



Um Estudo sobre Métodos de Acoplamento entre Simulações de Reservatórios e Sistemas de Produção

Italo Silva Cordovil

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Paulo Camargo e Virgílio J.M. Ferreira Filho

Rio de Janeiro

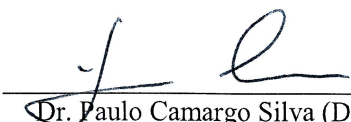
Fevereiro de 2017

Um Estudo sobre Métodos de Acoplamento entre Simulações de Reservatórios e Sistemas de Produção

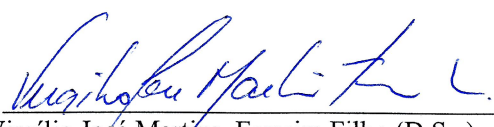
Italo Silva Cordovil

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinada por:



Dr. Paulo Camargo Silva (D.Sc)



Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho (D.Sc.)



Prof. Paulo Couto (Dr. Eng.)

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2017

Cordovil, Italo Silva

Um Estudo sobre Métodos de Acoplamento entre Simulações de Reservatórios e Sistemas de Produção/ Italo Silva Cordovil – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica,2017.

XIV,95 p .: il .; 29,7cm

Orientadores: Paulo Camargo e Virgílio J.M. Ferreira Filho

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2017.

Referências Bibliográficas: p.75-77

1.Simulação Integrada. 2. Simulação Acoplada. 3.Simulação de Reservatórios. 4.Simulação de Sistemas de Produção. I. Camargo, Paulo et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Escola Politécnica, Engenharia de Petróleo. III. Um Estudo sobre Métodos de Acoplamento entre Simulações de Reservatórios e Sistemas de Produção.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Claudio e Marilene, aos meus irmãos, Antônio e Vitor, à minha namorada, Mariana e aos meus avós, Dóris, Hugo, Marlene e Everaldo que muito me ajudaram ao longo desta jornada.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Paulo Camargo Silva e Virgílio José Martins Ferreira Filho, pela orientação concedida.

À Petrobras, pelo apoio financeiro concedido através do programa de iniciação científica PRH21

À Universidade Federal do Rio de Janeiro e à Escola Politécnica por permitirem que eu atingisse o sonho de me tornar Engenheiro de Petróleo.

A todos os meus professores, pela grande contribuição para minha formação profissional e pessoal.

À minha família, por ter lutado durante anos para que eu tivesse condições de estudar nas melhores instituições de ensino do país.

À minha namorada, por toda ajuda e compreensão nos momentos difíceis.

Aos meus colegas e amigos de faculdade, pela valiosa e agradável convivência.

E a Deus, por ter me dado oportunidades que a maioria das pessoas não tem.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica da UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

UM ESTUDO SOBRE MÉTODOS DE ACOPLAMENTO ENTRE SIMULAÇÕES DE RESERVATÓRIOS E SISTEMAS DE PRODUÇÃO

Italo Silva Cordovil

Fevereiro/2017

Orientadores: Paulo Camargo Silva e Virgílio José Martins Ferreira Filho

Curso: Engenharia de Petróleo

Nos últimos anos, diversos pesquisadores têm apontado a integração entre simulação de reservatórios e de sistemas de produção como um dos principais desafios para o desenvolvimento dos reservatórios. Neste sentido, estão em andamento, nos dias de hoje, projetos que objetivam avaliar e aplicar o acoplamento entre simulação de reservatórios e sistemas de produção em diferentes cenários de produção considerando restrições operacionais e a produção de múltiplos reservatórios através de unidades de produção compartilhadas. Tendo em vista o número de diferentes metodologias que têm sido propostas, as quais procuram modelar mais apropriadamente este acoplamento, é necessário para as atividades dos projetos um conhecimento detalhado destas metodologias. Esta monografia apresenta uma a uma as metodologias mais importantes avaliando as suas vantagens, desvantagens e aplicabilidade em diversos tipos de operações e em diferentes tipos de reservatórios. Além de ser detalhada toda a fundamentação teórica do acoplamento de simulação de reservatórios e sistemas de produção é feita uma análise crítica da pesquisa que tem sido desenvolvida.

Palavras-chave: Simulação Integrada, Simulação Acoplada, Simulação de Reservatórios, Simulação de Sistemas de Produção.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

A STUDY ABOUT RESERVOIR AND SURFACE FACILITIES SIMULATIONS COUPLING METHODS

Italo Silva Cordovil

February/2017

Advisors: Paulo Camargo Silva and Virgílio José Martins Ferreira Filho

Course: Petroleum Engineering

Nowadays, several researchers are naming the integration between reservoir and surface facilities simulations as one of the main challenges for the development of oil fields. In that manner, projects are being developed on behalf of the evaluation and application of the coupling of reservoir and surface facilities simulations, considering operational constraints and multiple reservoir production through shared production units. Since there are many different proposed methodologies, it is necessary for the project activities' engineers to have a detailed knowledge of them. This monograph presents a study of the most important methodologies considering their advantages, disadvantages and applicability at different types of operations and reservoirs. Not only the whole theoretical fundamentals of reservoir and surface facilities coupling is detailed, but also a critical analysis about literature is presented.

Keywords: Integrated Production Modelling, Integrated Asset Modelling

Sumário

Lista de Figuras	viii
Símbolos Latinos	ix
Símbolos Gregos	x
Subscritos e Sobrescritos	xi
Siglas.....	xii
1 Introdução	1
1.1. Motivação:	2
1.2. Objetivo:.....	3
1.3. Organização do Texto:	3
2 Revisão Bibliográfica	5
3 Fundamentação Teórica.....	9
3.1. Introdução:.....	9
3.2. Modelo de Reservatórios	10
3.2.1. <i>Modelo Analítico de Reservatórios:</i>	11
Equação da Difusividade Hidráulica:	12
Equação da Continuidade:	12
Aplicação da Lei de Darcy:	14
Aplicação das Equações de Estado:	14
3.2.2. <i>Modelagem Numérica de Reservatórios:</i>	15
Aplicação do Método das Diferenças Finitas nos Simuladores de Reservatórios:	16
Simulação de Reservatórios pelo Método Explícito:	17
Simulação de Reservatórios pelo Método Implícito:	18
3.3. Modelagem de Poços.....	19
3.3.1. <i>Modelagem do poço como parte do reservatório:</i>	19
Soluções da Equação da Difusividade Hidráulica:.....	20
Regime Permanente:	21
Regime Pseudopermanente:	21
Regime Transiente:	22
3.3.2. <i>Modelagem do Poço como parte dos sistemas de produção:</i>	22

3.4.	Modelagem dos Sistemas de produção	23
3.4.1.	<i>Escoamento Multifásico nas Tubulações</i>	25
3.4.2.	<i>Modelo da Rede de Coleta</i>	27
3.5.	Acoplamento entre Reservatórios e coluna de produção:	29
3.5.1.	<i>Curva de Pressão Disponível (IPR):</i>	29
3.5.2.	<i>Curva de Pressão Requerida (TPR):</i>	30
4	Metodologias de Acoplamento entre Simulações de Reservatórios e Sistemas de Produção	32
4.1.	Introdução:.....	32
4.2.	Acoplamento pelo Método Explícito:	37
4.2.1.	<i>Método explícito com balanceamento explícito utilizando três programas comerciais:.....</i>	39
4.2.2.	<i>Método explícito com balanceamento explícito utilizando um simulador de sistemas de produção simplificado:</i>	42
4.2.3.	<i>Método Explícito com Balanceamento Implícito utilizando dois programas comerciais:.....</i>	44
4.3.	Acoplamento pelo Método Implícito:.....	45
4.3.1.	<i>Modelo de Acoplamento pelo Método Implícito:.....</i>	46
5	Análise dos Métodos de Acoplamento	50
5.1.	Influência no Valor Presente Líquido do Empreendimento.....	50
5.2.	Influência nas estratégias de desenvolvimento.....	53
5.3.	Erros Associados às Simulações e Tempo de Simulação	56
5.3.1.	<i>Precisão:</i>	57
5.3.2.	<i>Tempos computacionais das metodologias:</i>	59
6	Análise Crítica	63
6.1.	Porque fazer uma simulação acoplada:	63
6.2.	Como escolher a metodologia utilizada:	65
7	Aplicações	68
8	Conclusões.....	73
	Bibliografia	75
	Apêndice A: Séries de Taylor e o Método das Diferenças Finitas	a
	Apêndice B: Análise da Estabilidade dos Métodos de Simulação de Reservatórios.....	e
	Apêndice C: O Método de Newton-Raphson	h
	Apêndice D: Exemplos utilizados por Schiozer (1994).....	i

Lista de Figuras

Figura 3-1: Sistema integrado simplificado (Ozdogan, et al., 2008)	9
Figura 3-2: Mapa de permeabilidades de um modelo de reservatório (Bento, 2010).....	15
Figura 3-3: Reservatório radial com alimentação externa	21
Figura 3-4: Reservatório radial sem alimentação externa.....	21
Figura 3-5: Exemplo de modelo de sistemas de produção (Rotondi, et al., 2008)	24
Figura 3-6: Exemplo de rede de coleta	28
Figura 3-7: Exemplo de curva genérica de IPR obtida pelo modelo de Vogel.....	30
Figura 3-8: IPR x TPR.....	31
Figura 4-1: Fluxograma genérico de uma simulação acoplada. (Hohendorff Filho, 2012)	35
Figura 4-2: Imagem do programa controlador utilizado no trabalho de Rotondi et al. (2008)	39
Figura 4-3: Fluxo de trabalho da metodologia apresentada por Rotondi et al. (2008)	41
Figura 4-4: Fluxograma explicativo do programa de acoplamento Hohendorff Filho (2012).....	43
Figura 4-5: Fluxograma do método iterativo apresentado em Zapata et al. (2001)	45
Figura 4-6: Método iterativo de Coats et al. (2004).....	48
Figura 5-1: Modelo de Reservatórios utilizado por Cotrim et al. (2011).....	51
Figura 5-2: Produção total de óleo, gás e água. Comparação entre a simulação de reservatórios desacoplada e da simulação acoplada com gerenciamento de poços (Cotrim, et al., 2011).....	52
Figura 5-3: Perfil da produção utilizando o simulador de reservatórios com restrições na cabeça dos poços e tabelas de fluxo nos dutos. (Zapata, et al., 2001)	54
Figura 5-4: Perfil da Produção utilizando o simulador acoplado (Zapata, et al., 2001).....	55
Figura 5-5: Cronograma de perfuração de poços. Comparação entre as simulações com sistema acoplado e com sistema desacoplado (Zapata, et al., 2001).....	56
Figura 5-6: Comparação entre os métodos 1 e 2 sob condições de contorno de Neumann. Figura traduzida de Schiozer (1994)	58
Figura 5-7: Efeito do aumento de precisão no tempo de simulação (Schiozer, 1994).....	59
Figura 5-8: Comparação entre os tempos computacionais para métodos diferentes. Resultados apresentados por Schiozer (1994).....	60
Figura 5-9: Comparação entre os tempos computacionais para métodos diferentes. Resultados apresentados por Schiozer (1994).....	61
Figura 6-1: Tempo de simulação x Precisão (Toby, 2014)	67
Figura 7-1: Resultados de simulações desacoplada e acopladas de um campo sintético (Kosmala, et al., 2003)	70
Figura 7-2: Previsões de produção obtidas por um simulador acoplado (RESOLVE) e por um desacoplado (ECLIPSE) (Ursini, et al., 2010).....	71
Figura 7-3: Comparação entre as pressões observadas e simuladas de entrada e saída de um riser (Rotondi, et al., 2008)	72
Figura A-1: Função genérica $p(\mathbf{x})$	a
Figura A-2: Discretização de Domínio	b
Figura A-3: Discretização da função $p(\mathbf{x})$	b
Figura B-1: Análise da Estabilidade 1	f
Figura B-2: Análise da Estabilidade 2	f
Figura D-1: Exemplo 2 (Schiozer, 1994).....	k
Figura D-2: Exemplo 3 (Schiozer, 1994).....	l

