

Este exemplar corresponde à redação final da Tese defendida pelo Eng.º André Rabinovitz e aprovada pela Comissão Julgadora em 20/03/89

Humberto Lima
& Humberto Lima

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 DE LOCAÇÕES EXPLOTATÓRIAS DE POÇOS
PRODUTORES DE ÓLEO E GÁS ASSOCIADO EM
RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS DE CAMPOS
PARCIALMENTE DESENVOLVIDOS

Autor : André Rabinovitz
Orientador : Humberto Lima
Co-Orientador : Osvair Vidal Trevisan

Março, 1989

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

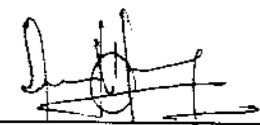
A dissertação "Avaliação de Locações Exploratórias de Poços Produtores de Óleo e Gás Associado em Reservatórios Heterogêneos de Campos Parcialmente Desenvolvidos", elaborada por André Rabinovitz e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora, foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 20 de março de 1989

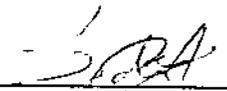
Banca Examinadora



Humberto Lima, Ph.D.
(Orientador)



Osvair Vidal Trevisan, Ph.D.
(Co-Orientador)



Lideniro Alegre, Ph.D.

À Luciane, minha esposa, amiga,
companheira e mulher, em todos
os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS ESPECIAIS

À minha esposa, Luciane Souza Pondé Rabinovitz, que com sua colaboração, compreensão, dedicação, amor e carinho, tornou possível e agradável a realização deste trabalho.

Aos meus pais, Salomão Rabinovitz e Dora Fichman Rabinovitz, que ao meu lado sempre estiveram, me proporcionando, com amor e carinho, as melhores condições de vida.

Aos meus sogros, Antônio Carlos Brito Pondé e Cibele Souza Pondé, pelo amor, dedicação e incentivo que sempre me prestaram.

AGRADECIMENTOS

Ao Eng. Dr. Humberto Lima, pelo seu interesse, dedicação, atenção e valiosa orientação.

Ao Eng. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, pela sua colaboração, apoio e incentivo.

Aos Engenheiros Airton Carvalho Moreira de Sousa, Newton Figueiredo do Nascimento, Alfredo Ramalho Junior e Walter Pereira Formosinho, pelo apoio prestado.

Ao Eng. Luiz Eraldo Araújo Ferreira, pela sugestão do tema da tese.

Aos Engenheiros Ivo Fernandez Lopez, Luiz Rodolfo Landim Machado, Sylvio Roberto Anders, Antônio Carlos Capeleiro Pinto, Lideniro Alegre e Nery Vicente Milani de Rossi, pela colaboração prestada.

Aos professores e funcionários do Curso de Mestrado em Engenharia de Petróleo, pela dedicação e colaboração.

Ao Eng. Eduardo Britto Pondé, pela atenção dispensada.

Aos colegas da Divisão de Reservatórios da Região de Produção da Bahia, pela atenção e colaboração.

Aos colegas que, juntamente comigo, participaram deste curso de Mestrado.

A Petróleo Brasileiro S.A., pela indispensável assistência e pela oportunidade que me concedeu em participar do Curso de Mestrado em Engenharia de Petróleo.

À todos aqueles que direta ou indiretamente
contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

A perfuração de poços de petróleo é uma atividade que envolve custos elevados. Daí a necessidade de proceder-se a uma análise técnica e econômica para fundamentar as decisões de perfurá-los. Quanto mais parâmetros de avaliação relevantes forem utilizados nesta análise, mais precisos serão os resultados obtidos.

Este trabalho apresenta um método que permite fazer a avaliação de novas propostas de perfuração, levando em consideração a produção de óleo e de gás associado, a heterogeneidade dos reservatórios, a interferência entre o poço a perfurar e poços adjacentes e a antecipação de produção causada pelo novo poço.

Os resultados da análise variam, principalmente, com o grau de heterogeneidade do reservatório, com a distância horizontal entre poços e com os preços de venda e custos de produção do óleo e do gás. Também exerce uma grande influência nos resultados, a antecipação de produção causada pelo novo poço.

Um programa de computador, correspondente ao método proposto, foi desenvolvido para estudar a viabilidade da perfuração de novas locações em campos de petróleo parcialmente desenvolvidos. Alguns exemplos são apresentados no final deste trabalho.

ABSTRACT

The drilling of oil wells is an expensive activity. The high costs involved bring up the necessity of carrying an economical and technical analysis prior to the decision of drilling the wells. The more evaluation parameters are used in the analysis, the more precise the results will be.

This work presents a method that allows the evaluation of new drilling proposals, taking into account the production of oil and associated gas, the reservoir heterogeneity, the interference between wells and the production anticipation due to the new well.

The results of the analysis vary, mainly, with the degree of reservoir heterogeneity, with the horizontal distance between wells and with the market price and production costs of both oil and gas. The acceleration of production has also a strong influence on the results.

A computer program, based on the proposed method, was developed to study the feasibility of drilling new wells in partially developed oil fields. Some examples are presented at the end of the work.

ÍNDICE

	Página
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xi
LISTA DE ANEXOS	xii
NOMENCLATURA	xiii
 Capítulo	
I. O PROBLEMA	1
Introdução	
Objetivo do Estudo	
Justificativa	
Delimitação do Estudo	
II. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
III. DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO	17
Heterogeneidade de Reservatórios	
Interferência de Poços	
Antecipação de Produção	
Balanço de Materiais	
Previsão de Comportamento	
Conversão da Previsão de Comportamento em	
Função da Variável Tempo	
Parâmetros Econômicos para Avaliação de	
Locações	
Solução do Problema	
IV. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	63
Influência do Espaçamento entre Poços e do	
Grau de Continuidade do Reservatório	
Importância do Gás Associado	
A Antecipação de Produção	
Sensibilidade aos Preços de Venda do Óleo e	
do Gás	
V. CONCLUSÕES	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXOS	76

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Progressão da Continuidade - Reservatório de Means San Andres	11
2. Um Exemplo de Curva de Continuidade	19
3. Efeito da Variação da Permeabilidade nas Curvas de Continuidade	22
4. Comparação das Razões de Permeabilidades (K_g/K_o) Calculadas com Dados de Laboratório e Dados de Campo	41
5. Representação da Interferência de Poços	49
6. Representação da Antecipação de Produção	49
7. Representação do Ganho Real de Produção	50
8. Gráfico Representativo de um Adensamento de Malha	50
9. Determinação da Área Afetada por um Novo Poço - Espaçamento Regular	53
10. Determinação da Área Afetada por um Novo Poço - Espaçamento Não Regular	54
11. Determinação do Fator de Continuidade Através da Curva de Continuidade	56
12. Previsão de Comportamento Com e Sem o Poço Novo	58
13. Conversão das Previsões de Comportamento em Função da Variável Tempo	61
14. Curvas de Continuidade Utilizadas para os Casos Simulados	64
15. Influência da Curva de Continuidade e do Espaçamento entre Poços nos Resultados da Avaliação Econômica de uma Locação	67
16. Influência dos Preços de Venda do Óleo e do Gás nos Resultados da Avaliação Econômica de uma Locação	70

17.	Seção Esquemática - Continuidade entre Poços .	79
18.	Seção Esquemática Simplificada - Continuidade entre Poços	79
19.	Porcentagem de Continuidade vs. Distância Horizontal para uma Determinada Área do Reservatório	81
20.	Área de Drenagem dos Poços Antes da Perfuração do Novo Poço	91
21.	Área de Drenagem dos Poços Após a Perfuração do Novo Poço	91

LISTA DE TABELAS

Tabela	Página
1. Influência da Curva de Continuidade e do Espaçamento entre Poços nos Resultados da Avaliação Econômica de uma Locação	65
2. Propriedades dos Fluidos	96
3. Razão de Permeabilidades	97
4. Permeabilidade Relativa ao Óleo	97

LISTA DE ANEXOS

Anexo	Página
1. Técnica de Stiles para Quantificação da Continuidade de uma Formação	77
2. Dedução da Equação de Balanço de Materiais Generalizada	82
3. Alteração dos Índices de Produtividade dos Poços, com a Entrada em Produção de um Novo Poço	88
4. Dados de Entrada	94

NOMENCLATURA

A	= área de drenagem do poço [m^2]
A_{ai}	= área afetada interna [m^2]
A_{at}	= área afetada total [m^2]
B_g	= fator volume de formação do gás proveniente da zona de óleo [m^3/m^3std]
B_{gc}	= fator volume de formação do gás da capa [m^3/m^3std]
B_{ginj}	= fator volume de formação do gás injetado [m^3/m^3std]
B_o	= fator volume de formação do óleo [m^3/m^3std]
B_t	= fator volume de formação total do óleo [m^3/m^3std]
B_{tv}	= fator volume de formação total da água [m^3/m^3std]
B_v	= fator volume de formação da água [m^3/m^3std]
B_{vinj}	= fator volume de formação da água injetada [m^3/m^3std]
c_{eo}	= compressibilidade efetiva [kPa^{-1}]
c_f	= compressibilidade da formação [kPa^{-1}]
c_o	= compressibilidade do óleo [kPa^{-1}]
c_v	= compressibilidade da água [kPa^{-1}]
CR	= coeficiente de retorno
d	= distância entre poços [m]
f	= fração recuperada
FC	= fator de continuidade
G	= volume original de gás na capa [m^3std]
G_{inj}	= volume de gás injetado acumulado [m^3std]
G_p	= volume de gás produzido acumulado [m^3std]

- G_{pb} = volume de gás produzido acumulado até o ponto de bolha [$m^3 \text{std}$]
 G_{ps} = volume de gás produzido acumulado a partir do ponto de bolha [$m^3 \text{std}$]
 h = espessura da formação [m]
 J = índice de produtividade [$m^3 \text{std}/(\text{dia} \cdot \text{kPa})$]
 k_g = permeabilidade efetiva ao gás [μm^2]
 k_o = permeabilidade efetiva ao óleo [μm^2]
 k_{ro} = permeabilidade relativa ao óleo
 m = razão entre os volumes originais de gás e de óleo medidos em condições de reservatório
 N = volume original de óleo [$m^3 \text{std}$]
 N_{ai} = volume de óleo original da área afetada interna [$m^3 \text{std}$]
 N_{at} = volume de óleo original da área afetada total [$m^3 \text{std}$]
 N'_{at} = volume de óleo original conectado da área afetada total antes da perfuração do novo poço [$m^3 \text{std}$]
 N''_{at} = volume de óleo original conectado da área afetada total depois da perfuração do novo poço [$m^3 \text{std}$]
 N_b = volume de óleo no ponto de bolha [$m^3 \text{std}$]
 N_p = volume de óleo produzido acumulado [$m^3 \text{std}$]
 N_{pb} = volume de óleo produzido acumulado até o ponto de bolha [$m^3 \text{std}$]
 N_{ps} = volume de óleo produzido acumulado a partir do ponto de bolha [$m^3 \text{std}$]
 p = pressão [kPa]
 p_{ab} = pressão de abandono [kPa]
 p_{fmin} = pressão de fluxo de fundo mínima [kPa]

Q	= vazão nas condições padrão [m^3_{std}/dia]
\bar{Q}	= vazão média nas condições padrão [m^3_{std}/dia]
R	= razão gás/óleo instantânea [m^3_{std}/m^3_{std}]
\bar{R}	= razão gás-óleo média [m^3_{std}/m^3_{std}]
r_e	= raio externo [m]
r_w	= raio do poço [m]
R_p	= razão gás-óleo de produção acumulada [m^3_{std}/m^3_{std}]
R_{ps}	= razão gás-óleo de produção acumulada a partir do ponto de bolha [m^3_{std}/m^3_{std}]
R_s	= razão de solubilidade gás-óleo [m^3_{std}/m^3_{std}]
R_{sv}	= razão de solubilidade gás-água [m^3_{std}/m^3_{std}]
S_g	= saturação de gás
S_L	= saturação de líquido
S_o	= saturação de óleo
S_v	= saturação de água
S_{wig}	= saturação de água inicial na zona de gás
S_{vico}	= saturação de água inicial na zona de óleo
t	= tempo [anos]
T	= temperatura [$^{\circ}K$]
V	= volume em condições de reservatório [m^3]
V_p	= volume poroso [m^3]
V_{pig}	= volume poroso inicial da capa de gás [m^3]
V_{pio}	= volume poroso inicial da zona de óleo [m^3]
VP	= valor presente (US\$)
V_{vo}	= volume de água na zona de óleo [m^3]
V_{vg}	= volume de água na capa de gás [m^3]
W_e	= influxo acumulado de água [m^3]
W_{inj}	= volume acumulado de água injetada [m^3_{std}]

W_p = volume acumulado de água produzida [$m^3 sdt$]
 Δ = diferença
 μ = viscosidade (Pa.s)

Subscritos:

ab = abandono
ai = afetada interna
at = afetada total
b = ponto de bolha
c = capa de gás
f = fluxo
g = gás
i = inicial
inj = injetado
j = índice referente ao tempo
l = limite
L = líquidos
m = máximo
min = mínimo
o = óleo
e = a partir do ponto de bolha
t = total
w = água

CAPÍTULO I

O PROBLEMA

Introdução

A Engenharia de Petróleo encontra-se, atualmente, dividida em várias atividades. Dentre estas, pode-se destacar a Engenharia de Reservatórios, que tem como um dos objetivos principais estabelecer e aprimorar métodos para desenvolver e manter em produção reservatórios de óleo ou de gás de modo a maximizar a sua taxa de produção e o seu fator de recuperação.

Para que se possa produzir os fluidos que preenchem os poros dos reservatórios, necessita-se de uma instalação extremamente importante na Engenharia de Petróleo - o Poço de Petróleo.

Dentre as atribuições de um Engenheiro de Reservatórios encontra-se uma de extrema importância: determinar os locais (locações) para a perfuração de novos poços, para que se tenha o melhor desenvolvimento possível de um campo petrolífero.

A perfuração de um poço de petróleo é uma atividade que envolve custos elevados e na qual a incerteza está sempre presente. Antes dela não se pode definir, com segurança, quais as zonas de interesse em efetivas condições de produzir e, conseqüentemente, o lucro ou prejuízo correspondente. Assim sendo, antes da decisão de perfurar um poço de desenvolvimento qualquer, deve-se realizar uma análise econômica para justificá-la. Estas análises permitem selecionar as locações

com base nas taxas e tempos de retorno dos investimentos a serem efetuados e, principalmente, no valor presente dos fluxos de caixa líquidos associados à produção esperada. Os parâmetros físicos necessários provêm de uma análise técnica cuidadosa, feita conjuntamente pelos engenheiros de reservatórios, de avaliação, de perfuração e geólogos de desenvolvimento e reservatórios.

Os resultados econômicos estão fortemente relacionados com os níveis de preços do petróleo. Em tempos passados, quando o preço do óleo estava entre US\$25-30/barril, os indicadores econômicos mostravam-se pouco sensíveis às possíveis variações nos outros parâmetros utilizados para sua determinação, mesmo quando estas variações assumiam proporções razoáveis.

Mais recentemente, com o preço do óleo em torno dos US\$12/barril, a influência dos demais parâmetros nos resultados da análise aumentou muito, tornando-se contra-indicado o uso de métodos mais simplificados. Para preços baixos, pequenas variações nos dados fornecidos podem alterar decisivamente os resultados de uma análise, indicando, por exemplo, ser economicamente inviável uma locação que de outra maneira não o seria, ou vice-versa.

Tendo em vista a importância destas análises, é necessário, cada vez mais, aprimorar o levantamento dos parâmetros que compõem tal estimativa, considerando a maior quantidade possível dos fatores que possam influir significativamente nos resultados.

Objetivo do Estudo

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um novo método que permita estudar a viabilidade econômica da perfuração de novos poços exploratórios em campos de petróleo parcialmente desenvolvidos, levando-se em consideração a produção de óleo, a produção de gás associado, a heterogeneidade do reservatório, a interferência de poços e a antecipação de produção.

Justificativa

Anualmente são perfurados no Brasil centenas de novos poços de desenvolvimento. Para cada poço realiza-se uma análise técnica e econômica que justifica ou não a sua perfuração.

A partir de 1984, a avaliação econômica de locações passou a ser feita com auxílio do programa Plano de Locações - LOC (Alegre & Barreto, 1984). Para cada locação este programa considera, apenas, uma zona de interesse. No entanto, além do objetivo principal da locação, existem, geralmente, objetivos secundários, que devem ser considerados na análise econômica.

Com o intuito de solucionar tal problema, foi elaborado um programa, denominado Programa de Locações de Óleo com Múltiplos Objetivos - LOCMUL (Pinto, Ferreira & Souza, 1986), que é utilizado atualmente no âmbito da PETROBRÁS. Apesar do avanço indicado, o programa em questão ainda não leva em consideração quatro importantes fatores: (a) a produção do gás associado, que aumenta a receita total esperada; (b) o aumento do fator de recuperação com a

perfuração de novos poços exploratórios, devido a heterogeneidade dos reservatórios; (c) a interferência de poços, ou seja, o volume de óleo que os poços antigos deixam de produzir com a entrada em produção do novo poço; e (d) a antecipação de produção, que corresponde ao adiantamento da produção de um volume de óleo e gás que seria recuperado pelos poços antigos em um intervalo de tempo maior.

Com o presente trabalho pretende-se fornecer subsídios para a inclusão dos fatores citados acima no programa existente, o que sem dúvida deverá contribuir para o aperfeiçoamento das avaliações de locações de óleo e gás associado.

Delimitação do Estudo

A Indústria do Petróleo vem se desenvolvendo muito com o passar dos anos. Atualmente ela já abrange uma grande variedade de atividades, que por sua vez vêm se dividindo em assuntos cada vez mais específicos. Desta maneira, torna-se necessário delimitar o estudo para que se possa seguir um raciocínio lógico e chegar ao objetivo pretendido.

No que se refere ao tipo de rocha reservatório, este estudo será dirigido apenas às rochas sedimentares, nas quais, todavia, concentram-se praticamente todas as reservas de hidrocarbonetos.

Com relação ao mecanismo de recuperação primária dos fluidos, o método é aplicável à reservatórios que produzem sob o mecanismo de gás em solução. As recuperações secundária e terciária não serão aqui consideradas.

O método desenvolvido assume que um novo poço a ser

perfurado possui 100% de chances de encontrar o objetivo pretendido, ou seja, trata o fenômeno como sendo determinístico. Sem dúvida, no futuro, para a obtenção de melhores resultados, haverá a necessidade de tratá-lo probabilisticamente.

Finalmente, o método não considera que o novo poço possa encontrar lentes do reservatório com pressões acima da pressão média do mesmo. Caso sejam encontradas, elas serão consideradas com a mesma pressão do resto do reservatório.

As avaliações econômicas feitas neste trabalho consideram apenas uma zona de interesse, o que é suficiente para validá-lo. Isto, porém, não se constitui uma limitação do método, que poderá ser estendido para múltiplas zonas sem maiores problemas.

CAPÍTULO II

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Muitos autores têm publicado artigos sobre a perfuração de novos poços em campos de petróleo parcialmente desenvolvidos, em outras palavras, sobre o adensamento de malha. Pode-se notar que, apesar de muito discutido, ainda existem opiniões contraditórias sobre o assunto.

Alguns artigos tratam do problema da heterogeneidade dos reservatórios e da interferência entre poços. Outros apresentam resultados de análises econômicas de projetos de adensamento de malha já realizados. Porém, a maioria deles utiliza dados obtidos após a perfuração e entrada em produção dos novos poços.

O problema central, todavia, é como avaliar as locações, antes da perfuração dos poços. Alguns estudos e programas de computador já foram desenvolvidos com este intuito. No entanto, nenhum deles se preocupou com o efeito da heterogeneidade dos reservatórios, da interferência entre poços e da antecipação de produção. E é este o objetivo principal do presente estudo.

A seguir apresenta-se uma síntese dos artigos julgados mais significativos para o desenvolvimento do presente trabalho.

Em 1945, Craze e Buckley estudaram, minuciosamente, os fatores que influenciam na recuperação de óleo, voltando as suas atenções, principalmente, para a relação entre a

recuperação final do óleo de um reservatório e o espaçamento dos poços.

Os autores afirmam que a quantidade de óleo que pode ser recuperada de um reservatório é altamente variável, dependendo parcialmente das condições particulares impostas pela natureza na trapa do subsolo e das propriedades dos fluidos contidos no reservatório.

Para o estudo foram utilizados dados reais de 103 reservatórios de óleo. O artigo conclui que a recuperação de óleo depende da viscosidade do óleo, do declínio de pressão do reservatório e da permeabilidade da formação.

Com relação ao espaçamento dos poços, os autores citados reconheceram que para determinar-se, conclusivamente, a sua influência na recuperação de óleo, dever-se-ia ter todos os demais fatores constantes. Para isto deveriam ser feitas comparações das recuperações de reservatórios idênticos em todos os aspectos, exceto na densidade de poços, o que se torna impossível. Mesmo assim tentou-se minimizar o efeito de todas as variáveis, com exceção do espaçamento, e nenhuma relação foi encontrada entre esta variável e a recuperação final dos reservatórios.

