualidade dos parâmetros calculados.

O uso de métodos de análise simultânea do comportamento de pressão e vazão deve ser estimulado pois permitem reduzir os efeitos do longo período de estocagem associado aos testes com técnicas acústicas em poços bombeados, além de possibilitar uma maior confiabilidade na interpretação.

Recomenda-se a execução de testes-piloto para permitir maior divulgação dos procedimentos de teste e dos modelos de cálculo utilizados e de testes com medição simultânea da pressão com registrador de fundo e através de sondador acústico para confirmar a validade dos métodos indiretos.

O desenvolvimento de modelos hidrodinâmicos específicos para os campos que não se enquadram nas características assumidas pelos modelos existentes deve ser estimulado.

Uma evolução importante seria a adaptação dos equipamentos existentes para permitir a aquisição automática de dados e sua interpretação preliminar em tempo real através de microcomputador.

Sugere-se prosseguir os estudos para a implementação de um simulador para o cálculo da pressão e da vazão, usando a equação diferencial parcial resultante da combinação das equações de conservação da massa de cada fase no interior do poço, com uma equação de conservação da quantidade de movimento.

NOMENCLATURA.

- A - Área, L^2
- AWS - Sondagem acústica para medição de nível de líquido.
- Bg - Fator volume formação do gás, L^3/L^3
- Bo - Fator volume formação do óleo, L^3/L^3
- BSW - Fração volumétrica de água e sedimentos no líquido.
- Bw - Fator volume formação da água, L^3/L^3
- Dc - Diâmetro interno do revestimento, L.
- Dr - Diâmetro externo da coluna de tubos, L.
- Fc - Fator de correção do peso específico do líquido,
 $Fc = 1 - \epsilon$.
- g - Aceleração da gravidade, $L T^{-2}$
- h - Espessura da formação produtora, L.
- HL - Fração volumétrica de líquido ("Liquid Holdup"),
 $HL = 1 - \epsilon$.
- K - Permeabilidade da formação, L^2
- log - Logarítmo, base 10.
- ln - Logarítmo, base e.
- L - Comprimento, L.
- ΔL - Comprimento de intervalo ou segmento, L.
- $\dot{m}$ - Vazão mássica, $M T^{-1}$
- m - Inclinação da parte linear do gráfico semilog da
pressão transiente, $ML^{-1}T^{-2}$.
- M - Peso Molecular, $M N^{-1}$
- $\bar{P}$ - Pressão média, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_B - Pressão na base do interv de comprimento ΔL , $ML^{-1}T^{-2}$
- P_c - Pressão crítica, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_M - Pressão média, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_R - Pressão de revestimento na superfície, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_T - Pressão no topo de um intervalo de comp. ΔL , $ML^{-1}T^{-2}$
- P_W - Pressão no fundo do poço, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_{wff} - Pressão no fundo do poço imediatamente antes do
início do teste, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_{wf} - Pressão de fundo em fluxo, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_{ws} - Pressão de fundo após o fechamento do poço, $ML^{-1}T^{-2}$
- P_{1h} - Pressão medida sobre a reta semilog da pressão
transiente, após uma hora do início do teste, $ML^{-1}T^{-2}$.

- P^* - Pressão extrapolada obtida no gráfico de P_{ws} vs $\log [(t_p+dt)/dt]$, quando $(t_p+dt)/dt = 1$, $ML^{-1}T^{-2}$.
 q_g - Vazão volumétrica de gás, L^3T^{-1} .
 q_o - Vazão Volumétrica de óleo, L^3T^{-1} .
 q_w - Vazão volumétrica de água, L^3T^{-1} .
 r_i - Raio de investigação do teste, L.
 r_w - Raio do poço, L.
 R - Constante universal do gases,
 R_s - Razão gás óleo em solução, L^3/L^3
 S - Fator de película
 t - Tempo, T.
 tol - Tolerância admissível no cálculo.
 t_p - Tempo de produção antes do fechamento, T.
 T - Temperatura, θ
 $\bar{T}$ - Temperatura média, θ
 T_c - Temperatura crítica, θ
 V - Volume, L^3 .
 V_{SL} - Velocidade superficial do líquido (q_L/A), LT^{-1} .
 V_{Sg} - Velocidade superficial do gás (q_g/A), LT^{-1} .
 Y - Coordenada na direção vertical, L.
 z - Fator de compressibilidade do gás da lei dos gases.
 $\bar{z}$ - Fator de compressibilidade médio do gás, calculado nas condição de $\bar{P}$ e $\bar{T}$.

LETRAS GREGAS.

- α - Fator multiplicativo do expoente na equação 4.8
 Δ - Diferença.
 ϵ - Fração volumétrica ou areal de gás ou vazios.
 γ - Peso específico, $ML^{-2}T^{-2}$
 μ_g - Viscosidade do gás, $ML^{-1}T^{-1}$
 μ_o - Viscosidade do óleo, $ML^{-1}T^{-1}$.
 μ_m - Viscosidade da mistura gás líquido, $ML^{-1}T^{-1}$.
 ρ - Massa específica, ML^{-3}
 σ - Tensão interfacial, MT^{-2} .

SUBSCRITOS

- a - Valor médio da grandeza.
- c - Valor calculado da grandeza.
- e - Valor estimado da grandeza.
- g ou gas - Referente a fase gás.
- i - I-ésimo
- L ou liq - Referente a fase líquido.
- m - Mistura líquido-gás.
- o - Referente a fase óleo.
- sc ou std - Condições padrão.
- w - Referente a fase água.

FATORES DE CONVERSÃO DE UNIDADES

° API		$141,5 / (131,5 + °\text{API})$	=	g/cm^3
B ou bbl	x	$1,589873 \text{ E-01}$	=	m^3
cp	x	$1,0 \text{ E-03}$	=	Pa.s
ft	x	$3,048 \text{ E-01}$	=	m
°F		$(°\text{F} - 32) / 1,8$	=	$°\text{C}$
psi	x	$6,894757 \text{ E+00}$	=	kPa
scf/bbl	x	$1,801175 \text{ E-01}$	=	$\text{std m}^3 / \text{m}^3$

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- 1) Kabir, C.S. & Hasan, A.R. "A New Technique For Obtaining Pressure Buildup Data in Oilwells", Paper SPE 9460, apresentado na: "55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME", Dallas, Texas, EUA, Setembro, 1980.
- 2) Kabir, C.S. & Hasan, A.R. "Application of Mass Balance in Pumping Well Analysis", Journal of Petroleum Technology, 1002-1010, Maio, 1980.
- 3) Alexander, L.G. "Determination of the "Gas-Free" Liquid Level and the Annular Gas Flow for a Pumping Well", Journal of Canadian Petroleum Technology, 66-70, Abril-Junho, 1976.
- 4) Podio, A.L., Weeks, S.G. & McCoy, J.N. "Low Cost Wellsite Determination of Bottomhole Pressures from Acoustic Surveys in High Pressure Wells", Paper SPE 13254, Apresentado na: "59th Annual Technical Conference and Exhibition", Texas, EUA, Setembro, 1984.
- 5) Godbey, J.K. & Dimon, C.A. "The Automatic Liquid Level Monitor for Pumping Wells", Journal of Petroleum Technology, 1019-1024, agosto, 1977.
- 6) Podio, A.L., McCoy, J.N. & Huddleston, K.L. "Automatic Pressure Buildup Data Acquisition and Interpretation Using a Microcomputer-Based Acoustic Liquid Level Instrument", Paper SPE 16228, Apresentado na: "SPE Production Operations Symposium", Oklahoma, EUA, Março, 1987.
- 7) Kumar, S. "Gas Production Engineering", Huston, Texas, EUA, Gulf Publishing Company, 1987, pp 275-364.

- 80) Young, K.L. "Effect of Assumptions Used to Calculate Bottom-Hole Pressures in Gas Wells", Paper SPE 1626, Apresentado na: "SPE Gas Technology Symposium", Nebraska, EUA, Setembro, 1966.
- 90) Podio, A.L., Tarrillion, M.J. & Roberts, E.T. "Bottom Hole Pressure Methods and Corrections are Reviewed", Oil and Gas Journal, 79-83, Agosto, 1980.
- 100) Podio, A.L., Tarrillion, M.J. & Roberts, E.T. "Laboratory Work Improves Calculations", Oil and Gas Journal, 137 e 146, Agosto, 1980.
- 110) Hasan, A. R. & Kabir, C.S. "Predicting Liquid Gradient in a Pumping Well Annulus", Paper SPE 13638, Apresentado no: "SPE 1985 California Regional Meeting", California, EUA, Março, 1985.
- 120) Hasan, A.R. & Kabir, C.S. "Determining Bottomhole Pressures in Pumping Wells", Paper SPE 11580, apresentado na: "1983 Production Operation Symposium", Oklahoma, EUA, Fevereiro, 1983.
- 130) Caetano, E.F. "Two Phase Flow in Vertical Annulus", The University of Tulsa Fluid Flow Project, Oklahoma, EUA, Julho, 1980.
- 140) Brownscombe, E.R. "Afterflows and Buildup Interpretation on Pumping Wells", Journal of Petroleum Technology, 397-405, Fevereiro, 1982.
- 150) Alexander, L.G. "Pumping Well Analysis", paper SPE 9535, apresentado na: "1980 SPE of AIME Eastern Regional Meeting", West Virginia, EUA, Novembro, 1980.
- 160) Almeida, A.R. Determinação da Pressão de Fundo em Poços Bombeados: Aplicação do Balanço de Materiais em Colunas gaseificadas, pp A1, A11, in: "Avaliação de Poços Bombeados com a utilização de Sonolog", Serva, G. &

Braga, S.B., apresentado no Seminário de Avaliação de Formações, Salvador, Ba, Outubro, 1987.

- 17) Stegemeier, G.L. & Matthews, C.S. "Study of Anomalous Pressure Build-up Behavior", Petroleum Transactions, AIME, 14-19, Volume 213, 1958.
- 18) Mendes, L.C.C. Análise de Testes de Poços Utilizando Deconvolução de Pressão e Vazão, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1989.
- 19) Brill, J.P. & Beggs, D.H. "Two-Phase Flow in Pipes", Univesity of Tulsa, EUA, 1984.
- 20) Aziz, K. & Settari, A. "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publishers, New York, EUA, 1979.
- 21) Gipsom, F.W. & Swaim, H.W. "The Beam Pumping Design Chain". apresentado no: "Southwestern Petroleum Short-Course", Texas, EUA, 1980.

BIBLIOGRAFIA.

- Alexander, L.G. "Determination of the "Gas-Free" Liquid Level and the Annular Gas Flow for a Pumping Well", Journal of Canadian Petroleum Technology, 66-70, Abril-Junho, 1976.
- Alexander, L.G. "Pumping Well Analysis", paper SPE 9535, apresentado na: "1980 SPE of AIME Eastern Regional Meeting", West Virginia, EUA, Novembro, 1980.
- Almeida, A.R. Determinação da Pressão de Fundo em Poços Bombeados: Aplicação do Balanço de Materiais em Colunas gaseificadas, pp A1, A11, in: "Avaliação de Poços Bombeados com a utilização de Sonolog", Serva, G. & Braga, S.B., apresentado no Seminário de Avaliação de Formações, Salvador, Ba, Outubro, 1987.
- Andsager, R.L. & Knapp, R.M. "Acoustic Determination of Liquid levels in gas wells" , Journal of Petroleum Technology, 601-605, Maio, 1967.
- Aziz, K. & Settari, A. "Petroleum Reservoir Simulation" , Applied Science Publishers, New York, EUA, 1979.
- Bishop, D.F. "Analysis of Pressure Buildups Taken from Fluid Level Data - Tyler Sands, Central Montana, EUA", Paper SPE 10888, apresentado na "Rocky Mountain Regional Meeting of the SPE" , Montana, EUA, Maio, 1982.
- Brill, J.P. & Beggs, D.H. "Two-Phase Flow in Pipes", University of Tulsa, EUA, 1984.
- Brownscombe, E.R. "Afterflows and Buildup Interpretation on Pumping Wells" , Journal of Petroleum Technology, 397-405, Fevereiro, 1982.

Caetano, E.F. "Two Phase Flow in Vertical Annulus" , The University of Tulsa Fluid Flow Project, Oklahoma, EUA, Julho, 1980.

"Calculating Subsurface Pressures Via Fluid Level Recorders", Energy Resources Conservation Board, Alberta, Canadá, 1978.

Earlougher Jr, R. C. "Advances in Well Test Analysis", "SPE Monograph Series", Publicado pela "Society of Petroleum Engineers of AIME", Dallas, EUA, 1977.

Fetkovich, M.J. & Vienot, M.E. "Rate Normalization of Buildup Pressure by Using Afterflow Data", Journal of Petroleum Technology, 2211-2224, Dezembro, 1984.

Gipsom, F.W. & Swaim, H.W. "The Beam Pumping Design Chain", apresentado no: "Southwestern Petroleum Short-Course", Texas, EUA, 1980.

Godbey, J.K. & Dimon, C.A. "The Automatic Liquid Level Monitor for Pumping Wells", Journal of Petroleum Technology, 1019-1024, agosto, 1977.

Hasan, A.R. & Kabir, C.S. "Determining Bottomhole Pressures in Pumping Wells", Paper SPE 11580, apresentado na: "1983 Production Operation Symposium", Oklahoma, EUA, Fevereiro, 1983.

Hasan, A. R. & Kabir, C.S. "Predicting Liquid Gradient in a Pumping Well Annulus", Paper SPE 13638, Apresentado no: "SPE 1985 California Regional Meeting", California, EUA, Março, 1985.

Kabir, C.S. & Hasan, A.R. "A New Technique For Obtaining Pressure Buildup Data in Oilwells", Paper SPE 9460, apresentado na: "55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME", Dallas, Texas, EUA, Setembro, 1980.

- Kabir, C.S. & Hasan, A.R. "Application of Mass Balance in Pumping Well Analysis", Journal of Petroleum Technology, 1002-1010, Maio, 1980.
- Kabir, C.S. ,Kuchuk,F.J. & Hasan,A.R. "Transient Analysis of Acoustically Derived Pressure and Rate Data", SPE Formation Evaluation, 607-616, Setembro, 1988.
- Kumar, S. "Gas Production Engineering", Huston, Texas, EUA, Gulf Publishing Company, 1987, pp 275-364.
- McCoy, J.N. "Liquid Level Measurement", Petroleum Engineer, 62-66, Julho, 1975.
- McCoy, J.N. "Determining Producing Bottom-Hole Pressures in Wells Having Gaseous Columns", Journal of Petroleum Technology, 117-119, Janeiro, 1978.
- McCoy, J.N., Podio, A.L., Huddleston, K.L. & Drake, B. "Acoustic Static Bottomhole Pressures", Paper SPE 13810, Apresentado na: "SPE 1985 Production Operation Symposium", Oklahoma, EUA, Março, 1985.
- McCoy, J.N., Podio, A.L. & Huddleston, K.L. "Acoustic Producing Bottomhole Pressures", Paper SPE 14254, Apresentado na: "60th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE", Nevada, EUA, Novembro, 1985.
- McCoy, J.N., Podio, A.L. & Huddleston, K.L. "Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressures", SPE Formation Evaluation, 617-621, Setembro, 1988.
- Mendes, L.C.C. Análise de Testes de Poços Utilizando Deconvolução de Pressão e Vazão, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1989.
- Podio, A.L., Tarrillion, M.J. & Roberts, E.T. "Bottom Hole Pressure Methods and Corrections are Reviewed", Oil and Gas Journal, 79-83, Agosto, 1980.