Símbolos Latinos

x = Posição x;

y = Posição y;

z = Posição z;

t =Tempo;

m = Massa;

q = Vazão;

p = Pressão;

k = Permeabilidade;

c = Compressibilidade;

L = Comprimento;

r = Raio;

h = Altura;

Símbolos Gregos

ϕ = Porosidade;

ρ = Massa específica;

Δ = Operador delta;

μ = Viscosidade;

η = Constante de difusividade Hidráulica;

Subscritos e Sobrescritos

i = Direção i ou contador i ;

j = Direção j ou contador j ;

k = Direção k ou contador k ;

t =Refere-se ao tempo, com exceção do caso em que aparece ao lado de c , significando assim total.

n =Refere-se a um número genérico;

D =Usado para marcar variáveis adimensionais;

w =Refere-se a poço;

e =Estático

f =Fricção;

h = altura;

ke =Energia Cinética;

jus =Jusante;

mon =Montante;

L =Refere-se a uma fase genérica;

wh = Refere-se a cabeça de poço

Siglas

BHP = Pressão de Fundo de Poço (*Bottom Hole Pressure*);

IP = Índice de Produtividade;

IPR = Curva de Pressão Disponível (*Inflow Performance Relationship*);

TPR = Curva de Pressão Requerida (*Tubing Performance Relationship*);

MDF = Método das Diferenças Finitas;

MIP = Modelagem Integrada de Produção;

VPL = Valor Presente Líquido;

PVM = Máquinas virtuais paralelas (*Parallel Virtual Machines*);

EOR = Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo (*Enhanced Oil Recovery*)

1 Introdução

A simulação dos modelos de reservatórios e de sistemas de produção são atividades primordiais quando estudamos o desenvolvimento de um campo de petróleo. Esta etapa do gerenciamento de um campo envolve tomadas de decisão relativas: (1) ao número de poços produtores e injetores que serão perfurados e se estes poços são verticais, direcionais ou horizontais, (2) à quantidade de unidades de produção que serão utilizadas e quais as suas capacidades de processamento e injeção de fluidos, (3) e outras.

Estas decisões irão guiar todo o futuro do campo e, portanto, definirão se o seu desenvolvimento será bem ou malsucedido.

De forma geral, os estudos de comportamento dos reservatórios e dos sistemas de produção são feitos separadamente, isto é, como se os reservatórios e as unidades de produção atuassem de forma independente. No entanto, sabemos que isso não é verdade. As limitações impostas por um influenciam diretamente na atividade do outro.

Há casos, por exemplo, em que uma mesma unidade de produção é utilizada para produzir vários poços, ou mesmo no desenvolvimento de múltiplos reservatórios. Estas situações são bem comuns, dado que os custos por unidade de produção são altos e inviabilizam projetos de menor atratividade. Quando isso ocorre, estes poços e reservatórios têm sua produção ou injeção limitada pela capacidade do mesmo sistema de produção.

Além disso, os reservatórios são dinâmicos, isto é, as taxas de produção dos diferentes fluidos estão em constante mudança. Isto faz com que a demanda de cada reservatório por capacidade de produção/injeção seja também dinâmica.

Sabemos também que o caminho do óleo do reservatório até a superfície passa por alguns obstáculos. Estes são as perdas de carga no próprio reservatório, no poço, nas linhas de produção, nas instalações de superfície e, para campos offshore, nos risers de produção.

À luz destes fatos, entende-se que não só o balanço de massa deve ser levado em conta, mas também o comportamento de fases dos fluidos presentes nos reservatórios e as curvas de pressão associadas ao escoamento e elevação destes fluidos (IPR e TPR). Assim, fica clara a necessidade de estudarmos reservatórios e superfície de maneira integrada.

O acoplamento entre simulação de reservatórios e sistemas de produção é importante não somente no desenvolvimento do campo, como também pode responder satisfatoriamente bem a diferentes tarefas desafiadoras tais como:

- Obter estimativas mais precisas das taxas de fluxo no campo e nos poços considerando a resposta dos sistemas de produção;
- Avaliação do impacto das mudanças nas condições da superfície sobre o movimento do fluido no reservatório, o que é importante para métodos de EOR envolvendo a injeção de fluidos e/ou gás, na medida em que pode avaliar como as restrições nos volumes de injeção impostos pelos equipamentos de superfície e pelo reservatório afetam a eficiência de varrido;
- Planejamento de novos poços e seu efeito sobre as taxas de produção da superfície e as resultantes necessidades de instalações de equipamentos;
- Acoplamento da produção e da injeção de vários reservatórios através de redes de superfície comuns como muitas vezes encontradas em ativos offshore. Vários modelos de simulação de reservatório podem ser ligados a uma ou mais modelos de instalações de superfície para assegurar que os gargalos sejam considerados apropriadamente em todo sistema de produção;
- Aplicação de restrições de injeção e produção no sistema total para alocar volumes de injeção mais eficientemente;
- E outras.

Esta monografia traz um estudo de caráter introdutório do que vêm sendo feito nos últimos anos em termos do desenvolvimento de métodos de acoplamento de simuladores de reservatórios e de sistemas de produção. Algumas metodologias serão explicadas e criticadas e, ao fim do texto, serão citados trabalhos em desenvolvimento e sugestões.

1.1. Motivação:

Existem diversos desafios na área de caracterização e simulação de reservatórios. Entre estes desafios podemos citar o tamanho dos modelos de simulação, que podem necessitar de um número extremamente elevado de células para retratar campos gigantes; o alto grau de heterogeneidade dos reservatórios, dificultando a sua representação em modelos de simulação. Além disso, existe também a complexa logística relacionada a sistemas de produção adotados.

Grandes esforços estão sendo empregados para solucionar estes desafios. Neste sentido, vários projetos em andamento objetivam desenvolver estudos de metodologias para integrar simulação de reservatórios e sistemas de produção para melhorar processos decisórios.

1.2. Objetivo:

O objetivo desta monografia é apresentar de forma crítica e objetiva uma introdução ao estudo do que tem sido desenvolvido a respeito do problema de acoplamento de simuladores de reservatório e de sistemas de escoamento da produção.

Esta análise deverá ser capaz de auxiliar novos pesquisadores que queiram estudar a simulação numérica para o gerenciamento de campos de petróleo e áreas afins

1.3. Organização do Texto:

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, trazendo, em ordem cronológica, os principais trabalhos escritos sobre o tema e suas ideias fundamentais.

O capítulo 3 traz a fundamentação teórica por trás da simulação acoplada de reservatórios e sistemas de produção. Este capítulo é dividido em quatro seções abordando respectivamente as modelagens de reservatórios, poços e sistemas de produção, e do acoplamento entre os modelos de poço e de reservatórios.

A seção sobre a modelagem de reservatórios consiste numa apresentação dos conceitos básicos de simulação de reservatórios. É apresentada uma dedução resumida da equação da difusividade hidráulica que mostra de que forma ela se aplica aos simuladores de reservatórios. Ainda nesta seção, são introduzidos alguns conceitos utilizados no método das diferenças finitas, e de que forma as aplicações deste método influenciam os resultados de uma simulação de reservatórios.

A seção sobre a modelagem de poços descreve a importância dos poços no modelo integrado e apresenta sua relação com os modelos de reservatórios e de sistemas de produção.

A seção sobre a modelagem dos sistemas de produção consiste na apresentação de alguns conceitos básicos de escoamento multifásico em dutos, seguida de um esboço sobre os algoritmos utilizados na determinação da queda de pressão dentro de um elemento de duto e finalmente da solução da rede de coleta de um sistema de produção.

No capítulo 4 é explicado o que são simuladores acoplados de reservatórios e sistemas de produção, de que forma trabalham e são introduzidas algumas metodologias de solução. Então são descritos em detalhes os algoritmos comuns por trás das metodologias apresentadas.

O capítulo 5 é dedicado a apresentação de uma avaliação das metodologias apresentadas no capítulo 4. Isto é feito através da comparação de resultados relevantes obtidos por alguns autores.

O capítulo 6 é uma discussão sobre o que foi apresentado nos capítulos anteriores. São discutidos, com base nos capítulos 4 e 5 os motivos de se utilizar uma simulação acoplada e como escolher os simuladores corretos para executar estas simulações.

O capítulo 7 apresenta algumas aplicações dos modelos acoplados como planejamento do desenvolvimento e otimização da produção. Além disso, mostra casos reais em que foram usados métodos de acoplamento similares aos apresentados no capítulo 4.

As conclusões são apresentadas no capítulo 8.

No final do texto temos o apêndice, que está dividido em quatro capítulos. O apêndice A traz uma breve demonstração sobre como escrever derivadas em termos de diferenças finitas, através da utilização de Séries de Taylor. No apêndice B é feita uma análise sobre a estabilidade dos métodos explícito e implícito de simulação de reservatórios. O apêndice C apresenta de forma resumida o método de Newton-Raphson para resolução de sistemas de equações diferenciais não lineares. Este método pode ser usado tanto nos simuladores de reservatórios quanto nos de sistemas de produção. O apêndice D traz três casos utilizados por Schiozer (1994) para comparação das metodologias de simulação acoplada de reservatórios e sistemas de produção.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo são comentados, em ordem cronológica, os principais trabalhos escritos sobre o tema desta monografia. Recomenda-se aos leitores que busquem os trabalhos originais citados na bibliografia para a busca de maiores detalhes.