Em 1974, Driscoll apresentou uma análise de nove fatores que podem influenciar no aumento da recuperação de óleo pelo adensamento de malha. Muitos destes fatores estão relacionados com as heterogeneidades dos reservatórios e são, quantitativamente, mais importantes em projetos de injeção de água.

Dentre os nove fatores analisados, um relaciona-se

muito com o nosso estudo: a minimização dos efeitos da descontinuidade lateral, ou melhor, o aumento da continuidade entre poços com o adensamento de malha.

O artigo apresentado cobre reservatórios de baixa permeabilidade, embora o autor afirme que a maioria dos conceitos apresentados aplicam-se, igualmente, a reservatórios de alta permeabilidade.

O autor conclui que "o adensamento de malha pode realmente aumentar a recuperação" (p.9).

Stiles (1976) desenvolveu uma técnica estatística para melhorar a definição quantitativa da continuidade de uma formação. Esta técnica permite o cálculo da percentagem de continuidade entre dois poços e, por ser de grande valia para este trabalho, está descrita no Anexo 1.

Stiles estudou o reservatório de Fullerton, no condado de Andrews, no Texas, considerando-o como constituído por um conjunto de canais porosos. O comprimento e a ocorrência dos canais são tratados como variáveis aleatórias, sendo alguns contínuos por várias centenas de metros, enquanto outros por somente poucos metros.

Onze grupos de nove poços cada foram selecionados de diferentes áreas do campo. Cada grupo consistia de duas seções perpendiculares, uma na direção norte-sul e outra na direção leste-oeste, cada uma englobando cinco poços. A percentagem de continuidade para cada dois poços de uma mesma seção em um grupo foi plotada num gráfico de percentagem de continuidade vs. distância horizontal, e então uma curva foi traçada para representar a curva de percentagem de continuidade média para

aquela área. Desta maneira obteve-se onze curvas, uma para cada grupo de poços, que foram utilizadas para avaliar mudanças de malha de injeção e redução de espaçamento.

Van Everdingen e Kriss (1980a, 1980b, 1981) afirmam não existir reservatórios totalmente homogêneos. Todos possuem algum grau de descontinuidade, ou seja, nem todas as porções do reservatório estão inter-conectadas.

Seus artigos mostram existir uma relação entre o espaçamento entre poços e a recuperação final de um reservatório.

Segundo os autores, o adensamento de malha aliado à injeção de água aumentam sensivelmente a recuperação final de óleo. A injeção de água é necessária para manter a pressão do reservatório acima ou na pressão de saturação, impedindo assim o aparecimento e o deslocamento de gás livre. O adensamento de malha permite a produção de óleo de partes do reservatório ainda não drenadas ou que não foram afetadas pela injeção de água. Isto ocorre devido às heterogeneidades dos reservatórios.

Um gráfico de eficiência de recuperação vs. espaçamento entre poços, onde foram plotadas as eficiências de recuperação das unidades do campo de Slaughter, no Texas, é apresentado pelos autores, mostrando a tendência para o aumento de recuperação com a redução de espaçamento.

Van Everdingen e Kriss afirmam que o óleo originalmente existente num reservatório deve ser preferencialmente calculado por métodos volumétricos. O cálculo por balanço de materiais, em reservatórios

descontínuos, resulta, invariavelmente, num volume de óleo original muito menor que o real, pois o método falha na inclusão de todas as porções do reservatório.

O artigo elaborado por Barber, George, Stiles e Thompson (1982) serve para ilustrar, em grandes dimensões, os aspectos inerentes ao problema que o presente trabalho se propõe a solucionar. Ele nos mostra o aumento do fator de recuperação de um campo pelo adensamento de malha, devido à elevação do fator de continuidade. Este fator é função da heterogeneidade do reservatório.

O problema da interferência de poços também é mencionado neste artigo.

Um gráfico estatístico do fator de continuidade vs. distância horizontal entre poços é apresentado pelos autores. Tal gráfico encontra-se reproduzido na Figura 1. Ele foi elaborado para o reservatório de Means San Andres, condado de Andrews, no Texas, com uma malha de aproximadamente 16 ha (40 acres), e posteriormente com malhas de aproximadamente 8 ha (20 acres) e 4 ha (10 acres). Pode-se notar que o reservatório analisado é muito descontínuo, o que não seria notado se não fosse feito um adensamento de malha. Com este gráfico torna-se claro, também, o aumento do fator de continuidade de um reservatório com o aumento da densidade de poços.

Por fim, os autores apresentam os históricos de produção reais resultantes do adensamento de malha em nove campos, incluindo carbonatos e arenitos, onde se pode observar o aumento da recuperação de óleo com a redução de espaçamento, e a interferência de poços.

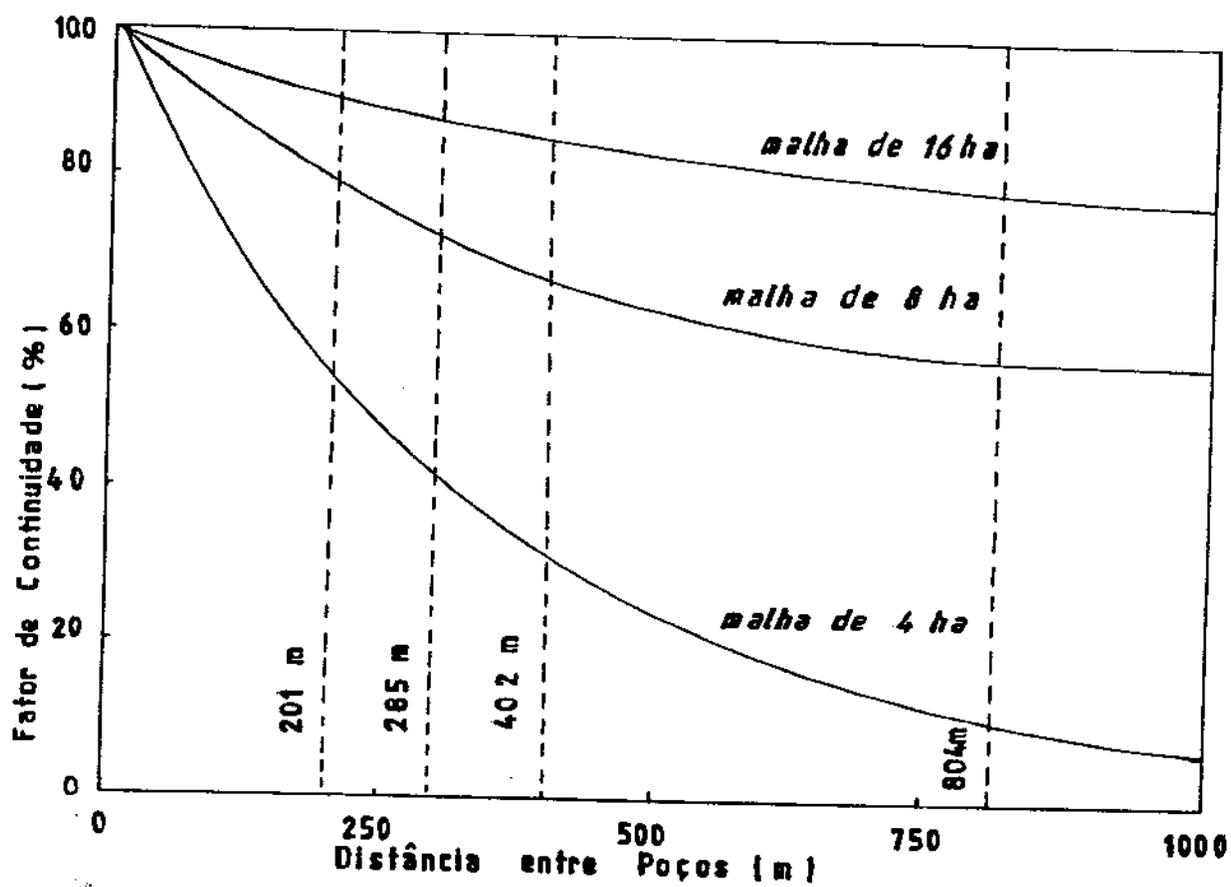


Figura 1. Progressão da Continuidade - Reservatório de Means San Andres

Também em 1982, Mangunkusumo apresentou resultados de programas de adensamento de malha em campos antigos da Sumatra. Estes programas provaram que, com incentivos econômicos apropriados, melhoramentos substanciais da recuperação podem ser obtidos em campos antigos, através de um adensamento de malha.

Ainda neste mesmo ano, El Khatib utilizou um método de previsão de comportamento, por ele desenvolvido, para estudar o efeito de alguns parâmetros, tais como: vazão de produção, espaçamento entre poços, geometria da área de drenagem e dano de formação, no desempenho de um reservatório. Este método é aplicável a reservatórios de óleo com mecanismo de gás em solução e leva em consideração as variações de pressão e saturação no reservatório.

Uma das conclusões do autor é que o espaçamento entre poços influencia, moderadamente, a recuperação de óleo.

Em 1984, durante uma conferência em Calgary, no Canadá, Sam Sarem afirmava que o adensamento de malha pode aumentar a recuperação final somente se possibilitar a lavagem de zonas ainda não varridas ou se colocar em comunicação zonas ainda não perfuradas. Segundo ele, o que determina a magnitude do incremento de recuperação é o nível de sofisticação tecnológica aplicado para detectar, com precisão, as descontinuidades e heterogeneidades dos reservatórios.

Meadows e Brownscombe apresentaram, neste mesmo ano, um método para se identificar áreas de alta descontinuidade de um reservatório. Este método utiliza testes de crescimento de pressão em poços produtores e testes de injetividade em poços

injetores. Os autores argumentam que a identificação destas áreas é vantajosa para a análise de projetos de redução de espaçamento.

Resultados de uma ampla revisão bibliográfica sobre espaçamento entre poços e recuperação final de óleo foram publicados por Bobar (1985). Neste artigo também foram analisados alguns parâmetros e estudos de Engenharia de Reservatórios necessários para se estabelecer o espaçamento ótimo entre poços.

Segundo o autor, cada campo deve ser analisado separadamente, uma vez que não existem dois campos idênticos, e a análise econômica deve ser o fator principal na decisão do espaçamento ótimo.

"É quase certeza que o incremento de produção por redução de espaçamento deve-se em parte à novas reservas e em parte à aceleração de produção, mas separar estes efeitos torna-se muito difícil" (Reviere & Wu, 1986).

Este artigo apresenta resultados reais de avaliações de programas de adensamento de malha, associado à injeção de água, em nove reservatórios do Texas, entre carbonatos e arenitos, com propriedades bem variadas. Estes resultados indicam obtenção de lucro em todos os projetos, sob as condições econômicas da época.

Os autores argumentam que o adensamento de malha melhora, significativamente, o fator de continuidade dos reservatórios.

O artigo elaborado por Chan, Springer, Asgarpour e Corns (1986) objetiva discutir quatro técnicas diferentes que

podem ser utilizadas para quantificar incrementos na recuperação de óleo e antecipação de produção, pela perfuração de novos poços: (a) modelo de continuidade de reservatórios; (b) método da razão água-óleo; (c) análise de curvas de declínio; (d) estudos de simulação de reservatórios.

O modelo de continuidade ilustra o conceito de que a redução de espaçamento aumenta a continuidade entre poços, aumentando assim a eficiência de varrido e a recuperação final de óleo.

O método da razão água-óleo estima o incremento na recuperação de óleo, em um reservatório com injeção de água, através de um gráfico de razão água-óleo, em escala logarítmica, versus produção acumulada de óleo, em escala linear. Para tal é necessário ter-se a produção de óleo e de água antes e depois da perfuração dos novos poços.

As curvas de declínio são utilizadas para estimar a recuperação incremental, juntamente com a antecipação de produção, e a interferência entre poços. Para isto, é necessário ter-se, também, dados de produção antes e depois dos novos poços.

Modelos de simulação de reservatórios são utilizados para prever a produção de novos poços e estimar a recuperação adicional.

Segundo os autores, o adensamento de malha pode aumentar a recuperação final de óleo, porém o incremento varia de reservatório para reservatório, devido às diferenças nas heterogeneidades e nas propriedades dos fluidos. Afirmam ainda que a estimativa deste incremento é essencial para substanciar

a recomendação de novas propostas de perfuração.

Também em 1986, Barbe e Schnoebelen publicaram um artigo que documenta o sucesso de um programa de adensamento de malha e as técnicas utilizadas para quantificar o desempenho de um reservatório sob a variação do espaçamento entre poços e malhas de injeção. O estudo foi feito com o reservatório de Robertson Clearfork, no condado de Gaines, no Texas.

Três aproximações foram utilizadas para determinar o fator de continuidade do reservatório em função da distância entre poços: (a) correlação geológica; (b) comportamento transiente de pressão; e (c) análise numérica dos volumes produzidos.

O artigo ilustra os resultados das análises do fator de continuidade, feitas pelas três aproximações citadas. Pode-se notar que todas chegaram a resultados semelhantes: diminuindo-se a distância entre poços aumenta-se a percentagem de continuidade.

De Rossi (1988) dirigiu seus enfoques para o desenvolvimento de uma técnica de engenharia para incluir o efeito das heterogeneidades nas performances de produção e econômica dos reservatórios de hidrocarbonetos, visando a otimização do espaçamento entre poços.

"A importância real do nosso estudo está em oferecer alternativas para determinar o número suficiente de poços, adequando a solução à política de recuperação ou lucro máximo, utilizando dados técnicos e econômicos disponíveis nos primeiros estágios de desenvolvimento de um campo" (p.6).

Infelizmente, devido ao limitado arquivo de dados, base do estudo, o autor voltou sua atenção apenas para os reservatórios de arenito relacionados a sistemas deposicionais transicional do tipo canal distributário e deltáico, além do marinho com sedimentos de plataforma. Estes dados foram obtidos de um estudo feito por Zeito (1965), cujo objetivo foi descrever, quantitativamente, o caráter de continuidade das intercalações de folhelho e as variações de seu comportamento nos sistemas deposicionais citados.

A técnica desenvolvida por De Rossi permite a obtenção de um índice que representa o óleo que pode efetivamente ser recuperado do reservatório em função da distância entre poços produtores. A este índice ele denominou "Coeficiente de Abrangência".

Um programa de computador foi desenvolvido com o objetivo de determinar o número ótimo de poços que devem ser perfurados num reservatório de forma a maximizar os lucros.

CAPÍTULO III

DESENVOLVIMENTO DO ESTUDO

A seguir apresenta-se a sequência das etapas desenvolvidas para chegar à solução do problema.

Heterogeneidade de Reservatórios

A heterogeneidade dos reservatórios é decorrência dos ambientes deposicionais nos quais se formam, dos eventos físicos e químicos subsequentes, tais como: compactação, cimentação, dissolução, dolomitização e recristalização, e também da natureza das partículas que constituem os sedimentos.

Em reservatórios areníticos, o desenvolvimento de propriedades, tais como porosidade e permeabilidade, é devido, principalmente, a processos físicos, isto é, as propriedades dependem da natureza dos sedimentos, do ambiente de deposição e, geralmente, de subsequente compactação e cimentação. Em reservatórios carbonáticos, por outro lado, o desenvolvimento da porosidade é mais complexo, ou seja, em adição aos processos já citados, são importantes também outros processos, tais como: dissolução, dolomitização e recristalização.

Em ambos, carbonatos e arenitos, movimentos de rocha podem resultar em falhas, dobras ou fraturas, que contribuem para a heterogeneidade dos reservatórios.

Uma das primeiras medidas das não-uniformidades dos reservatórios foi chamada "conformance". Ela representaria a

porção do reservatório contactada pelo fluido de injeção. Este termo pode, ainda hoje, ser utilizado para descrever, qualitativamente, os reservatórios como de "alta conformance" ou de "baixa conformance" e então indicar o grau de variação da permeabilidade vertical e horizontal.

Vários métodos já foram desenvolvidos para representar as heterogeneidades dos reservatórios, sendo alguns amplamente utilizados.

Seguindo a linha de pensamento de Van Everdingen e Kriss, deve-se levar em consideração o efeito da heterogeneidade na avaliação de novas locações. Quando se perfura um novo poço num campo, reduz-se o espaçamento médio entre os poços da região ao redor do mesmo, redução esta que contribui para o aumento do volume de óleo recuperável, devido às heterogeneidades dos reservatórios e ao aumento da eficiência de recuperação.

A Curva de Continuidade

A falta de continuidade dentro de uma formação é um dos principais fatores atuantes na restrição do volume de óleo drenado.

A curva de continuidade, apresentada na Figura 2, pode ser utilizada para se estimar o fator de continuidade de um reservatório em função do espaçamento entre poços. Define-se fator de continuidade como sendo a percentagem de volume poroso da formação que pode ser correlacionado e está conectado entre dois poços, em uma determinada malha de drenagem. Este fator depende do grau de heterogeneidade dos reservatórios.

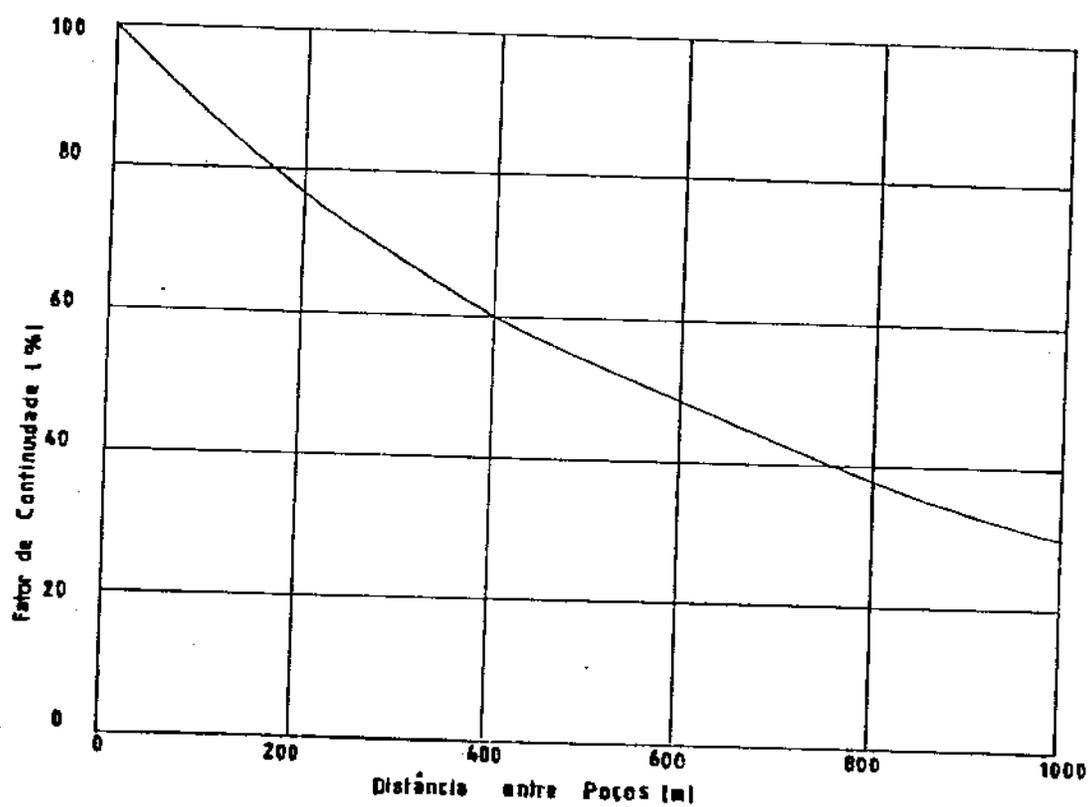


Figura 2. Um Exemplo de Curva de Continuidade

Correlação de perfis, análises de testemunhos, análises geológicas e análises de pressão nos poços são meios que podem ser utilizados para a construção das curvas de continuidade. Quanto maior a quantidade e qualidade dos dados utilizados para o cálculo do fator de continuidade, mais precisa será a curva. O Anexo 1 apresenta, a título de exemplo, a técnica desenvolvida por Stiles (1976) para quantificar a continuidade de uma formação.

Engenheiros de reservatórios, de avaliação e geólogos devem se reunir para decidir a melhor maneira de se calcular os fatores de continuidade para a construção da curva de continuidade de um determinado reservatório. Estes cálculos dependerão dos dados disponíveis na época.

Apesar do presente trabalho não considerar recuperações secundária e terciária, deve-se ter em mente que quanto maior o fator de continuidade de um reservatório, melhores serão os resultados de tais projetos.

Efeito da Variação da Permeabilidade nas Curvas de Continuidade

Uma formação pode ser contínua entre dois poços, porém sem haver conexão hidráulica, devido à variações bruscas de permeabilidade.