Podio, A.L., Tarrillion, M.J. & Roberts, E.T. "Laboratory Work Improves Calculations", Oil and Gas Journal, 137 e 146, Agosto, 1980.

Podio, A.L., Weeks, S.G. & McCoy, J.N. "Low Cost Wellsite Determination of Bottomhole Pressures from Acoustic Surveys in High Pressure Wells", Paper SPE 13254, Apresentado na: "59th Annual Technical Conference and Exhibition", Texas, EUA, Setembro, 1984.

Podio, A.L., McCoy, J.N. & Huddleston, K.L. "Automatic Pressure Buildup Data Acquisition and Interpretation Using a Microcomputer-Based Acoustic Liquid Level Instrument", Paper SPE 16228, Apresentado na: "SPE Production Operations Symposium", Oklahoma, EUA, Março, 1987.

Stegemeier, G.L. & Matthews, C.S. "Study of Anomalous Pressure Build-up Behavior", Petroleum Transactions, AIME, 14-19, Volume 213, 1958.

————— "Theory and Practice of The Testing of Gas Wells", Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta, Canadá, 3.^a Edição, 1975.

Thomas, L.K., Hankinson, R.W. & Phillips, K.A. "Determination of Acoustic Velocities for Natural Gas", Journal of Petroleum Technology, 889-895, Julho, 1970.

Young, K.L. "Effect of Assumptions Used to Calculate Bottom-Hole Pressures in Gas Wells", Paper SPE 1626, Apresentado na: "SPE Gas Technology Symposium", Nebraska, EUA, Setembro, 1966.

APENDICE A - DETERMINAÇÃO DO PSEUDO NÍVEL DE LÍQUIDO NO POÇO.
 (ALEXANDER^{1,5} (1980) E HASAN ET AL^{1,2} (1980) - adaptado)

Seja $\dot{m}_{in}$ a vazão mássica de gás que penetra na região de gás livre e $\dot{m}_{out}$ a vazão mássica de gás produzida na superfície. A equação de balanço de massa na região de secção anular compreendida entre o revestimento e a tubulação existente no poço, é:

$$\dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} = \frac{d}{dt} \left[\rho V_g \right] \quad (A-1)$$

V_g = volume de gás no espaço anular.

ρ = Massa específica do gás nas condições médias de pressão e temperatura.

Uma vazão mássica ($\dot{m}$) pode ser escrita como:

$$\dot{m} = q_{sc} \cdot \rho_{sc} \quad (A-2)$$

Onde: q_{sc} = Vazão volumétrica em condições padrão.

ρ_{sc} = Massa específica do fluido em condições padrão.

Da lei dos gases, tem-se:

$$\rho = \frac{PM}{RTz} \quad (A-3)$$

Combinando-se as equações A-2 e A-3 com a equação A-1, tem-se:

$$q_{in} - q_{out} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \frac{d}{dt} \left[\frac{P}{Tz} V_g \right] \quad (A-4)$$

Onde: q_{in} = Vazão volumétrica de gás que entra na região de gás livre.

q_{out} = Vazão volumétrica de gás que sai da região de gás livre.

Efetuada a derivada com T e z constantes no tempo, a equação A-4 pode ser escrita como:

$$q_{in}(sc) - q_{out}(sc) = \frac{Tsc}{Psc} \frac{1}{Tz} \left[P \frac{dV_2}{dt} + V_g \frac{dP_2}{dt} \right] \quad (A-5)$$

(O índice 2 designa a condição bombeio parado, válvula de produção fechada e a válvula do revestimento aberta)

Com a saída do revestimento fechada: $q_{out} = 0$.

$$q_{in} = \frac{Tsc}{Psc} \frac{1}{Tz} \left[P \frac{dV_1}{dt} + V_g \frac{dP_1}{dt} \right] \quad (A-6)$$

(O índice 1 designa a condição de bombeio parado com as válvulas de produção e revestimento fechadas)

Como o volume total do espaço anular é constante, a variação no volume de gás é igual e oposta à variação do volume de líquido ($dV_L/dt = -dV/dt$). A vazão volumétrica de líquido (dV_L/dt) pode ser considerada constante no curto período entre o fechamento e a abertura da válvula do revestimento, assim: $dV_{L1}/dt = dV_{L2}/dt$ e $dV_1/dt = dV_2/dt$. Com esta consideração e substituindo a equação A-2 em A-1, tem-se:

$$q_{out} = \frac{Tsc}{TzPsc} \left[V_g \left(\frac{dP_1}{dt} - \frac{dP_2}{dt} \right) \right] \quad (A-7)$$

$$V_g = q_{out} \frac{Psc}{Tsc} Tz \left[\frac{dP_1}{dt} - \frac{dP_2}{dt} \right]^{-1} \quad (A-8)$$

O volume de gás no espaço anular pode ser estimado medindo-se o comportamento da pressão com o tempo durante o fechamento (P_1) e durante o período que a válvula do revestimento foi mantida aberta (P_2) além da vazão de gás produzido neste período (q_{out}). O pseudo nível de líquido (L') pode ser obtido dividindo-se o volume de gás pela área do espaço anular entre a coluna de produção-revestimento.

$$L' = \frac{V_g}{\text{Área anular}}$$

(A-9)

Onde $L' =$ Pseudo nível de líquido.

APENDICE B - EXPRESSÕES NUMERICAS PARA CÁLCULO DO FATOR DE CORREÇÃO.

GILBERT (Ajuste por Hasan e Kabir¹²⁾)

$$F_c = b_0 + \sum_{i=1,5} b_i Y^i \quad (B-1)$$

Onde,

$$Y = \text{Log}_{10} \left[Q_g / (A \cdot P^{0.4}) \right] \quad (B-2)$$

Q_g - Vazão de gás em MScf/D

A - Área da secção anular em in²

P - Pressão no ponto em psia.

$$b_0 = 3,199999 \cdot 10^{-1}$$

$$b_1 = -5,168734 \cdot 10^{-1}$$

$$b_2 = 1,107219 \cdot 10^{-1}$$

$$b_3 = 2,218481 \cdot 10^{-1}$$

$$b_4 = 5,049605 \cdot 10^{-2}$$

$$b_5 = -3,756694 \cdot 10^{-3}$$

GILBERT (Ajuste por Almeida¹⁶⁾)

$$F_c = 0,467 - 0,39Y - 0,0739Y^2, \quad 0,002 \leq X \leq 0,014$$

$$F_c = 0,321 - 0,599Y - 0,144Y^2, \quad 0,014 \leq X \leq 0,700$$

$$F_c = 0,333 - 0,482Y - 0,222Y^2, \quad 0,700 \leq X \leq 10,00$$

onde,
$$X = \frac{Q_g}{AP^{0.4}} \quad (B-3)$$

e
$$Y = \text{Log}_{10} X \quad (B-4)$$

GODBEY-DI MON⁵

$$V_{sg} \leq 2 \text{ ft/s} \quad \boxed{\epsilon = 1 - F_c = \frac{V_{sg}}{0,6 + 1,2V_{sg}}} \quad (B-5)$$

$$V_{sg} \geq 2 \text{ ft/s} \quad \boxed{\epsilon = 1 - F_c = \frac{V_{sg}}{1 + V_{sg}}} \quad (B-6)$$

PODIO ET ALLI¹⁰

$$\boxed{F_c = c_0 + \sum_{i=1,8} c_i \cdot X^i} \quad (B-7)$$

onde:

$$\boxed{X = \text{Log}_{10} V_{sg}} \quad (B-8)$$

$c_0 = 6,59329 \cdot 10^{-1}$	$c_4 = 6,11411 \cdot 10^{-2}$
$c_1 = -4,22842 \cdot 10^{-1}$	$c_5 = 1,54776 \cdot 10^{-2}$
$c_2 = -1,56392 \cdot 10^{-1}$	$c_6 = -6,51489 \cdot 10^{-3}$
$c_3 = 4,62897 \cdot 10^{-2}$	$c_7 = -4,58866 \cdot 10^{-3}$
	$c_8 = -7,12890 \cdot 10^{-4}$

HASAN E KABIR¹¹

$$R = D_T/D_c$$

$$\epsilon = 1 - F_c$$

Regime bolha

$$\epsilon = \frac{V_{sg}}{(1,97 + 0,371 \cdot R) \cdot (V_{sg} + V_{SL}) + 1,5 \left[\frac{g \alpha (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{0,25}} \quad (B-9)$$

Regime Golfada

$$\epsilon = \frac{V_{sg}}{(1,182 + 0,9R)(V_{sg} + V_{SL}) + (0,3 + 0,22R) \sqrt{\frac{g(D_c - D_T)(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L}}} \quad (B-10)$$

A transição bolha-golfada ocorre para:

$$V_{sg} = \frac{1}{(1 - 0,25B)} \left\{ 0,25 B V_{SL} + 0,375 \left[\frac{g \alpha (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \right\} \quad (B-11)$$

Sendo, $B = (1,97 + 0,371 \cdot D_T/D_c)$

CAETANO¹⁸

$$\epsilon = 1 - H_L \quad (B-12)$$

Regime Bolha

$$H_L^{2,5} - H_L^{1,5} + \frac{(V_{sg} + V_{SL})H_L - V_{SL}}{1,53 \left[\frac{g \alpha (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{1/4}} - 0 \quad (B-13)$$

Regime Golfada

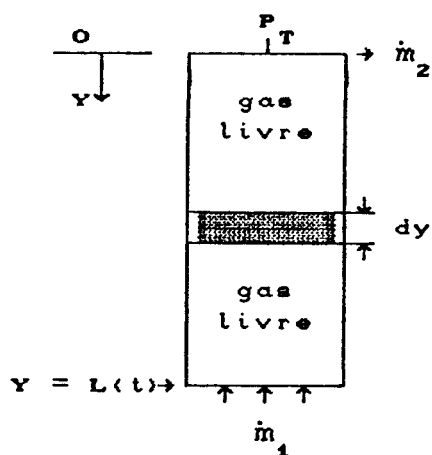
$$H_L = \frac{0,35 \sqrt{g(D_c + D_r)} + 0,2 V_{sg}}{0,35 \sqrt{g(D_c + D_r)} + 1,2 V_{sg}} \quad (B-14)$$

Transição Bolha-Golfada ocorre para :

$$V_{sg_T} = \frac{V_{SL}}{4} + 0,306 \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right]^{1/4} \quad (B-15)$$

APENDICE C - DETERMINAÇÃO DA VAZÃO DE GÁS QUE PENETRA NA REGIÃO DE GÁS LIVRE

Considere a figura abaixo como a representação esquemática da região de gás livre no espaço anular revestimento-coluna de produção sendo A a área de sua secção transversal.



Segundo ALEXANDER¹⁵ (1980) e KABIR e HASAN¹ (1980),

$$\dot{m}_1 - \dot{m}_2 = \frac{d}{dt} \left[\rho V \right] \quad (C-1)$$

Durante um teste de crescimento de pressão, $\dot{m}_2 = 0$.

Valem as relações abaixo e denomina-se $\dot{m}_1 = \dot{m}$.

$$\dot{m} = q_{gsc} \cdot \rho_{sc} \quad (C-2)$$

$$\rho = \frac{PM}{RTz} \quad (C-3)$$

Substituindo, tem-se:

$$\frac{P_{sc}}{T_{sc}} \frac{M}{R} \cdot q_{gsc} = \frac{d}{dt} \left[\frac{P M V}{R T z} \right] \quad (C-4)$$

$$q_{gsc} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \frac{1}{T} \frac{d}{dt} \left(\frac{P V}{z} \right) \quad (C-5)$$

$$q_{gsc} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \frac{1}{T z} \left[P \frac{dV}{dt} + V \left(1 - \frac{P}{z} \frac{dz}{dP} \right) \frac{dP}{dt} \right] \quad (C-6)$$

PROCEDIMENTO ACIMA REVISTO NESTE TRABALHO

Seja dm a massa correspondente ao elemento de comprimento dy e área A . Durante teste de crescimento de pressão, $\dot{m} = 0$. A massa total de gás no volume de controle é dada por: ²

$$m = \int_0^{L(t)} dm \quad (C-7)$$

mas $dm = \rho A dy \quad (C-8)$

e $\rho = \frac{PM}{RTz} \quad (C-9)$

assim,

$$m = \frac{MA}{R} \int_0^{L(t)} \frac{P}{Tz} dy \quad (C-10)$$

A vazão mássica de gás, $\dot{m}$ é : $\dot{m} = dm/dt$, assim,

$$\dot{m} = \frac{MA}{R} \frac{d}{dt} \left[\int_0^{L(t)} \frac{P}{Tz} dy \right] \quad (C-11)$$

Usando o teorema de LEIBNITZ para derivação de integral na expressão acima, teremos:

$$\dot{m} = \frac{MA}{R} \left[\frac{P(L)}{T(L) \cdot z(L)} \frac{dL}{dt} + \int_0^L \frac{1}{Tz} \left(1 - \frac{P}{z} \frac{dz}{dP} \right) \frac{dP}{dt} dy \right] \quad (C-12)$$

Em termos de vazão volumétrica, em condições padrão:

$$q_{gsc} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \left[\frac{P(L)}{T(L) \cdot z(L)} \frac{dV}{dt} + A \int_0^L \frac{1}{Tz} \left(1 - \frac{P}{z} \frac{dz}{dP} \right) \frac{dP}{dt} dy \right] \quad (C-13)$$

Estudando o comportamento do integrando da equação acima para intervalos de comprimento inferior a 2443 m (8000 pés) e nas condições usuais dos poços bombeados, verificou-se que ele varia linearmente com a profundidade y, podendo assim, ser representado por seu valor médio aritmético.