O primeiro artigo reportado sobre o tema de acoplamento entre simuladores de reservatórios e sistemas de produção foi o de Dempsey *et al.* (1971). Este trabalho reportou a modelagem de simuladores acoplados para campos de gás. Não só se concluiu que era possível trabalhar com sistemas acoplados, mas também que esta metodologia era eficaz para prever o comportamento do campo e, conseqüentemente, poderia gerar uma análise financeira realista. Por ser o pioneiro, este artigo é amplamente citado na literatura.

Após o trabalho de Dempsey *et al.* (1971) para aplicação de simulação integrada em campos de gás, a Chevron contribuiu a partir dos trabalhos de Starzman, *et al* (1977) e Breaux *et al.* (1985) para o desenvolvimento de simulações acopladas em campos de óleo offshore.

Nacul *et al.* (1990) apresentam técnicas de aceleração para simulação de reservatórios partindo da ideia do refinamento local da malha do reservatório em locais de maior interesse, isto é, perto dos poços; propôs a decomposição de domínios, no nível do reservatório, em contraste ao que se propusera anteriormente, com a decomposição de domínios no nível matricial. Desta forma, tratamentos diferentes podem ser dados a locais com condições operacionais diferentes. Suas técnicas foram amplamente utilizadas por Schiozer (1994), Coats *et al.* (2003), Cotrim *et al.* (2011) e Hohendorff Filho (2012) em seus sistemas acoplados de simulação.

A esta ideia de decomposição de domínios, Nacul *et al.* (1990) somaram os métodos de aceleração de convergência entre subdomínios. Como o reservatório estava agora dividido em subdomínios, seria necessário alcançar a convergência entre eles. Técnicas como relaxamento de variáveis, superposição de fronteiras e uso de preconditionadores foram apresentadas em seu trabalho.

Schiozer (1994) mostrou que as técnicas de aceleração apresentadas por Nacul *et al.* (1990) podem ser usadas para implementação do acoplamento com balanceamento implícito¹, garantindo

¹ O capítulo 4 apresenta com detalhes as metodologias comuns de acoplamento. Pode-se entender, por enquanto, que os métodos com balanceamento explícito são em geral mais rápidos e menos preciso que os métodos com balanceamento implícito.

simulações com durações comparáveis às obtidas pelo método explícito com frequência de balanceamento explícita, sem perder a acurácia imposta pela outra abordagem. Este é um dos artigos mais relevantes na literatura pois, além de apresentar três metodologias de solução diferentes, seus resultados e aplicações, é também um embrião de trabalhos que o sucederam, tais como Magalhães (2005), Bento (2010), Cotrim (2012) e Hohendorff Filho (2012).

Hepguler *et al.* (1997) solucionaram o problema de acoplamento através da utilização do simulador de reservatórios ECLIPSE e do simulador de sistemas de produção NETOPT. Para isto, foi utilizada uma interface de passagem de mensagens (PVM) para integrar os dois simuladores. O simulador de superfície funcionou como programa mestre, enviando e recebendo mensagens para o simulador de reservatórios através do PVM. O algoritmo de convergência foi incorporado ao programa mestre.

Trick (1998) utilizou uma metodologia praticamente igual à utilizada por Hepguler *et al.* (1997), com a diferença de que o simulador de sistemas de produção utilizado foi o FORGAS. No seu caso de validação, o tempo computacional de simulação da metodologia adotada pelo autor foi 30 vezes menor do que o obtido com a metodologia proposta por Hepguler *et al.* (1997).

Barroux *et al.* (2000) afirmam que a simulação conjunta do reservatório e do sistema de produção é uma tecnologia crítica para os estudos de desenvolvimento e otimização para campos de petróleo, particularmente nos campos marítimos ou nos casos onde um grande número de poços divide um mesmo grupo de sistemas de produção.

Zapata *et al.* (2001) apresentam casos estudados com uso de simuladores comerciais acoplados. Neste artigo, foram mostradas algumas comparações entre o uso de simuladores acoplados e desacoplados, do método explícito e do implícito e do uso de simuladores Black-Oil e composicionais. Os autores concluíram que os simuladores de reservatórios não acoplados trazem resultados errôneos devido a incapacidade de contabilizar as variações de comportamento dos fluidos nos sistemas de produção.

Coats *et al.* (2003) apresentaram uma formulação implícita, isto é, um único sistema de equações para todos os sistemas. No método, houve a utilização de decomposição de domínios em nível matricial. Isto foi feito resolvendo parte das equações da matriz (equações de poços e sistemas de produção) separadamente do restante, e depois incluindo seus resultados de volta na matriz

principal. Segundo Hohendorff Filho (2012) o simulador apresentado por Coats et al. (2003) se tornou o primeiro simulador comercial implícito.

Magalhães (2005) confirmou a necessidade da consideração das restrições operacionais na definição e otimização das estratégias de produção. Suas conclusões apontaram para um desempenho sub-ótimo quando não são consideradas as restrições de vazão de líquidos e a limitação de disponibilidade de gás para gás lift na unidade de produção.

Bento (2010) mostrou que a perda de carga na tubulação e o limite de escoamento do gás são restrições operacionais que podem influenciar na definição da estratégia de produção, mas que esta influência pode ser minimizada a depender dos limites de condições operacionais.

Cotrim *et al.* (2011) relatam como a gerenciamento de controle de poços feito utilizando um algoritmo de priorização de poços de baixa razão gás óleo pode antecipar a produção de óleo em relação ao gás, estabelecendo valores presentes líquidos superiores aos simulados em sistemas desacoplados.

Hohendorff Filho (2012) mostrou como técnicas de passo de tempo adaptável e de correção de curvas de IPR em poços injetores podem ser usadas para evitar propagação de erros na utilização do método explícito. Esta abordagem garante que a simulação possa ser feita com baixo esforço computacional, sem comprometimento significativo dos resultados.

Segundo Toby (2014), Modelagem Integrada de Ativos, também conhecida como Modelagem Integrada de Produção é a modelagem de todo o sistema de produção, consistindo tanto dos modelos de superfície quanto de subsuperfície. Algumas vezes esta modelagem contém elementos econômicos. Esta modelagem é capaz de capturar as mais complexas interações entre os reservatórios, poços, dutos e equipamentos de superfície.

Segundo Temizel e Tiwary (2016), a simulação integrada dos sistemas de produção, e de reservatórios gera vários benefícios, entre os quais estão:

1. Redução no tempo de tomada de decisão por evitar demoradas rodadas de simulação para buscar a convergência entre as simulações independentes dos sistemas.
2. Avaliação dos efeitos das mudanças nas condições de operação na superfície sobre o escoamento no reservatório. Isto pode ser especialmente útil para avaliação de métodos de EOR

que se utilizam de injeção de fluidos no reservatório, já que as restrições de volume impostas pelos sistemas de produção e ou pelo reservatório podem ter impacto significativo na eficiência de varrido do método.

3. Planejamento de novos poços e seus efeitos nas vazões de superfície e em novas exigências nos sistemas de produção.
4. Capacidade de simular conjuntamente a produção e injeção em múltiplos reservatórios a partir de uma unidade de produção em comum, garantindo que a todo momento sejam consideradas as restrições de vazão da malha dutoviária.
5. Usar diferentes formulações PVT para diferentes reservatórios ou entre reservatórios e sistemas de produção.

Soluções Comerciais

De acordo com Cotrim (2012), existem diversas ferramentas que podem ser utilizadas para a modelagem integrada de produção.

Dentre os aplicativos que fazem o controle e balanceamento entre simuladores externos destacam-se: RESOLVE (Petroleum Experts), AVOCET IAM (Schlumberger) e FORGAS (Neotec).

Segundo Landmark (2016) o NEXUS (Halliburton) se apresenta como um simulador completo onde reservatórios, poços e sistemas de produção são resolvidos como um sistema único.

Pathak *et al.* (2016) afirmam que a CMG, em parceria com a PETROBRAS e a SHELL, está em fase final de desenvolvimento do COFLOW, simulador que integra suas soluções de reservatórios e sistemas de produção. Este poderá ser usado juntamente com o CMOST para fazer todo tipo de análise desejável de forma integrada.

É importante ressaltar que as soluções comerciais indicadas nesta seção não foram testadas neste trabalho e, portanto, devem ser cuidadosamente avaliadas.

3 Fundamentação Teórica

3.1. Introdução:

Para entender o acoplamento entre simuladores de reservatórios e sistemas de produção, é necessário primeiramente conhecer basicamente os reservatórios, poços e sistemas de produção, que são os componentes básicos deste acoplamento.

A Figura 3-1 mostra um exemplo de um sistema de produção integrado simplificado: podemos ver o reservatório, um poço e o sistema de produção. Na produção, os hidrocarbonetos saem do reservatório, sobem até a superfície pelos poços, escoam pelos dutos e demais equipamentos de superfície até chegarem aos risers de produção, por onde sobem até a unidade de produção. Na injeção, acontece o caminho inverso.

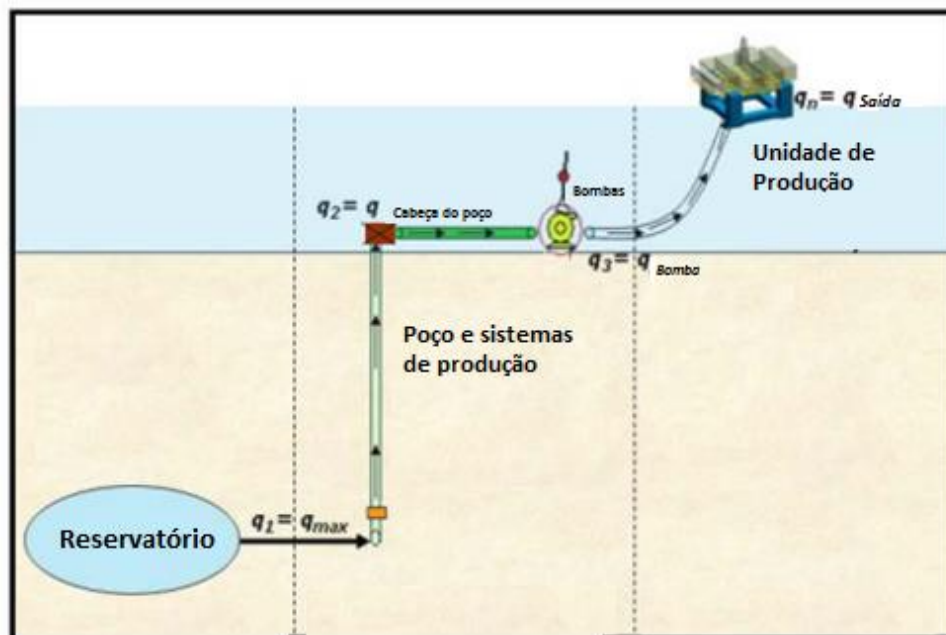


Figura 3-1: Sistema integrado simplificado (Ozdogan, et al., 2008)

O simulador de reservatórios é um programa desenvolvido para simular o escoamento dos fluidos dentro do meio poroso, levando em conta as condições operacionais impostas pelo usuário. As simulações geram resultados como as quantidades de óleo, gás e água produzidos, a variação da pressão em cada ponto do reservatório em função do tempo, a variação das saturações de cada componente no reservatório, etc.