Desta maneira, uma curva de continuidade pode tornar-se um pouco otimista, com relação ao grau de continuidade do reservatório, se não forem consideradas as variações de permeabilidade para a sua construção. Por outro lado, esta mesma curva mostra-se um pouco pessimista com relação ao incremento do fator de continuidade devido a um

adensamento de malha (ver Figura 3). Por estes motivos, é importante que se tenha um bom acompanhamento de pressão, com o qual pode-se ter mais segurança sobre a conexão entre dois poços, auxiliando a construção das curvas de continuidade.

Interferência de Poços

A perfuração e entrada em produção de um novo poço em uma determinada área de um campo afeta a produção dos poços localizados ao seu redor. A este fenômeno chama-se interferência de poços, que pode ser definida como sendo o volume de óleo que os poços de uma determinada área de um campo deixam de produzir com a entrada em produção de um novo poço ou de novos poços.

A interferência varia com o grau de heterogeneidade dos reservatórios. Quanto mais heterogêneo for o reservatório, menor será o efeito causado por um novo poço nos demais.

O fenômeno da interferência de poços deve ser levado em consideração na avaliação técnica e econômica de uma nova locação. Caso contrário estará sendo considerado que a produção dos poços antigos não será afetada pelo poço novo e que toda a produção deste será proveniente de um "óleo novo", significando única e exclusivamente incremento de volume de óleo recuperável, o que não reflete a realidade.

Vale apenas ressaltar, que a interferência, na maioria das vezes, não é prejudicial economicamente, uma vez que ela ocorre juntamente com uma antecipação de produção, que é altamente benéfica.

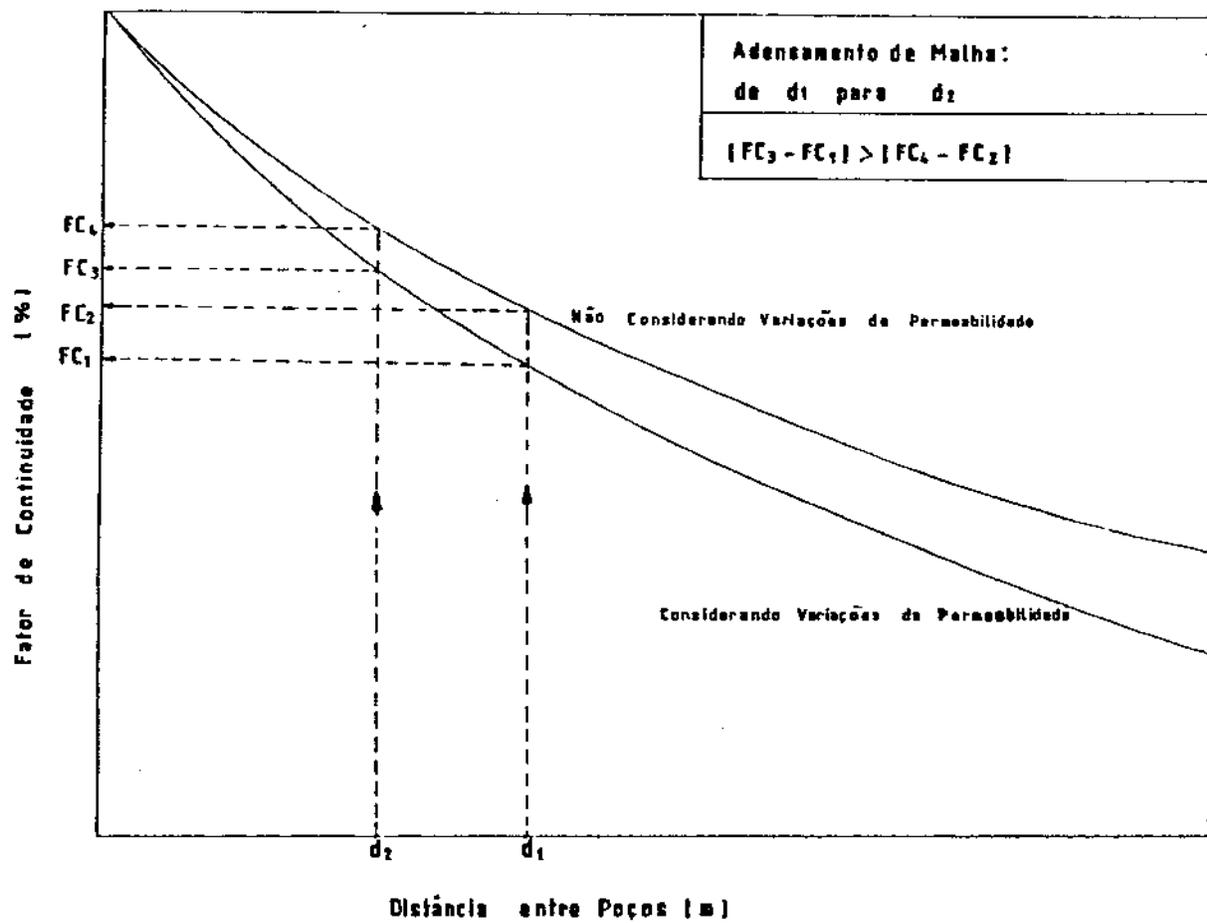


Figura 3. Efeito da Variação da Permeabilidade nas Curvas de Continuidade

Antecipação de Produção

A antecipação de produção vem a ser a aceleração da recuperação do volume de óleo de um reservatório, causada pela entrada em produção de um novo poço ou de novos poços.

Este fenômeno é de elevada importância na avaliação econômica de uma nova locação, uma vez que ele corresponde à uma antecipação de receitas, contribuindo favoravelmente nos resultados da mesma.

A interferência de poços e a antecipação de produção estão altamente relacionadas, sendo, muitas vezes, tratadas como um único fenômeno. A perfuração de um novo poço provoca uma antecipação de produção, que por sua vez reduz a recuperação final dos poços antigos, redução esta que traduz a interferência. Para melhor compreensão, neste trabalho, estes fenômenos estão sendo tratados separadamente.

Balanco de Materiais

A equação de balanço de materiais - EBM - nada mais é do que um balanço de massas dos fluidos existentes no interior dos poros da rocha reservatório. Na verdade, as equações de balanço de materiais são normalmente derivadas em bases volumétricas. Como as quantidades de fluido produzidas são geralmente medidas em termos de volumes, numa determinada condição padrão de pressão e temperatura, a EBM é comumente escrita de tal maneira que o volume de fluidos existentes no reservatório, num instante qualquer, seja a diferença entre o volume inicialmente existente e o produzido, todos medidos numa mesma condição padrão.

No presente trabalho será abordada a equação de balanço de materiais aplicada a reservatórios de óleo que produzem, predominantemente, sob o mecanismo de gás em solução. Ela será utilizada para previsão de comportamento de reservatórios.

Equação de Balanço de Materiais Generalizada

Um reservatório de hidrocarbonetos pode possuir, inicialmente, até três zonas distintas: (a) capa de gás, contendo gás e água; (b) zona de óleo, contendo óleo e água; e (c) um aquífero contíguo à zona de óleo. Após um tempo t , tendo sido produzidos óleo, gás e água, injetados água e gás com a finalidade de retardar o decréscimo de pressão, e tendo havido um influxo acumulado de água proveniente do aquífero, a pressão média do reservatório deverá ter declinado desde a pressão inicial até uma pressão p genérica. O volume de poros deverá ter sido reduzido devido à compressibilidade da rocha.

A equação de balanço de materiais baseia-se no seguinte princípio: a expansão total dos fluidos existentes no reservatório, somada ao volume de fluidos injetados e à contração do volume poroso, é igual à produção total. Obtém-se então:

$$N = \frac{A + B - C}{D + E + F} \quad (1)$$

onde:

$$A = N_p \cdot \left[B_l + (R_p - R_{st}) \cdot B_g \right]$$

$$B = W_p \cdot B_v - W_e$$

$$C = W_{inj} \cdot B_{vinj} + G_{inj} \cdot B_{ginj}$$

$$D = B_t - B_{ti} + \frac{m \cdot B_{ti}}{B_{gic}} (B_{gc} - B_{gic})$$

$$E = \left[\frac{B_{ti} \cdot S_{vio}}{1 - S_{vio}} + \frac{m \cdot B_{ti} \cdot S_{vig}}{1 - S_{vig}} \right] \cdot \left(\frac{B_{tv} - B_{tvi}}{B_{tvi}} \right)$$

$$F = \left[\frac{B_{ti}}{1 - S_{vio}} + \frac{m \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \right] c_f \cdot \Delta p$$

O Anexo 2 apresenta a dedução desta equação. Como pode-se ver, ela permite estimar o volume original de óleo de um reservatório, quando são disponíveis dados geológicos, de produção e de laboratório. No presente trabalho a EBM não será utilizada com tal finalidade, o que será feito por métodos volumétricos, mas sim para estudos de previsão de comportamento.

Equação de Balanço de Materiais Simplificada

A equação de balanço de materiais generalizada é geralmente modificada pela aplicação de algumas hipóteses simplificadoras de caráter prático. Três destas hipóteses normalmente empregadas são:

- 1) $B_{gc} = B_g$
- 2) $B_{tv} = B_v$ ou $R_{evi} = R_{av} \cong 0$
- 3) $S_{vio} = S_{vig} = S_{vi}$

Assumindo estas simplificações, obtém-se:

$$N = \frac{A + B - C}{D + E} \quad (2)$$

onde:

$$A = N_p \cdot [B_t + (R_p - R_{si}) \cdot B_g]$$

$$B = W_p \cdot B_v - W_e$$

$$C = W_{inj} \cdot B_{vinj} + G_{inj} \cdot B_{ginj}$$

$$D = B_t - B_{ti} + m \cdot B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$$

$$E = (1 + m) B_{ti} \left[\frac{c_v \cdot S_{vi} + c_f}{1 - S_{vi}} \right] \Delta p$$

ou, em termos de B_o :

$$N = \frac{A + B - C}{D + E} \quad (3)$$

onde:

$$A = N_p \cdot [B_o + (R_p - R_e) \cdot B_g]$$

$$B = W_p \cdot B_v - W_e$$

$$C = W_{inj} \cdot B_{vinj} + G_{inj} \cdot B_{ginj}$$

$$D = B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) \cdot B_g + m \cdot B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$$

$$E = (1 - m) B_{oi} \left(\frac{c_v \cdot S_{vi} + c_f}{1 - S_{vi}} \right) \Delta p$$

Equação de Balanço de Materiais Aplicada a Reservatórios de Gás em Solução

Neste tipo de reservatório o principal mecanismo de produção é a expansão do gás, inicialmente dissolvido no óleo, que vai sendo liberado, devido à redução de pressão, à medida que os fluidos são produzidos. Acima da pressão de saturação, porém, a produção é devido à expansão dos líquidos e à contração do volume poroso. Desta maneira, duas fases podem ser distinguidas: (a) quando o reservatório de óleo é subsaturado, ou seja, todo o gás permanece dissolvido no óleo mesmo com a redução de pressão; e (b) quando a pressão já atingiu um valor menor que a pressão de saturação, existindo, então, uma fase de gás livre no reservatório.

Acima da pressão de saturação. Nesta condição não existe capa de gás ($m = 0$). Se, além disso, o aquífero for relativamente pequeno, impermeável ou não conectado ao reservatório, pode-se desprezar o influxo natural de água ($W_e = 0$). Também, para produção acima do ponto de bolha, $R_p = R_s = R_{si}$, já que todo o gás produzido na superfície é proveniente do que estava dissolvido no óleo no reservatório. Considerando ainda que não haja produção de água nem injeção de água e gás, a equação (3) pode ser reduzida para:

$$N = \frac{N_p \cdot B_o}{B_o - B_{oi} + A + C} \quad (4)$$

onde:

$$A = \frac{B_{oi} \cdot S_{vi}}{1 - S_{vi}} \left(\frac{B_v - B_{vi}}{B_{vi}} \right)$$

$$C = \left(\frac{B_{oi}}{1 - S_{vi}} \right) c_f \cdot \Delta p$$

A expansão da água conata e a contração do volume poroso não podem ser desprezados para um reservatório subsaturado, pois as compressibilidades da água e da formação são, geralmente, da mesma ordem de grandeza da do óleo. Essas compressibilidades podem ser expressas como:

$$c_v \cong \frac{V_v - V_{vi}}{V_{vi} \cdot \Delta p} \quad (5)$$

e

$$c_o \cong \frac{V_o - V_{oi}}{V_{oi} \cdot \Delta p} \quad (6)$$

ou, então, em função dos fatores volume de formação dos fluidos:

$$c_v \cong \frac{B_v - B_{vi}}{B_{vi} \cdot \Delta p} \quad (7)$$

e

$$c_o \cong \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \cdot \Delta p} \quad (8)$$

Rearranjando os termos da equação (4) e substituindo-se as equações (7) e (8), obtém-se:

$$N = \frac{N_p \cdot B_o}{B_{oi} \left[c_o + \frac{(c_v \cdot S_{vi} + c_f)}{1 - S_{vi}} \right] \cdot \Delta p} \quad (9)$$

Já que existem somente dois fluidos no reservatório, óleo e água conata, então a soma das suas saturações deve ser 100% do volume poroso, ou $S_{oi} + S_{vi} = 1$, que substituída em (9) resulta:

$$N = \frac{N_p \cdot B_o}{B_{oi} \left[\frac{c_o \cdot S_{oi} + c_v \cdot S_{vi} + c_f}{1 - S_{vi}} \right] \cdot \Delta p} \quad (10)$$

Definindo-se compressibilidade efetiva como sendo:

$$c_{eo} = \frac{c_o \cdot S_{oi} + c_v \cdot S_{vi} + c_f}{1 - S_{vi}} \quad (11)$$

chega-se, finalmente, à EBM para um reservatório produzindo acima da pressão de saturação:

$$N = \frac{N_p \cdot B_o}{B_{oi} \cdot c_{eo} \cdot \Delta p} \quad (12)$$

Se escrita de outra maneira, tal como:

$$N_p \cdot B_o = N \cdot B_{oi} \cdot c_{eo} \cdot \Delta p \quad (13)$$

observa-se como pode a EBM, no caso em consideração, ser reduzida a nada mais do que uma simples definição de compressibilidade, onde $N_p \cdot B_o = \Delta V$ é a produção de fluidos medida em condições de reservatório, e $N \cdot B_{oi} = V$ é o volume poroso ocupado, inicialmente, por hidrocarbonetos. Isso mostra que, acima da pressão de saturação, a produção é diretamente proporcional à compressibilidade efetiva, traduzida em termos de expansão dos líquidos e redução do volume poroso.

Abaixo da pressão de saturação. Com a continuidade da produção, ao atingir uma pressão abaixo da pressão de saturação, certa quantidade de gás terá sido liberada do óleo e uma saturação de gás aparece no reservatório. Como primeira simplificação, pode-se desprezar a expansão da água conata e a contração do volume poroso, por causa das suas pequenas compressibilidades quando comparadas com a compressibilidade do gás. Considerando ainda que não existe capa de gás ($m = 0$), que não haja influxo natural de água ($W_e = 0$) nem produção de água ($W_p = 0$) e que não haja injeção de água nem de gás ($W_{inj} = G_{inj} = 0$), tem-se:

$$N = \frac{N_p \cdot [B_t + (R_p - R_{si}) \cdot B_g]}{B_t - B_{ti}} \quad (14)$$

ou, em termos de B_o :

$$N = \frac{N_p \cdot [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g]}{B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s) \cdot B_g} \quad (15)$$

A fração recuperada será calculada por:

$$f = \frac{N_p}{N} = \frac{B_t - B_{ti}}{B_t + (R_p - R_{si}) \cdot B_g} \quad (16)$$

o que demonstra existir uma relação inversa entre a fração recuperada e a razão gás-óleo de produção acumulada. Portanto, para se obter uma alta recuperação primária, o máximo de gás deve ser mantido no reservatório, o que requer que a razão gás-óleo acumulada seja mantida no menor nível possível. Mantendo-se o gás no interior do reservatório, a

compressibilidade total do sistema aumenta consideravelmente. Infelizmente, na prática, não é tão fácil impedir, ou mesmo reduzir, a produção de gás. Uma vez que a saturação de gás livre na zona de óleo excede a sua saturação crítica, o gás começará a ser produzido em quantidades desproporcionais ao óleo, devido à sua alta mobilidade.

Previsão de Comportamento

Quando se utiliza os conceitos de balanço de materiais juntamente com as equações de fluxo, pode-se desenvolver modelos que permitem prever o comportamento de produção de reservatórios. Atualmente existem vários métodos aplicáveis à previsão de comportamento de reservatórios, cada um apresentando certas vantagens e desvantagens em relação aos outros. O presente estudo utiliza o método de Turner, que será descrito posteriormente, método este bastante utilizado para reservatórios que produzem sob o mecanismo de gás em solução.

Reservatórios Subsaturados

A previsão de comportamento de reservatórios subsaturados é feita, simplesmente, através da equação de Balanço de materiais, a saber:

$$N_p \cdot B_o = N \cdot B_{oi} \cdot c_{eo} \cdot (p_i - p) \quad (13)$$

O comportamento da pressão em função da produção acumulada de óleo pode, então, ser obtido através da expressão:

$$p = p_i - \frac{N \cdot B_o}{N \cdot B_{oi} \cdot c_{oo}} \quad (17)$$

A razão gás óleo instantânea é constante e igual à razão de solubilidade inicial, isto é:

$$R = R_s = R_{si} \quad (18)$$

Reservatórios Saturados

Neste caso, considera-se como ponto de partida para previsão de comportamento a pressão do ponto de bolha (pressão de saturação). Como já foi dito anteriormente, pode-se desprezar os efeitos das compressibilidades da água conata e da formação.

Equações básicas.

a) Saturação de líquidos:

$$S_L = \left[1 - \frac{N_{ps}}{N_b} \right] \cdot \left[\frac{B_o}{B_{ob}} \right] \cdot (1 - S_{vb}) + S_{vb} \quad (19)$$

onde o índice b se refere às condições no ponto de bolha e o índice s significa a partir do ponto de bolha.

Para encontrar o valor de S_{vb} , tem-se que:

$$S_{vb} = \frac{S_{vi} \cdot (1 + c_v \cdot \Delta p)}{1 - c_f \cdot \Delta p} \quad (20)$$

onde $\Delta p = p_i - p_b$.

Conseqüentemente, a saturação de gás livre na zona de óleo é dada por:

$$S_g = 1 - S_L \quad (21)$$

A saturação de líquidos é utilizada para a obtenção das permeabilidades relativas ao óleo, o que possibilita, posteriormente, o cálculo das vazões.

b) Razão gás-óleo instantânea:

Considerando-se o fluxo simultâneo de óleo e gás através de um meio poroso, desprezando-se os efeitos gravitacionais e a variação da pressão capilar com a trajetória, e supondo válidas as hipóteses da lei de Darcy modificada para permeabilidade relativa, pode-se calcular a razão gás-óleo pela expressão:

$$R = \frac{k_g}{k_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} \cdot \frac{B_o}{B_g} + R_s \quad (22)$$

O conhecimento da razão gás-óleo instantânea permite o cálculo da produção de gás.

c) Equação de balanço de materiais:

Considerando-se, na equação (15), a pressão de saturação como ponto de partida para a previsão de comportamento, esta pode ser escrita como:

$$N_{ps} \cdot [B_o + (R_{ps} - R_s) \cdot B_g] = N_b \cdot [B_o - B_{ob} + (R_{ob} - R_s) \cdot B_g] \quad (23)$$

onde:

$$R_{sb} = R_{st} ;$$

$$N_b = N - N_{pb} ;$$

$$N_{ps} = N_p - N_{pb} ;$$

$$G_{ps} = G_p - N_{pb} \cdot R_{si} ;$$

e

$$R_{ps} = \frac{G_{ps}}{N_{ps}} .$$

Método de Turner. Este é um método iterativo que utiliza as equações básicas descritas anteriormente para prever o comportamento de reservatórios. A iteração aparece do confronto entre o incremento de gás produzido avaliado através da equação de balanço de materiais e o incremento de gás produzido avaliado através da razão gás-óleo instantânea, após um decréscimo de pressão no reservatório.