Como a variação do integrando é linear com y, os valores médios P_a , T_a e z_a independem do número de intervalos em que foi dividida a coluna de gás. Sugere-se usar, no mínimo dois intervalos com comprimento máximo de 1500 m. Nestas condições:

$$q_{gsc} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \left[\frac{P(L)}{T(L) \cdot z(L)} \frac{dV}{dt} + \frac{V}{T_a \cdot z_a} \left(1 - \frac{P_a}{z_a} \frac{dz_a}{dP_a} \right) \frac{dP_a}{dt} \right] \quad (C-14)$$

APENDICE D: PROGRAMA PSEM.FOR

```

2          MODELO DE ARQUIVO DE ENTRADA
3
4          Programa PSEM.FOR
5          Programa PCOM.FOR
6
7
8          20
9          CAMPO -----<↓ RIO SÃO MATEUS - ES          >
10         POCO-----<          7 - RSM -45          >
11         DATA DO TESTE --<          26/10/88          >
12
13
14         METODO DE CÁLCULO PRESSÃO COLUNA DE GÁS-----<↓ 2  >
15         1 = VELOCIDADE DO SOM
16         2 = LEI DOS GASES
17
18         METODO DE CALCULO PRESSAO COLUNA DE LÍQUIDO--< 3  >
19         1 = GILBERT
20         2 = PODIO ET AL
21         3 = GODBEY-DIMON
22         4 = KABIR
23         5 = CAETANO
24
25
26         CORRELACAO PARA PROPRIEDADES PVT-----<↓ 55 >
27         0 = VASQUEZ (Bo) E LASATER (Rs)
28         1 = STANDING (Rs e Bo)
29         NUMERO DE TRECHOS NA COLUNA DE GÁS-----<4>
30
31         50
32         PROFUNDIDADE DA BOMBA-----<↓1098.9>
33         TOPO DO INTERVALO CANHONEADO-----< 1099. >
34         BASE DO INTERVALO CANHONEADO-----< 1156.0>
35         DIAMETRO DO INTERNO REVESTIMENTO-----< Pol)--< 4.95 >
36         DIAMETRO EXTERNO DO TUBING-----< Pol)--< 2.875>

```

CONTINUA

36	VAZÃO DE ÓLEO-----(m^3/d)-----<			5.5>
37	VAZÃO DE GÁS-----(m^3/d)-----<			275. >
38	BSW-----(%)-----<			55. >
39	GRAU API DO OLEO-----<			29.0>
40	DENSIDADE DO GAS----- (AR = 1)-----<			.680 >
41	DENSIDADE DA AGUA-----<			1.05>
42	TEMPERATURA NA SUPERFICIE----- (Deg F)-----<			60. >
43	TEMPERATURA NO FUNDO----- (Deg F)-----<			>
44	TENSÃO SUPERFICIAL----- (Dyn/cm)-----<			20. >
45	TEMPO DE PRODUÇÃO ANTES DO FECHAMENTO (Dia) <			1020. >
46				
47				
48				
49	(ENTRADA DOS DADOS INICIANDO NA LINHA NUMERO 55)			
50				
51	TEMPO	PRESSAO DE	NIVEL DE	VELOCIDADE
52	(min)	REVESTIMENTO	LIQUIDO	DO SOM
53		(psig)	(m)	(m/s)
54				
55	0.	89.0	927.	
56	16.5	85.5	913.	
57	30.	87.7	905.	
58	60.	91.3	883.	
59	90.	94.8	867.1	
60	120.	97.4	850.1	
61	150.	100.1	839.1	
62	180.	106.2	825.1	
63	210.	109.2	811.1	
64	272.	115.2	791.1	
65	329.	116.	775.2	
66	390.	120.	761.6	
67	450.	123.	751.2	
68	510.	127.	741.2	

PROGRAMA PSEM.FOR

PROGRAMA PARA CALCULAR PRESSÃO E VAZÕES DE FUNDO
A PARTIR DE DADOS OBTIDOS COM SONDADOR ACÚSTICO
USANDO P e T MÉDIOS DA COLUNA DE GÁS SEM INCLUIR
TROCA DE MASSA ENTRE AS FASES GÁS E LÍQUIDO.

DEFAULT PARA ARQUIVO DE ENTRADA: ENTRADA.DAT

Lista das Principais Variáveis Utilizadas

A - Área da seção transversal (pol^2)
BASEC - Prof. da base da zona produtora (ft) - DATUM
BHT - Temperatura no fundo do poço ($^{\circ}\text{F}$)
BSW - Razão gás-líquido de produção
DGAS - densidade relativa do gás ($\text{ar}=1$)
DREV - Diâmetro interno do revestimento (pol)
DTUB - Diâmetro externo da tubulação de produção (pol)
DW - Densidade relativa da água produzida
GTEMP - Gradiente de temperatura ($^{\circ}\text{F}/\text{ft}$)
ILIQ - Parâmetro para escolha da correlação para cálculo
do fator de correção do gradiente do líquido:
ILIQ = 1 Gilbert
ILIQ = 2 Podio et alli
ILIQ = 3 Godbey-Dimon
ILIQ = 4 Hasan e Kabir
ILIQ = 5 Caetano
LGRAD - Gradiente do líquido (psi/ft)
NT - Número de trechos da coluna de gás livre
OGRAD - Gradiente de pressão do óleo (psi/ft)
P1 - Pressão no fundo do poço (psia)
PB - Pressão na base da coluna de gás (psia)
PM - Pressão média na coluna de gás livre (psia)
PROFB - Prof. da admissão da bomba (ft)
QL - Vazão de líquido no fundo (B/D)
QG - Vazão de gás no fundo (B/D)
QGSTD - Vazão de gás que entra na região de gás livre
(SCF/d).
QT - Vazão no fundo do poço (B/D)
SIGMA - Tensão Interfacial (dyn/cm)
SURT - Temperatura na superfície ($^{\circ}\text{F}$)
TP - Tempo de produção antes do fechamento (dia)
XINCI,1) - Tempo de fechamento (min)
XINCI,2) - Pressão de revestimento (psig)
XINCI,3) - Prof. do nível de líquido (m)

```

CHARACTER*30 METODO,GAS
COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*      PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
CALL INICIO (N,LGRAD,OGRAD,TP,METODO,GAS)

      ** P R O G R A M A      P R I N C I P A L **

      DETERMINACAO DA PRESSAO NA BASE (PB)
      E MEDIA (PM) DA COLUNA DE GAS

      A      = .7854*(DREV**2 -DTUB**2)
      PD      = XIN(1,2) + 14.7
      DL      = XIN(1,3)*3.28/NT
      CALL PGAS (1,DL,PM,PD,PB)
      P1(1) = PB

      DO 10 I=2,N
      PD      = XIN(I,2) + 14.7
      DL      = XIN(I,3)*3.28/NT
      CALL PGAS (I,DL,PM,PD,PB)
10  P1(I) = PB

      CALCULO DE DPDT

      DT      = (XIN(2,1)-XIN(1,1))
      DPDT(1)=(PM(2)-PM(1))*1440./DT
      DT      = (XIN(3,1)-XIN(1,1))
      DPDT(2)=(PM(3)-PM(1))*1440./DT

      DO 40 I=3,N-2
      DO 90 J=1,5
      X(J)= XIN(I+J-3,1)
90  Y(J)= PM(I+J-3)
      CALL SPLIB (5,X,Y,DY,YY)
      IF(DY.LT.0)DY=0.
40  DPDT(I) = DY*1440
      DPDT(N-1)= DPDT(N-2)*XIN(N-2,1)/XIN(N-1,1)
      DPDT(N) = DPDT(N-2)*XIN(N-2,1)/XIN(N,1)

      CALCULO DE DVDT

      A      = .7854*(DREV**2 -DTUB**2)
      DT      = (XIN(2,1)-XIN(1,1))/1440.
      DVDT(1)=(XIN(2,3)-XIN(1,3))*3.28*A/(144*DT)
      DO 50 I=2,N
      DT      = (XIN(I,1)-XIN(I-1,1))/1440.
50  DVDT(I)=(XIN(I,3)-XIN(I-1,3))*3.28*A/(144*DT)

      CALCULO DA VAZAO DE GAS QUE PENETRA
      NA REGIAO DE GAS LIVRE

      DO 60 I=1,N
      V = A*3.28*XIN(I,3)/144
      T = SURT + 460. + GTEMP*XIN(I,3)*1.64
      P = PM(I)
      CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
      QGSTD(I)=95.974*(P*DZDP(I)+V*(1-P*DZDP/Z)*DPDT(I))/(T*Z)
60  IF(QGSTD(I).LT.10) QGSTD(I)=0.

      DETERM. DO VOLUME DE OLEO ACIMA DA BOMBA QDO DO FECHAMENTO
      P = P1(1) + (PROFB-XIN(1,3))*3.28*OGRAD/2
      T = SURT + 460. + GTEMP*(PROFB-XIN(1,3))*1.64
      A = .7854*(DREV**2 -DTUB**2)
      I = 1

```

```

CALL PLIQ(I,A,P,FC,T)
XOG = (PROFB - XIN(1,3))*9.28*FC
      CALCULO DA PRESSAO NA BASE DA COLUNA DE LIQUIDO
DO 70 I=1,N
  L = XIN(I,3)*9.28
  LMAX = XIN(I,3)*9.28 + XOG
  A = .7854*(DREV**2 - DTUB**2)
  XMAX = LMAX
  GRAD = OGRAD
  CALL PFLUIDO(I,L,XMAX,A)
  XMAX = PROFB*9.28
  GRAD = LGRAD
  CALL PFLUIDO(I,L,XMAX,A)
  A = .7854*DREV**2
  XMAX = BASEC*9.28
  CALL PFLUIDO(I,L,XMAX,A)
  A = .7854*(DREV**2 - DTUB**2)
  P = P1(I)
70 CALL QLIQ(I,A,P,DVDT)
DO 80 J=1,N
  T = SURT + 460 + GTEMP*BASEC*9.28
  P = P1(J)
  CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
  QG(J) = QGSTD(J)*T*Z/(95.9741*P)
80 QT(J) = QG(J)/5.615 + QL(J)
      SUAVIZA A CURVA DE VAZAO TOTAL
DO 100 I=3,N-2
DO 90 J=1,5
  X(J)= XIN(I+J-3,1)
90 Y(J)= QT(I+J-3)
  CALL SPLIB (5,X,Y,DY,YY)
100 QT(I)=YY
  CALL FIM (N,QT,GAS,METODO,TP)
  STOP
  END

```

SUBROTINAS DO PROGRAMA PSEM. FOR

```

SUBROUTINE INICIO (N,LGRAD,OGRAD,TP,METODO,GAS)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
REAL*8 X(5),Y(5)
CHARACTER*90 CAMPO,POCO,DATA,METODO,GAS,ENTRADA
COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*      PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
WRITE(*, '(A\)' )'ENTRE COM O NOME DO ARQUIVO DE ENTRADA:'
READ(*, '(BN,A90)' )ENTRADA
9 IF(ENTRADA.EQ.' ') ENTRADA='ENTRADA.DAT'
OPEN(5,FILE = ENTRADA,STATUS = 'OLD')
OPEN(6,FILE = 'DECON.DAT',STATUS = 'UNKNOWN')
OPEN(8,FILE = 'PSIMP.DAT',STATUS = 'UNKNOWN')

```

LEITURA E IMPRESSAO DOS DADOS DE ENTRADA

```

*
  READ(5,10)CAMPO,POCO,DATA
10 FORMAT(/////////,3(19X,A90,/))
  READ(5,15)IGAS,ILIQ,IFLOW,IARQ,NT
15 FORMAT(/,49X,I5,/,49X,I5,5(/),55X,I2,/,55X,I2,/,55X,I4)

```

```

WRITE(*,29)
29 FORMAT(1H1,T8,'CALCULO DE PRESSOES DE FUNDO COM O USO
*DE SONOLOG')
READ(5,20)PROFB,PROFC,BASEC,DREV,DTUB,QO,QG2,BSW,API,
*
*      DGAS,DW,SURT,BHT,SIGMA,TP
20 FORMAT(/,15(49X,F10.0,/,),/////////)
N = 1
DO 22 I=1,110
READ(5,25)(XIN(I,J),J=1,3)
25 FORMAT(F14.0,F15.0,F15.0)
IF(XIN(I,3).EQ.0) GO TO 28
22 N = I
28 WRITE(*,30)CAMPO,POCO,DATA
30 FORMAT(T20,'PSEM - SEM TROCA DE MASSA ENTRE AS FASES',/,
*
*      T20,'POCO      ',A30,/,
*
*      T20,'POCO      ',A30,/,
*
*      T20,'DATA      ',A30,/)
WRITE(*,40)IGAS,ILIQ,NT
40 FORMAT(T10,'METODO CALCULO PRESSAO DEVIDO COLUNA GAS',
*T50,I5,/,T10,'1 = VELOC. SOM      2 = LEI DOS GASES',/,
*
*T10,'METODO DE CALC. PRESSAO COLUNA LIQUIDO',T50,I5,/,
*T10,'1=GILBERT 2=PODIO 3=GODBEY 4=KABIR 5=CAETANO',/,
*T10,'NUMERO DE TRECHOS NA COLUNA DE GAS ',T50,I5,////)
IF(SURT.EQ.0) SURT = 60.
GTEMP = .012
IF(BHT.EQ.0) GO TO 69
GTEMP = (BHT - SURT)/(BASEC*3.28)
69 BHT = SURT + GTEMP*BASEC*3.28
IF(DW.EQ.0) DW=1.05
IF(SIGMA.EQ.0) SIGMA=20.
IF(PROFB.EQ.0) PROFB = BASEC
IF(NT.EQ.0) NT=5
WRITE(*,50)PROFB,PROFC,BASEC,DREV,DTUB,QO,QG2,BSW,API,
*
*      DGAS,DW,SURT,BHT,SIGMA,TP
50 FORMAT(T10,'PROFUNDIDADE DA BOMBA',F8.1,T48,'Metros' ,/,
*
*      T10,'TOPO INTERV. CANHONEADO      ',F8.1,T48,'Metros' ,/,
*
*      T10,'BASE INTERV. CANHONEADO      ',F8.1,T48,'Metros' ,/,
*
*      T10,'DIAMETRO INTERNO REVEST      ',F8.3,T48,'Pol.' ,/,
*
*      T10,'DIAMETRO EXT. TUBULACAO      ',F8.3,T48,'Pol.' ,/,
*
*      T10,'VAZAO DE OLEO                  ',F8.1,T48,'M3/Dia' ,/,
*
*      T10,'VAZAO DE GAS                    ',F8.0,T48,'M3/Dia' ,/,
*
*      T10,'BSW DE PRODUCAO                ',F8.2,T48,'%',/,
*
*      T10,'GRAU API DO OLEO                ',F8.2,/,
*
*      T10,'DENSIDADE DO GAS                ',F8.3,T48,'Ar = 1' ,/,
*
*      T10,'DENSIDADE DA AGUA                ',F8.3,T48,'',/,
*
*      T10,'TEMPERATURA SUPERFICIE          ',F8.1,T48,'Deg F' ,/,
*
*      T10,'TEMPERATURA DE FUNDO            ',F8.1,T48,'Deg F' ,/,
*
*      T10,'TENSAO SUPERFICIAL              ',F8.1,T48,'Dyn/cm' ,/,
*
*      T10,'TEMPO DE PRODUCAO                ',F8.1,T48,'Dias',/)

VERIFICA A CONSISTENCIA DOS DADOS DE ENTRADA ATRAVES DO
USO DE FUNCOES B-SPLINES AJUSTADAS PELO METODO DOS QUA-
MINIMOS PASSANDO PELOS DOIS PONTOS ANTERIORES E OS DOIS
POSTERIORES.

DO 52 I=3,N-2
DO 51 J=1,5
X(J)= XIN(I+J-3,1)
51 Y(J)= XIN(I+J-3,2)

```

```

      CALL SPLIB (5,X,Y,DY,YY)
52 XIN(I,2)=YY
      DO 54 I=3,N-2
      DO 53 J=1,5
      X(J)= XIN(I+J-3,1)
53 Y(J)= XIN(I+J-3,3)
      CALL SPLIB (5,X,Y,DY,YY)
54 XIN(I,3)=YY

      WRITE(*,55)
55 FORMAT(1H1,T19,'TEMPO',T30,'PRES. REV.',T45,'NIV. LIQ.'
*           ,/,T28,' AJUSTADA ',T45,'AJUSTADO',/,
*           T14,'min', T30,' Psig ', T45,' metros')
      WRITE(*,60)((XIN(I,J),J=1,3),I=1,N)
60 FORMAT(T10,F6. 1,T30,F6. 1,T45,F6. 1)