Os simuladores de reservatórios convencionais abrangem todo o meio poroso e os poços. O usuário atribui condições operacionais aos poços, e estas são usadas pelo simulador como condições de contorno para a simulação do modelo.

Os modelos de sistemas de produção representam o caminho dos fluidos dos poços até os separadores na superfície. Conhecidas as condições operacionais, o simulador de sistemas de produção calcula as pressões, vazões e composição dos fluidos em seus pontos de maior interesse. Devido às quedas de pressão e temperatura no interior dos dutos, os fluidos produzidos estão sujeitos a mudanças de fase e velocidade.

Nota-se que tanto os resultados da simulação de reservatórios quanto os da simulação de sistemas de produção dependem das condições operacionais dos poços, as quais são utilizadas como condições de contorno pelos simuladores. Entretanto, na realidade, as condições operacionais dos poços dependem simultaneamente do comportamento dos reservatórios e dos sistemas de produção. Negligenciar a influência do comportamento do modelo de reservatórios ou do modelo de sistemas de produção ao definir as condições de contorno nas simulações pode gerar resultados imprecisos. A descrição realista das condições operacionais, isto é, levando em conta o comportamento dos dois modelos é o diferencial dos simuladores acoplados em comparação aos simuladores desacoplados.

Para entender as metodologias de acoplamento entre simulação de reservatórios e sistemas de produção é preciso compreender as modelagens individuais de reservatórios, sistemas de produção e poços.

3.2. Modelo de Reservatórios

A simulação de modelos de reservatórios é uma técnica amplamente difundida na indústria. Seu objetivo é simular o comportamento dos fluidos dentro do meio poroso quando submetidos a determinadas condições operacionais.

A fim de modelar matematicamente o comportamento dos fluidos no meio poroso, foi desenvolvida a equação da difusividade hidráulica. Esta é capaz de prever o comportamento da pressão em função da posição, do tempo, dos fluidos e de sua interação com a rocha e das condições operacionais impostas para o sistema, de acordo com o que foi explicado nos parágrafos anteriores.

A equação da difusividade hidráulica precisa, no entanto, de uma metodologia de solução. A metodologia mais utilizada nos simuladores de reservatórios é o método das diferenças finitas. Este método consiste em aproximar as equações diferenciais por diferenças em intervalos finitos, daí surgindo seu nome.

Como será apresentado ao longo desta monografia, o entendimento do método das diferenças finitas, da forma como suas derivadas são aproximadas, e as formas de resolução dos sistemas de equações resultantes será fundamental para a compreensão das metodologias de acoplamento entre simuladores de reservatórios e de sistemas de produção.

Portanto, será mostrado, de forma sucinta, como se pode chegar a equação da difusividade hidráulica, e a partir dela, montar um simulador de reservatórios através da aplicação do método das diferenças finitas para obtenção da forma discreta das derivadas parciais, no domínio do tempo e do espaço.

Obviamente, existem várias deduções e formulações presentes na literatura, tanto para os modelos analíticos de reservatórios, quanto para os numéricos. Porém, foge ao escopo desta monografia apresenta-las todas. Estas deduções são apresentadas somente para situar o leitor no contexto do acoplamento entre simuladores de reservatórios e de sistemas de produção.

3.2.1. Modelo Analítico de Reservatórios:

Para um melhor entendimento da simulação de reservatórios, uma demonstração da dedução da equação de difusividade hidráulica é apresentada nesta seção. Esta dedução é importante pois explica o surgimento e desaparecimento de termos na equação, que podem variar de acordo com as hipóteses admitidas.

Por praticidade, adotou-se a dedução e a nomenclatura presentes em Rosa *et al.* (2011). Esta dedução é ideal para o tratamento analítico de uma simulação de reservatórios, por não contar com variações espaciais de permeabilidade da rocha, propriedades PVT, saturações e outras, além de ser apresentada em uma linguagem matemática mais simples. Outras deduções como a de Peaceman (1977) são mais utilizadas na elaboração de simuladores numéricos de reservatório, pois contam com equações para fluxo multifásico, para simuladores tridimensionais, campos heterogêneos, etc. Como dito anteriormente, esta seção visa somente situar o leitor no contexto da simulação de reservatórios.

Equação da Difusividade Hidráulica:

A formulação da equação da difusividade hidráulica como apresentada por Rosa *et al.* (2011) decorre das seguintes premissas:

- Fluxo monofásico;
- Meio poroso homogêneo e isotrópico;
- Fluxo estritamente horizontal;
- Poço penetrando totalmente a formação;
- Permeabilidade Constante;
- Pequenos gradientes de pressão;
- Fluido com compressibilidade pequena e constante, e viscosidade constante;
- Rocha com compressibilidade pequena e constante;
- Forças gravitacionais desprezíveis;
- Fluidos e rochas não interagem entre si.

Equação da Continuidade:

A equação de continuidade é uma apresentação de um balanço de massa feito num elemento genérico do reservatório, num instante de tempo qualquer.

Seja um bloco genérico, de dimensões Δx , Δy e Δz , localizado com as coordenadas x , y e z . Seja um intervalo de tempo qualquer Δt , começando no instante de tempo t .

Há duas formas de se apresentar o balanço de massa neste bloco no instante desejado:

Primeiramente, podemos afirmar que não havendo geração ou sumiço de massa dentro do bloco durante o intervalo de tempo Δt , a variação de massa dentro do bloco se deve a entrada e saída de fluidos pelas superfícies do bloco. Desta forma:

$$(\dot{m}_{entra} - \dot{m}_{sai})_t \Delta t = m_{acumula} \quad (3.1)$$

Assumindo que a vazão volumétrica de fluidos é positiva quando a direção do fluxo segue as direções dos eixos coordenados, podemos dizer que:

$$(q_i \rho)_i = \text{Vazão mássica de fluidos que entra pela superfície } i; \quad (3.2)$$

$$(q_i \rho)_{i+\Delta i} = \text{Vazão mássica de fluidos que sai pela superfície } i + \Delta i; \quad (3.3)$$

Onde ρ é a massa específica do fluido e q_i é a vazão volumétrica de fluidos na direção i .

Podemos reescrever a equação (3.1) como:

$$m_{acumula} = \{[(q_x \rho)_x + (q_y \rho)_y + (q_z \rho)_z] - [(q_x \rho)_{x+\Delta x} + (q_y \rho)_{y+\Delta y} + (q_z \rho)_{z+\Delta z}]\} \Delta t \quad (3.4)$$

A outra forma de calcular a massa acumulada dentro do volume de controle durante o intervalo de tempo Δt é através da diferença entre as massas final e inicial de fluido no mesmo.

$$m_{acumula} = m_{final} - m_{inicial} \quad (3.5)$$

Onde:

$$m_{final} = (\Delta x \Delta y \Delta z \phi \rho)_{t+\Delta t} \quad (3.6)$$

E

$$m_{inicial} = (\Delta x \Delta y \Delta z \phi \rho)_t \quad (3.7)$$

Obviamente, as duas abordagens devem ter o mesmo resultado. Portanto, podemos escrever que:

$$m_{acumula} = \{[(q_x \rho)_x + (q_y \rho)_y + (q_z \rho)_z] - [(q_x \rho)_{x+\Delta x} + (q_y \rho)_{y+\Delta y} + (q_z \rho)_{z+\Delta z}]\} \Delta t = [(\Delta x \Delta y \Delta z \phi \rho)_{t+\Delta t} - (\Delta x \Delta y \Delta z \phi \rho)_t] \quad (3.8)$$

Dividindo a equação (3.8) por $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$, reagrupando as parcelas, multiplicando as vazões pelas áreas normais aos seus respectivos fluxos e calculando o limite da equação para Δx , Δy e Δt tendendo a zero, obtemos a equação da continuidade em sua forma diferencial:

$$\frac{\partial}{\partial x}(v_x \rho) + \frac{\partial}{\partial y}(v_y \rho) + \frac{\partial}{\partial z}(v_z \rho) = - \frac{\partial}{\partial t}(\phi \rho) \quad (3.9)$$

Aplicação da Lei de Darcy:

A aplicação da lei de Darcy na equação da continuidade a particulariza para fluxos em meios porosos. Além disso, este procedimento permite trabalharmos com as grandezas físicas adequadas.

A aplicação da lei de Darcy na equação (3.9) fornece o seguinte resultado:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dy} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dz} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (3.10)$$

Podemos notar que estamos trabalhando com um meio isotrópico com permeabilidade constante. Caso quiséssemos trabalhar com um meio de permeabilidades heterogêneas, deveríamos escrevê-la na equação como função de x, y e z . Se optássemos por permeabilidades variáveis com a direção do fluxo, teríamos que modelar uma função de permeabilidades por direção para cada posição (x, y, z) .

Aplicação das Equações de Estado:

Podemos escrever as equações de estado em função de qualquer direção i , e do tempo t .

$$\rho \frac{\partial p}{\partial i} = \frac{1}{c} \frac{\partial \rho}{\partial i} \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \frac{\phi c_t}{c} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (3.12)$$

Substituindo as equações acima na Eq. (3.10), e considerando a compressibilidade e viscosidade do fluido constantes, e que em um meio homogêneo e isotrópico as permeabilidades nas três direções são iguais e constantes, chegamos, finalmente, a equação da difusividade hidráulica:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.13)$$

Onde η , a constante de difusividade hidráulica é definida como:

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (3.14)$$

3.2.2. Modelagem Numérica de Reservatórios:

Com o intuito de se entender o comportamento de um reservatório, desenvolve-se um modelo matemático, baseado em algumas hipóteses, capaz de representá-lo da forma mais precisa possível.