Partindo da equação (23) e sendo $R_{ps} = \frac{G_{ps}}{N_{ps}}$, pode-se chegar à equação:

$$\frac{G_{ps}}{N_b} = \left(\frac{B_o}{B_g} - R_{si} \right) \cdot \left(1 - \frac{N_{ps}}{N_b} \right) - \left(\frac{B_{ob}}{B_{g'}} - R_{sb} \right) \quad (24)$$

Para um intervalo de produção de t_b até t_j , a equação (24) pode ser escrita como:

$$\frac{G_{psj}}{N_b} = \left(\frac{B_{oj}}{B_{gj}} - R_{sij} \right) \cdot \left(1 - \frac{N_{psj}}{N_b} \right) - \left(\frac{B_{ob}}{B_{gj}} - R_{sb} \right) \quad (25)$$

Considerando-se agora a produção desde t_b até t_{j+1} , sendo $t_b < t_j < t_{j+1}$, o subscrito j da equação (25) deve ser substituído pelo subscrito $j+1$, gerando uma equação similar. Tomando-se então a diferença destas duas equações, uma para o tempo t_{j+1} e outra para o tempo t_j , o resultado será:

$$\begin{aligned}
\left(\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right)_{EBM} &= \frac{G_{ps_{j+1}} - G_{ps_j}}{N_b} = B_{ob} \cdot \left(\frac{1}{B_{g_j}} - \frac{1}{B_{g_{j+1}}} \right) + \\
&+ \left(\frac{B_{o_{j+1}}}{B_{g_{j+1}}} - R_{s_{j+1}} \right) \cdot \left(1 - \frac{N_{ps_{j+1}}}{N_b} \right) - \\
&- \left(\frac{B_{o_j}}{B_{g_j}} - R_{s_j} \right) \cdot \left(1 - \frac{N_{ps_j}}{N_b} \right) \quad (26)
\end{aligned}$$

onde $\left(\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right)_{EBM}$ representa o valor do volume de gás produzido num intervalo de tempo qualquer referido ao volume de óleo contido no reservatório nas condições de saturação, avaliado através da equação de balanço de materiais.

Nesta equação generalizada, os vários tempos de produção são representados pelos subscritos $j = 0, 1, 2, 3, \dots$, onde o subscrito $j = 0$ deve ser substituído pelo subscrito b , para representar as condições do ponto de bolha.

A equação da razão gás-óleo instantânea (22), aplicada nos instantes t_j e t_{j+1} , produz:

$$R_j = \left(\frac{k_g}{k_o} \right)_j \cdot \left(\frac{\mu_o}{\mu_g} \right)_j \cdot \left(\frac{B_o}{B_g} \right)_j + R_{s_j} \quad (27)$$

$$R_{j+1} = \left[\frac{k_g}{k_o} \right]_{j+1} \cdot \left[\frac{\mu_o}{\mu_g} \right]_{j+1} \cdot \left[\frac{B_o}{B_g} \right]_{j+1} + R_{e_{j+1}} \quad (28)$$

Para um pequeno decréscimo de pressão, de p_j para p_{j+1} , pode-se calcular o valor médio da razão gás-óleo pela equação:

$$\bar{R} = \frac{1}{2} (R_j + R_{j+1}) \quad (29)$$

Assim, o incremento da produção de gás por volume unitário de óleo existente no reservatório na pressão de saturação, determinado através da razão gás-óleo, é dado por:

$$\left[\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right]_{RGO} = \frac{G_{ps_{j+1}} - G_{ps_j}}{N_b} = \bar{R} \cdot \left[\frac{\Delta N_{ps}}{N_b} \right] \quad (30)$$

ou

$$\left[\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right]_{RGO} = \left[\frac{R_j + R_{j+1}}{2} \right] \cdot \left[\frac{N_{ps_{j+1}} - N_{ps_j}}{N_b} \right] \quad (31)$$

O cálculo da razão gás-óleo depende da razão de permeabilidades efetivas k_g/k_o , que por sua vez é função da saturação total de líquidos, definida pela equação (19), isto é:

$$S_{L_j} = \left[1 - \frac{N_{ps_j}}{N_b} \right] \cdot \left[\frac{B_{oj}}{B_{ob}} \right] \cdot \left[1 - S_{vb} \right] + S_{vb} \quad (32)$$

$$S_{L_{j+1}} = \left[1 - \frac{N_{ps_{j+1}}}{N_b} \right] \cdot \left[\frac{B_{ob_{j+1}}}{B_{ob}} \right] \cdot [1 - S_{vb}] + S_{vb} \quad (33)$$

Os valores de $\left[\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right]$ calculados através das equações (26) e (30) devem ser iguais e dependem da produção acumulada de óleo numa determinada pressão p . Portanto, o problema é resolvido pelo método iterativo. Apresenta-se a seguir um resumo do procedimento de cálculo:

- a) Escolhe-se um valor de pressão $p_{j+1} < p_j$;
 - b) Determina-se as propriedades dos fluidos ($\mu_o, \mu_g, B_o, B_g, R_s$) para a pressão p_{j+1} ;
 - c) Estima-se um valor de fração recuperada $N_{ps_{j+1}} / N_b$;
 - d) Calcula-se o incremento de produção de gás pela equação de balanço de materiais (26);
 - e) Calcula-se a saturação de líquidos pela equação (19);
 - f) Determina-se o valor de $\left[\frac{k_g}{k_o} \right]_{j+1}$ na curva de razão de permeabilidades efetivas;
 - g) Calcula-se a razão gás-óleo instantânea R_{j+1} através da equação (28);
 - h) Calcula-se a razão gás-óleo média pela equação (29);
 - i) Determina-se o incremento de produção de gás utilizando a equação da razão gás-óleo (31);
 - j) Compara-se $\left[\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right]_{RGO}$ com $\left[\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right]_{EBM}$;
 - k) Se o erro for maior que o permissível, repete-se o processo a partir do item c, escolhendo um novo valor para $N_{ps_{j+1}} / N_b$.
- Se for menor, retorna-se ao item a.

Os cálculos devem prosseguir até ser atingida a pressão de abandono do reservatório em estudo, que pode ser estimada através do conhecimento de reservatórios semelhantes ou pelo estudo dos índices de produtividade e conhecimento do limite econômico das vazões.

O método deve produzir curvas de pressão, razão gás-óleo e produção acumulada de gás em função da fração recuperada de óleo (N_p/N) ou em função da produção acumulada de óleo (N_p), que é dada por:

$$N_p = N_{pb} + N_{ps} \quad (34)$$

onde o termo N_{pb} pode ser calculado pela equação (13).

Semelhantemente,

$$G_p = G_{pb} + G_{ps} \quad (35)$$

onde:

$$G_{pb} = N_{pb} \cdot R_{si} \quad (36)$$

e

$$G_{ps} = \sum \left[\frac{\Delta G_{ps}}{N_b} \right] \cdot N_b \quad (37)$$

Pode-se também obter a curva de produção acumulada de gás vs. produção acumulada de óleo através da integração da curva de razão gás-óleo vs. produção acumulada de óleo, como mostrado a seguir:

$$R = \frac{dG_p}{dN_p}$$

∴

$$dG_p = R \cdot dN_p$$

Integrando ambos os lados, obtém-se:

$$\int dG_p = \int R_p \cdot dN_p$$

$$G_p = \int R_p \cdot dN_p \quad (38)$$

A precisão dos resultados obtidos pelo método de Turner será tanto maior quanto menores forem os decrementos de pressão utilizados.

Os dados básicos a serem utilizados incluem as propriedades dos fluidos (B_o , B_g , R_o , μ_o e μ_g) em função da pressão, a saturação de água conata no ponto de bolha e a curva de razão de permeabilidades efetivas (k_g/k_o) em função da saturação de líquidos.

Uma das maiores dificuldades em se realizar uma previsão de comportamento de reservatórios precisa é se obter as permeabilidades relativas características da formação produtora. Vários problemas existem com relação a este ponto. Os dados de permeabilidade relativa obtidos no laboratório diferem bastante de uma amostra para outra. Também, os procedimentos existentes, seguidos no laboratório, deixam a desejar, uma vez que o tamanho das amostras utilizadas é limitado ao diâmetro do testemunho e a molhabilidade do mesmo está sujeita à alteração pelo contacto com os fluidos de perfuração e os fluidos necessários para a preparação das amostras no laboratório.

Deste modo, as permeabilidades relativas medidas no laboratório são raras vezes características do reservatório em estudo. Com um número suficiente de amostras é possível, com ajuda da estatística, conseguir uma curva média razoável.

Slider (1976) recomenda que uma previsão de comportamento baseada unicamente em dados de laboratório seja usada somente como último recurso, e que tal previsão seja corrigida tão logo dados significativos de desempenho do reservatório sejam obtidos. Segundo ele, o comportamento passado do reservatório deve ser utilizado para calcular as razões de permeabilidades efetivas correspondentes à várias saturações médias e através destes valores calculados deve-se fazer uma extrapolação para representar as relações de permeabilidades efetivas futuras. Para ser mais específico, a produção acumulada de óleo passada, em várias pressões médias do reservatório, é utilizada para calcular as saturações médias de líquidos, através da equação (19). As correspondentes razões de permeabilidades relativas são calculadas com a equação (22) baseada na razão gás-óleo média naquele tempo. Quando se constrói um gráfico do logaritmo das razões de permeabilidades relativas em função da saturação de líquidos, constata-se que a sua inclinação é, geralmente, a mesma inclinação do gráfico construído com os dados de laboratório. Entretanto, os pontos obtidos com os dados de campo são, geralmente, deslocados dos pontos obtidos no laboratório. Então, traçando-se uma curva paralela à curva obtida no laboratório, passando pelos pontos calculados com os dados de campo, pode-se obter uma boa estimativa da curva de razão de permeabilidades relativas do reservatório (ver Figura 4).

Com relação às propriedades dos fluidos, se não forem disponíveis dados de laboratório representativos do reservatório em estudo, correlações empíricas, existentes na

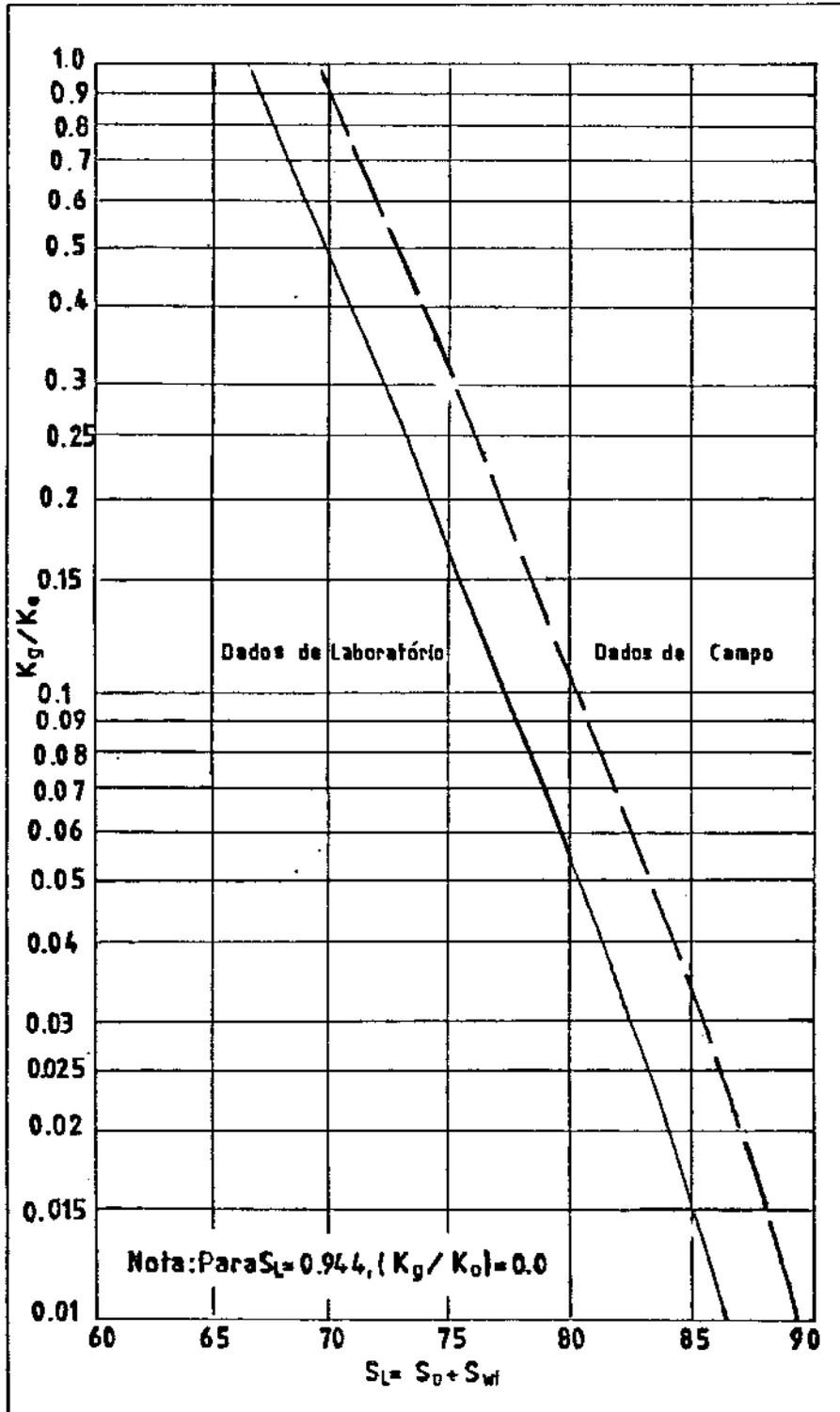


Figura 4. Comparação das Razões de Permeabilidades (K_g/k_o) Calculadas com Dados de Laboratório e Dados de Campo

literatura, podem ser utilizadas para obtê-las. Estas correlações são, geralmente, funções da temperatura e pressão do reservatório, e das densidades dos fluidos.

Conversão da Previsão de Comportamento em Função da Variável Tempo

O tempo é um fator extremamente importante na previsão de comportamento de reservatórios, principalmente porque dele dependerão os resultados da análise de viabilidade econômica de um determinado projeto - no presente estudo, a perfuração de um novo poço de petróleo.

Parâmetros Utilizados

Curvas de permeabilidades relativas. São necessárias para a determinação dos índices de produtividade dos poços. Da definição de índice de produtividade e da equação de fluxo radial pode-se demonstrar que:

$$J = J_i \left\{ \frac{k_{ro} / (B_o \cdot \mu_o)}{[k_{ro} / (B_o \cdot \mu_o)]_i} \right\} \quad (39)$$

onde o índice i refere-se às condições iniciais. Desta forma, pode-se estimar o índice de produtividade em qualquer pressão da história do reservatório, em função do índice de produtividade inicial, da permeabilidade relativa ao óleo e das propriedades de fluido.

Pressão de fluxo de fundo mínima. É importante na estimativa da vazão máxima de produção e depende, basicamente, de condições operacionais como pressão de separação, perdas de

carga nas tubulações e métodos de elevação de petróleo até a superfície.

Vazão máxima de produção de óleo disponível. Este parâmetro é estimado pela equação:

$$Q_{om} = (p - p_{fmin}) \cdot J \quad (40)$$

Vazão máxima de produção de óleo permitida ou vazão de óleo limite. Esta vazão é definida pelo engenheiro de reservatórios visando aproveitar ao máximo a energia do reservatório e recuperar a maior quantidade de óleo possível. Uma alta vazão de produção pode vir a provocar cones de água ou gás e migração de finos, que são altamente desfavoráveis para a produção de óleo. Esta vazão pode, também, ser definida em função de restrições operacionais.

Razão gás-óleo limite. Este parâmetro, também estipulado pelo engenheiro de reservatórios, é um dos fatores limitantes da vazão de produção e visa o aproveitamento máximo da energia do reservatório.

Vazão de produção de óleo. Este parâmetro é definido em função da vazão máxima de produção disponível, da vazão limite e da razão gás-óleo limite.

Número de poços. Este dado permite a conversão final para a escala de tempo. Em relação ao número de poços produtores, tem-se:

$$\Delta t_j = \frac{\Delta N_p}{\bar{Q}_o \cdot (n^{\circ} \text{ de poços produtores})} \quad (41)$$

onde \bar{Q}_o é a vazão média por poço no intervalo considerado. E então:

$$t = \sum_{j=1}^n \Delta t_j \quad (42)$$

onde n representa um instante qualquer da vida produtiva do reservatório.

Vazão de abandono por poço e pressão de abandono do reservatório. Estes parâmetros definem a duração total do projeto.

A seguir apresenta-se um procedimento aconselhável para a conversão da previsão de comportamento em função da variável tempo, considerando que todos os poços apresentam o mesmo índice de produtividade, para uma determinada pressão média do reservatório:

a) Para $p = p_j$, calcular:

$$J_j = J_i \left\{ \frac{\left[\frac{k_{ro}}{B_o \cdot \mu_o} \right]_j}{\left[\frac{k_{ro}}{B_o \cdot \mu_o} \right]_i} \right\} \quad (43)$$

e então:

$$Q_{om_j} = J_j \cdot (p_j - p_{fmin}) \quad (44)$$

Se $Q_{omj} \geq Q_{ol}$ e $R_j \leq R_l$, então $Q_{oj} = Q_{ol}$

Se $Q_{omj} < Q_{ol}$ e $R_j \leq R_l$, então $Q_{oj} = Q_{omj}$

Se $Q_{omj} \geq Q_{ol}$ e $R_j > R_l$, então $Q_{oj} = Q_{ol} \cdot \frac{R_l}{R_j}$

Se $Q_{omj} < Q_{ol}$ e $R_j > R_l$, então $Q_{oj} = Q_{omj}$ ou $Q_{oj} = Q_{ol} \cdot \frac{R_l}{R_j}$ } o que for menor

b) Repetir o item a para $p = p_{j+1}$;

c) Calcular a vazão média por poço no intervalo considerado:

$$\overline{Q_{oj+1}} = \frac{Q_{oj} + Q_{oj+1}}{2} \quad (45)$$

d) Calcular o intervalo de tempo:

$$\Delta t_j = \frac{\Delta N_{P_{j+1}}}{\overline{Q_{oj+1}} \cdot (\text{n}^\circ \text{ de poços produtores})} \quad (46)$$

onde:

$$\Delta N_{P_{j+1}} = \left[\frac{N_{P_{j+1}}}{N} - \frac{N_{P_j}}{N} \right] \cdot N \quad (47)$$

e) Calcular o tempo:

$$t_{j+1} = t_j + \Delta t_{j+1} \quad (48)$$

f) Retornar ao item a e prosseguir até se atingir a vazão de abandono ou a pressão de abandono.

Os resultados finais de uma previsão de comportamento devem ser compostos de gráficos ou tabelas das seguintes variáveis em função do tempo: (a) pressão; (b) razão gás-óleo instantânea; (c) fração recuperada ou produção acumulada de óleo; (d) produção acumulada de gás; e (e) vazão instantânea de óleo.

Parâmetros Econômicos para Avaliação de Locações

Investimento

O investimento para a avaliação de uma nova locação corresponde à soma de todos os custos envolvidos, incluindo base e acesso, perfuração, revestimento, cimentação, perfilagem, completação, testes, linha de produção, sistema de elevação e obras para construção, reformas ou ampliação das estações de produção correspondentes.

Custo Fixo de Produção Anual

É aquele que não varia com o volume de produção. Ele é decorrente, principalmente, dos gastos com a manutenção preventiva do poço, das instalações e dos equipamentos de produção, além do custo com aluguel de equipamentos e com o pessoal envolvido na produção do poço.

Custos Variáveis

São aqueles que variam com o volume da produção. No caso de avaliação de locações pode-se dividi-los em custo de produção do óleo e custo de produção do gás. Os seus cálculos englobam os gastos com coleta e transporte dos fluidos, com energia, e com tratamento dos fluidos, entre outros.

Preços de Venda do Óleo e do Gás

São utilizados para o cálculo das receitas provenientes da venda do óleo e do gás produzidos pelo novo poço.

Taxa Mínima de Atratividade

Este parâmetro é fundamental para uma avaliação econômica. A rentabilidade de uma nova locação deve ser superior a esta taxa para ser levada em consideração, pois se inferior, a companhia terá prejuízo

Solução do Problema

Quando se coloca em produção um novo poço de um reservatório parcialmente desenvolvido, ou melhor, quando se realiza um adensamento de malha em uma determinada área de um reservatório, três fenômenos podem ocorrer: (a) interferência de poços, ou seja, aceleração do declínio da produção dos poços antigos e, conseqüentemente, redução da recuperação final de óleo dos mesmos, com a entrada em produção do novo poço; (b) antecipação de produção, ou seja, produção acelerada de um volume de óleo que seria recuperado pelos poços antigos em um intervalo de tempo maior; e (c) ganho real de produção,

ou seja, incremento na recuperação do óleo devido à produção de um volume de óleo que não seria recuperado pelos poços antigos. Este fenômeno é devido à heterogeneidade dos reservatórios e ao aumento da eficiência de recuperação.

As figuras 5, 6 e 7 representam, isoladamente, o fenômeno da interferência de poços, a antecipação de produção, e o ganho real de produção, respectivamente. A Figura 8 agrupa os três fenômenos em um único gráfico.

O programa utilizado atualmente na Petrobrás para avaliação técnica e econômica de locações (LOCMUL) faz uma análise baseada em curvas de declínio. Ele considera que os novos poços produzirão segundo um declínio exponencial, sendo utilizada, algumas vezes, a mesma taxa de declínio que o reservatório vinha apresentando apenas com os poços antigos. O programa não leva em consideração a interferência de poços nem uma possível antecipação de produção. Desta maneira, a análise é feita baseando-se na suposição de que toda a produção dos poços novos é proveniente de um "óleo novo", como mostra a Figura 7.