```

CALCULOS INICIAIS

```

      A = .7854*(DREV**2 -DTUB**2)
      TC =187. +930. *DGAS -71. 5*(DGAS**2)
      PC =706. -51. 7*DGAS -11. 1*(DGAS**2)
      BSW=BSW/100.
      IF(IGAS.EQ.1) GAS = 'VELOC. DO SOM'
      IF(IGAS.EQ.2) GAS = 'LEI DOS GASES'
      OGRAD = 61. 2695/(131. 5 + API)
      LGRAD = OGRAD*(1-BSW) + DW*. 499*BSW
      GRAD = LGRAD
      IF(ILIQ.EQ.1) METODO ='GILBERT'
      IF(ILIQ.EQ.2) METODO ='PODIO ET AL'
      IF(ILIQ.EQ.3) METODO ='GODBey-DIMON'
      IF(ILIQ.EQ.4) METODO ='KABIR-HASAN'
      IF(ILIQ.EQ.5) METODO ='CAETANO'
      RETURN
      END

      SUBROUTINE FIM (N,QT,GAS,METODO,TP)
      IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
      REAL*8 QT(110),TA(110),X(5),Y(5)
      CHARACTER*30 METODO,GAS
      COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
      COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*           PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
      IMPRESSAO DOS RESULTADO
      WRITE(*,70)GAS,METODO
70 FORMAT(1H1,T23,'LISTAGEM DE SAIDA - PSEM',/,T10,'PRESSAO
*           COLUNA DE GAS CALCULADA PELA ',A24,/,
*           T10,'PRESSAO COLUNA LIQUIDO CALCULADA POR ',A12, /,
*           T12,'TEMPO',T20,'PRESSAO DE FUNDO',T40,'qliq.', T52,
*           'Qgas',T63,'QFLUIDO',/,T19,'min',T25,'Psi',T37,'res
*           B/D', T49,'res B/D',T64,'res B/D',/)
      DO 90 J=2,N
      IF(J.EQ.1) GO TO 80
      TH = (TP*24*60 + XIN(J,1))/XIN(J,1)
80 IF(QG(J).LT.1)QG(J)=0.
      WRITE(6,110)XIN(J,1)/60.,TH,P1(J)-14. 7,QL(J),QG(J)/5. 615,
*           QT(J)
      WRITE(6,120)XIN(J,1)/60.,QT(J),P1(J)-14. 7
90 WRITE(*,100)XIN(J,1),P1(J)-14. 7,QL(J),QG(J)/5. 615,QT(J)
100 FORMAT(T11,F6. 1,T25,F6. 1,T39,F5. 1,T46,F10. 2,T60,F10. 2)

```

```

110 FORMAT(F9. 4,F12. 1,F9. 1,3(F10. 2))
120 FORMAT(F15. 6,2(F15. 2))
    RETURN
    END

    SUBROUTINE SPLIB(N,X,Y,DY,YY)
    IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
    REAL*8 X(110),Y(110)
    COMMON/GERAL/NP,NS,H
    COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
    COMMON/VETOR3/T(200)
    COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)
    NP = N
    NS = 2
    CALL BSPLIN (X,Y)
    AO =0.
    YY =0.
    A2 =0.
    K=INT(NP/2) + 1
    DO 122 J=0,NS+1
    YY = YY + A(J)*BSP(J,X(K),X)
    AO = AO + A(J)*BSP(J,.05*X(K),X)
122 A2 = A2 + A(J)*BSP(J,1.05*X(K),X)
    DY = (A2 - AO)/(1.10*X(K))
    RETURN
    END

    SUBROUTINE BSPLIN (X,Y)
    IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
    REAL*8 X(110),Y(110)
    COMMON/GERAL/NP,NS,H
    COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
    COMMON/VETOR3/T(200)
    COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)
    H=(X(NP)-X(1))/(NS-1)
    DO 10 I=0,3
        DO 10 J=1,3
            CALL SOMA(I,J,0,X)
10    CONTINUE
    DO 20 I=0,NS+1
        SOM=0.
        DO 30 J=1,NP
            SOM=SOM+Y(J)*BSP(I,X(J),X)
30    CONTINUE
        C(I)=SOM
20    CONTINUE
    IPOS=0
    DO 40 IE=1,NS-1
        DO 50 I=1,3
            RMULT=B(0,I)/B(0,0)
            DO 60 J=1,3
                B(I,J)=B(I,J)-RMULT*B(0,J)
60    CONTINUE
            C(IE+I-1)=C(IE+I-1)-RMULT*C(IE-1)
50    CONTINUE
        DO 70 J=0,3
            IPOS=IPOS+1
            T(IPOS)=B(0,J)
70    CONTINUE

```

```

        IF (IE .NE. NS-1) THEN
            DO 80 I=0,2
                DO 80 J=1,2
                    B(I,J)=B(I+1,J+1)
80          CONTINUE
                DO 90 I=0,3
                    CALL SOMA(I,3,IE,X)
90          CONTINUE
            ENDIF
40  CONTINUE
        DO 100 K=1,2
            DO 100 I=K+1,3
                RMULT=B(K,I)/B(K,K)
                DO 110 J=1,3
                    B(I,J)=B(I,J) - RMULT * B(K,J)
110         CONTINUE
                C(NS+I-2) = C(NS+I-2) - RMULT*C(NS+K-2)
100        CONTINUE
            A(NS+1)=C(NS+1)/B(3,3)
            A(NS)=(C(NS)-(B(2,3)*A(NS+1)))/B(2,2)
            A(NS-1)=(C(NS-1)-(B(1,2)*A(NS)+B(1,3)*A(NS+1)))/B(1,1)
            DO 120 I=(NS-2),0,-1
                IPOS=4I+1
                SOM=0.
                DO 130 J=1,3
                    SOM=SOM+T(IPOS+J)*A(I+J)
130         CONTINUE
                A(I)=(C(I)-SOM)/T(IPOS)
120        CONTINUE
            RETURN
        END

```

```

SUBROUTINE SOMA(I,J,IE,X)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
REAL*8 X(110),Y(110)
COMMON/GERAL/NP,NS,H
COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
COMMON/VETOR3/T(200)
COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)
SOM=0.
DO 140 K=1,NP
    IF (I.EQ. J) THEN
        AUX=BSP(I+IE,X(K),X)
        SOM=SOM+AUX*AUX
    ELSE
        SOM=SOM+BSP(I+IE,X(K),X)*BSP(J+IE,X(K),X)
    ENDIF
    B(I,J)=SOM
140 CONTINUE
RETURN
END

```

```

                INICIO DA FUNCAO BSP
REAL*8 FUNCTION BSP(I,Z,X)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
REAL*8 X(110),Y(110)
COMMON/GERAL/NP,NS,H
COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
COMMON/VETOR3/T(200)
COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)

```

```

V=(Z-X(1)-(I-1)*H)/H
IF (Z .LT. X(1)-H .OR. Z .GT. X(NP)+H) THEN
  BSP=0.
ELSE
  IF (I.EQ.NS) THEN
    IF (Z .LT. (X(NP)-2*H)) THEN
      BSP=0.
    ELSE
      IF (Z .LT. (X(NP)-H)) THEN
        BSP=RINTERV(1,V)
      ELSE
        IF (Z .LT. X(NP)) THEN
          BSP=RINTERV(2,V)
        ELSE
          BSP=RINTERV(3,V)
        ENDIF
      ENDIF
    ENDIF
  ELSE
    IF (I .EQ. NS+1) THEN
      IF (Z .LT. (X(NP)-H)) THEN
        BSP=0.
      ELSE
        IF (Z .LT. X(NP)) THEN
          BSP=RINTERV(1,V)
        ELSE
          BSP=RINTERV(2,V)
        ENDIF
      ENDIF
    ELSE
      IF (I .EQ. 0) THEN
        IF (Z .GT. (X(1)+H)) THEN
          BSP=0.
        ELSE
          IF (Z .LT. X(1)) THEN
            BSP=RINTERV(3,V)
          ELSE
            BSP=RINTERV(4,V)
          ENDIF
        ENDIF
      ELSEIF (I .EQ. 1) THEN
        IF (Z .GT. (X(1)+2*H)) THEN
          BSP=0.
        ELSE
          IF (Z .LT. X(1)) THEN
            BSP=RINTERV(2,V)
          ELSE
            IF (Z .LT. (X(1)+H)) THEN
              BSP=RINTERV(3,V)
            ELSE
              BSP=RINTERV(4,V)
            ENDIF
          ENDIF
        ENDIF
      ELSE
        IF (Z .LE. (X(1)+(I-3)*H) .OR. (Z .GT. (X(1)+(I+1)*H))) THEN
          BSP=0.
        ELSE
          IF (Z .LE. (X(1)+(I-2)*H)) THEN
            BSP=RINTERV(1,V)
          ENDIF
        ENDIF
      ENDIF
    ENDIF
  ENDIF

```

```

ELSE
  IF (Z. LE. (X(1)+(I-1)*H)) THEN
    BSP=RINTERV(2,V)
  ELSE
    IF (Z. LE. (X(1)+I*H)) THEN
      BSP=RINTERV(3,V)
    ELSE
      BSP=RINTERV(4,V)
    ENDIF
  ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
RETURN
END

```

```

      FUNCAO RINTERV
REAL*8 FUNCTION RINTERV(K,V)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
IF (K .EQ. 1) RINTERV=(V+2)*(V+2)*(V+2)
IF (K .EQ. 2) RINTERV=1+9*(V+1)*(1-V*(V+1))
IF (K .EQ. 3) RINTERV=1+9*(1-V)*(1+V*(1-V))
IF (K .EQ. 4) RINTERV=(2-V)*(2-V)*(2-V)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE ZFACST (T,P,Z,DZDP)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*   PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
M = 0
PA = P
P = 0.08*P
TR=T/TC
10 PR=P/PC
M = M + 1
A=1.90*DSQRT(TR-.02) -.96*TR-.101
B=(.62-.29*TR)*PR
C=(.066/(TR-.86)-.037)*(PR**2)
D=(.92*(PR**6)/(10.**(0.*(TR-1.))))
0 E=B+C+D
F=(.192-.92*DLOG10(TR))
G=10.**( .9106-.40*TR+.1824*(TR**2))
Z1=A+(1.-A)*DEXP(-E)+F*(PR**G)
IF(Z1.GT.1.) Z1=1.
IF(M.EQ.2) GO TO 11
Z=Z1
P=PA
GO TO 10
11 DZDP=(Z1-Z)/(0.02*P)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE QGAS(I,P,T)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*   PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD

```

```

CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
QG(I) = QGSTD(I)*T*Z/(95.974*P)
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE QLIQ(I,A,P,DVDT)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
REAL*8 DVDT(110)
COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*   PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
T=SURT+460+GTEMP*9.28*BASEC
CALL PLIQ(I,A,P,FC,T)
11 QL(I) =-DVDT(I)*FC/5.615
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE PGAS(I,DL,PM,PD,PB)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
REAL*8 PM(110)
COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV,DTUB,QO,BASEC,
*   PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
CALCULO DA PRESSAO BASE DA COLUMNA DE GAS PELA LEI DOS GASES
PM(I) = 0.
L = 0.
DO 120 J=1,NT
P = PD+ (PD +14.7)*DL/90000
T = SURT + 460 + GTEMP*(L+.5*DL)
L = L + DL
155 CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
S = .01877*DGAS*DL/(T*Z)
PB = PD*DEXP(S)
PA = (PD+PB)/2
IF(DABS(P-PA).LT.0.0001)GO TO 121
P = PA
GO TO 155
121 PM(I) = PM(I) + PA
120 PD = PB
PM(I) = PM(I)/NT
99 RETURN
END

```

```

SUBROUTINE PLIQ(I,A,P,FC,T)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)
COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,
*   PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD
CALL QGAS(I,P,T)
U = QG(I)/(A*600)
IF(U.EQ.0.) GO TO 73
GO TO (50,60,70,80,90),ILIQ

```

```

CORRELACAO DE GILBERT
50 Y = DLOG10(0.001*QGSTD(I)/(A*P**.4))
FC = .919999 - .5168734*Y + .1107219*Y**2 + .2218481*Y**3 +
*   .050496*Y**4 - .0037567*Y**5
GO TO 72

```

CORRELACAO DE PODIO

```

60 EG=(U/(. 6+1. 2*U))-(U/(1. 5+2. 5*U))
   FC=1-EG
   IF(U. LT. 1) GO TO 72
   X = DLOG10(U)
   FC = . 65939-. 42284*X-. 15699*X**2+. 04629*X**3+. 06114*X**4+
*      . 015478*X**5-. 006515*X**6-. 004588*X**7-. 000719*X**8
   GO TO 72

```

CORRELACAO DE GODBEY-DIMON

```

70 EG = U/(1+U)
   IF(U. GT. 2.) GO TO 71
   EG = U/(. 6 + 1. 2*U)
71 FC = 1 - EG
   GO TO 72

```

CORRELACAO DE KABIR-HASAN

```

80 Y=DTUB/DREV
   RHOL = 144. 1*GRAD
   IF(I. NE. 1) GO TO 81
   UF=QO*95. 26/((1-BSW)*A*600)
   GO TO 82
81 UF=QL(I-1)*5. 615/(A*600)
82 EG=U/((1. 97 +. 371*Y)*U + 1. 811/RHOL** . 25)
   IF(U. LT. . 4) GO TO 83
   EG=U/((1. 182+. 9*Y)*(U+UF)+(. 9+. 22*Y)*(0. 479*(DREV-DTUB)
*
*
83 FC=1-EG
   GO TO 72

```

CORRELACAO DE CAETANO CONSIDERANDO COLUNA LIQUIDO ESTATICA

```

90 CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
   ROHG = 2. 705*P*DGAS/(T*Z)
   ROHL = 144. 1*GRAD
   ALFA = 1. 59*(. 07085*SIGMA*(ROHL-ROHG)/ROHL**2)** . 25
   VSGT = . 906*ALFA
   AA = (. 9287*(DTUB+DREV))** . 5
   FC = (. 95*AA + . 2*U)/(. 95*AA + 1. 2*U)
   IF(U. GE. VSGT) GO TO 72
   FC=1
91 FX = FC**2. 5 -FC**1. 5 + U*FC/ALFA
   DFX= 2. 5*FC**1. 5 - 1. 5*FC** . 5 + U/ALFA
   FC1= FC - FX/DFX
   IF(ABS(FC-FC1). LT. . 004) GO TO 72
   FC=FC1
   GO TO 91
73 FC = 1.
72 IF(FC. GT. 1) FC = 1.
   IF(FC. LT. 0) FC = 0.
   RETURN
   END

```

SUBROUTINE PFLUIDO(I,L,XMAX,A)

IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)

COMMON/MAN/XIN(110,4),QG(110),QGSTD(110),QL(110),P1(110)

COMMON/VARIA/GTEMP,SURT,DGAS,ILIQ,DREV, DTUB, QO, BASEC,

* PROFB,NT,BSW,TC,PC,SIGMA,GRAD

IF(INT(L). GE. INT(XMAX)) RETURN

DL = 0.

L1=L

5 P = 1. 1*P1(I)

T = SURT + 460 + GTEMP*L

CALL PLIQ(I,A,P,FC,T)

```

DL = .2*P1(I)/(GRAD*FC)
L = L + DL
IF(L.GE.XMAX) THEN
    L = L-DL
    P1(I) = P1(I) +(XMAX-L)*GRAD*FC
    L=XMAX
    RETURN
ENDIF
P1(I) = 1.2*P1(I)
GO TO 5
RETURN
END

```

PROGRAMA PCOM.FOR

Programa para calcular pressão e vazão de fundo à partir de dados obtidos com sondador acústico, incluindo transferência de massa entre as fases gás líquido.

Default para arquivo de entrada: ENTRADA.DAT

Modelo de arquivo de entrada listado no apêndice E.