Neste modelo estão contempladas a geometria do reservatório, suas falhas, porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, etc. Estas informações são provenientes de estudos geológicos, geofísicos, petrofísicos, de correlações com reservatórios conhecidos e do histórico do reservatório. A Figura 3-2 apresenta um mapa de permeabilidades de um modelo de reservatório como exemplo (Bento, 2010).

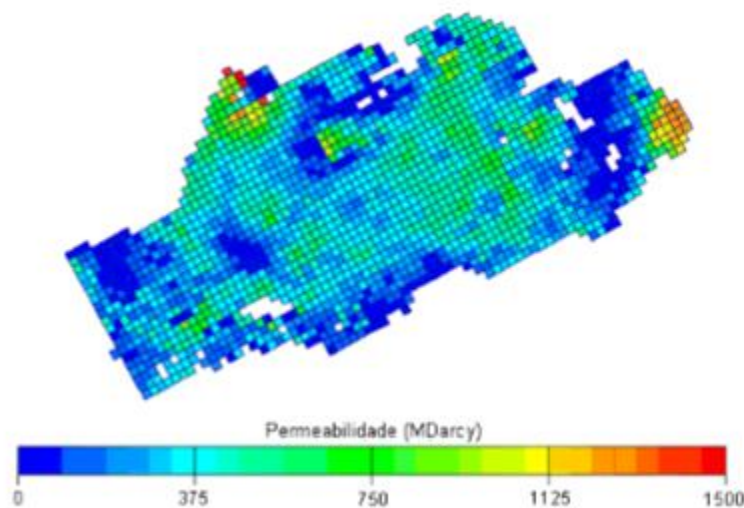


Figura 3-2: Mapa de permeabilidades de um modelo de reservatório (Bento, 2010)

Nos interessa saber que a aquisição da maior parte dos dados que alimentam o modelo de reservatórios não é feita de forma contínua. O que temos, na verdade, são valores pontuais distribuídos pelo volume do reservatório. O mesmo acontece no domínio do tempo. Temos registros espaçados em intervalos de tempo do comportamento de pressão e vazão dos poços estudados.

O problema que surge a partir disto é que a matemática desenvolvida para o estudo da engenharia de reservatórios é contínua, ao passo que o nosso modelo é discreto. Daí surge a necessidade da discretização das equações que regem o fluxo em meio poroso, e o desenvolvimento de um método para fazê-lo. Somente assim podemos simular o comportamento dos fluidos no reservatório.

Aplicação do Método das Diferenças Finitas nos Simuladores de Reservatórios:

O método das diferenças finitas (MDF) é largamente utilizado na construção de simuladores de reservatório. Esta ferramenta é muito eficiente na resolução de equações diferenciais parciais não lineares, impossíveis de resolver por métodos analíticos, e por isso, é incorporada aos métodos computacionais.

Nos simuladores de reservatórios, este método é utilizado para reescrever a equação da difusividade hidráulica de forma discreta. Assim, as derivadas são escritas como diferenças, tornando-as mais facilmente solucionáveis. As metodologias de solução são originadas a partir da forma com que as derivadas são escritas, e isso será explicado nos próximos parágrafos.

Explicando de forma simples, o MDF aproxima as derivadas de uma equação por diferenças avaliadas em intervalos finitos suficientemente pequenos. Em outras palavras é uma maneira de discretizar um problema contínuo. Isto é feito através da utilização da Série de Taylor (Apêndice A).

Como o método utilizado é numérico, é interessante trabalharmos com variáveis adimensionais. Assim não precisamos nos preocupar com o tratamento de grandezas físicas, mas puramente com o problema matemático.

Por simplicidade, estão representadas as aplicações do MDF apenas em simuladores unidimensionais. Os casos bi e tridimensionais seguem a mesma linha de raciocínio.

Considerando a equação da difusividade hidráulica para fluxos lineares, expressa em variáveis adimensionais:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial x_D^2} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (3.15)$$

A equação (3.15) possui uma derivada de segunda ordem em função da posição e uma de primeira ordem em relação ao tempo.

Existem duas formas clássicas de discretização desta equação. A primeira, é chamada de método explícito. Nesta, a derivada da pressão com o tempo é escrita de forma ascendente, isto é, a expansão da série de Taylor é feita em torno do par (i, n) e procuramos os valores para o par $(i, n + 1)$. Desta forma, a derivada da pressão com a posição é avaliada no nível de tempo n .

O segundo método chama-se método implícito. Neste a derivada da pressão com o tempo é escrita de forma descendente e a expansão é feita em torno do par $(i, n + 1)$. Logo, a derivada da pressão com a posição é avaliada no nível de tempo $n + 1$.

Apesar de parecer sutil, esta diferença muda completamente a maneira de solucionar o problema, bem como seus resultados, como mostram as seções a seguir.

Simulação de Reservatórios pelo Método Explícito:

As derivadas parciais da equação (3.15) são escritas em termos de diferenças finitas da seguinte forma:

- a) Derivadas escritas em torno do par (i, n) ;
- b) Diferenças centrais em relação a posição x_{Di} , escritas no nível de tempo t_{Dn} ;
- c) Diferenças ascendentes em relação a t_{Dn} , escritas no ponto x_{Di} .

Assim, a equação (3.15) pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\frac{p_{Di+1,n} - 2p_{Di,n} + p_{Di-1,n}}{(\Delta x_D)^2} = \frac{p_{Di,n+1} - p_{Di,n}}{(\Delta t_D)} \quad (3.16)$$

Note que temos uma equação com três variáveis conhecidas e apenas uma incógnita ($p_{Di,n+1}$). Logo, esta incógnita pode ser explicitada. Daí vem o nome do método.

$$p_{Di,n+1} = \beta(p_{Di+1,n} - 2p_{Di,n} + p_{Di-1,n}) + p_{Di,n} \quad (3.17)$$

Onde:

$$\beta = \frac{\Delta t_D}{(\Delta x_D)^2} \quad (3.18)$$

Podemos entender a equação acima da seguinte forma: No momento inicial, todas as pressões são conhecidas. No segundo passo de tempo, o que o simulador faz é calcular novamente as pressões em cada ponto baseado somente nas pressões deste ponto e dos seus vizinhos no momento imediatamente anterior. Este procedimento se repete em cada passo de tempo até que o critério de parada seja atingido.

Simulação de Reservatórios pelo Método Implícito:

As derivadas parciais da equação (3.15) são escritas em termos de diferenças finitas da seguinte forma:

- a) Derivadas escritas em torno do par $(i, n+1)$;
- b) Diferenças centrais em relação a posição x_{Di} , escritas no nível de tempo t_{Dn+1} ;
- c) Diferenças descendentes em relação a t_{Dn+1} , escritas para x_{Di} .

Assim, a equação (3.15) pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\frac{p_{Di+1,n+1} - 2p_{Di,n+1} + p_{Di-1,n+1}}{(\Delta x_D)^2} = \frac{p_{Di,n+1} - p_{Di,n}}{(\Delta t_D)} \quad (3.19)$$

Agrupando os termos semelhantes:

$$p_{Di-1,n+1} - \left(2 + \frac{1}{\beta}\right)p_{Di,n+1} + p_{Di+1,n+1} = -\frac{1}{\beta}p_{Di,n} \quad (3.20)$$

Note que temos apenas uma equação e três incógnitas, de forma que, ao contrário do que acontece no método explícito, não podemos explicitar as incógnitas da equação. Todavia, se escrevermos um sistema de equações fixando o tempo e variando a posição, teremos tantas equações quanto incógnitas. Este sistema de equações pode ser resolvido matricialmente através do método de Newton Raphson², no qual as equações referentes a cada bloco da malha do reservatório são posicionadas dentro da matriz Jacobiana.

Podemos entender a equação (3.19) da seguinte maneira: Conhecida a distribuição de pressões na malha do reservatório em um momento n , pode-se calcular a distribuição de pressões no momento $n + 1$. A pressão em cada posição i será definida pelas pressões nas suas vizinhanças no instante $n + 1$, e pela sua pressão no instante anterior, n .

O Apêndice B apresenta um breve estudo sobre a estabilidade dos métodos supracitados.

²O método de Newton-Raphson para sistemas de equações diferenciais não lineares apresentado Apêndice C pode ser usado para resolver este sistema de equações. Outras soluções também são possíveis.

3.3. Modelagem de Poços

Os poços desempenham papel fundamental na exploração de petróleo. Através deles conseguimos extrair ou injetar fluidos nos reservatórios.

No estudo do acoplamento entre simulação de reservatórios e de sistemas de produção, os poços representam a interface entre os dois, podendo ser estudados tanto como parte do reservatório quanto dos sistemas de produção.

Dentro dos reservatórios, os fluidos vão em direção aos poços, ou então saem de dentro deles. Nos blocos da malha referentes aos poços nos simuladores de reservatórios, são adicionados os termos fonte ou sumidouro, isto é, as vazões (positiva para produção e negativa para injeção), que junto aos fluidos em movimento dentro do reservatório, contribuem para o acúmulo de massa no bloco.

Uma vez dentro dos poços, os fluidos passam a ser estudados com outra abordagem. Esta, muito semelhante com a utilizada nos modelos de sistemas de produção. A pressão de entrada dos fluidos no poço, deve ser suficiente para vencer as perdas de carga que sofrerá na coluna de produção e nos sistemas de produção até sua chegada aos separadores. Devido as perdas de carga e variações de temperatura, os fluidos estão sujeitos a mudanças de fase e perdas de velocidade nos poços.

É comum nos sistemas acoplados que os modelos dos poços sejam tratados como parte do modelo dos sistemas de produção. Isto acontece devido às semelhanças entre os modelos, à necessidade de se usar correlações de fluxo multifásico e ao trabalho com análise nodal, de maneira que, em geral, os poços sejam integrados como uma extensão dos sistemas de produção. Nas seções seguintes será mostrado como os poços podem ser modelados como parte do reservatório e como parte do sistema de produção.

3.3.1. Modelagem do poço como parte do reservatório:

A relação de um poço com o reservatório envolve o comportamento deste em suas vizinhanças. Basicamente, queremos saber de que forma uma determinada vazão no poço influencia a pressão em suas vizinhanças e vice-versa.