Sabe-se no entanto, que isto não corresponde ao que acontece na realidade. Da produção acumulada de óleo dos poços novos, calculada pelo LOCMUL, deveria ser subtraído o volume de óleo correspondente à interferência. Sendo assim, a avaliação realizada pelo LOCMUL fornece resultados otimistas quanto à recuperação do óleo. Por outro lado, por não levar em consideração o gás associado ao óleo, esta mesma avaliação pode levar a resultados pessimistas.

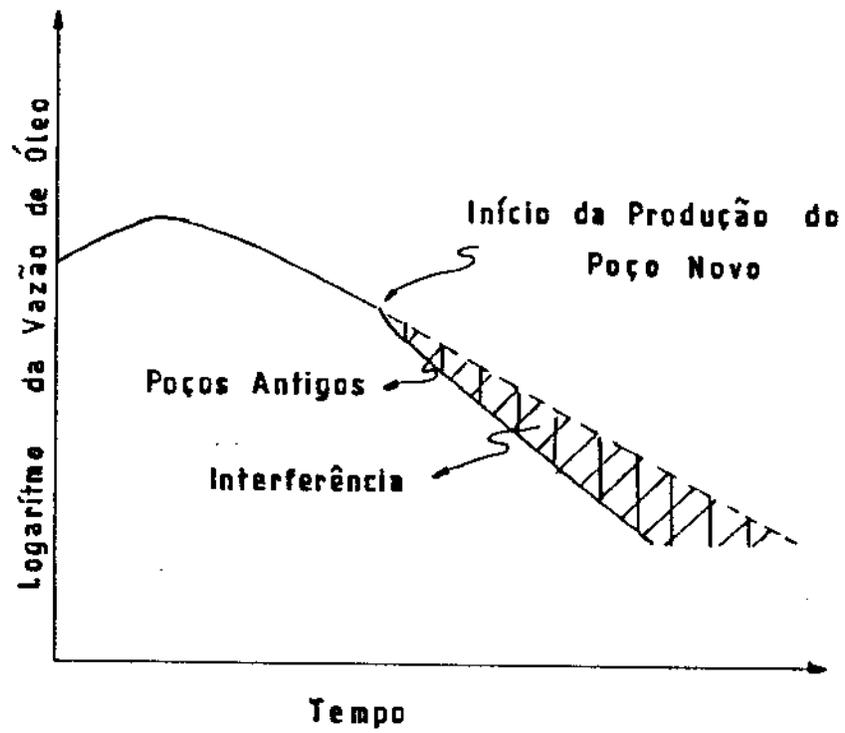


Figura 5. Representação da Interferência de Poços

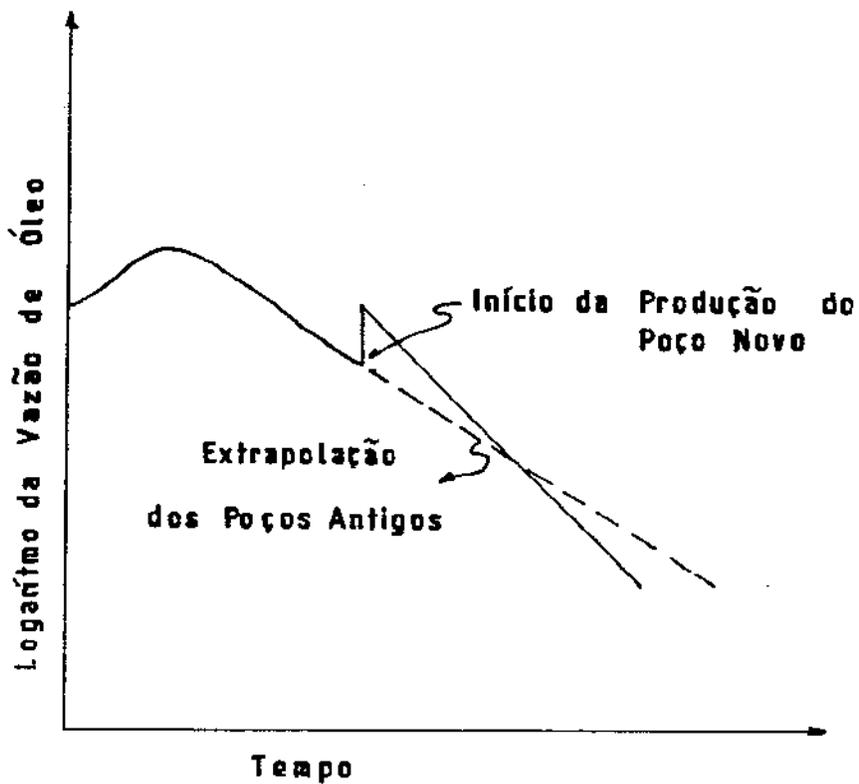


Figura 6. Representação da Antecipação de Produção

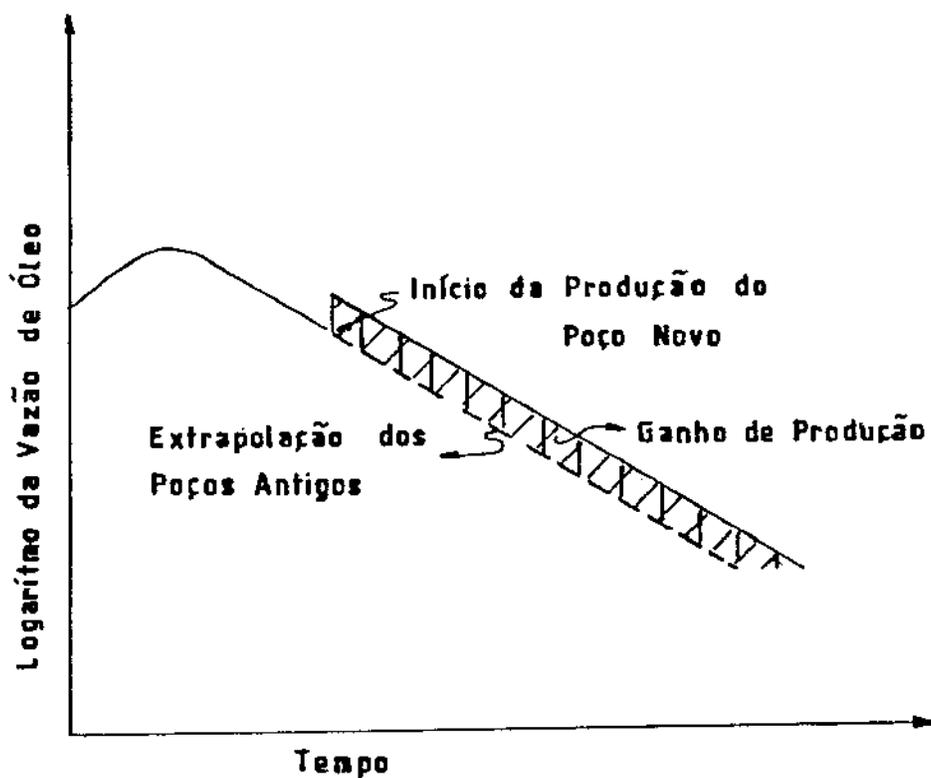


Figura 7. Representação do Ganho Real de Produção

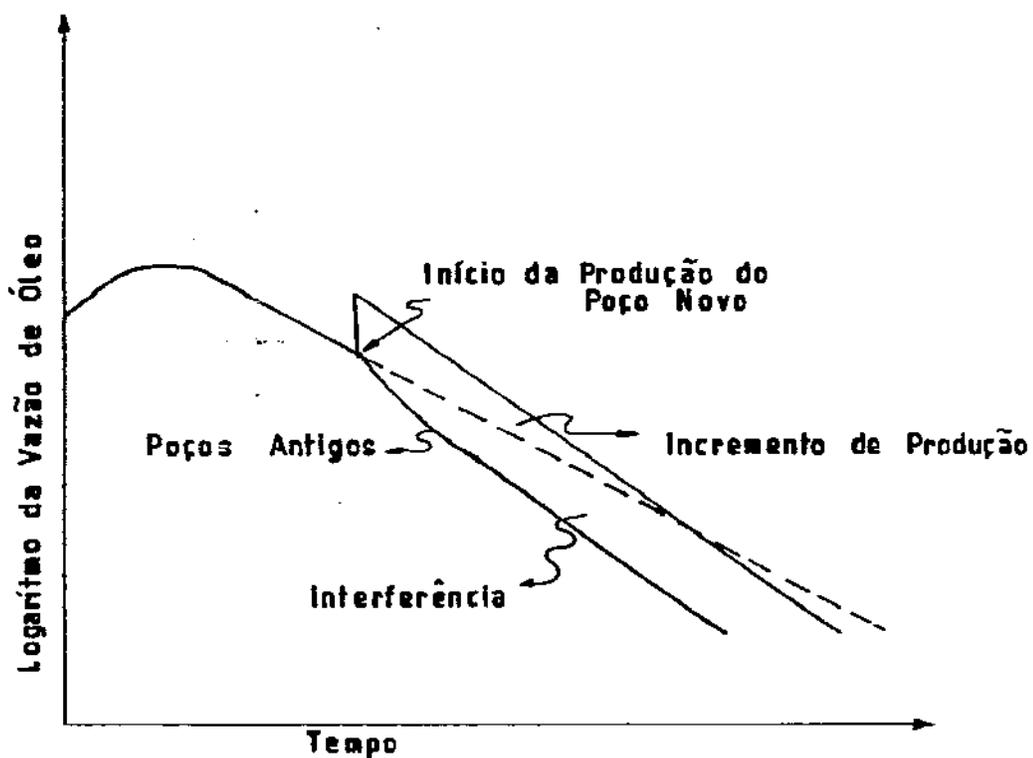


Figura 8. Gráfico Representativo de um Adensamento de Malha

Para que se possa realizar uma avaliação técnica e econômica de locações mais próxima da realidade, deve-se considerar, simplesmente, o incremento na produção total de óleo do reservatório promovido pela entrada em produção dos poços novos, e não a produção total dos mesmos (ver Figura 8). Da mesma forma, deve ser considerado, apenas, o incremento de gás associado produzido com a perfuração dos novos poços.

A seguir apresenta-se um novo método que permite calcular os incrementos de produção de óleo e gás associado de um reservatório heterogêneo, em qualquer instante, devido à entrada em produção de um novo poço, levando-se em consideração a interferência de poços, a antecipação de produção e o ganho real de produção:

1) Curva de Continuidade:

Em primeiro lugar necessita-se do gráfico do fator de continuidade vs. distância horizontal entre poços, do reservatório em estudo. Por ser de elevada importância no método em questão, é fundamental que este gráfico seja construído levando-se em consideração o maior número de dados disponíveis possível. Com o auxílio deste gráfico tem-se condições de avaliar o grau de heterogeneidade do reservatório e determinar o seu fator de continuidade para uma determinada malha de drenagem.

Também podem ser utilizados gráficos semelhantes já obtidos em outros estudos sobre heterogeneidade de reservatórios, como é o caso dos gráficos de coeficiente de abrangência vs. distância entre poços, obtidos por De Rossi (1988) durante a sua tese de mestrado.

2) Determinação das áreas afetadas pelo novo poço:

Com relação à interferência de poços, a área afetada por um novo poço deve englobar apenas os poços adjacentes que o rodeiam. Somente nesta área será considerada significativa a interferência. Esta área será limitada por um poligonal cujos lados são tangentes comuns a cada dois círculos de raios iguais a meio espaçamento entre poços adjacentes e centros nestes mesmos poços. Doravante, esta área será chamada de área afetada total.

Com relação ao ganho de óleo devido à redução de espaçamento, será considerada a área limitada por um poligonal obtida pela união dos poços adjacentes que rodeiam o poço novo. Uma vez que será utilizada a curva de continuidade do reservatório em estudo, pode-se dizer que somente nesta área ocorrerá uma redução de espaçamento e, conseqüentemente, um aumento do fator de continuidade, que implicará em um ganho de óleo recuperável. Doravante, esta área será chamada de área afetada interna.

Nas figuras 9 e 10 pode-se ver como determinar as áreas afetadas por um novo poço, quando se tem, respectivamente, uma malha regular e uma não regular.

3) Determinação do volume de óleo original da área afetada total:

O volume de óleo original da área afetada total pode ser calculado através do método volumétrico. Esse cálculo pressupõe que o reservatório é totalmente homogêneo e 100% contínuo. Sabe-se porém, que as heterogeneidades e as descontinuidades existem. Partindo deste fato e com o auxílio

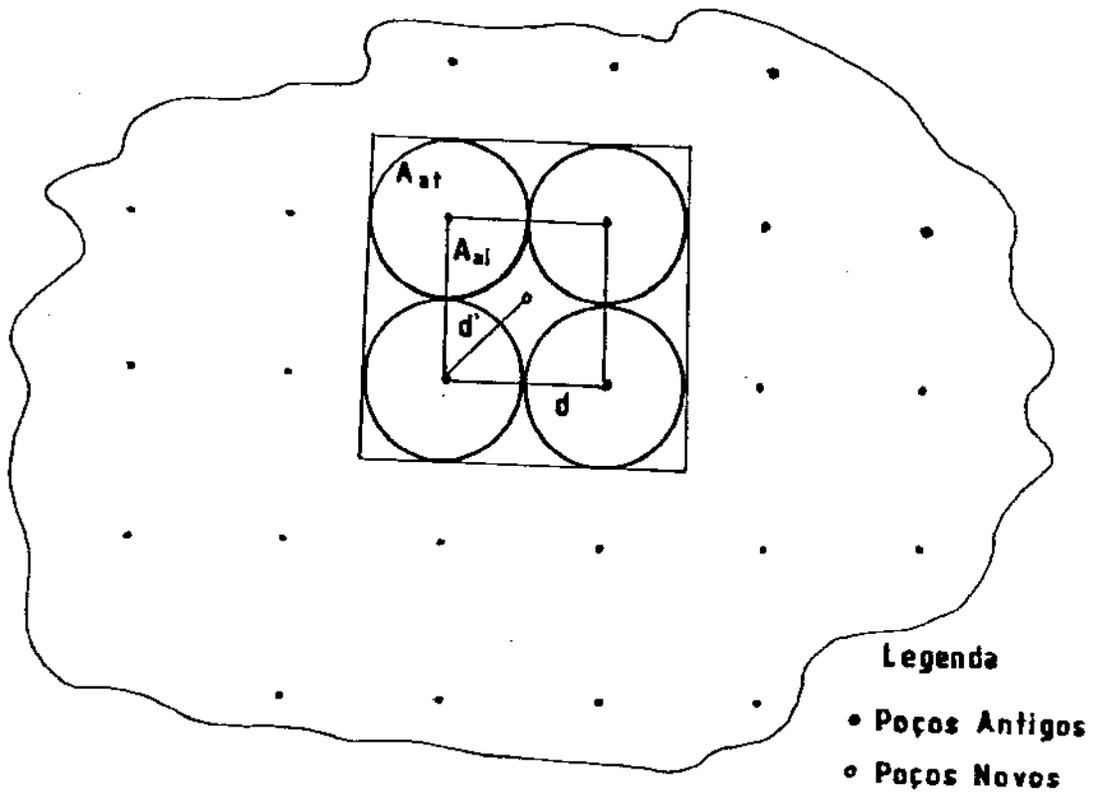


Figura 9. Determinação da Área Afetada por um Novo Poço - Espaçamento Regular

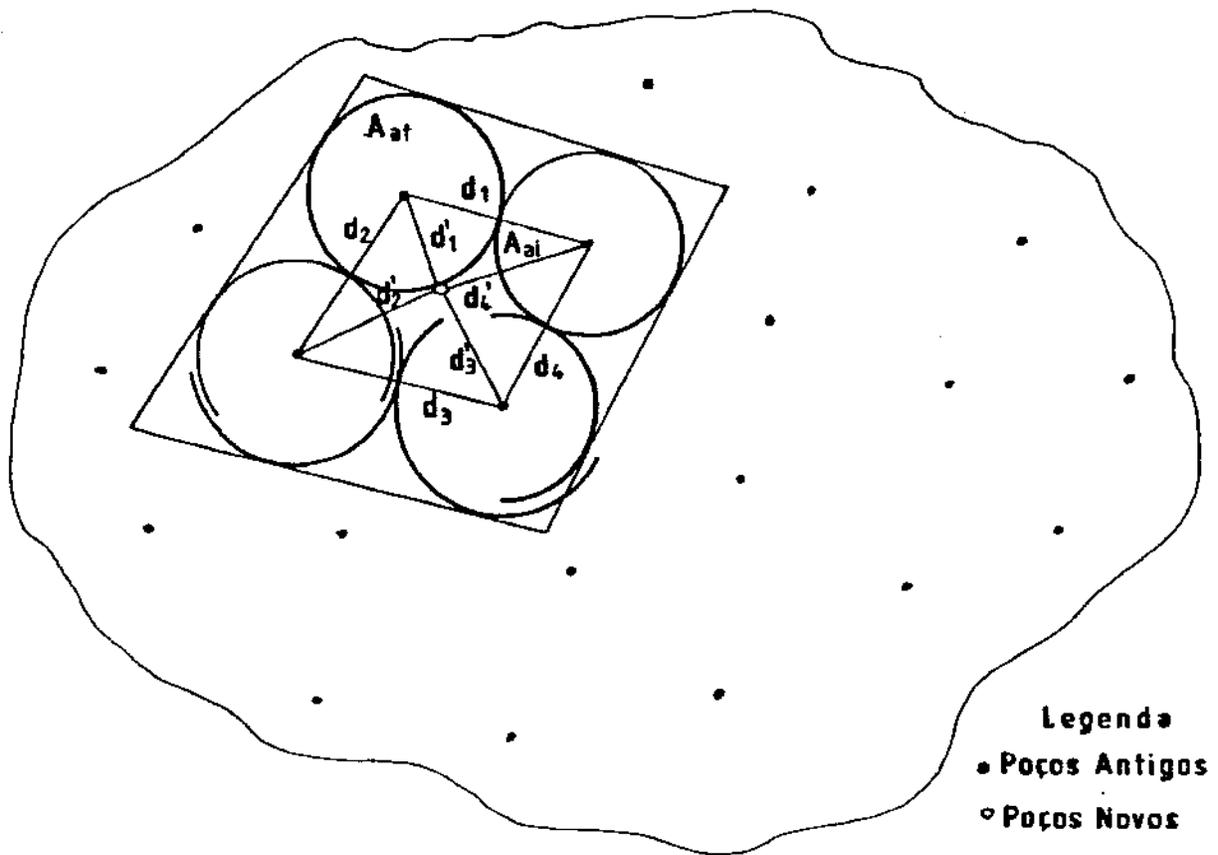


Figura 10. Determinação da Área Afetada por um Novo Poço
– Espaçamento Não Regular

da curva de continuidade, pode-se calcular novos volumes de óleo original, que serão chamadas de volumes de óleo original conectados da área afetada total, da seguinte maneira:

3.1) Para uma malha regular (Figura 9):

$$N_{at} = A_{at} \cdot h \cdot \phi \cdot S_o / B_o \quad (49)$$

$$N_{ai} = A_{ai} \cdot h \cdot \phi \cdot S_o / B_o \quad (50)$$

$$N'_{at} = N_{at} \cdot FC(d) \quad (51)$$

$$N''_{at} = N_{at} \cdot FC(d) + N_{ai} \cdot [FC(d') - FC(d)] \quad (52)$$

onde o subscrito at se refere à área afetada total e o subscrito ai se refere à área afetada interna. Desta forma, da equação (49) obtém-se o volume de óleo original da área afetada total, e das equações (51) e (52) obtém-se, respectivamente, o volume de óleo original conectado da área afetada total antes e depois da perfuração do novo poço. Pode-se notar que o ganho de volume conectado, devido ao aumento do fator de continuidade, foi considerado apenas na área afetada interna, pois só nesta área ocorreu, de fato, uma redução de espaçamento. Os fatores de continuidade são obtidos da curva de continuidade do reservatório (ver Figura 11).

No caso de malha regular, $d' = d \cdot \sqrt{2} / 2$.