LISTA DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS UTILIZADAS

- A - Área da seção transversal (pol^2).
- BASEC - Prof. da base da zona produtora (ft) - DATUM.
- BHT - Temperatura no fundo do poço ($^{\circ}\text{F}$).
- Bo - Fator volume formação do óleo (bbl/std bbl).
- Bg - Fator volume formação do gás (cf/scf).
- BSW - Razão gás-líquido de produção
- DGAS - densidade relativa do gás ($\text{ar}=1$)
- DREV - Diâmetro interno do revestimento (pol)
- DTUB - Diâmetro externo da tubulação de produção (pol)
- DW - Densidade relativa da água produzida.
- E - Fração volumétrica de gás (Gas Void Fraction).
- Fc - Fator de correção do peso específico do líquido.
- GOR - Razão gás óleo de produção (scf/std bbl).
- GRADM - Grad. de pressão da mistura gás-líquido (psi/ft).
- GTEMP - Gradiente de temperatura ($^{\circ}\text{F}/\text{ft}$)
- ILIQ - Parâmetro para escolha da correlação para cálculo do fator de correção do gradiente do líquido:
ILIQ = 3 Godbey-Dimon
ILIQ $\neq$ 3 Caetano
- LGRAD - Gradiente do líquido (psi/ft)
- NT - Número de trechos da coluna de gás livre
- OGRAD - Gradiente de pressão do óleo (psi/ft)
- P1 - Pressão no fundo do poço (psia)
- PB - Pressão na base da coluna de gás (psia)
- PM - Pressão média na coluna de gás livre (psia)
- PROFB - Prof. da admissão da bomba (ft)
- QL - Vazão de líquido no fundo (bbl/d)
- QG - Vazão de gás no fundo (bbl/d)
- QGSTD - Vazão de gás que entra na região de gás livre (scf/d).
- QT - Vazão no fundo do poço (bbl/d).
- RHO1 - Peso específico do óleo (lbf/cf).
- RHOW - Peso específico da água (lbf/cf).
- Rs - Razão gás-óleo em solução (scf/std bbl).
- SIGMA - Tensão Interfacial (dyn/cm)
- SRHOG - Peso específico do gás - cond. padrão (lbf/cf).
- SRHO - Peso específico do óleo - cond. padrão (lbf/cf).

SURT - Temperatura na superfície (°F)
 TP - Tempo de produção antes do fechamento (dia)
 Vsg ou Vg - Velocidade superficial do gás (ft/s).
 Vsl ou VL - Velocidade superf. do líquido (ft/s).
 XINCI,1) - Tempo de fechamento (min)
 XINCI,2) - Pressão de revestimento (psig)
 XINCI,3) - Prof. do nível de líquido (m)

Programa Principal

```

IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
REAL*8 XIN(110,9),P1(110),QG(110),QGSTD(110),QO(110),
*X(110),PM(110),QT(110),PW(110),QGAS(110),Y(110)
CHARACTER*30 CAMPO,POCO,DATA,METODO,GAS,ENTRADA
COMMON/VARIA/XIN,GTEMP,SURT,DGAS,DREV,DTUB,NT,TC,PC,SIGMA
COMMON/ENTRA/LGRAD,OGRAD,TP,METODO,GAS,IGAS,PROFB,BASEC
CALL INICIO (N,RHOW,SRHO,SRHOG,GOR,QG2,QO1,ILIQ)
  
```

DETERMINACAO DA PRESSAO NA BASE DA COLUNA DE GAS

```

A = .7854*(DREV**2 - DTUB**2)/144
PD = XIN(1,2) + 14.7
DL = XIN(1,9)*9.28/NT
CALL PGAS (1,DL,PM,PD,PB)
P1(1)=PB
DO 85 I=2,N
  XIN(N+1,1) = XIN(N,1)
  XIN(N+1,9) = XIN(N,9)
  PD = XIN(I,2) + 14.7
  DL = XIN(I,9)*9.28/NT
  CALL PGAS (I,DL,PM,PD,PB)
  P1(I) = PB
  V = A*XIN(I,9)*9.28
  DT = (XIN(I+1,1)-XIN(I-1,1))/1440.
  DVDT = (XIN(I+1,9)-XIN(I-1,9))*A*9.28/DT
  DT = (XIN(I,1)-XIN(I-1,1))/1440.
  DPDT = (PM(I)-PM(I-1))/DT
  IF(DPDT.LT.0)DPDT=0.
  T = SURT + 460. + GTEMP*1.64*XIN(I,9)
  P = PM(I)
  CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
  QGSTD(I)=95.9741*(P*DVDT + V*(1-P*DZDP/Z)*DPDT)/(T*Z)
85 IF(QGSTD(I).LT.0) QGSTD(I)=0.
  
```

COMP. DA COLUNA DE ÓLEO ACIMA DA BOMBA QUANDO DO FECHAMENTO

```

A = .7854*(DREV**2 - DTUB**2)/144
T = SURT + 460 + (PROFB-XIN(1,9))*1.64*GTEMP
P = P1(1) + OGRAD*(PROFB-XIN(1,9))*1.64
CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
VG = QGSTD(2)*T*Z/(P*95.974*A*1440)
XOG = (PROFB-XIN(1,9))*9.28*(VG/(1.6+1.2*VG))
  
```

CALCULO DA PRESSAO E DAS VAZOES NA FACE DA FORMACAO

```

QOJ = QO1*6.29
DO 110 I=2,N
  
```

```

A      = .7854*(DREV**2 - DTUB**2)/144
L      = XIN(I,9)*9.28
SQG    = QGSTD(I)
B=0.
RS=0.
QWJ    =0.
DL     = 0.
IFLAG  = 0
IFLAG1 = 0
J      = 0
100 J = J + 1
IF(L.GT. PROFB*9.28) A=(.7854*DREV**2)/144
DL     = .2*P1(I)/OGRAD
P      = 1.10*P1(I)
90 T   = SURT + 460 + GTEMP*(L + DL/2)
106 CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
BG     = .0289*T*Z/P
CALL CALRS(P,(T-460),DGAS,API,QOJ,GOR,RS,RSW,SGDG,
*       SGFG,SG100,PB,IARQ)
CALL          CALFVF((T-460),P,API,DGAS,SG100,PB,GOR,RS,CO,BO,BW,
*IARQ)
DT     = XIN(I,1) - XIN(I-1,1)
IF((L+DL-XIN(I,9)*9.28).LT. VG*DT)RS1=RS
Q      = QOJ/BO
IF(Q.LT. 0)Q=-Q
IF(RS1.GT. RS)RS1=RS
QGJ    = (SQG - Q*(RS-RS1))*BG
IF(QGJ.LT. 0) QGJ=0.
VG     = QGJ/(A*86400)
RHO    = (SRHO + RS*SRHOG/5.615)/BO
RHOG   = SRHOG/BG

      FATOR DE CORRECAO USANDO A CORRELACAO DE GODFREY-DIMON
E      = VG /(.6 + 1.2*VG)
IF(VG.GT. 2.)E = VG/(1+VG)

      FATOR DE CORRECAO USANDO A CORRELACAO DE CAETANO
II(ILIQ.NE.9)THEN
VL     = QOJ*5.615/(A*(1-BSW)*86400)
RHOL   = RHO*(1-BSW) + RHO*BSW
ALFA   = 1.59*(0.07085*SIGMA*(RHOL-RHOG)/(RHOL**2))**.25
VSGT   = VL/4 + .306*ALFA
AA     = (0.9287*(DTUB+DREV))**.5
FC     = (.95*AA + .2*VG)/(.95*AA + 1.2*VG)
IF(VG.GE. VSGT)GO TO 72
FC     = 1
91 FX   = FC**2.5 - FC**1.5 + ((VL+VG)*FC - VL)/ALFA
DFX    = 2.5*FC**1.5 - 1.5*FC**.5 + (VL+VG)/ALFA
FC1    = FC - FX/DFX
IF(ABS(FC-FC1).LT. .004) GO TO 72
FC     = FC1
GO TO 91
72 IF(FC.GT. 4)FC=1.
IF(FC.LT. 0)FC=0.
E      = 1-FC
ENDIF
GRADM  = (RHO*(1-B) + RHO*W*B)*(1-E)/144 + RHOG*E/144
IF(IFLAG1.EQ. 4) THEN
P1(I)  = P1(I) + GRADM*DL

```

```

        L = XMAX
        B = BSW
        IFLAG1 = 2
        GO TO 107
    ENDIF
    IF(IFLAG1.EQ.1) THEN
        P1(I) = P1(I) + GRADM*DL
        GO TO 107
    ENDIF
    DLC = .2*P1(I)/GRADM
    IF(DABS(DLC-DL).LT.0.01) GO TO 105
    DL = 0.1*DL + 0.9*DLC
    GO TO 90
105 L = L + DL
    XMAX= XIN(I,3)*9.28 + XOG
    IF(L.GT.XMAX) THEN
        IF(IFLAG1.NE.0) GO TO 102
        L = L-DL
        DL= XMAX - L
        P = P1(I) + GRADM*DL/2
        IFLAG1=1
        GO TO 90
    ENDIF
102 IF(L.GT.BASEC*9.28) THEN
        DL = BASEC*9.28 - L + DL
        L = BASEC*9.28
        T = SURT + 460 + GTEMP*(L - DL/2)
        P = P1(I) + GRADM*DL/2
        IFLAG =1
        GO TO 106
    ENDIF
    P1(I) = 1.2*P1(I)
107 IF(J.EQ.4) THEN
        DT = (XIN(I+1,1)-XIN(I-1,1))/1440.
        DVDT=-(XIN(I+1,3)-XIN(I-1,3))*A*9.28/DT
        SQL = DVDT*(1-E)/BO
    ENDIF
    QOJ = SQL*BO*(1-BSW)/5.615
    QWJ = QOJ*BSW/(1-BSW)
    SQG = QGJ/BG
    IF(SQG.LT.50)SQG=0.
    RS1 = RS
    IF(INT(L).LT.INT(BASEC*9.28)) GO TO 100
    IF(I.EQ.2)QGJ=QGSTD(2)*BG
    QG(I) = QGJ
    QO(I) = QOJ
    QGAS(I)=SQG
    PW(I) = P1(I)
110 QT(I) = QOJ + QWJ + QGJ/5.615

```

SUAVIZA A CURVA DE VAZAO TOTAL USANDO FUNCOES B-SPLINE

```

    DO 112 I=3,N-2
    DO 111 J=1,5
        X(J)= XIN(I+J-3,1)
111 Y(J)= QT(I+J-3)
        CALL SPLIB(5,X,Y,DY,YY)
112 QT(I)=YY

```

```

DO 114 I=3,N-2
DO 119 J=1,5
X(J)= XIN(I+J-3,1)
119 Y(J)= P1(I+J-3)
CALL SPLIB(5,X,Y,DY,YY)
114 P1(I)=YY

CALL FIM (N,QT,P1,QG,QO,PW)
STOP
END

```

INICIO DAS SUBROTINAS

```

SUBROUTINE INICIO (N,RHOW,SRHO,SRHOG,GOR,QG2,QO1,ILIQ)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
REAL*8 XIN(110,3),P1(110),QG(110),QGSTD(110),QO(110),
*X(110),PM(110),QT(110),PW(110),QGAS(110),Y(110)
CHARACTER*30 CAMPO,POCO,DATA,METODO,GAS,ENTRADA
COMMON/VARIA/XIN,GTEMP,SURT,DGAS,DREV,DTUB,NT,TC,PC,SIGMA
COMMON/ENTRA/LGRAD,OGRAD,TP,METODO,GAS,IGAS,PROFB,BASEC
WRITE(*, '(A\)' ) ENTRE COM O NOME DO ARQUIVO DE ENTRADA : '
READ(*, '(BN,A30)' )ENTRADA
IF(ENTRADA.EQ.' ') ENTRADA='ENTRADA.DAT'
OPEN(5,FILE = ENTRADA,STATUS = 'OLD')
OPEN(6,FILE = 'PCOMP.DAT',STATUS = 'UNKNOWN')
OPEN(8,FILE = 'DECON.DAT',STATUS = 'UNKNOWN')
*****
LEITURA E IMPRESSAO DOS DADOS DE ENTRADA
*****
READ(5,10)CAMPO,POCO,DATA
10 FORMAT(////////,3(10X,A30,/) )
READ(5,15)IGAS,ILIQ,IFLOW,IARQ,NT
15 FORMAT(/,40X,I5,////////,40X,I5,////////,55X,I2,/,55X,I2,/,/,
*55X,I4)
WRITE(*,20)
20 FORMAT(1H1,TB,'CALCULO DE PRESSOES DE FUNDO COM O USO DE
'
*SONOLOG')
READ(5,20)PROFB,PROFC,BASEC,DREV,DTUB,QO1,QG2,BSW,API,DGAS,
*DW,SURT,BHT,SIGMA,TP
20 FORMAT(/,15(40X,F10.0,/,)/////////)
N = 1
DO 22 I=1,110
READ(5,25)(XIN(I,J),J=1,3)
25 FORMAT(F14.0,F15.0,F15.0)
IF(XIN(I,3).EQ.0) GO TO 28
22 N = I
28 WRITE(*,30)CAMPO,POCO,DATA
30 FORMAT(/,T20,'PCOM - COM TROCA DE MASSA ENTRE AS FASE',/,
*
T20,'CAMPO ',A30,/, T20,'POCO ',A30,/,
*
T20,'DATA ',A30,/)
WRITE(*,30)IGAS,ILIQ,IFLOW,IARQ,NT
30 FORMAT(T10,'METODO CALCULO PRESSAO DEVIDO COLUNA GAS ',
*
T50,I5,/,T10,'LEI DOS GASES ',/,
*
T10,'METODO DE CALC. PRESSAO COLUNA LIQUIDO ',T50,I5,
*
T10,'3=GODBEY-DIMON OUTRO=CAETANO ',/,
*
T10,'CALCULAR VAZUES APOS O FECHAMENTO ',T50,I5,/,
*
T10,'1 = SIM 2 = NAO',/,
*
T10,'CORRELACOES PARA PROPRIEDADES PVT ',T50,I5,/,

```

```

*          T10,'O = VAZQUES(Bo) * LASATER(Ro)  1 = STANDING',/,
*          T10,'NUMERO DE TRECHOS NA COLUNA DE GAS ',T50,I5,/,/,
IF(DW.EQ.0) DW=1.05
IF(SIGMA.EQ.0) SIGMA=20.
IF(PROFB.EQ.0.) PROFB = BASEC
IF(NT.EQ.0) NT=5
IF(SURT.EQ.0) SURT = 50.
GTEMP = .012
IF(BHT.EQ.0) GO TO 40
GTEMP = (BHT - SURT)/(BASEC*3.28)
40 BHT = SURT + GTEMP*BASEC*3.28
WRITE(*,50)PROFB,PROFC,BASEC,DREV,DTUB,QO1,QG2,BSW,API,DGAS,
*          DW,SURT,BHT,SIGMA,TP
50 FORMAT(T10,'PROFUNDIDADE DA BOMBA ' ,F8.1,T48,'Metros',/,
*          T10,'TOPO INTERV. CANHONEADO' ,F8.1,T48,'Metros',/,
*          T10,'BASE INTERV. CANHONEADO' ,F8.1,T48,'Metros',/,
*          T10,'DIAMETRO INTERNO REVEST' ,F8.3,T48,'Pol.' ,/,
*          T10,'DIAMETRO EXT. TUBULACAO ' ,F8.3,T48,'Pol.' ,/,
*          T10,'VAZAO DE OLEO ' ,F8.1,T48,'M3/Dia',/,
*          T10,'VAZAO DE GAS ' ,F8.0,T48,'M3/Dia',/,
*          T10,'BSW DE PRODUCAO ' ,F8.2,T48,'% ' ,/,
*          T10,'GRAU API DO OLEO ' ,F8.2 ,/,
*          T10,'DENSIDADE DO GAS ' ,F8.8,T48,'Ar = 1',/,
*          T10,'DENSIDADE DA AGUA ' ,F8.3,T48,' ' ,/,
*          T10,'TEMPERATURA SUPERFICIE ' ,F8.1,T48,'Deg F ' ,/,
*          T10,'TEMPERATURA DE FUNDO ' ,F8.1,T48,'Deg F ' ,/,
*          T10,'TENSAO SUPERFICIAL ' ,F8.1,T48,'Dyn/cm',/,
*          T10,'TEMPO DE PRODUCAO ' ,F8.1,T48,'Dias', /)