A modelagem do poço é semelhante à do restante do reservatório, afinal, o poço está localizado no reservatório e sujeito ao fluxo dos mesmos fluidos. Todavia, a medida que nos aproximamos do poço, a área normal ao fluxo vai diminuindo e com isso a velocidade aparente dos fluidos varia na proporção inversa. Isto pode ocasionar a quebra de algumas das premissas utilizadas na

formulação da difusividade hidráulica, como a de que o escoamento no meio poroso é laminar, principalmente se estivermos trabalhando com reservatórios de gás.

Além disso, sabemos que a difusão da pressão nos poços verticais acontece de forma radial em relação ao poço. Portanto, a utilização de uma modelagem em coordenadas cartesianas nas proximidades do poço passa a ser menos conveniente que a em coordenadas cilíndricas.

A equação da difusividade hidráulica para fluxos não verticais pode ser escrita em coordenadas cilíndricas da seguinte maneira:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.21)$$

Onde:

p = Pressão;

r = Raio;

ϕ = Porosidade;

μ = Viscosidade;

c_t = Compressibilidade total;

k = Permeabilidade

Soluções da Equação da Difusividade Hidráulica:

A equação da difusividade hidráulica é uma equação diferencial. Para solucionar esta equação precisamos aplicar as condições de contorno. Estas condições dependerão do tipo de fluxo que estamos querendo modelar.

As condições de contorno impostas pelos poços aos reservatórios podem ser condições de contorno de Neumann, em que a vazão dos poços é especificada, ou de Dirichlet, em que a pressão de fundo de poço é especificada.

Os tipos principais de fluxo que queremos representar são:

- Regime Permanente;
- Regime Pseudopermanente;

- Regime Transiente

Regime Permanente:

No regime permanente consideramos que a massa que entra na região estudada é igual a massa que sai dela. Desta forma, a vazão é função somente da posição.

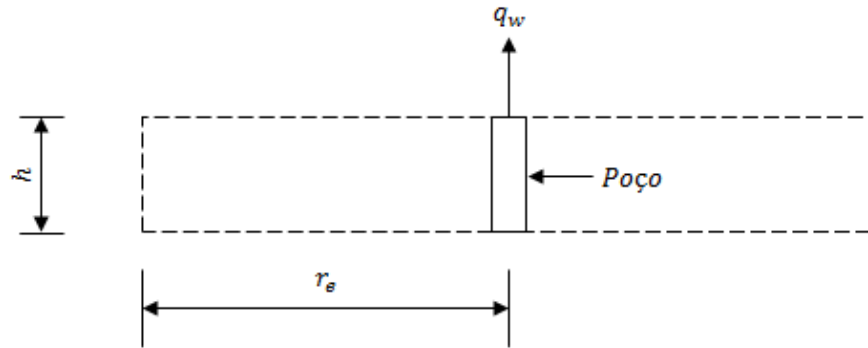


Figura 3-3: Reservatório radial com alimentação externa

Temos como condições de contorno que a pressão a uma distância r_e será igual a pressão estática p_e enquanto que para uma distância igual ao raio do poço, r_w , teremos uma pressão igual à do poço p_w .

Regime Pseudopermanente:

No regime pseudopermanente consideramos que não há alimentação externa do reservatório, e que a pressão no reservatório cai à medida que os fluidos são produzidos.

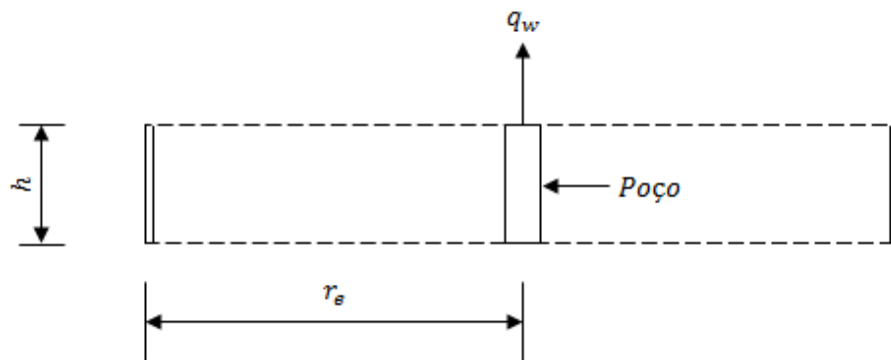


Figura 3-4: Reservatório radial sem alimentação externa

Podemos assumir como condições de contorno que a variação da pressão no limite do reservatório é igual a zero, e que a pressão no raio do poço é igual a pressão do poço.

Regime Transiente:

No regime transiente o poço “enxerga” o reservatório como infinito.

Assim, podemos assumir uma condição inicial, em que a pressão em qualquer posição além do poço é igual a pressão inicial p_i , que o limite da pressão quando o raio tende ao infinito é também igual à pressão inicial e que a vazão do poço é constante.

De posse das condições de contorno, pode-se expressar a pressão em função da vazão em qualquer dos regimes.

Segundo Hohendorff Filho (2012), os simuladores convencionais de reservatórios consideram que vazão é proporcional a queda de pressão, independentemente do tempo (regimes Permanente e Pseudopermanente), e pode ser expressa através de uma variação da lei de Darcy.

3.3.2. Modelagem do Poço como parte dos sistemas de produção:

Assim como acontece nos modelos de sistemas de produção, o tempo de resposta aos efeitos da produção nos poços é muito curto em relação ao que acontece nos modelos de reservatórios. Por conseguinte, considera-se para efeitos de acoplamento que os poços funcionam em regime permanente durante um passo de tempo qualquer. Geralmente, não são considerados efeitos de estocagem.

O cálculo das perdas de pressão nos poços é fundamental quando se trabalha com sistemas acoplados por representarem parte significativa da perda de carga total.

Muitas correlações podem ser encontradas para prever a perda de carga nos poços. Essas correlações funcionam de forma diferente a depender das condições de operação. É importante, no entanto, evitar descontinuidades e variações bruscas nessas correlações, já que este tipo de problema acarreta aumento excessivo do tempo computacional gasto nas iterações.

Nos sistemas acoplados, o fundo e a cabeça dos poços funcionam como os dois primeiros nós do modelo de sistemas de produção. Se o modelo de reservatórios incluir a cabeça dos poços, então este será o ponto de troca de informações entre simuladores de reservatórios e de sistemas de produção. Caso o modelo de reservatórios se limite ao fundo dos poços, então este ponto será responsável por esta função. É possível que para a convergência entre os modelos, a fronteira entre os dois simuladores esteja sobreposta, isto é, tanto o modelo de reservatórios quanto o de sistemas

de produção englobam fundo e cabeça dos poços. De uma forma ou de outra, a vazão e a pressão no fundo dos poços são os temas chave da simulação integrada.

3.4. Modelagem dos Sistemas de produção

Nesta seção serão apresentados alguns conceitos básicos que regem a simulação de escoamento nos sistemas de produção. Uma abordagem mais aprofundada pode ser encontrada em Schiozer (1994), Magalhães (2005) e Wang (2003)

Os sistemas de produção são compostos por redes de coleta, distribuição e injeção. O sistema de coleta é responsável por trazer os fluidos produzidos nos poços e entregar para unidades de separação. Os fluidos separados são então distribuídos para injeção, armazenagem, venda, descarte e outras. A rede de injeção é usada para injeção de fluidos dentro do reservatório. Para os problemas abordados neste trabalho a distribuição e injeção são ignorados.

Alguns equipamentos típicos entre os sistemas de produção são, a coluna de produção do poço, árvores de natal, dutos, Manifolds, válvulas, bombas, risers etc. Cada um age de uma forma em relação ao escoamento. Uma válvula, por exemplo, pode determinar ou restringir uma vazão ou pressão em um determinado ponto da tubulação.

A Figura 3-5 mostra um exemplo de modelo de sistemas de produção. Podemos entender de que forma é representado o caminho dos fluidos desde os poços até a unidade de produção.

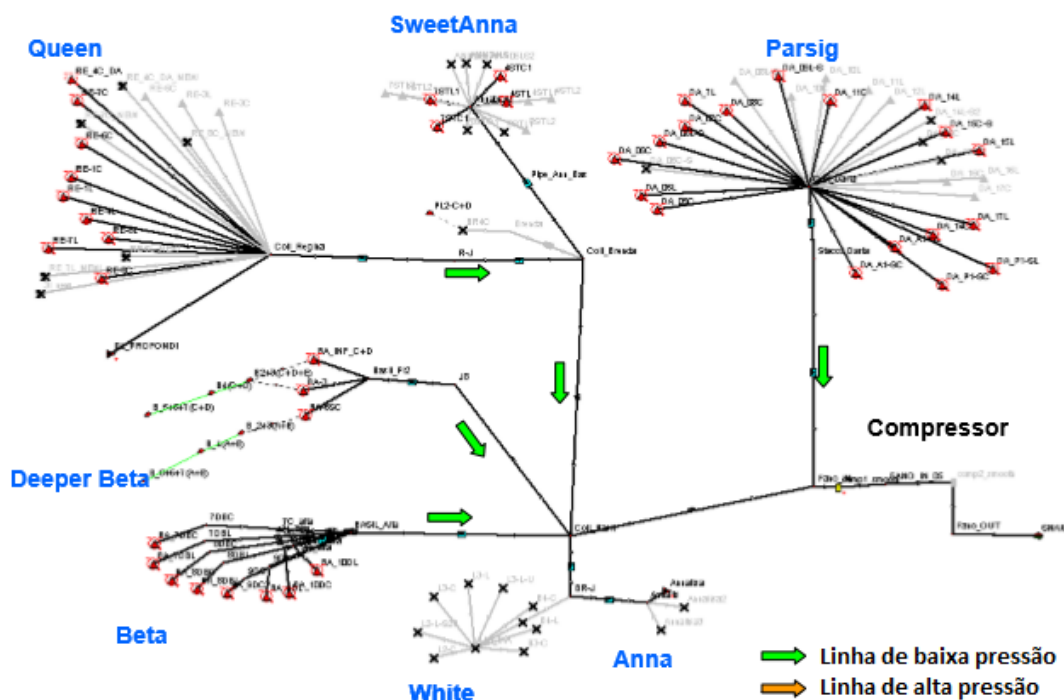


Figura 3-5: Exemplo de modelo de sistemas de produção (Rotondi, et al., 2008)

O comportamento dos fluidos dentro dos sistemas de produção depende, entre outros motivos, da inclinação do segmento onde estão inseridos, do escorregamento entre as fases líquida e gasosa, da fricção dos fluidos com a parede dos dutos e equipamentos.