3.2) Para uma malha não regular (Figura 10):

Neste caso, os cálculos serão idênticos aos descritos no passo 3.1, sendo que:

$$d = (d_1 + d_2 + d_3 + d_4) / 4 \quad (53)$$

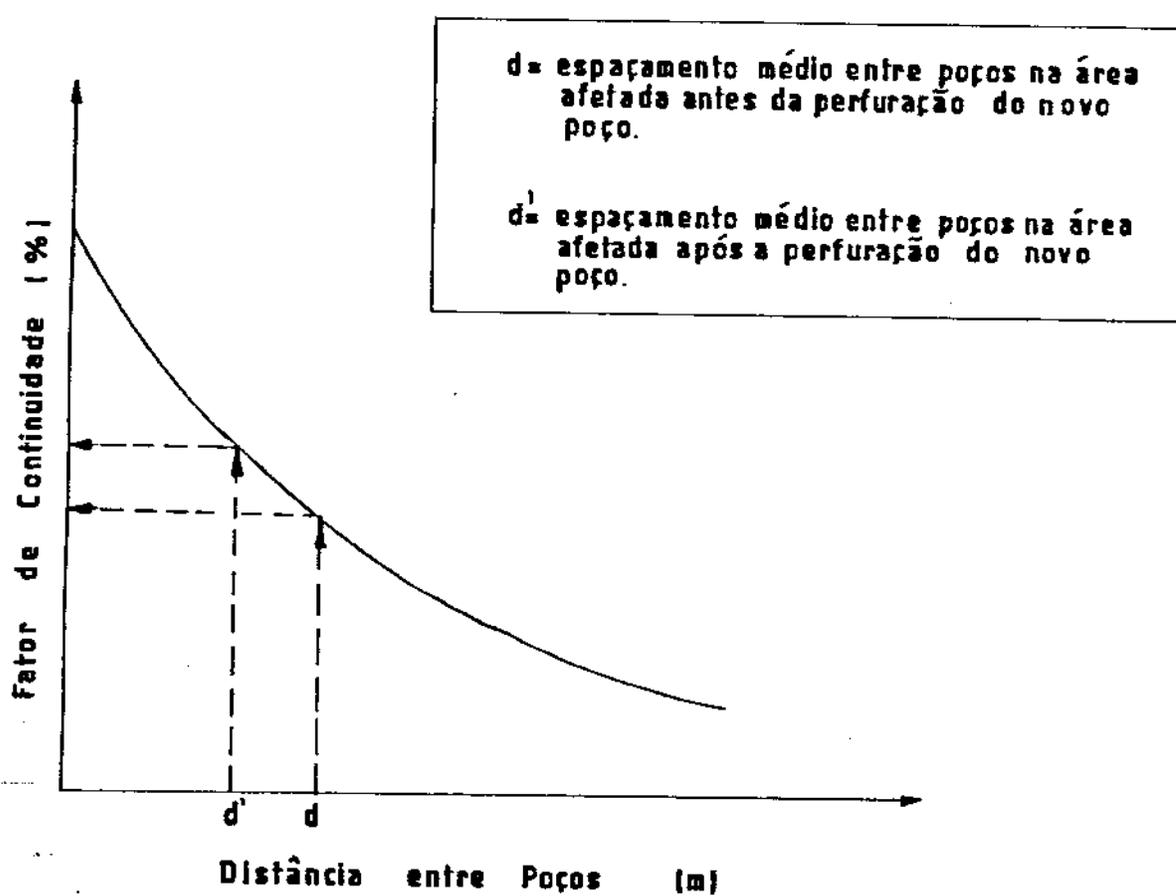


Figura 11. Determinação do Fator de Continuidade Através da Curva de Continuidade

$$d' = (d'_1 + d'_2 + d'_3 + d'_4) / 4 \quad (54)$$

Assim sendo, pode-se notar que quanto menor o espaçamento médio entre poços, maior será o volume de óleo original conectado da área afetada total, e o incremento deste volume, devido a um redução de espaçamento, dependerá do grau de heterogeneidade do reservatório.

4) Previsão de comportamento na área afetada total:

Uma vez calculados os volumes de óleo original conectados da área afetada total, pode-se efetuar uma previsão de comportamento do reservatório em questão, utilizando o método de Turner, para cada um dos volumes calculados (N'_{at} e N'_{at}), a partir do instante atual, ou seja, a partir da pressão média em que se encontra o reservatório. Desta maneira, pode-se obter, para cada previsão, gráficos de pressão em função da produção acumulada de óleo e em função da produção acumulada de gás associado.

Através dos gráficos de pressão vs. produção acumulada de óleo obtém-se, então, o incremento de produção de óleo até uma pressão de abandono p_{ab} , devido a perfuração de um novo poço (ver Figura 12). Da mesma forma, através dos gráficos de pressão vs. produção acumulada de gás obtém-se o incremento de produção de gás associado devido a perfuração do novo poço.

5) Conversão das previsões de comportamento na área afetada total em função da variável tempo:

Uma vez que o objetivo principal é estudar a viabilidade da perfuração de novas locações, precisa-se

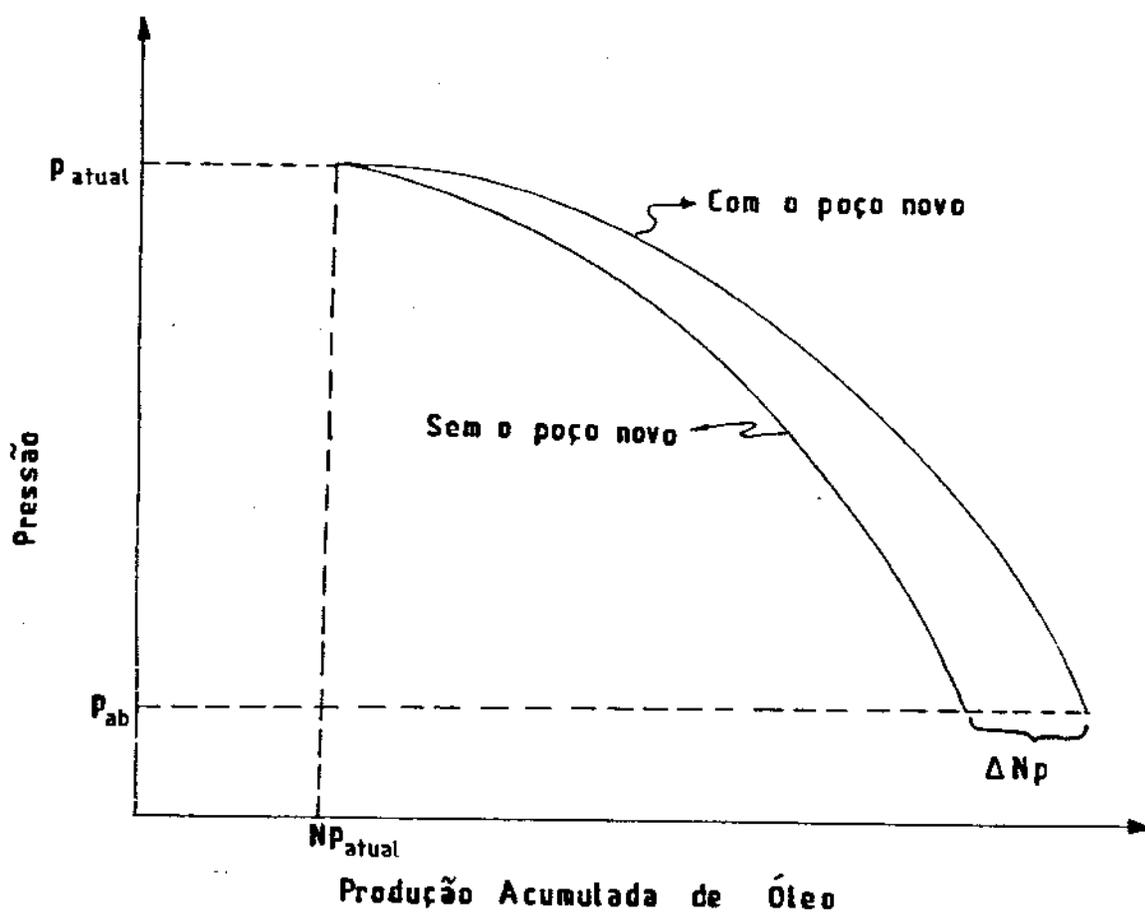


Figura 12. Previsão de Comportamento Com e Sem o Poço Novo

converter as previsões de comportamento, descritas no passo 4, em função da variável tempo, pois só assim poder-se-á desenvolver uma análise econômica. Para tal, basta proceder-se como descrito no presente capítulo no item "Conversão da Previsão de Comportamento em Função da Variável Tempo", sendo que para a conversão da previsão com o novo poço precisa-se calcular novos índices de produtividade para os poços antigos, em uma determinada pressão do reservatório, uma vez que este novo poço altera o comportamento dos demais, devido à modificação das áreas de drenagem. É preciso, também, calcular o índice de produtividade do novo poço. Todos estes índices podem ser obtidos pela expressão:

$$J' = J \cdot \frac{\ln(r_e/r_v) - 0.5}{\ln(r'_e/r_v) - 0.5} \quad (55)$$

onde J e J' representam, respectivamente, o índice de produtividade dos poços antes e depois da perfuração do novo poço, r_v é o raio dos poços, e r_e e r'_e representam respectivamente, os raios equivalentes às áreas de drenagem dos poços antes e depois da perfuração do novo poço. O Anexo 3 mostra como foi obtida a equação (55) e apresenta alguns exemplos numéricos. Pode-se notar que o aumento do índice de produtividade dos poços antigos, por causa do novo poço, é muito pequeno (da ordem de 1%). Porém, a entrada em produção do novo poço acarretará em um aumento considerável da vazão total da área em estudo, apesar do seu índice de produtividade ser da ordem de, apenas, 4.5% maior do que o dos demais poços. Este aumento de vazão total implicará em uma antecipação de

produção, que é de grande importância para o estudo econômico da nova locação, uma vez que antecipar produção significa antecipar receitas, o que aumenta o valor presente do projeto.

Efetuando-se, então, a conversão das previsões em função da variável tempo, obtém-se, para cada previsão, os gráficos de produção acumulada de óleo e produção acumulada de gás em função do tempo. Com os gráficos de produção acumulada de óleo vs. tempo pode-se obter, então, o incremento de óleo produzido devido à perfuração de um novo poço, em qualquer instante da vida produtiva do reservatório (ver Figura 13). Da mesma forma, com os gráficos de produção acumulada de gás vs. tempo pode-se obter o incremento de gás associado produzido devido à perfuração de um novo poço, em qualquer instante da vida produtiva do reservatório.

De posse dos gráficos de produção acumulada de óleo e produção acumulada de gás associado em função do tempo, com e sem o novo poço, pode-se realizar a avaliação econômica da locação. Esta avaliação estará levando em consideração somente os incrementos de produção de óleo e gás associado devido a perfuração e entrada em produção do novo poço, e não a produção total do mesmo. Também estará sendo considerada a antecipação de produção, causada pelo novo poço.

Um programa de computador, baseado no método proposto, foi desenvolvido para fazer a avaliação técnica e econômica de uma nova locação. Este programa considera apenas uma zona de interesse e não inclui análise de risco. Como resultado final ele fornece o valor presente do projeto de perfuração de um novo poço, que é o resultado da diferença

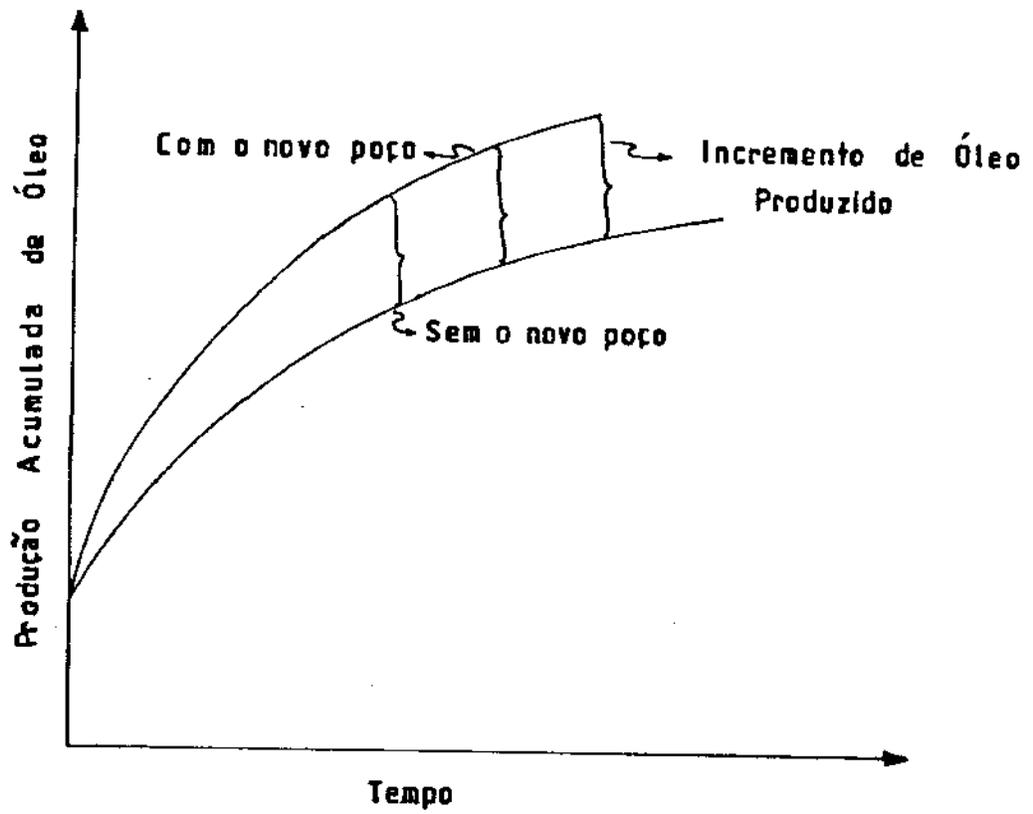


Figura 13. Conversão das Previsões de Comportamento em Função da Variável Tempo

entre as receitas totais atualizadas e o investimento e os custos totais atualizados, e o coeficiente de retorno, que é a relação entre o valor presente e o investimento realizado. Estes parâmetros de saída são os parâmetros fundamentais para a decisão da perfuração da nova locação.

Como foi visto, com o auxílio deste novo método proposto, é possível fazer uma análise de viabilidade econômica de novas locações, levando-se em consideração a produção de óleo, a produção de gás associado, a interferência de poços, a heterogeneidade dos reservatórios e a antecipação de produção.

CAPÍTULO IV

APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Com o intuito de avaliar a influência e a importância de alguns parâmetros nos resultados da avaliação técnica e econômica de uma locação, alguns casos foram simulados, sendo os resultados apresentados neste capítulo. Cada um destes parâmetros foi analisado separadamente, mantendo-se constante os demais.

Os dados gerais utilizados encontram-se no Anexo 4. Para obtenção dos fatores de continuidade do reservatório foram utilizadas as curvas de continuidade apresentadas na Figura 14. Com relação à disposição dos poços, estes foram considerados como mostram as Figuras 20 e 21 do Anexo 3.

Influência do Espaçamento entre Poços e do Grau de Continuidade do Reservatório

A Tabela 1 apresenta, de forma sintética, os resultados obtidos de vários casos simulados, onde foram avaliadas a influência do espaçamento entre os poços antigos e do grau de continuidade do reservatório, traduzido pela curva de continuidade, na avaliação econômica de uma locação. Pode-se notar que, para uma determinada curva de continuidade, os resultados pioram com a diminuição do espaçamento entre os poços antigos e, para um determinado espaçamento, os resultados melhoram com o aumento do grau de continuidade do reservatório. A Figura 15 ilustra, graficamente, os resultados apresentados na Tabela 1.

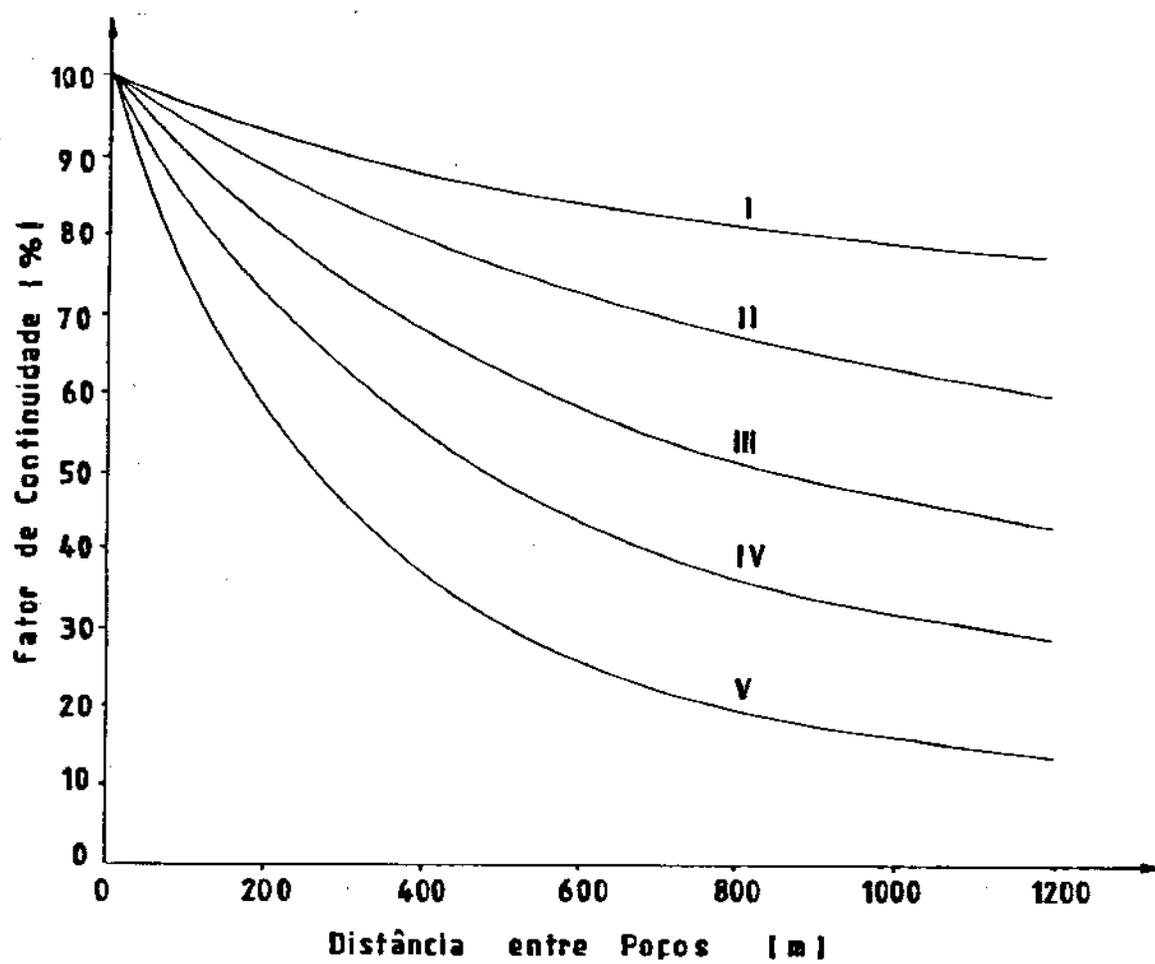


Figura 14. Curvas de Continuidade Utilizadas para os Casos Simulados

Tabela 1

Influência da Curva de Continuidade e do Espaçamento
entre Poços nos Resultados da Avaliação
Econômica de uma Locação

Curva de Continuidade	Espaçamento entre os Poços Antigos (m)	
	200	400
I	01 ^a - 85383.59 ^b - 0.37 ^c	06 408292.80 1.78
II	02 - 87751.83 - 0.38	07 373140.50 1.62
III	03 - 90239.14 - 0.39	08 309034.10 1.34
IV	04 - 93762.05 - 0.41	09 254303.60 1.11
V	05 - 103938.90 - 0.45	10 174093.40 0.76

^a Número do Caso Simulado

^b Valor Presente (US\$)

^c Coeficiente de Retorno

cont...