```

VERIFICA A CONSISTENCIA DOS DADOS DE ENTRADA

```

DO 52 I=3,N-2
DO 51 J=1,5
X(J)= XIN(I+J-3,1)
51 Y(J)= XIN(I+J-3,2)
CALL SPLIB (5,X,Y,DY,YY)
52 XIN(I,2)=YY
DO 54 I=3,N-2
DO 53 J=1,5
X(J)= XIN(I+J-3,1)
53 Y(J)= XIN(I+J-3,3)
CALL SPLIB (5,X,Y,DY,YY)
54 XIN(I,3)=YY

WRITE(*,55)
55 FORMAT(1H1,T13,'TEMPO',T30,'PRES. REV.',T45,'NIV. LIQ.'
*          ,/,T28,' AJUSTADA ',T45,'AJUSTADO',/,
*          T14,'min', T30,' Psig ', T45,' metros')
WRITE(*,60)((XIN(I,J),J=1,3),I=1,N)
60 FORMAT(T10,F6.1,T30,F6.1,T45,F6.1)

```

CALCULOS INICIAIS

```

A = .7854*(DREV**2 - DTUB**2)/144
TC =187. +990. *DGAS -71. 5*(DGAS**2)
PC =706. -51. 7*DGAS -11. 1*(DGAS**2)
IF(IGAS.EQ.1) GAS = 'VELOC. DO SOM'
IF(IGAS.EQ.2) GAS = 'LEI DOS GASES'
BSW = BSW/100
OGRAD = 61. 2695/(131. 5 + API)
LGRAD = OGRAD*(1-BSW) + DW*. 493*BSW

```

```
122 A2 = A2 + A(J)*BSP(J,1.05*X(K),X)
```

```
DY = (A2 - A0)/(1.10*X(K))
```

```
RETURN
```

```
END
```

```
SUBROUTINE BSPLIN (X,Y)
```

```
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
```

```
REAL*8 X(110),Y(110)
```

```
COMMON/GERAL/NP,NS,H
```

```
COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
```

```
COMMON/VETOR3/T(200)
```

```
COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)
```

```
H=(X(NP)-X(1))/(NS-1)
```

```
DO 10 I=0,3
```

```
DO 10 J=I,3
```

```
CALL SOMA(I,J,0,X)
```

```
10 CONTINUE
```

```
DO 20 I=0,NS+1
```

```
SOM=0.
```

```
DO 30 J=1,NP
```

```
SOM=SOM+Y(J)*BSP(I,X(J),X)
```

```
30 CONTINUE
```

```
C(I)=SOM
```

```
20 CONTINUE
```

```
IPOS=0
```

```
DO 40 IE=1,NS-1
```

```
DO 50 I=1,3
```

```
RMULT=B(0,I)/B(0,0)
```

```
DO 60 J=I,3
```

```
B(I,J)=B(I,J)-RMULT*B(0,J)
```

```
60 CONTINUE
```

```
C(IE+I-1)=C(IE+I-1)-RMULT*C(IE-1)
```

```
50 CONTINUE
```

```
DO 70 J=0,3
```

```
IPOS=IPOS+1
```

```
T(IPOS)=B(0,J)
```

```
70 CONTINUE
```

```
IF (IE .NE. NS-1) THEN
```

```
DO 80 I=0,2
```

```
DO 80 J=I,2
```

```
B(I,J)=B(I+1,J+1)
```

```
80 CONTINUE
```

```
DO 90 I=0,3
```

```
CALL SOMA(I,3,IE,X)
```

```
90 CONTINUE
```

```
ENDIF
```

```
40 CONTINUE
```

```
DO 100 K=1,2
```

```
DO 100 I=K+1,3
```

```
RMULT=B(K,I)/B(K,K)
```

```
DO 110 J=I,3
```

```
B(I,J)=B(I,J) - RMULT * B(K,J)
```

```
110 CONTINUE
```

```
C(NS+I-2) = C(NS+I-2) - RMULT*C(NS+K-2)
```

```
100 CONTINUE
```

```
A(NS+1)=C(NS+1)/B(3,3)
```

```
A(NS)=(C(NS)-(B(2,3)*A(NS+1)))/B(2,2)
```

```

A(NS-1)=(C(NS-1)-(B(1,2)*A(NS)+B(1,3)*A(NS+1)))/B(1,1)
DO 120 I=(NS-2),0,-1
IPOS=4*I+1
SOM=0.
DO 130 J=1,3
    SOM=SOM+T(IPOS+J)*A(I+J)
130    CONTINUE
    A(I)=(C(I)-SOM)/T(IPOS)
120    CONTINUE
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE SOMA(I,J,IE,X)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
REAL*8 X(110),Y(110)
COMMON/GERAL/NP,NS,H
COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
COMMON/VETOR3/T(200)
COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)
SOM=0.
DO 140 K=1,NP
IF (I.EQ. J) THEN
    AUX=BSP(I+IE,X(K),X)
    SOM=SOM+AUX*AUX
ELSE
    SOM=SOM+BSP(I+IE,X(K),X)*BSP(J+IE,X(K),X)
ENDIF
B(I,J)=SOM
140    CONTINUE
RETURN
END

```

INICIO DA FUNCAO BSP

```

REAL*8 FUNCTION BSP(I,Z,X)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
REAL*8 X(110),Y(110)
COMMON/GERAL/NP,NS,H
COMMON/VETOR2/A(0:20),C(0:20)
COMMON/VETOR3/T(200)
COMMON/MATRIZ/B(0:3,0:3)
V=(Z-X(1)-(I-1)*H)/H
IF (Z .LT. X(1)-H .OR. Z .GT. X(NP)+H) THEN
    BSP=0.
ELSE
IF (I.EQ. NS) THEN
    IF (Z .LT. (X(NP)-2*H)) THEN
        BSP=0.
    ELSE
        IF (Z .LT. (X(NP)-H)) THEN
            BSP=RINTERV(1,V)
        ELSE
            IF (Z .LT. X(NP)) THEN
                BSP=RINTERV(2,V)
            ELSE
                BSP=RINTERV(3,V)
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ENDIF

```

```

ELSE
  IF (I .EQ. NS+1) THEN
    IF (Z .LT. (X(NP)-H)) THEN
      BSP=0.
    ELSE
      IF (Z .LT. X(NP)) THEN
        BSP=RINTERV(1,V)
      ELSE
        BSP=RINTERV(2,V)
      ENDIF
    ENDIF
  ELSE
    IF (I .EQ. 0) THEN
      IF (Z .GT. (X(1)+H)) THEN
        BSP=0.
      ELSE
        IF (Z .LT. X(1)) THEN
          BSP=RINTERV(3,V)
        ELSE
          BSP=RINTERV(4,V)
        ENDIF
      ENDIF
    ELSEIF (I .EQ. 1) THEN
      IF (Z .GT. (X(1)+2*H)) THEN
        BSP=0.
      ELSE
        IF (Z .LT. X(1)) THEN
          BSP=RINTERV(2,V)
        ELSE
          IF (Z .LT. (X(1)+H)) THEN
            BSP=RINTERV(3,V)
          ELSE
            BSP=RINTERV(4,V)
          ENDIF
        ENDIF
      ENDIF
    ELSE
      IF((Z. LE. (X(1)+(I-3)*H)). OR. (Z. GT. (X(1)+(I+1)*H))) THEN
        BSP=0.
      ELSE
        IF (Z. LE. (X(1)+(I-2)*H)) THEN
          BSP=RINTERV(1,V)
        ELSE
          IF (Z. LE. (X(1)+(I-1)*H)) THEN
            BSP=RINTERV(2,V)
          ELSE
            IF (Z. LE. (X(1)+I*H)) THEN
              BSP=RINTERV(3,V)
            ELSE
              BSP=RINTERV(4,V)
            ENDIF
          ENDIF
        ENDIF
      ENDIF
    ENDIF
  ENDIF
ENDIF
RETURN
END

```

FUNCAO RINTERV

```

REAL*8 FUNCTION RINTERV(K,V)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
IF (K .EQ. 1) RINTERV=(V+2)*(V+2)*(V+2)
IF (K .EQ. 2) RINTERV=1+9*(V+1)*(1-V*(V+1))
IF (K .EQ. 3) RINTERV=1+9*(1-V)*(1+V*(1-V))
IF (K .EQ. 4) RINTERV=(2-V)*(2-V)*(2-V)
RETURN
END

```

SUBROUTINE ZFACST (T,P,Z,DZDP)

```

IMPLICIT REAL*8 (A-H,L,O-Z)
REAL*8 XIN(0:110,3),PM(0:110),PW(0:110)
COMMON/VARIA/XIN,GTEMP,SURT,DGAS,DREV,DTUB,NT,TC,PC,SIGMA
M = 0
PA = P
P = 0.05*P
TR=T/TC
10 PR=P/PC
M = M + 1
A=1.30*DSQRT(TR-.02) -.36*TR-.101
B=(.62-.23*TR)*PR
C=(.066/(TR-.86-.037)*(PR**2)
D=(.32*(PR**6)/(10.**(0.*(TR-1.))))
E=B+C+D
F=(.192-.32*DLOG10(TR))
G=10.**( .9106-.49*TR+.1824*(TR**2))
Z1=A+(1.-A)*DEXP(-E)+F*(PR**G)
IF(Z1.GT.1.) Z1=1.
IF(M.EQ.2) GO TO 11
Z=Z1
P=PA
GO TO 10

11 DZDP=(Z1-Z)/(0.05*P)
RETURN
END

```

SUBROUTINE PGAS(I,DL,PM,PD,PB)

```

IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
REAL*8 XIN(0:110,3),PM(0:110),PW(0:110)
COMMON/VARIA/XIN,GTEMP,SURT,DGAS,DREV,DTUB,NT,TC,PC,SIGMA

CALCULO DA PRESSAO BASE DA COLUNA DE GAS PELA LEI DOS GASES
PM(I) = 0.
L = 0.
DO 120 J=1,NT
P = PD+ (PD +14.7)*DL/30000
T = SURT + 460 + GTEMP*(L+.5*DL)
L = L + DL
155 CALL ZFACST(T,P,Z,DZDP)
S = .01877*DGAS*DL/(T*Z)
PB = PD*DEXP(S)
PA = (PD+PB)/2
IF(DABS(P-PA).LT.0.001)GO TO 121

```

```

P      = PA
GO TO 155
121 PM(I) = PM(I) + PA
120 PD      = PB
      PM(I) = PM(I)/NT
00 RETURN
END

```

```

SUBROUTINE CALRS (P,T,SGPG,API,QOJ,GOR,RS,RSW,SGDG,
1      SGFG,SG100,PB,ICODE)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)

```

CALCULA RAZÃO GÁS ÓLEO EM SOLUÇÃO(SCF/STBO),
DENSIDADE RELATIVA DO GAS LIVRE E DO DISSOLVIDO
E A PRESSÃO DE BOLHA (PSIA).

A CORRELAÇÃO PARA CALCULO DA RAZAO GAS-OLEO EM SOLUCAO E
A PRESSAO DO PONTO DE BOLHA DEPENDE DE ICODE

ICODE.EQ.0: LASATER CORRELATION IS USED (TRANSACTIONS AIME,
1966, PG. 370)

ICODE.EQ.1: STANDING CORRELATION IS USED (API DRILLING AND
PRODUCTION PRACTICES, 1947, PG. 275)

DIMENSION BPPF(17),GMF(17),EMW(10),APIEMW(10)

DIMENSION PRSW(5),TRSW(4),RSWS(4,5),X(4),Y(5)

IF(II.EQ.1) GO TO 20

ENTER DATA ARRAYS FOR LASATER CORRELATION.

ENTER EFFECTIVE OIL MOLECULAR WEIGHT VS OIL API GRAVITY DATA.

DATA EMW/

1600.,500.,450.,400.,350.,300.,250.,200.,150.,100./

DATA APIEMW/

15.,13.,10.,24.,28.,39.,38.,44.,52.,70./

ENTER BUBBLE POINT PRESSURE FACTOR VS GAS MOLE FRACTION DATA.

DATA BPPF/

1.17.,.3.,.49.,.58.,.75.,.94,1.10,1.47,1.74,2.12,2.7,3.29,3.8,

*4.9,4.9,5.7,1,6.7/

DATA GMF/

1.05.,.10.,.15.,.20.,.25.,.30.,.35.,.4.,.45.,.5.,.55.,.6.,.65.,.7.,.75.,.8.,.85/

ENTER DATA ARRAYS FOR INTERP. SOLUTION GAS-WATER RATIO VS
PRESSURE AND TEMPERATURE.

DATA PRSW/

114.7,200.0,1000.0,3000.0,10000.0/

DATA TRSW/

180.0,160.0,220.0,340.0/

DATA RSWS/

1 0.0,0.0,0.0,0.0,

2 2.2,1.5,1.5,1.0,

3 10.3,7.4,6.6,8.9,

4 20.7,15.5,16.9,25.1,

5 36.9,31.0,34.0,56.9 /

CHECK FOR SINGLE PHASE LIQUID FLOW.