Segundo Beggs e Brill (1973), a preocupação com o escoamento multifásico nos sistemas de produção é uma tônica na indústria de petróleo. A maioria dos poços de gás produz algum líquido e maioria dos poços de óleo produz algum gás. Além disso, durante a vida do campo, com a depleção dos reservatórios, há a necessidade da utilização de métodos de elevação artificial como o gás lift, que introduz a fase gás à coluna.

Na exploração offshore, devido a razões econômicas, é comum uma única unidade de produção receber os efluentes de vários poços. Neste caso, a produção dos poços mais distantes escoar por quilômetros de dutos em terreno submarino, que é geralmente acidentado e montanhoso, até que possa, finalmente, subir pelos risers de produção. Isso não seria um problema para o fluxo monofásico já que a pressão perdida nas subidas seria recuperada nas descidas. Não obstante, em fluxo bifásico, isso não acontece porque nas descidas a fração de líquido e, consequentemente, a

densidade da mistura são bem mais baixos do que nas subidas, fazendo com que a recuperação de pressão seja, muitas vezes, negligenciável (Beggs & Brill, 1973).

A simulação dos sistemas de produção tem como objetivo determinar o comportamento mecânico dos fluidos em seu caminho do fundo do poço até a unidade de produção, sob as condições operacionais impostas. Mais especificamente, deseja-se saber se os fluidos serão capazes de chegar até a unidade de produção somente pela energia (entende-se pressão) entregue pelo reservatório, se precisarão de alguma fonte extra de energia, e quantificar estas energias e as vazões resultantes deste processo.

Isto pode ser feito através da utilização de modelos hidráulicos de escoamento multifásico, os quais determinam as relações entre vazão de escoamento de hidrocarbonetos e pressões de entrada e saída nos elementos de duto, baseados nas propriedades mecânicas destes fluidos.

Como foi mencionado anteriormente, podemos considerar para o caso da simulação acoplada que o escoamento nos sistemas de produção acontece em regime permanente. Esta consideração é razoável pois quando comparados os tempos de estabilização de escoamento nos reservatórios e nos sistemas de produção conclui-se que o segundo é relativamente insignificante.

Para um determinado sistema de produção, o modelo da rede de coleta é desenvolvido através da conexão dos modelos hidráulicos específicos de cada elemento do sistema.

O tamanho da rede e o tipo de relação matemática entre pressões e vazões contribuem para aumentar a complexidade do modelo.

Cada elemento dos sistemas de produção tem seu tipo de solução específica determinada pelo tipo de relação de escoamento multifásico que o atende.

3.4.1. Escoamento Multifásico nas Tubulações

Para especificar as condições de contorno de vazão ou pressão em algum ponto do sistema de produção é necessário calcular o escoamento multifásico nas tubulações.

Para tanto, pode-se trabalhar com formulações derivadas de balanços energéticos e ou de massa ou com formulações empíricas.

De forma geral, estas formulações resultam em equações como a Eq.(3.22).

$$p_{entrada} - p_{saída} = \Delta p_f + \Delta p_h + \Delta p_{ke} + \Delta p_w \quad (3.22)$$

Onde:

$p_{entrada}$ = Pressão de entrada;

$p_{saída}$ = Pressão de saída;

Δp_f = Perda de pressão por fricção;

Δp_h = Perda de pressão por variação de altura;

Δp_{ke} = Perda de pressão por aceleração;

Δp_w = Perda de pressão por trabalho

Existem na literatura várias correlações que podem ser utilizadas para calcular as variações de pressão denotadas na Eq.(3.22). Ao se adotar uma correlação deve-se ter em mente que cada correlação foi desenvolvida para um conjunto particular de informações. Assim, sua aplicação deve ocorrer em sistemas cujas características sejam semelhantes àquelas utilizadas no seu desenvolvimento.

Algumas características de escoamento analisadas são:

- Tipo de tubo: liso ou rugoso;
- Inclinação dos dutos: vertical, horizontal ou inclinado (quantificar a angulação);
- Condição de escoamento: desenvolvido ou não;
- Regime: permanente ou transiente. No caso do acoplamento sabemos que o regime é permanente;
- Tipo de escoamento: laminar ou turbulento;
- Comportamento de fases: monofásico ou bifásico;
- Padrão de escoamento em fluxos bifásicos: bolha, golfada, caótico, anular, estratificado, intermitente, etc.

Alguns parâmetros afetados pelas características de escoamento:

- Fração de líquido;
- Fator de fricção;

- Densidade da mistura;

De posse dessas informações, pode-se calcular a variação de pressão para uma dada vazão dentro de um elemento dos sistemas de produção. Métodos iterativos geralmente consideram pressões e temperaturas médias dentro destes elementos para avaliar as propriedades dos fluidos e assim calcular as perdas de carga, de acordo com a correlação utilizada.

Algoritmos conhecidos como algoritmos marchantes integram os resultados entre elementos adjacentes dos sistemas, de modo que possam calcular pressões e vazões em comprimentos maiores e sujeitos a grandes variações das propriedades dos fluidos.

3.4.2. Modelo da Rede de Coleta

Há situações em que a produção dos poços escoar por uma tubulação que vai direto para a unidade de produção. Este tipo de sistema de produção é considerado simples. Em contrapartida, há casos em que as produções de mais de um poço são agrupadas num mesmo duto, e o fluxo deste duto é combinado com o de outros dutos e assim por diante, até que cheguem à unidade de produção. Este é o caso dos campos offshore onde, de forma geral, os sistemas de produção são complexos.

Nos modelos de sistemas de produção a rede de coleta pode ser representada por nós e segmentos de reta, como mostra a Figura 3-6. Cada nó representa algum equipamento, restrição ou junção de dutos, enquanto os segmentos de reta representam os segmentos de duto. Podemos dividir as ramificações em grupos. Por exemplo, na Figura 3-6 os poços 4 e 5 fazem parte do grupo B. Os grupos C e D fazem parte do grupo E, e assim sucessivamente.

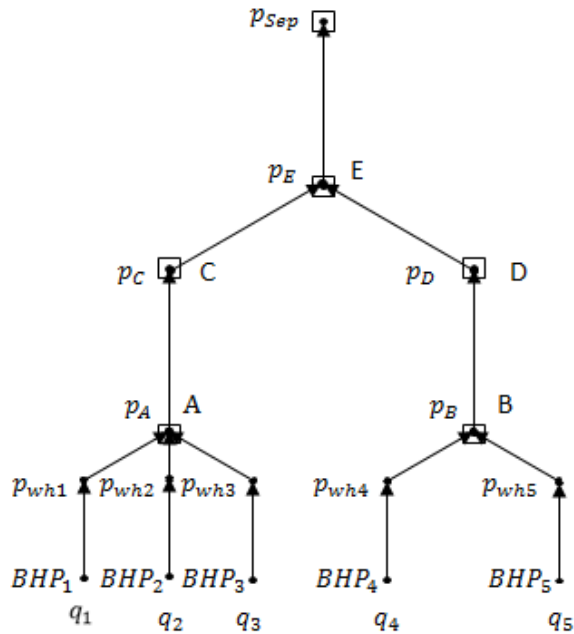


Figura 3-6: Exemplo de rede de coleta

As pressões e vazões especificadas pelos equipamentos de produção são utilizadas como condições de contorno nos nós da malha.

Para resolver o escoamento em toda a rede de coleta é necessário e suficiente que se conheça a pressão ou a vazão em cada nó, de forma que:

- O somatório das vazões em cada nó seja igual ao zero, isto é, toda massa que chega ao nó, deve sair do nó.
- As pressões de entrada sejam iguais às de saída em cada nó.

Existem alguns algoritmos desenvolvidos para a resolução do escoamento na rede de coleta. Entre eles, existem duas abordagens principais: Formular o problema da rede como um sistema de equações e resolvê-las, por exemplo, pelo método de Newton-Raphson, assim como é feito nos simuladores de reservatórios; ou formular este como um problema de otimização e resolvê-lo com o auxílio de algoritmos criados para tal função. A primeira abordagem é baseada na utilização de muitas derivadas e por isso, pode não ser eficiente caso as equações utilizadas não sejam contínuas. A segunda abordagem não trabalha com derivadas para encontrar os valores corretos e, por isso, tem um desempenho inferior, porém, não tem problemas em resolver descontinuidades, podendo ser mais eficiente que a primeira abordagem.

3.5. Acoplamento entre Reservatórios e coluna de produção:

Parte fundamental do problema de acoplamento é a determinação do ponto de operação dos poços. Como condições de operação de um poço consideramos sua pressão de fundo de poço, sua vazão, razão gás óleo, etc. As mais relevantes são a vazão e a pressão de fundo de poço.

A determinação do ponto de operação do poço é feita comparando a energia capaz de ser entregue pelo reservatório com a energia necessária para os fluidos chegarem até o fim da coluna de produção. As ferramentas utilizadas são apresentadas em seguida.

3.5.1. Curva de Pressão Disponível (IPR):

Inflow Performance é a determinação da diferença de pressão do reservatório ao poço relacionada à produção (Bellarby, 2009). Isto é, dada uma determinada produção (vazão) qual é pressão no fundo do poço.

O índice de produtividade (IP) de um poço é a razão entre a vazão no fundo do poço e a diferença de pressão entre o reservatório e o fundo do poço. A pressão do reservatório pode ser avaliada em diversos pontos, a depender da necessidade ou praticidade desta escolha. Em sua dedução para determinação analítica do IP, Bellarby (2009) utiliza a pressão média do reservatório. Já no trabalho de Hohendorff Filho (2012), a pressão utilizada é a pressão média do bloco onde se situa o poço Eq.(3.23).

$$IP_L = \frac{q_L}{(\bar{p}_b - BHP)} \quad (3.23)$$

Onde:

IP_L = Índice de produtividade do poço para a fase L .

q_L = Vazão da fase L ;

$\bar{p}_b$ = Pressão média do bloco;

BHP = Pressão de fundo de poço.

A Inflow Performance Relationship, ou Curva de Pressão Disponível, é uma curva obtida através do cálculo do índice de produtividade para diferentes vazões, desde o poço fechado, até sua

abertura total. (Figura 3-7). Em outras palavras, esta curva expõe o quanto o poço será capaz de produzir dadas as condições instantâneas do reservatório.

Existem na literatura várias formulações para a obtenção da curva de IPR (Modelo de Vogel, Fetkovich, etc.). A escolha da formulação deve levar em conta os parâmetros que se quer contabilizar.