Tabela 1 (continuação)

Curva de Continuidade	Espaçamento entre os Poços Antigos (m)	
	600	800
I	11 1124626.00 4.89	16 1654812.00 7.19
II	12 959359.50 4.17	17 1495144.00 6.50
III	13 806656.20 3.51	18 1262304.00 5.49
IV	14 652256.40 2.84	19 998687.30 4.34
V	15 440238.20 1.91	20 644876.80 2.80

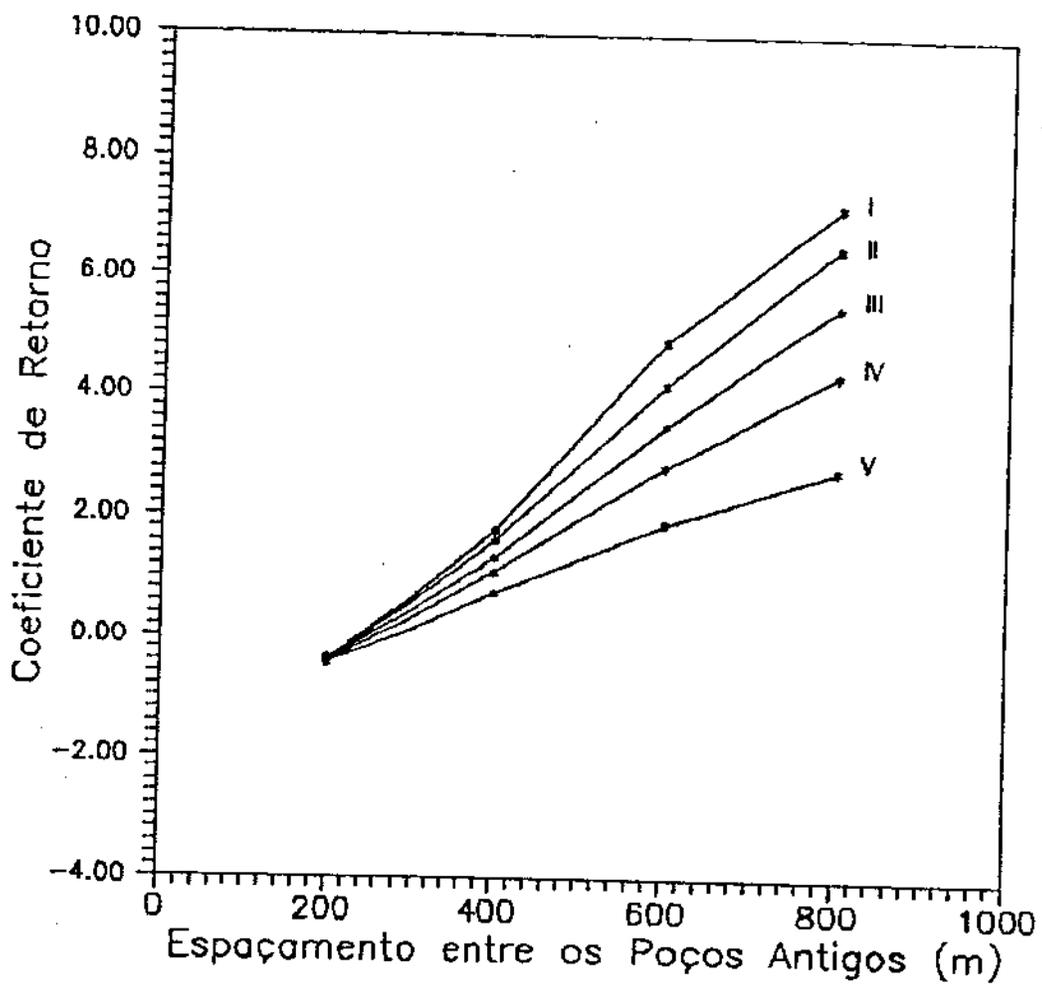


Figura 15. Influência da Curva de Continuidade e do Espaçamento entre Poços nos Resultados da Avaliação Econômica de uma Locação

Importância do Gás Associado

Todos os resultados apresentados na Tabela 1 foram obtidos levando-se em consideração as receitas provenientes da venda do óleo e do gás associado produzidos.

A receita proveniente da venda do gás associado é de grande importância para a avaliação econômica de uma locação. Para justificar esta afirmação, os casos nº 8 e 10 foram novamente executados, desta vez considerando, apenas, as receitas provenientes da venda do óleo. Os resultados obtidos foram:

Caso nº 08: VP = US\$148234.20

CR = 0.64

Caso nº 10: VP = US\$59227.63

CR = 0.26

Estes resultados, comparados com os anteriores, mostram que a não inclusão do gás associado na avaliação técnica e econômica de uma locação pode vir a colocar em risco a sua liberação.

A Antecipação de Produção

O fenômeno da antecipação de produção também exerce uma grande influência nos resultados da avaliação de locações. Em alguns casos, somente este fenômeno pode vir a pagar os investimentos realizados, como, por exemplo, no caso nº 08 da Tabela 1. Considerando apenas o ganho devido à antecipação de produção, os resultados obtidos foram:

VP = US\$217068.20

CR = 0.94

Sensibilidade aos Preços de Venda do Óleo e do Gás

O caso nº 01 da Tabela 1 foi rodado para vários preços de venda do óleo e do gás associado, onde os preços de venda do gás associado foram obtidos em função do preço de venda do óleo, assumindo a mesma proporção dos preços de janeiro/89, que se encontram no Anexo 4. Com os resultados obtidos foi possível traçar a Figura 16. Pode-se notar que os resultados da avaliação econômica de uma locação são bastante sensíveis a estes parâmetros. As locações podem vir a ser liberadas ou não em função dos preços de venda dos fluidos produzidos vigentes na época da avaliação.

Como foi visto, todos estes parâmetros exercem considerável influência nos resultados da avaliação econômica de uma locação. Desta maneira não devem ser desprezados. Quanto mais parâmetros relevantes forem considerados, melhores serão os resultados obtidos.

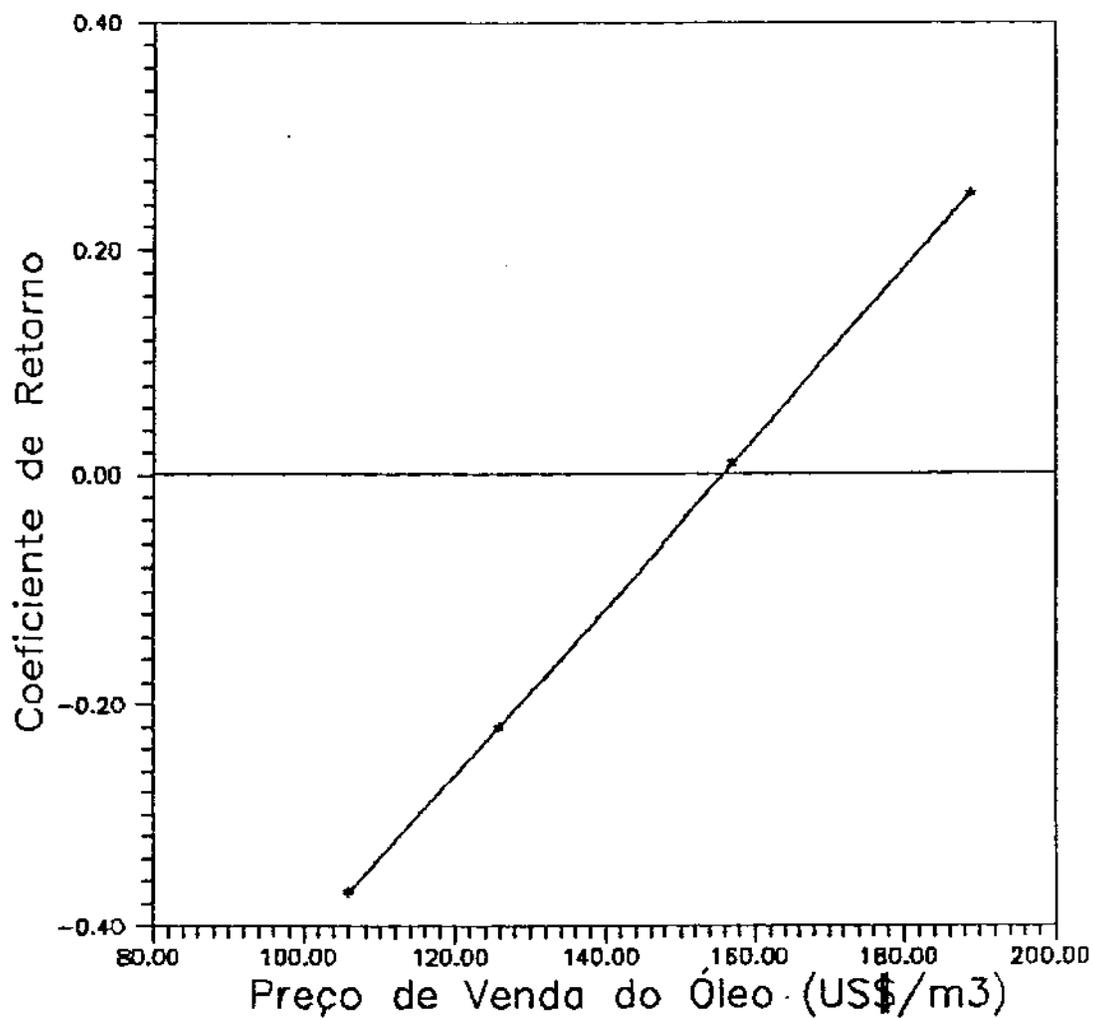


Figura 16. Influência dos Preços de Venda do Óleo e do Gás nos Resultados da Avaliação Econômica de uma Locação

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES

O estudo e as análises feitas durante a elaboração deste trabalho permitiram chegar às seguintes conclusões:

1. Quanto mais parâmetros relevantes forem utilizados na avaliação de locações, mais precisos serão os resultados obtidos.
2. Para cada locação deve ser feita uma análise técnica e econômica independente, uma vez que os resultados variam de campo para campo, de reservatório para reservatório, e podem variar de locação para locação dentro de um mesmo reservatório.
3. A avaliação técnica e econômica de uma locação deve considerar, apenas, o incremento na produção total de óleo e de gás associado do reservatório promovido pela entrada em produção do novo poço, e não a produção total do mesmo.
4. Os resultados da avaliação técnica e econômica de uma nova locação são influenciados pelo espaçamento entre poços e pelo grau de continuidade do reservatório.
5. O gás associado não deve ser desprezado na avaliação econômica de uma nova locação, uma vez que ele pode alterar, significativamente, os resultados.

6. A consideração do fenômeno da antecipação de produção é de grande importância para a avaliação de locações, pois em alguns casos, somente este fenômeno pode vir a pagar os investimentos realizados.
7. A liberação de uma nova locação depende dos preços de venda do óleo e do gás associado na época da sua avaliação econômica.
8. Um estudo deve ser desenvolvido para incluir as recuperações secundária e terciária na avaliação técnica e econômica de locações.
9. A literatura tem definido dois tipos de continuidade: a primária e a secundária. No presente trabalho não foi considerada esta distinção, motivo pelo qual sugere-se que novas investigações sejam feitas sobre o assunto.

REFERÊNCIAS

BIBLIOGRÁFICAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alegre, L. & Barreto, R. Manual do Programa Plano de Locações (CLOC). Rio de Janeiro, Petrobrás, 1984.
- Barbe, J. A. & Schnoebelen, D. J. Quantitative analysis of infill performance: Robertson Clearfork unit. Apresentado na 61st Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, 1986. SPE nº 15568.
- Barber Jr, A. H., George, C. J., Stiles, L. H. & Thompson, B. B. Infill drilling to increase reserves - actual experience in nine fields in Texas, Oklahoma and Illinois. Apresentado na 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, 1982. SPE nº 11023.
- Bobar, A. R. Reservoir Engineering concepts on well spacing. Society of Petroleum Engineers, 1985. SPE nº 15338.
- Chan, M. C. F., Springer, S. J., Asgarpour, S. & Corns, D. J. Evaluation of incremental recovery by infill drilling. Apresentado na 37th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, 1986.
- Craze, R. C. & Buckley, S. E. A factual analysis of the effect of well spacing on oil recovery. Drilling and Production Practice, API, '1945, 144 - 159.
- De Rossi, Nery V. M. Determinação do espaçamento ótimo entre poços considerando as heterogeneidades do reservatório (Tese de Mestrado). Ouro Preto: Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, abril 1988.
- Driscoll, Vence J. Recovery optimization through infill drilling - concepts, analysis and field results. Apresentado na 49th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, 1974. SPE nº 4977.
- El-Khatib, Noaman A. F. The effect of drainage area and production rate on the performance of depletion drive oil reservoirs. Apresentado na 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, 1982. SPE nº 11019.
- Mangunkusumo, Rashid I. Infill drilling in old fields. Apresentado na Offshore South East Asia 82 Conference of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Singapore, 1982. SPE nº 10427.

- Meadows, Diane A. & Brownscombe, Eugene R. Infill drilling as related to kh contrast. Apresentado no 31st Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, 1984.
- Pinto, Antônio C. C., Ferreira, Flávio da C. & Souza, Antônio O. A. B. Programa de locações de óleo com múltiplos objetivos (LOCMUL). Apresentado no Seminário de Reservatórios da Petrobrás, Salvador, 1986.
- Reviere, R. H. & Wu, C. H. An economic evaluation of waterflood infill drilling in nine Texas waterflood units. Apresentado na Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference of the Society of Petroleum Engineers, Midland, 1986. SPE n° 15037.
- Sam Sarem, A. M. Does infill drilling increase ultimate oil recovery? Apresentado na 5th Annual Advances in Petroleum Recovery & Upgrading Technology Conference, Calgary, 1984.
- Slider, H. C. Petroleum Reservoir Engineering methods. Tulsa: Penn Well Books, 1976.
- Stiles, L. H. Optimizing waterflood recovery in a mature waterflood, the Fullerton Clearfork unit. Apresentado na 51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, 1976. SPE n° 8198.
- Van Everdingen, A. F. & Kriss, Hyla S. A proposal to improve recovery efficiency. Journal of Petroleum Technology, July 1980, 1164 - 1168.
- Van Everdingen, A. F. & Kriss, Hyla S. New approach to secondary recovery. Petroleum Engineer International, Nov. 1980, 27 - 40.
- Van Everdingen, A. F. & Kriss, Hyla S. Why can't we get more oil from the ground? Drill Bit, May 1981, 102 -110.
- Zetto, George A. Interbedding of shale breaks and reservoir heterogeneities. Journal of Petroleum Technology, Oct. 1985, 1223 - 1228. SPE n° 1128.

A N E X O S

ANEXO 1

TÉCNICA DE STILES PARA QUANTIFICAÇÃO
DA CONTINUIDADE DE UMA FORMAÇÃO

TÉCNICA DE STILES PARA QUANTIFICAÇÃO
DA CONTINUIDADE DE UMA FORMAÇÃO

A seção esquemática apresentada na Figura 17 mostra vários canais e possíveis descontinuidades. Torna-se mais fácil calcular os volumes dos leitos se a geometria for simplificada, como mostra a Figura 18. Esta simplificação considera que cada leito mantém uma espessura constante de um poço até a metade da distância entre este poço e um outro adjacente. Desta maneira pode-se calcular a percentagem de continuidade entre dois poços como sendo a razão entre o volume de rocha porosa contínua e o volume de rocha porosa total. Assim, com relação a Figura 18, ter-se-ia por exemplo:

(a) continuidade entre os poços A e B:

$$\begin{aligned} \% \text{ continuidade} &= \frac{\text{volume de rocha porosa efetiva}}{\text{volume de rocha porosa total}} = \\ &= \frac{\text{leitos I} + \text{III} + \text{IV}}{\text{leitos I} + \text{II} + \text{III} + \text{IV}} = \\ &= \frac{(1.5 \times 200 + 3 \times 200) + (1.5 \times 400) + (1.5 \times 400)}{(1.5 \times 200 + 3 \times 200) + (1.5 \times 200) + (1.5 \times 400) + (1.5 \times 400)} = \\ &= 0.875 = 87.5 \% \end{aligned}$$

(b) continuidade entre os poços B e C:

$$\begin{aligned} \% \text{ continuidade} &= \frac{(3 \times 400) + (1.5 \times 400)}{(3 \times 400) + (1.5 \times 400) + (1.5 \times 200)} = \\ &= 0.857 = 85.7 \% \end{aligned}$$

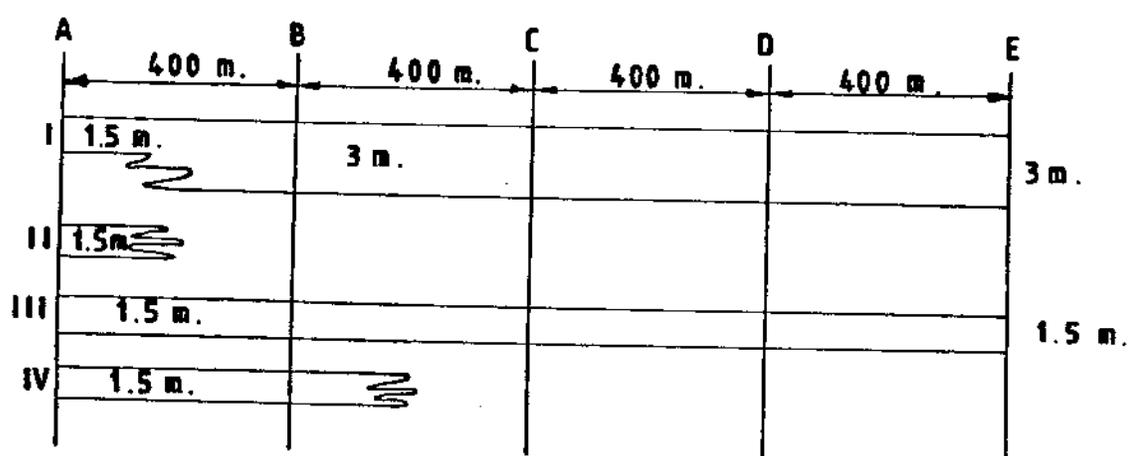


Figura 17. Seção Esquemática - Continuidade entre Poços

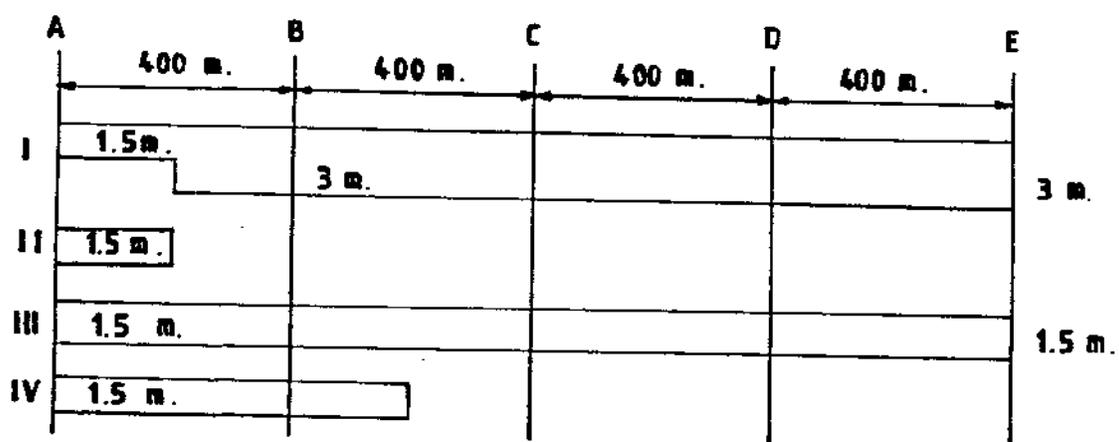


Figura 18. Seção Esquemática Simplificada - Continuidade entre Poços

(c) continuidade entre os poços A e C:

$$\begin{aligned} \% \text{ continuidade} &= \\ &= \frac{(1.5 \times 200 + 3 \times 600) + (1.5 \times 800)}{(1.5 \times 200 + 3 \times 600) + (1.5 \times 200) + (1.5 \times 800) + (1.5 \times 600)} = \\ &= 0.733 = 73.3 \% \end{aligned}$$

Para um determinado reservatório seleciona-se grupos de nove poços cada, de diferentes áreas. Cada grupo deve consistir de duas seções perpendiculares, cada uma englobando cinco poços. A percentagem de continuidade para cada dois poços de uma mesma seção em um grupo pode então ser calculada e plotada em um gráfico de percentagem de continuidade vs. distância horizontal. Quando todos os pontos de uma determinada área forem plotados, uma curva pode ser traçada para representar a percentagem de continuidade média para aquela área, como mostra a Figura 10. De posse da curva de cada área pode-se obter uma curva média que represente todo o reservatório.