20 II=1

IF (GOR.LE.0.) GO TO 18

IF (SGPG.LT..50) SGPG=.7

SG100=SGPG

```

TEMR=T+460.
SGO=141.5/(191.5+API)
  SELECT SOLUTION GAS/OIL RATIO CORRELATION.
  IF (ICODE.EQ.0) GO TO 1
  IF (ICODE.EQ.1) GO TO 7

  ***** LASATER CORRELATION *****
  CALCULATE BUBBLE POINT PRESSURE FACTOR.
1 BPPF1=P*SGPG/TEMR

DETERMINE GAS MOLE FRACTION AND RESTRICT VALUES TO BETWEEN
0 AND .85.
  IF (BPPF1.GE.0.17) GO TO 2
  GMF1=0.+.2941*BPPF1
  GO TO 4
2 IF (BPPF1.LE.6.7) GO TO 3
  GMF1=.85
  GO TO 4
3 GMF1=FLAGR(BPPF,GMF,BPPF1,2,17)

  DETERMINE EFFECTIVE MOLECULAR WEIGHT OF OIL.
4 IF (API.LT.51.1) GO TO 5
  EMWGT=6084./(API-5.9)
  GO TO 6
5 EMWGT=FLAGR(APIEMW,EMW,API,2,10)
6 CONTINUE

  CALCULATE SOLUTION GAS-OIL RATIO.
RS=(979.9*950.*SGO/EMWGT)*(GMF1/(1.0-GMF1))

DETERMINE BUBBLE POINT PRESSURE ASSUMING NEGLIGIBLE GAS IN
SOLUTION IN WATER.
AXP=GOR*EMWGT/(SGO*1.928E05)
GMF1=AXP/(AXP+1)
BPPF1=FLAGR(GMF,BPPF,GMF1,2,17)
PB=BPPF1*TEMR/SGPG
GO TO 12

  ***** STANDING CORRELATION *****
7 X1=.0125*API-.00091*T
  X2=10.**X1

  CALCULATE SOLUTION GAS-OIL RATIO.
RS=SGPG*(P*X2/18.)**1.205

DETERMINE BUBBLE POINT PRESSURE ASSUMING NEGLIGIBLE GAS IN
SOLUTION IN WATER.
PB=(18.0/X2)*(GOR/SGPG)**0.89
12 IF (RS.LT.0.) RS=0.0
  IF (RS.GT.GOR) RS=GOR
  RSW=0

DETERMINE DISSOLVED GAS GRAVITY AND RESTRICT TO VALUES
GREATER THAN 0.56 (METHANE) AND THE PRODUCING GAS GRAVITY.
16 SGDQ=(API+12.5)/50.-.0000095715*API*RS
  IF (SGDQ.LT..56) SGDQ=0.56
  IF (SGDQ.LT.SGPG) SGDQ=SGPG
  PERFORM MASS BALANCE ON GAS TO CALCULATE FREE GAS GRAVITY.
  WTGAST=QOJ*GOR*.0764*SGPG
  WTGASD=.0764*SGDQ*(RS*QOJ)

```

```

WTGASF=WTGAST-WTGASD
IF(GOR.EQ.RS) GO TO 21
IF(QOJ.EQ.0) GO TO 21
SGFG=WTGASF/(.0764*(QOJ*(GOR-RS)))
RESTRICT FREE GAS GRAVITY TO VALUES BETWEEN 0.56 (METHANE)
AND THE PRODUCING GAS GRAVITY.
21 IF (SGFG.LT..56) SGFG=.56
   IF (SGFG.GT.SGPG) SGFG=SGPG

17 RETURN

      SINGLE PHASE LIQUID.
18 RS=0.
   RSW=0.
   SGDG=SGPG
   SGFG=SGPG
   SG100=SGPG
   PB=14.7
   RETURN
   END

SUBROUTINE CALFVF(T,P,API,SGPG,SG100,PB,GOR,RS,CO,BO,BW,
*          JCODE)
  IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)
  CALCULATE OIL FORMATION VOLUME FACTOR, BBL/STBO.

  CORRELATION USED DEPENDS ON JCODE:
  JCODE.EQ.0: VAZQUEZ AND BEGGS CORRELATION IS USED BELOW THE
              BUBBLE POINT PRESSURE. (JOURNAL OF PETROLEUM
              TECHNOLOGY, JUNE 1980, PG. 968)
  JCODE.EQ.1: STANDING CORRELATION IS USED BELOW THE BUBBLE
              POINT PRESSURE. (API DRILLING AND PRODUCTION
              PRACTICES, 1947, PG. 275).

  SGO=141.5/(191.5+API)
  IF (JCODE.EQ.0) GO TO 2
      ***** STANDING CORRELATION *****
  IF (P.LT.PB) GO TO 1
  BOB=.972+(1.47E-04)*(GOR*(SGPG/SGO)**.5+1.25*T)**1.175
  GO TO 8
  CALCULATE OIL FORMATION VOLUME FACTOR BELOW THE BUBBLE POINT
  PRESSURE.
  1 BO=.972+(1.47E-04)*(RS*(SGPG/SGO)**.5+1.25*T)**1.175
  GO TO 9
      ***** VAZQUEZ AND BEGGS CORRELATION *****
  2 D=(T-GO.)*API/SG100
  IF (API.LE.90.) GO TO 3
  A=.11
  B=.1997
  GO TO 4
  3 A=.1751
  B=-1.8106
  4 IF (P.LT.PB) GO TO 5

  CALCULATE OIL FORMATION VOLUME FACTOR AT BUBBLE POINT PRESSURE.
  BOB=1.+4.67E-4*GOR+A*D*1.E-4+B*GOR*D*1.E-8
  GO TO 8

  CALCULATE OIL FORMATION VOLUME FACTOR BELOW THE BUBBLE POINT
  PRESSURE.

```

```

5 BO=1. +4. 67E-4*RS+A*D*1. E-4+B*RS*D*1. E-8
GO TO 9

```

```

CALCULATE OIL COMPRESSIBILITY, PSI**-1.
8 CO=(-1498. +5. *RS+17. 2*T-1180. *SG100+12. 61*API)/(P*1. E5)
CALCULATE OIL FORMATION VOLUME FACTOR ABOVE THE BUBBLE POINT
PRESSURE.
BO=BOB*EXP(CO*(PB-P))

```

```

CALCULATE WATER FORMATION VOLUME FACTOR, BBL/STBW.
BW=1. 0+1. 2E-4*(T-60. )+1. E-6*(T-60. )**2-9. 99E-6*P

```

```

RETURN
END

```

```

FUNCTION FLAGR (X,Y,XARG,IDEQ,NPTS)
IMPLICIT REAL*8 (A-H,O-Z)

```

INTERPOLATION ROUTINE SIMILAR TO FLAGR IN APPLIED NUMERICAL
METHODS BY CARNAHAN, LUTHER AND WILKES, JOHN WILEY AND SONS,
PG. 91.

FLAGR USES THE LAGRANGE FORMULA TO EVALUATE THE INTERPOLATING
POLYNOMIAL OF DEGREE IDEQ FOR ARGUMENT XARG USING THE DATA
VALUES X(MIN). . . . X(MAX) AND Y(MIN). . . . Y(MAX)

X IS THE ARRAY OF INDEPENDENT VARIABLE DATA POINTS.
Y IS THE ARRAY OF DEPENDENT VARIABLE DATA POINTS.
XARG IS THE ARGUMENT FOR WHICH AN INTERPOLATED VALUE IS DESIRED.
IDEQ IS THE DEGREE OF INTERPOLATING POLYNOMIAL (1 IS LINEAR,
2 IS QUADRATIC, ETC).
NPTS IS THE NUMBER OF DATA POINTS IN X AND Y.

```

DIMENSION X(1),Y(1)

N=IABS(NPTS)
N1=IDEQ+1
L=1
IF (X(2). GT. X(1)) GO TO 1
L=2
CHECK TO BE SURE THAT XARG IS WITHIN RANGE OF X(1) VALUES
FOR INTERPOLATION PURPOSES. IF IT IS NOT, SET FLAGR EQUAL
TO THE APPROPRIATE TERMINAL VALUE (Y(1) OR Y(N)) AND RETURN.
NOTE THAT THIS PRECLUDES EXTRAPOLATION OF DATA.
1 GO TO (2,3),L
2 IF (XARG. LE. X(1)) GO TO 4
IF (XARG. GE. X(N)) GO TO 5
GO TO 6
3 IF (XARG. GE. X(1)) GO TO 4
IF (XARG. LE. X(N)) GO TO 5
GO TO 6
4 FLAGR=Y(1)
RETURN
5 FLAGR=Y(N)
RETURN

DETERMINE VALUE OF MAX.
6 GO TO (7,9),L

```

DATA ARE IN ORDER OF INCREASING VALUES OF X.

```
7 DO 8 MAX=N1,N
  IF (XARG. LT. X(MAX)) GO TO 11
8 CONTINUE
```

DATA ARE IN ORDER OF DECREASING VALUES OF X.

```
9 DO 10 MAX=N1,N
  IF (XARG. GT. X(MAX)) GO TO 11
10 CONTINUE
```

COMPUTE VALUE OF FACTOR.

```
11 MIN=MAX-IDEQ
  FACTOR=1.
  DO 12 I=MIN,MAX
    IF (XARG. NE. X(I)) GO TO 12
    FLAGR=Y(I)
  RETURN
12 FACTOR=FACTOR*(XARG-X(I))
```

EVALUATE INTERPOLATING POLYNOMIAL.

```
YEST=0.
DO 14 I=MIN,MAX
  TERM=Y(I)*FACTOR/(XARG-X(I))
DO 13 J=MIN,MAX
  IF (I. NE. J) TERM=TERM/(X(I)-X(J))
13 CONTINUE
14 YEST=YEST+TERM
  FLAGR=YEST
```

```
RETURN
END
```

APENDICE F: DADOS RELATIVOS AOS POÇOS CITADOS.

São Listados a seguir os dados usados como entrada para os programas PSEM e PCOM referente aos testes dos poços citados.

Os dados marcados com * foram estimados por não constarem dos trabalhos de onde foram retirados.

POÇO A -

POÇO	:	WELL A	
FONTE	:	PODIO, McCOY & HUDDLESTON	
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás		2	
1 = Veloc. Som		2 = Lei Dos Gases	
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido		3	
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano			
Número de Trechos na Coluna de Gás		4	
Profundidade da bomba	1845.9	metro	(*)
Topo interv. canhoneado	1842.9	metro	
Base interv. canhoneado	1845.9	metro	
Diâmetro interno revest.	4.200	pol.	
Diâmetro ext. tubulação	2.875	pol.	
Vazão de óleo	6.6	m ³ /dia	
Vazão de gás	408.	m ³ /dia	
BSW de produção	25.00	%	(*)
°API do óleo	38.00		
Densidade do gás	.600	ar = 1	(*)
Densidade da água	1.070		(*)
Temperatura superfície	50.0	°F	
Temperatura de fundo	122.7	°F	(*)
Tensão superficial	30.0	dyn/cm	(*)
Tempo de produção	250.0	dia	(*)

POÇO A (continuação)

TEMPO (min)	PRESSAO REVEST. (psig)	NIVEL DE LIQUIDO (metro)	TEMPO (min)	PRESSAO REVEST. (psig)	NIVEL DE LIQUIDO (metro)
.0	115.3	1831.8	317.0	227.7	1521.4
1.0	115.6	1830.7	336.0	232.7	1510.8
3.0	116.5	1825.1	357.0	238.1	1499.6
5.0	117.4	1819.0	381.0	243.9	1488.0
7.0	118.3	1813.8	407.0	250.0	1476.3
9.0	119.3	1808.4	421.0	253.1	1470.4
11.0	120.2	1803.5	451.0	259.5	1458.5
13.0	121.3	1799.6	468.0	262.8	1452.5
15.0	122.2	1795.1	503.0	269.2	1441.3
17.0	123.1	1790.5	522.0	272.4	1435.7
19.0	123.9	1786.8	542.0	275.5	1430.5
21.0	124.9	1783.1	563.0	278.4	1425.7
25.0	126.9	1774.1	586.0	281.2	1420.6
30.0	129.1	1762.3	609.0	283.8	1415.6
32.0	129.9	1757.9	660.0	288.3	1405.7
34.0	130.8	1753.8	687.0	290.0	1400.9
38.0	132.6	1743.7	716.0	291.7	1396.0
49.0	137.2	1719.2	778.0	294.5	1385.7
52.0	138.6	1713.9	812.0	295.9	1380.1
55.0	139.9	1708.7	847.0	297.2	1374.7
58.0	141.1	1703.8	884.0	298.5	1369.5
61.0	142.3	1698.4	923.0	299.8	1364.4
64.0	143.5	1693.5	965.0	301.1	1359.4
68.0	145.0	1687.5	1008.0	302.4	1354.8
71.0	146.2	1683.1	1101.0	304.9	1346.8
75.0	147.8	1677.6	1152.0	305.9	1342.8
79.0	149.5	1672.4	1156.0	306.0	1342.1
83.0	151.2	1667.2	1209.0	306.1	1338.0
87.0	152.8	1662.0	1265.0	307.7	1335.2
92.0	154.6	1656.1	1324.0	309.7	1332.5
97.0	156.5	1650.5	1493.0	314.1	1325.5
102.0	158.5	1644.8	1571.0	315.0	1320.4
107.0	160.5	1639.7	1594.0	315.3	1319.0
113.0	162.7	1634.6	1678.0	316.5	1314.3
119.0	164.8	1629.6	1766.0	317.1	1309.7
125.0	167.0	1624.7	1859.0	317.5	1305.3
132.0	169.6	1619.3	1956.0	317.8	1301.1
139.0	172.4	1613.8	2059.0	318.0	1296.7
147.0	175.4	1608.3	2167.0	318.5	1292.7
157.0	178.9	1602.6	2281.0	319.0	1288.7
165.0	181.6	1598.5	2401.0	319.5	1285.2
175.0	185.1	1594.2	2527.0	319.9	1281.4
186.0	188.7	1590.2	2579.0	319.8	1279.0
197.0	192.4	1586.8	2583.0	319.8	1278.8
206.0	195.4	1585.4	2718.0	320.8	1276.5
217.0	198.8	1584.0	2861.0	322.0	1273.5
226.0	201.4	1579.9	3011.0	322.5	1270.2
235.0	204.2	1573.6	3169.0	322.4	1267.1
245.0	207.2	1566.3	3336.0	322.2	1264.0
257.0	210.7	1558.3	3511.0	322.2	1261.0
270.0	214.5	1550.2	3695.0	322.3	1257.9
284.0	218.6	1541.4	3889.0	322.5	1254.9
299.0	222.8	1532.0	4046.0	322.8	1253.1

POÇO 2

POÇO	:	WELL 2	
FONTE	:	HASAN & kABIR	
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás		2	
1 = Veloc. Som		2 = Lei Dos Gases	
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido		3	
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano			
Número de Trechos na Coluna de Gás		4	
Profundidade da bomba	1500.0	metro	(*)
Topo interv. canhoneado	2083.8	metro	(*)
Base interv. canhoneado	2107.3	metro	
Diâmetro interno revest.	4.500	pol.	
Diâmetro ext. tubulação	2.000	pol.	
Vazão de óleo	3.5	m ³ /dia	
Vazão de gás	1330.	m ³ /dia	
BSW de produção	81.40	%	
°API do óleo	42.00		
Densidade do gás	.700	ar = 1	(*)
Densidade da água	1.000		(*)
Temperatura superfície	60.0	°F	(*)
Temperatura de fundo	142.9	°F	(*)
Tensão superficial	30.0	dyn/cm	(*)
Tempo de produção	140.0	dia	(*)

POÇO 2 (continuação)

TEMPO (min)	PRESSAO REVEST. (psig)	NIVEL DE LIQUIDO (m)
.0	97.0	1388.7
5.0	98.2	1385.4
10.0	99.4	1381.8
15.0	100.6	1378.3
20.0	101.8	1374.7
25.0	103.0	1371.4
30.0	104.2	1367.9
35.0	105.4	1364.5
40.0	106.6	1361.2
45.0	107.8	1357.9
50.0	108.9	1354.9
55.0	110.0	1352.1
60.0	111.1	1349.4
65.0	112.2	1346.7
70.0	113.2	1344.2
80.0	115.1	1339.7
90.0	116.9	1335.7
100.0	118.4	1331.6
110.0	119.8	1327.4
120.0	121.1	1323.2
130.0	122.2	1318.9
142.0	122.9	1313.4
167.0	123.4	1301.9
197.0	123.8	1288.5
232.0	124.3	1273.4
274.0	124.9	1255.8
323.0	125.6	1235.9
381.0	126.4	1213.5
449.0	127.4	1189.5
530.0	128.5	1164.0
625.0	129.9	1137.1