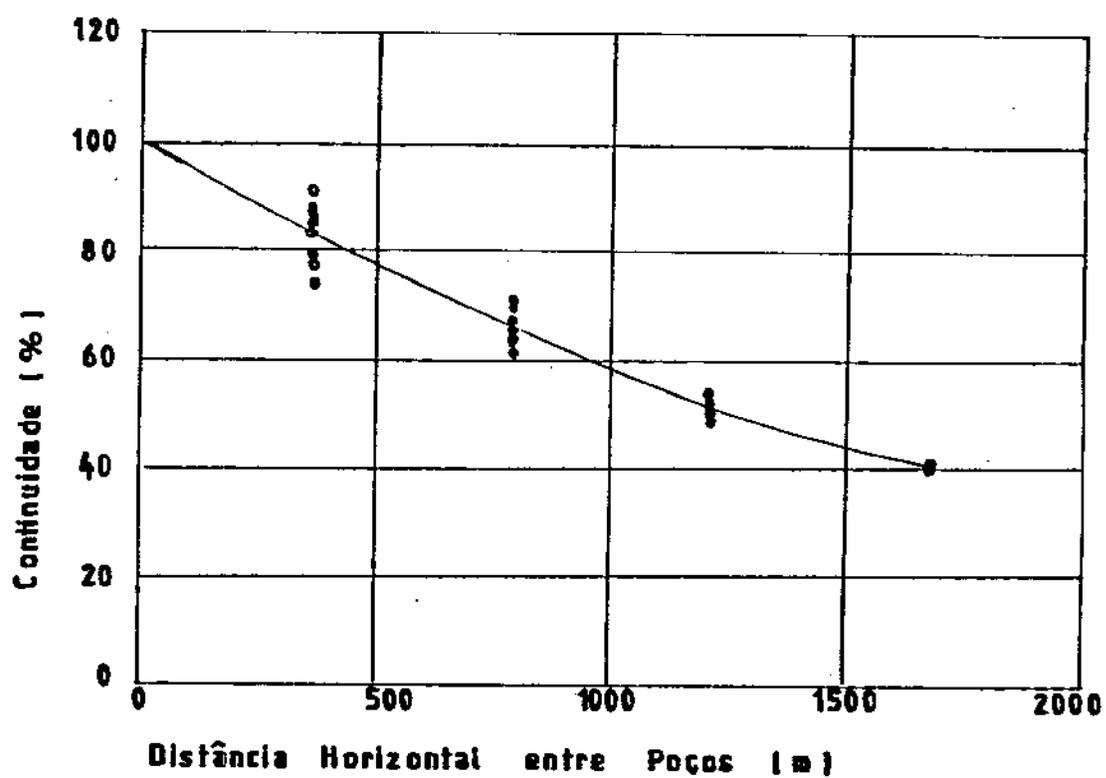


Figura 19. Percentagem de Continuidade vs. Distância Horizontal para uma Determinada Área do Reservatório

ANEXO 2

DEDUÇÃO DA EQUAÇÃO DE BALANÇO
DE MATERIAIS GENERALIZADA

DEDUÇÃO DA EQUAÇÃO DE BALANÇO
DE MATERIAIS GENERALIZADA

1. Variação do volume de óleo original e do gás associado (ΔV_o):

$$\Delta V_o = V_o - V_{oi} = N \cdot B_t - N \cdot B_{ti} = N \cdot (B_t - B_{ti})$$

onde:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) \cdot B_g$$

2. Variação do volume de gás da capa (ΔV_{gc}):

$$\Delta V_{gc} = V_{gc} - V_{gic}$$

$$V_{gic} = G \cdot B_{gic} = m \cdot N \cdot B_{oi} = m \cdot N \cdot B_{ti}$$

$$V_{gc} = G \cdot B_{gc} = \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{B_{gic}} \cdot B_{gc}$$

$$\Delta V_{gc} = \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{B_{gic}} \cdot (B_{gc} - B_{gic})$$

3. Variação do volume de água inicial na zona de óleo (ΔV_{vo}):

$$\Delta V_{vo} = V_{vo} - V_{vio}$$

$$V_{vio} = V_{pio} \cdot S_{vio}$$

$$V_{pio} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{V_{oi}}{1 - S_{vio}} = \frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vio}}$$

$$V_{vio} = \frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vio}} \cdot S_{vio}$$

$$V_{vo} = \frac{V_{vio}}{B_{tvi}} \cdot B_{tv} = \frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vio}} \cdot \frac{S_{vio}}{B_{tvi}} \cdot B_{tv}$$

$$\Delta V_{vo} = \frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vio}} \cdot S_{vio} \cdot \left[\frac{B_{tv} - B_{tvi}}{B_{tvi}} \right]$$

4. Variação do volume de água inicial na capa de gás (ΔV_{vg}):

$$\Delta V_{vg} = V_{vg} - V_{vig}$$

$$V_{vig} = V_{pig} \cdot S_{vig}$$

$$V_{pig} = \frac{V_{gic}}{S_{gic}} = \frac{G \cdot B_{gic}}{1 - S_{vig}} = \frac{m \cdot N \cdot B_{oi}}{1 - S_{vig}} = \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}}$$

$$V_{vig} = \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \cdot S_{vig}$$

$$V_{vg} = \frac{V_{vig}}{B_{tvi}} \cdot B_{tv} = \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \cdot \frac{S_{vig}}{B_{tvi}} \cdot B_{tv}$$

$$\Delta V_{vg} = \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \cdot S_{vig} \cdot \left[\frac{B_{tv} - B_{tvi}}{B_{tvi}} \right]$$

5. Variação do volume de poros (ΔV_p):

$$V_{pi} = V_{pio} + V_{pig} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} + \frac{V_{gic}}{S_{gic}} = \frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vio}} + \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}}$$

$$c_f = \frac{1}{V_{pi}} \cdot \frac{\Delta V_p}{\Delta p} = \frac{1}{V_{pi}} \cdot \frac{(V_{pi} - V_p)}{(p_i - p)} \quad \therefore \quad \Delta V_p = c_f \cdot V_{pi} \cdot \Delta p$$

$$\Delta V_p = c_f \cdot \left[\frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vto}} + \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \right] \cdot \Delta p$$

6. Injeção acumulada de água = $W_{inj} \cdot B_{vinj}$

7. Injeção acumulada de gás = $G_{inj} \cdot B_{ginj}$

8. Influxo acumulado de água = W

9. Produção acumulada de fluidos (óleo, gás e água) medida nas condições atuais (p e T) do reservatório:

9.1) Volume de hidrocarboneto produzido que estaria no estado líquido (óleo) no reservatório, nas condições atuais:

$$(N_p)_{res} = N_p \cdot B_o$$

Mas,

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) \cdot B_g \quad \therefore \quad B_o = B_t - (R_{si} - R_s) \cdot B_g$$

Logo:

$$(N_p)_{res} = N_p \cdot [B_t - (R_{si} - R_s) \cdot B_g]$$

É importante ressaltar que esta equação inclui, além do óleo produzido acumulado, a parcela do gás produzido acumulado que entra em solução no óleo quando transportado para as condições (p e T) do reservatório.

9.2) Volume de hidrocarboneto produzido que estaria no estado gasoso (gás livre) no reservatório, nas condições atuais:

O volume total de gás produzido, medido nas condições do reservatório, é dado por:

$$(G_p)_{res} = N_p \cdot R_p \cdot B_g$$

Uma parte do volume de gás calculado por esta equação entra novamente em solução no óleo e corresponde a:

$$(G_{p^*}) = N_p \cdot R_p \cdot B_g$$

Como esta segunda parcela já foi computada no item anterior, deve ser descontada do volume total. Portanto, o volume de gás que permanece livre no reservatório nas condições atuais é obtido por:

$$(G_{pl}) = (G_{p^*})_{res} - (G_{p^*}) = N_p \cdot R_p \cdot B_g - N_p \cdot R_p \cdot B_g$$

$$(G_{pl}) = N_p (R_p - R_p) \cdot B_g$$

Embora o gás da capa possa ter um fator volume de formação diferente daquele da zona de óleo, ambos serão representados simplesmente por B_g , visto ser normalmente impossível determinar a origem do gás produzido, se da capa de gás ou da zona de óleo.

9.3) Volume de água produzida medida nas condições do reservatório:

$$(W_{p^*})_{res} = W_p \cdot B_v$$

Baseando-se no princípio de que a expansão total dos fluidos existentes no reservatório, somado ao volume de fluidos injetados e à contração do volume poroso, é igual a produção total, obtém-se:

$$N \cdot (B_t - B_{ti}) + \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{B_{gic}} (B_{gc} - B_{gic}) + \frac{N \cdot B_{ti} \cdot S_{vico}}{1 - S_{vico}} \left(\frac{B_{tv} - B_{tvi}}{B_{tvi}} \right) +$$

$$+ \frac{m \cdot N \cdot B_{ti} \cdot S_{vig}}{1 - S_{vig}} \left(\frac{B_{tv} - B_{tvi}}{B_{tvi}} \right) + c_f \left(\frac{N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vio}} + \frac{m \cdot N \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \right) \Delta p +$$

$$+ W_{inj} \cdot B_{vinj} + G_{inj} \cdot B_{ginj} + W_e = N_p \cdot \left[B_t - (R_{ai} - R_e) \cdot B_g \right] +$$

$$+ N_p (R_p - R_s) \cdot B_g + W_p \cdot B_v$$

Explicitando o valor de N, obtém-se:

$$N = \frac{A + B - C}{D + E + F}$$

onde:

$$A = N_p \cdot \left[B_t + (R_p - R_{ai}) \cdot B_g \right]$$

$$B = W_p \cdot B_v - W_e$$

$$C = W_{inj} \cdot B_{vinj} + G_{inj} \cdot B_{ginj}$$

$$D = B_t - B_{ti} + \frac{m \cdot B_{ti}}{B_{gic}} \left(B_{gc} - B_{gic} \right)$$

$$E = \left(\frac{B_{ti} \cdot S_{vio}}{1 - S_{vio}} + \frac{m \cdot B_{ti} \cdot S_{vig}}{1 - S_{vig}} \right) \cdot \left(\frac{B_{tv} - B_{tvi}}{B_{tvi}} \right)$$

$$F = \left(\frac{B_{ti}}{1 - S_{vio}} + \frac{m \cdot B_{ti}}{1 - S_{vig}} \right) c_f \cdot \Delta p$$

ANEXO 3

ALTERAÇÃO DOS ÍNDICES DE PRODUTIVIDADE DOS
POÇOS, COM A ENTRADA EM PRODUÇÃO
DE UM NOVO POÇO

ALTERAÇÃO DOS ÍNDICES DE PRODUTIVIDADE DOS
POÇOS, COM A ENTRADA EM PRODUÇÃO
DE UM NOVO POÇO

Utilizando a equação de escoamento radial para o regime pseudo-permanente, obtém-se para o índice de produtividade a expressão:

$$J = \frac{5.4287 \times 10^{-4} \cdot k_o \cdot h}{B_o \cdot \mu_o \cdot \left[\ln(r_o / r_w) - 0.5 \right]}$$

onde r_o é o raio de drenagem do poço e r_w é o raio do poço. Considerando constante, para uma determinada pressão do reservatório, o termo $5.4287 \times 10^{-4} \cdot k_o \cdot h / B_o \cdot \mu_o$, pode-se então escrever:

$$J = \frac{K}{\ln(r_o / r_w) - 0.5}$$

onde:

$$K = \frac{5.4287 \times 10^{-4} \cdot k_o \cdot h}{B_o \cdot \mu_o}$$

Quando perfura-se um novo poço em um reservatório, a área de drenagem dos poços adjacentes que o rodeiam são alteradas e, conseqüentemente, os seus índices de produtividade. Estes, assim como o índice de produtividade do novo poço, para uma determinada pressão, podem ser calculados da seguinte maneira:

$$J' = \frac{K}{\ln(r'_o / r_w) - 0.5}$$

e como

$$K = J \cdot \left[\ln(r_e / r_w) - 0.5 \right]$$

então,

$$J' = J \frac{\ln(r_e / r_w) - 0.5}{\ln(r'_e / r_w) - 0.5}$$

Uma vez que se dispõe dos índices de produtividade dos poços (J) em função da pressão, pode-se então obter os índices de produtividade alterados pela perfuração de um novo poço, assim como o índice de produtividade deste novo poço. Os raios de drenagem considerados são os raios equivalentes às áreas de drenagem dos poços, antes e depois da perfuração do novo poço. Estes raios são calculados pela fórmula

$$r_e = \sqrt{A/\pi}$$

onde A corresponde à área de drenagem.

Para exemplificar, suponha que um reservatório está sendo drenado através de uma malha de drenagem regular, com os poços espaçados de uma distância d . Deseja-se, então, perfurar um novo poço no centro de um quadrado de lado d , cujos vértices são quatro poços já existentes. As áreas de drenagem dos poços, antes e depois da perfuração do novo poço, podem ser vistas, respectivamente, nas Figuras 20 e 21. Com base nestas figuras, obtém-se:

- área de drenagem dos poços, antes da perfuração do novo poço = $A_1 = d^2$
- área de drenagem dos poços antigos, após a perfuração do

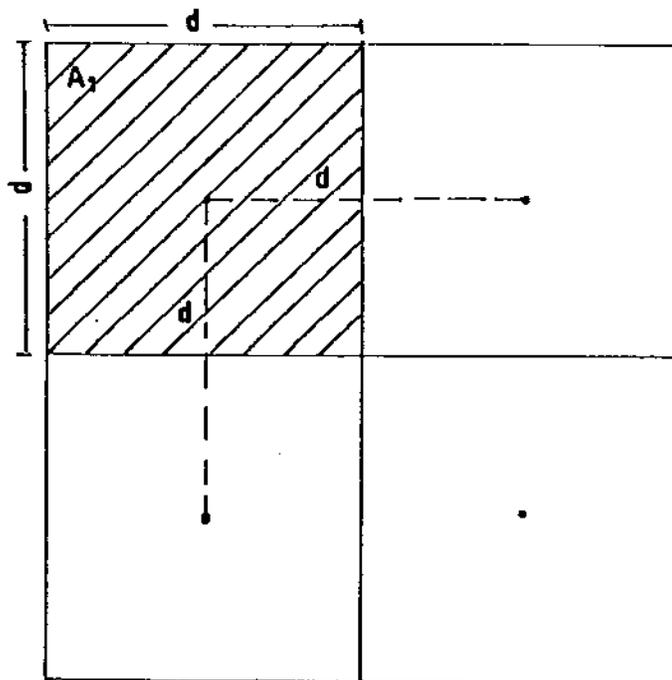


Figura 20. Área de Drenagem dos Poços Antes da Perfuração do Novo Poço

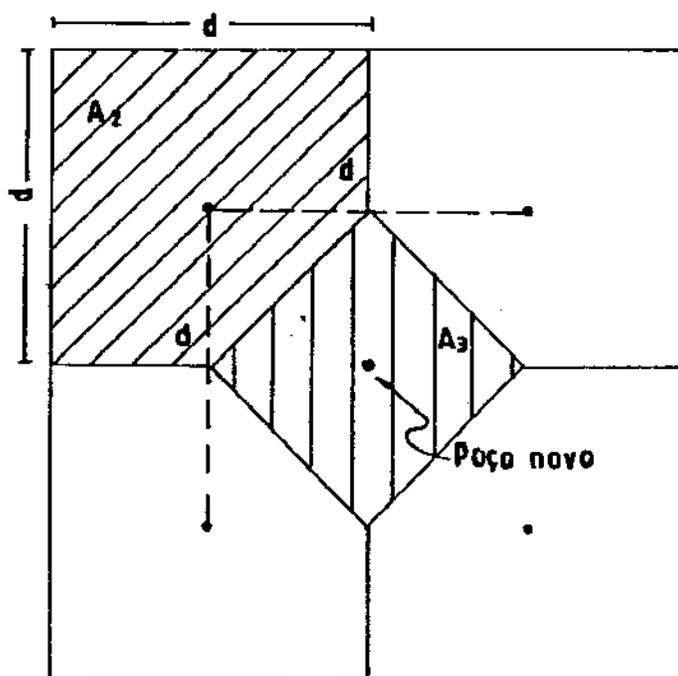


Figura 21. Área de Drenagem dos Poços Após a Perfuração do Novo Poço

$$\text{novo poço} = A_2 = 7d^2/8$$

$$\text{- área de drenagem do novo poço} = A_3 = d^2/2$$

$$\text{- raio equivalente à área de drenagem } A_1 = r_{e1} = \sqrt{A_1/\pi}$$

$$\text{- raio equivalente à área de drenagem } A_2 = r_{e2} = \sqrt{A_2/\pi}$$

$$\text{- raio equivalente à área de drenagem } A_3 = r_{e3} = \sqrt{A_3/\pi}$$

$$\text{- índice de produtividade dos poços antes da perfuração do novo poço} = J_1 \text{ (disponível)}$$

$$\text{- índice de produtividade dos poços antigos, após a perfuração}$$

$$\text{do novo poço} = J_2 = J_1 \cdot \frac{\ln(r_{e1}/r_v) - 0.5}{\ln(r_{e2}/r_v) - 0.5}$$

$$\text{- índice de produtividade do novo poço} = J_3 = J_2 \cdot \frac{\ln(r_{e2}/r_v) - 0.5}{\ln(r_{e3}/r_v) - 0.5}$$

A seguir, apresenta-se dois exemplos numéricos:

$$1) \text{ Sejam: } d = 400 \text{ m}$$

$$r_v = 0,15 \text{ m}$$

então,

$$A_1 = 160000 \text{ m}^2 \quad \therefore \quad r_{e1} = 225,68 \text{ m}$$

$$A_2 = 140000 \text{ m}^2 \quad \therefore \quad r_{e2} = 211,10 \text{ m}$$

$$A_3 = 80000 \text{ m}^2 \quad \therefore \quad r_{e3} = 159,58 \text{ m}$$

e

$$J_2 = J_1 \times 1,0099$$

$$J_3 = J_2 \times 1,0432$$

2) Sejam: $d = 200 \text{ m}$

$$r_v = 0.15 \text{ m}$$

então,

$$A_1 = 40000 \text{ m}^2 \quad \therefore \quad r_{e1} = 112.84 \text{ m}$$

$$A_2 = 35000 \text{ m}^2 \quad \therefore \quad r_{e2} = 105.55 \text{ m}$$

$$A_3 = 20000 \text{ m}^2 \quad \therefore \quad r_{e3} = 79.79 \text{ m}$$

e

$$J_2 = J_1 \times 1.0110$$

$$J_3 = J_2 \times 1.0484$$

ANEXO 4

DADOS DE ENTRADA

DADOS DE ENTRADA

A seguir apresenta-se os dados necessários para a utilização do programa de computador desenvolvido neste trabalho e os valores utilizados para os casos simulados, cujos resultados encontram-se no Capítulo IV.

Dados Técnicos

- Número de poços da área afetada total, antes e depois da perfuração do novo poço: 4 e 5;
- Fator de Continuidade antes e depois da perfuração do novo poço: obtidos da Figura 14;
- Área de drenagem dos poços, antes da perfuração do novo poço (m^2): calculada de acordo com o Anexo 3;
- Área de drenagem dos poços antigos, após a perfuração do novo poço (m^2): calculada de acordo com o Anexo 3;
- Área de drenagem do novo poço (m^2): calculada de acordo com o Anexo 3;
- Raio do poço: 0.10 m;
- Pressão inicial do reservatório: 10689.248 kPa;
- Pressão de saturação do reservatório: 9806.650 kPa;
- Pressão atual do reservatório: 8276.813 kPa;
- Pressão de abandono do reservatório: 980.665 kPa;
- Pressão de fluxo de fundo mínima: 686.466 kPa;
- Saturação de água inicial: 21.5 %;
- Volume de óleo original da área afetada total (m^3 std): calculado através da equação (49);
- Volume de óleo original da área afetada interna (m^3 std):

- calculado através da equação (50);
- Produção acumulada de óleo (m^3_{std}): calculada pelo programa, em função da pressão atual do reservatório;
 - Produção acumulada de gás (m^3_{std}): calculada pelo programa, em função da pressão atual do reservatório;
 - Razão gás-óleo atual: $124.00 m^3_{std}/m^3_{std}$;
 - Razão gás-óleo limite: $2000.00 m^3_{std}/m^3_{std}$;
 - Vazão de óleo limite (por poço): $20.00 m^3_{std}/dia$;
 - Vazão de abandono (por poço): $0.10 m^3_{std}/dia$;
 - Índice de produtividade inicial: $0.00234535 m^3_{std}/(dia.kPa)$;
 - Compressibilidade do óleo: $1.39557 \times 10^{-6} kPa^{-1}$;
 - Compressibilidade da água: $4.77411 \times 10^{-7} kPa^{-1}$;
 - Compressibilidade da formação: $4.93373 \times 10^{-7} kPa^{-1}$;
 - Fator volume de formação do óleo inicial: $1.2178 m^3/m^3_{std}$;
 - Razão de solubilidade inicial: $63.81 m^3_{std}/m^3_{std}$;
 - Viscosidade do óleo inicial: $0.00156 Pa.s$;
 - Decréscimos de pressão para a previsão de comportamento: $490.3325 kPa$;

Tabela 2

Propriedades dos Fluidos

P (kPa)	B_o (m^3/m^3_{std})	R_s (m^3_{std}/m^3_{std})	B_g (m^3/m^3_{std})	μ_o (Pa.s)	μ_g (Pa.s)
9603.650	1.2193	63.81	.011041	.00153	.0000147
8825.985	1.2085	58.46	.012188	.00160	.0000143
7845.320	1.1973	52.99	.013600	.00167	.0000138
6864.655	1.1857	47.48	.015382	.00175	.0000134
5883.990	1.1727	41.95	.017702	.00185	.0000129
4903.325	1.1603	36.42	.020846	.00197	.0000124
3922.660	1.1475	30.87	.025349	.00211	.0000120
2941.995	1.1343	25.32	.032331	.00227	.0000115
1961.330	1.1207	19.77	.044623	.00245	.0000111
980.665	1.1055	13.41	.071994	.00267	.0000106

Tabela 3

Razão de Permeabilidades

S_g	k_g / k_o
.20	.2637991
.18	.1780379
.16	.1173150
.14	.0751155
.12	.0464290
.10	.0274417
.08	.0152838
.06	.0078248
.04	.0035070
.02	.0012112

Tabela 4

Permeabilidade Relativa ao Óleo

S_L	k_{ro}
1.000	1.000
.960	.835
.920	.690
.883	.565
.846	.460
.815	.370
.779	.285
.748	.230
.706	.160
.650	.095
.600	.060
.500	.031

Dados Econômicos

- Investimento: US\$230000;
- Custo fixo de produção anual: US\$0.0/ano;
- Custo de produção do óleo: US\$18.18/m³;
- Preço de venda do óleo: US\$106.00/m³;
- Custo de produção do gás: US\$27.72 · 10³ m³;

- Preço de venda do gás: US\$100.27/10³ m³;
- Taxa de atratividade: 15% a.a.;
- Intervalo de tempo para atualização das receitas e dos custos: 0.0833 ano.