TEMPO (min)	PRESSAO REVEST. (psig)	NIVEL DE LIQUIDO (m)
737.0	131.4	1108.2
869.0	133.0	1077.1
1025.0	134.8	1044.2
1209.0	136.5	1009.6
1426.0	138.2	973.9
1682.0	139.7	938.1
1984.0	140.9	901.5
2340.0	142.0	863.3
2760.0	143.0	823.5
3255.0	144.0	782.6
3302.0	144.0	779.0
3350.0	144.1	775.3
3399.0	144.2	771.6
3448.0	144.3	768.0
3498.0	144.4	764.6
3548.0	144.5	761.2
3600.0	144.6	757.7
3652.0	144.7	754.3
3705.0	144.8	750.8
3759.0	144.9	747.3
3813.0	145.0	743.9
3868.0	145.1	740.5
3924.0	145.2	736.9
3981.0	145.3	733.6
4039.0	145.4	730.1
4097.0	145.5	726.6
4157.0	145.7	723.1
4217.0	145.8	719.5
4278.0	145.9	715.9
4340.0	146.0	712.2

CASO 1 (BROWNSCOMBE)

POÇO :	CASO 1	
FONTE :	BROWNSCOMBE	
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás	2	
1 = Veloc. Som	2 = Lei Dos Gases	
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido	3	
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano		
Número de Trechos na Coluna de Gás	4	
Profundidade da bomba	2590,0	metro (*)
Topo interv. canhoneado	2590,2	metro
Base interv. canhoneado	2601,5	metro
Diâmetro interno revest.	3,966	pol.
Diâmetro ext. tubulação	2,375	pol.
Vazão de óleo	8,1	m ³ /dia
Vazão de gás	340.	m ³ /dia
BSW de produção	1.90	%
°API do óleo	38.00	
Densidade do gás	.700	ar = 1 (*)
Densidade da água	1.000	(*)
Temperatura superfície	60.0	°F (*)
Temperatura de fundo	162.4	°F (*)
Tensão superficial	50.0	dyn/cm (*)
Tempo de produção	140.0	dia (*)

TEMPO	PRESSAO	NIVEL DE
(min)	REVEST.	LIQUIDO
(min)	(psig)	(m)
.0	21.3	838.1
5.0	24.4	827.7
10.0	27.4	818.8
20.0	33.6	803.5
30.0	39.7	790.2
45.0	48.8	774.7
60.0	57.9	765.3
90.0	76.0	753.8
135.0	103.1	750.6
191.0	137.1	778.3

TEMPO	PRESSAO	NIVEL DE
(min)	REVEST.	LIQUIDO
(min)	(psig)	(m)
191,0	137,1	778,3
333.0	212.5	871.6
514.0	287.1	1034.6
734.0	344.8	1189.6
858.0	364.0	1204.2
1291.0	392.2	1102.0
2004.0	415.0	993.6
3115.0	436.1	926.9
4153.0	453.2	893.9

CASO 2 (BROWNSCOMBE)

POÇO :	CASO 2		
FONTE :	BROWNSCOMBE		
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás	2		
1 = Veloc. Som	2 = Lei Dos Gases		
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido	3		
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano			
Número de Trechos na Coluna de Gás	4		
Profundidade da bomba	1256,1	metro	(*)
Topo interv. canhoneado	1256,1	metro	
Base interv. canhoneado	1256,1	metro	
Diâmetro interno revest.	5.009	pol.	
Diâmetro ext. tubulação	2,375	pol.	
Vazão de óleo	5,1	m ³ /dia	
Vazão de gás	91.	m ³ /dia	
BSW de produção	8.60	%	
°API do óleo	28.00		
Densidade do gás	.650	ar = 1	(*)
Densidade da água	1.000		(*)
Temperatura superfície	60.0	°F	(*)
Temperatura de fundo	109.4	°F	(*)
Tensão superficial	40.0	dyn/cm	(*)
Tempo de produção	200.0	dia	(*)

TEMPO	PRESSAO	NIVEL DE
(min)	REVEST.	LIQUIDO
	(psig)	(m)
.0	53.6	1256.1
5.0	55.8	1253.0
10.0	58.0	1250.5
20.0	62.3	1246.1
30.0	66.4	1242.3
45.0	72.4	1237.2
60.0	78.2	1232.5
90.0	88.6	1223.3
135.0	101.9	1209.9
215.0	121.4	1187.1
313.0	139.3	1183.4
430.0	154.3	1192.7
565.0	167.2	1192.0
891.0	188.0	1176.8
1292.0	201.7	1159.1
2030.0	214.9	1134.0
2935.0	224.4	1108.9
4400.0	235.1	1073.1
6601.0	245.9	1027.4
6992.0	247.2	1020.4

CASO 5 (BROWNSCOMBE)

POÇO :	CASO 5	
FONTE :	BROWNSCOMBE	
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás	2	
1 = Veloc. Som	2 = Lei Dos Gases	
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido	3	
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano		
Número de Trechos na Coluna de Gás	4	
Profundidade da bomba	1540,0	metro (*)
Topo interv. canhoneado	1540,9	metro
Base interv. canhoneado	1551,8	metro
Diâmetro interno revest.	5.009	pol.
Diâmetro ext. tubulação	2,375	pol.
Vazão de óleo	1,1	m ³ /dia
Vazão de gás	0.	m ³ /dia
BSW de produção	90.0	%
°API do óleo	32.00	
Densidade do gás	.650	ar = 1 (*)
Densidade da água	1.050	(*)
Temperatura superfície	60.0	°F (*)
Temperatura de fundo	121.1	°F (*)
Tensão superficial	40.0	dyn/cm (*)
Tempo de produção	200.0	dia (*)

TEMPO	PRESSAO	NIVEL
(min)	REVEST.	LIQUIDO
(min)	(psig)	(m)
.0	21.0	1472.9
5.0	24.0	1467.1
10.0	27.0	1461.6
15.0	30.0	1456.7
20.0	32.7	1452.1
30.0	37.9	1443.6
45.0	45.1	1432.5
60.0	51.6	1422.6
90.0	61.5	1405.1
135.0	71.7	1382.5
213.0	83.2	1350.0
465.0	100.3	1275.3
688.0	107.2	1228.4
954.0	112.5	1184.4
1617.0	123.2	1103.3
2229.0	131.5	1046.0
3465.0	145.6	955.5
4620.0	154.0	885.1

POÇO RP-20 ES

POÇO	:	7 - RP - 20 ES
FONTE	:	DIES/DIPRO/SETOL
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás		
1 = Veloc. Som	2 = Lei Dos Gases	2
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido		
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano		3
Número de Trechos na Coluna de Gás		4
Profundidade da bomba	1273,2	metro (*)
Topo interv. canhoneado	-	metro
Base interv. canhoneado	1314,0	metro
Diâmetro interno revest.	4.95	pol.
Diâmetro ext. tubulação	2,875	pol.
Vazão de óleo	2,8	m ³ /dia
Vazão de gás	112,0	m ³ /dia
BSW de produção	0.0	%
°API do óleo	24.00	
Densidade do gás	.680	ar = 1 (*)
Densidade da água	1.050	(*)
Temperatura superfície	80.0	°F (*)
Temperatura de fundo	131.7	°F (*)
Tensão superficial	20.0	dyn/cm (*)
Tempo de produção	1440.0	dia (*)

TEMPO	PRESSAO	NIVEL
(min)	REVEST.	LIQUIDO
	(psig)	(m)
.0	25.0	1268.6
30.0	46.1	1266.6
60.0	62.0	1250.4
90.0	76.7	1238.4
120.5	90.3	1228.7
150.0	102.6	1222.2
210.0	128.5	1216.1
270.0	152.2	1211.4
330.0	174.0	1208.4
390.0	192.8	1206.4
449.0	208.1	1204.0
1429.0	320.0	1208.8
1459.0	326.0	1209.2

POCO 7-RI-79 ES

POÇO	:	7 - RI - 79 ES	
FONTE	:	DIES/DIPRO/SETOL	
Método Cálculo Pressão Devido Coluna Gás			
1 = Veloc. Som		2 = Lei Dos Gases	2
Método de Cálculo Pressão Coluna Líquido			
1=Gilbert 2=Podio 3=Godbey 4=Kabir 5=Caetano			3
Número de Trechos na Coluna de Gás			4
Profundidade da bomba	1000,2	metro	(*)
Topo interv. canhoneado	1249,5	metro	
Base interv. canhoneado	1266,0	metro	
Diâmetro interno revest.	4.95	pol.	
Diâmetro ext. tubulação	2,875	pol.	
Vazão de óleo	5,0	m ³ /dia	
Vazão de gás	300,0	m ³ /dia	
BSW de produção	75.0	%	
°API do óleo	17.00		
Densidade do gás	.630	ar = 1	(*)
Densidade da água	1.050		(*)
Temperatura superfície	60.0	°F	(*)
Temperatura de fundo	109,8	°F	(*)
Tensão superficial	30.0	dyn/cm	(*)
Tempo de produção	440.0	dia	(*)

TEMPO	PRESSAO	NIVEL DE
(min)	REVEST.	LIQUIDO
	(psig)	(m)
.0	70.0	979.0
10.0	70.7	974.7
20.0	70.9	971.8
30.0	71.0	969.5
45.0	71.2	967.3
60.0	71.2	965.2
90.0	71.2	961.7
120.0	71.2	958.7
154.0	71.2	955.9
180.0	71.2	953.8
244.0	71.2	949.7
360.0	71.2	943.6

APENDICE G: TENTATIVA PARA DESENVOLVER UM MODELO PARA
SIMULAÇÃO NUMÉRICA.

Procurou-se usar no problema em estudo uma formulação matemática correspondente àquela utilizada na simulação numérica do fluxo multifásico em meios porosos.

Para obter as equações da conservação²⁰ da massa para as fases óleo e gás, o poço foi considerado como um reservatório de porosidade 100 %. A equação da quantidade de movimento utilizada na simulação numérica do escoamento em meios porosos é a lei de Darcy, que com o conceito de permeabilidade relativa fornece equações individuais para cada fase. Para este estudo foi usada a equação da conservação da energia dos modelos de escoamento multifásico vertical em tubulações¹⁸. Esta equação fornece o valor da velocidade da mistura gás-líquido, não existindo expressões individuais para cada fase. Algumas tentativas foram feitas no sentido de buscar uma grandeza que no escoamento em tubulações correspondesse ao conceito de permeabilidade relativa usado nas equações do escoamento em meios porosos. Chegou-se a uma definição física desta grandeza mas os estudos esbarraram na escolha de um bom parâmetro de correlação para determinação de seu valor numérico. Esta tentativa que poderia simplificar a solução foi abandonada, principalmente por extrapolar o tempo disponível para os estudos exigidos e não é reproduzida neste trabalho. Assim, restou a tentativa de equacionar o problema usando a equação da conservação da energia dado pela velocidade da mistura.

No interior do poço, a equação de conservação da massa (ref. 20 pp 8-11) usando o modelo "Black-Oil" pode ser escrita para as fases óleo e gás como sendo,

$$\begin{array}{l} \text{Fase} \\ \text{Óleo} \end{array} \quad \boxed{- \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{V_o}{B_o} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{S_o}{B_o} \right] + q_o} \quad (G-1)$$

$$\begin{array}{l} \text{Fase} \\ \text{Gás} \end{array} \quad \boxed{- \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{R_s V_o}{B_o} + \frac{V_g}{B_g} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{R_s S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right] + q_{g_{\text{livre}}} + q_o R_s} \quad (G-2)$$

Onde:

- o - Relativo à fase óleo.
- g - Relativo à fase gás.
- V_g, V_o - Velocidade superficial do fluido, in situ.
- S_o, S_g - Fração volumétrica do fluido.
- B_o, B_g - Fator volume formação.
- R_s - Razão gás óleo em solução.
- $q_o, q_g, q_{g_{\text{livre}}}$ - Termos de fonte ou sumidouro.

Admitiu-se apenas a existência das fases óleo e gás no interior do poço, assim,

$$\boxed{S_o + S_g = 1} \quad (G-3)$$

A fração volumétrica de gás na coluna de líquido pode ser calculada usando a expressão do modelo de Godbey-Dimon:

$$\boxed{S_g = \epsilon = \frac{V_g}{0,6 + 1,2 V_g}} \quad (G-4)$$

Combinando-se as equações G-1 e G-2, tem-se:

$$\begin{array}{l} \boxed{\frac{\partial}{\partial t} (V_o + V_g) = (V_o C_o + V_g C_g) \frac{dP}{dy} + (S_o C_o + S_g C_g) \frac{dP}{dt} - \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial t} \dots} \\ \dots - \frac{V_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial y} - q_o B_o - q_{g_{\text{livre}}} B_g \end{array} \quad (G-5)$$

Onde: C_o, C_g - Compressibilidade do óleo e do gás.

A equação de energia para o escoamento vertical em tubulações¹⁸, considerando apenas os termos gravitacional e de fricção, pode ser escrita como:

$$144 \frac{dP}{dy} + \frac{4f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D_H} + \frac{g}{g_c} \rho_m = 0 \quad (G-6)$$

Onde:

f_m - fator de fricção da mistura.

$\rho_m = \rho_o S_o + \rho_g S_g$

$D_H = D_{REV} - D_{TUB}$

$V_m = V_o + V_g$

O número de Reynolds da mistura gás-líquido é dado por:

$$NR_m = 1488 \frac{\rho_m V_m D_H}{\mu_m} \quad (G-7)$$

Onde: μ_m = Viscosidade da mistura gás-líquido.

Foi considerado escoamento laminar já que em um teste de crescimento de pressão as velocidades das fases são decrescentes com o tempo. Usando a definição do fator de fricção de Fanning combinada com a equação G-7, tem-se:

$$f_m = \frac{16}{NR_m} \quad , \quad f_m = \frac{1}{1488} \frac{16\mu_m}{\rho_m V_m D_H} \quad (G-8)$$

Substituindo as equações G-7 e G-8 em G-6 e rearranjando, tem-se:

$$V_m = - \frac{1497,3 D_H^2}{\mu_m} \left[144 \frac{dP}{dy} + \rho_m \right] \quad (G-9)$$

Derivando a equação G-7 em relação ao tempo, combinando com as equações G-3, G-4 e G-5 e rearranjando, tem-se:

$$\boxed{B_1 \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + B_2 \frac{\partial P}{\partial y} = B_3 \frac{dP}{dt} + B_4} \quad (G-10)$$

Sendo,

$$\alpha = \frac{1497,3 \text{ Dh}^2}{\mu m}$$

$$B_1 = 144 \alpha$$

$$B_2 = \alpha \left[(1-\epsilon) \rho_o C_o + \epsilon \rho_g C_g - \rho_g \frac{d\epsilon}{dP} + \frac{\rho_{gsc} (1-\epsilon)}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \right] + \dots$$

$$\dots + V_g C_g + V_o C_o - \frac{V_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P}$$

$$B_3 = - \left[(1-\epsilon) C_o + \epsilon C_g - \frac{(1-\epsilon) B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \right]$$

$$B_4 = q_{g_{livre}} + q_o B_o + q_g B_g$$

A equação G-10 deve ser discretizada e resolvida numericamente usando o método das diferenças finitas com as condições de contorno correspondentes. Nesta tarefa deve-se definir como será calculado o valor de $d\epsilon/dP$.

Nas condições de contorno, o problema torna-se distinto do problema de escoamento em meios porosos. As condições de contorno na superfície são conhecidas (valor da pressão de revestimento e vazão nula). Não se conhece as condições de contorno no fundo do poço tão pouco os termos de fonte. Conhece-se as vazões das fases na interface gás-líquido, o que deve ser usado como condição de contorno.

Este estudo foi interrompido neste ponto e o desenvolvimento apresentado não foi revisto. Fica o registro como sugestão para estudos posteriores.