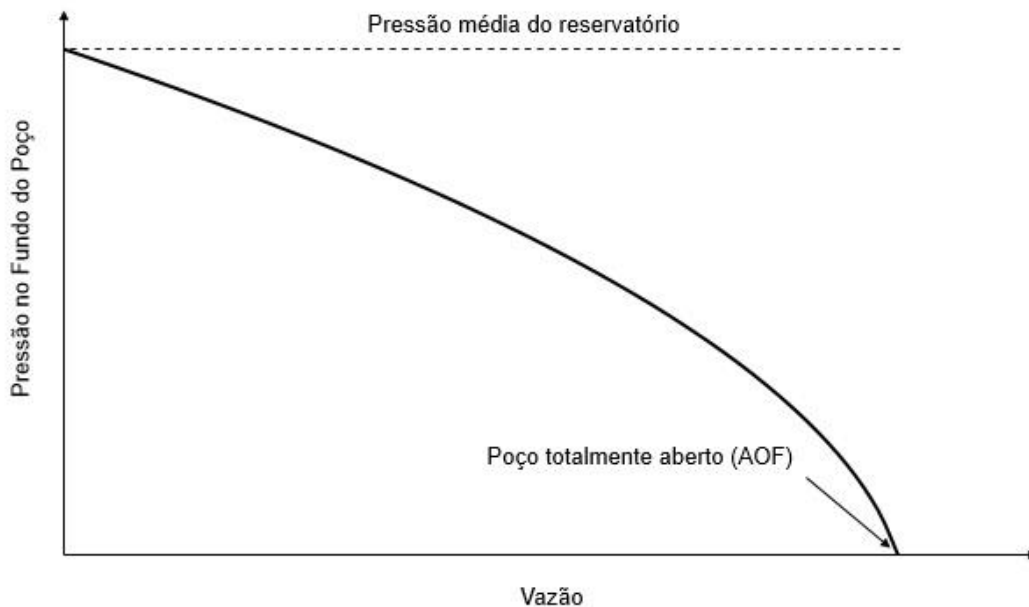


Figura 3-7: Exemplo de curva genérica de IPR obtida pelo modelo de Vogel³

3.5.2. Curva de Pressão Requerida (TPR):

Enquanto a IPR nos dá a relação entre a pressão de fundo de poço e a pressão média do reservatório, a Curva de Pressão Requerida, TPR (Tubing Performance Relationship), nos diz a pressão mínima necessária para que os fluidos vençam as perdas de carga na coluna de produção. Essas perdas de carga são devidas a gravidade, fricção, aceleração e trabalhos realizados, e são calculadas pelo mesmo procedimento utilizado para a rede de coleta.

O encontro das duas curvas representa a condição operacional de produção, ou condição de surgência. Neste ponto o reservatório entrega os fluidos em condição de chegar até a superfície.

³ Por se tratar de uma curva genérica, o gráfico da Figura 3-7 não possui valores e nem unidades, somente uma forma típica obtida pelo modelo de Vogel.

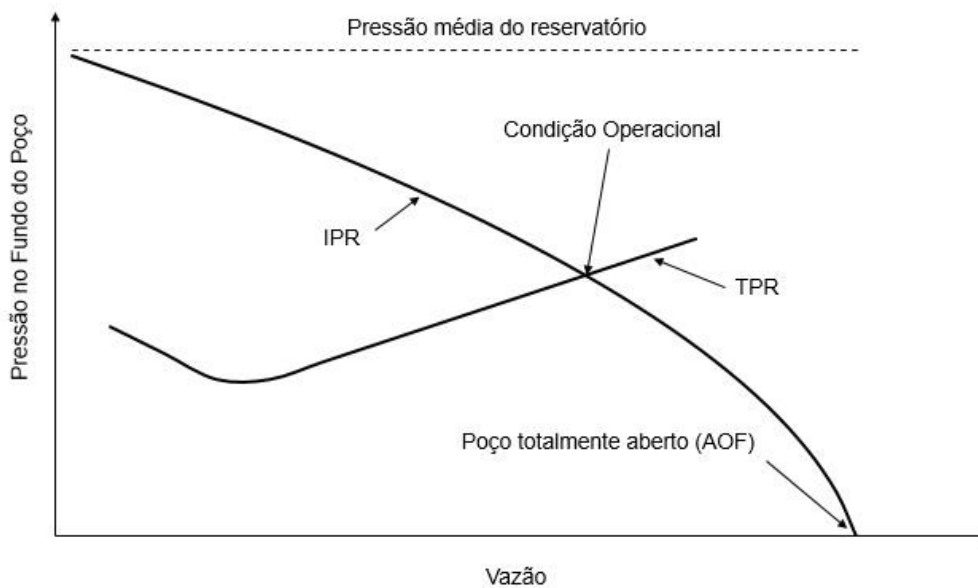


Figura 3-8: IPR x TPR

Caso estas curvas não tenham pontos em comum, métodos de elevação artificial ou de recuperação melhorada são necessários.

A definição do ponto operacional, ou seja, pressão de fundo de poço, vazão, composição da mistura, é objeto principal deste tema. Se este ponto fosse previamente conhecido, não haveria necessidade de acoplamento, e os simuladores poderiam trabalhar separadamente.

Deve-se levar em conta que estas curvas têm comportamento dinâmico, isto é, a cada instante de tempo, a capacidade de entrega do reservatório e as quedas de pressão associadas à coluna de produção variam, de acordo com o comportamento do sistema como um todo.

4 Metodologias de Acoplamento entre Simulações de Reservatórios e Sistemas de Produção

No capítulo anterior, foram apresentados os fundamentos teóricos necessários para estudar o acoplamento entre simulação de reservatórios e sistemas de produção. Para isso foram apresentadas individualmente as modelagens de reservatórios, de poços, de sistemas de produção e o acoplamento entre reservatórios e coluna de produção. Neste capítulo, serão estudadas as formas como conectamos os modelos apresentados, com o objetivo de fazer um estudo único do sistema como um todo.

O capítulo será dividido em três seções: Na primeira, é feita uma introdução às formas e metodologias fundamentais de acoplamento, além da apresentação de alguns conceitos básicos sobre o tema; na segunda, o método explícito de acoplamento é detalhadamente discutido, apresentando vantagens, desvantagens e algumas formulações relevantes encontradas na literatura; a terceira seção é semelhante a segunda, com a diferença de que a discussão é sobre o método implícito.

4.1. Introdução:

Antes de entendermos as metodologias de acoplamento, é necessário entender claramente as formas de acoplamento entre simuladores de reservatórios e sistemas de produção.

As formas de acoplamento podem ser divididas em três categorias: os modelos desacoplados, os parcialmente acoplados e os totalmente acoplados (geralmente simplificamos este nome para acoplados). A diferença entre estas formas é o nível de consideração dos sistemas de produção na simulação.

Diz-se que os modelos desacoplados não levam em consideração os sistemas de produção. A simulação da produção do reservatório é feita considerando apenas condições de contorno nos poços. Desta forma, não são contabilizadas as mudanças de comportamento dos fluidos nos sistemas de produção.

Os modelos são parcialmente acoplados quando consideram os sistemas de produção de forma simplificada, isto é, neste tipo de modelo não é possível controlar as restrições nos sistemas de

produção dinamicamente e nem mesmo prever as variações de comportamento de escoamento nos equipamentos de superfície ao longo da vida do campo.

Os modelos totalmente acoplados consideram os sistemas de produção dinamicamente. Todas as variações de escoamento nos sistemas de produção são contabilizadas e isto afeta a simulação dos reservatórios. É possível fazer controle da vazão por grupos de poços e impor pressões em nós da rede de coleta que afetam diretamente as condições de contorno utilizadas nos poços.

Esta última categoria é a que está em estudo neste trabalho. As duas primeiras podem ser resolvidas baseadas na teoria apresentada no capítulo 3, salvas algumas pequenas modificações.

Quando a forma de acoplamento é total, o sistema é capaz de simular o escoamento desde o meio poroso até a unidade de produção. Desta forma, todas as equações apresentadas no capítulo 3 são utilizadas em algum momento. O problema apresentado neste capítulo é a forma como são conectadas estas equações. Enunciando o problema de forma sintética, o que queremos é determinar, de forma realista, as condições operacionais dos poços ao longo do tempo de vida do campo.

Então, a forma de acoplamento total consiste em um sistema onde as equações dos modelos de reservatórios, poços e sistemas de produção dialogam entre si, de forma que em todo o ciclo da vida do campo, as limitações de um sistema sejam transmitidas aos outros, obtendo em todo momento, informações realistas, ou seja, é feita uma modelagem integrada da produção.

De forma geral, pode-se dizer que uma simulação integrada de reservatórios e sistemas de produção segue, de forma sequencial, os procedimentos listados abaixo e ilustrados na Figura 4-1.

- (1) No início de um passo de tempo integrado, curvas de IPR para cada fase são geradas para todos os poços. Estas curvas são geradas a partir das pressões e saturações médias dos blocos da malha do modelo de reservatórios onde estão inseridos os poços, e a partir de outros parâmetros como o diâmetro de poço e dano à formação. Este procedimento nos diz qual é a capacidade de produção dos reservatórios naquele momento da vida do campo.
- (2) Agora, sabendo quanto o reservatório é capaz de produzir naquele momento, é preciso determinar como será feita a distribuição de vazões nos poços e se os sistemas de produção serão capazes de arcar com esta produção. Isto nos leva a introdução do conceito de local de acoplamento, isto é, a fronteira entre os sistemas. Se o local de acoplamento for a cabeça

do poço, então toda a coluna de produção fará parte do modelo de reservatórios, e, portanto, será função do simulador de reservatórios gerar curvas de pressão requerida (TPRs) para os poços. Se, por outro lado, o local de acoplamento for o fundo do poço, então caberá ao simulador de sistemas de produção gerar estas curvas. Uma vez geradas as curvas de TPR, o ponto de operação dos poços será dado pelo cruzamento destas curvas com as curvas de IPR.

- (3) O procedimento seguinte é a solução do modelo de sistemas de produção. Uma vez conhecidas as restrições operacionais da rede e as vazões ou pressões de operação, é possível balancear toda rede, isto é, determinar as vazões e pressões em todos os nós de modelo de sistemas de produção. Este procedimento é necessário para garantir que os sistemas de produção serão capazes de arcar com a produção, durante o dado passo de tempo integrado.
- (4) Se o modelo de sistemas de produção estiver balanceado, isto é, se as pressões de entrada nos nós forem iguais às de saída e os somatórios das vazões mássicas de entrada nos nós forem iguais aos de saída, então as condições operacionais dos poços estarão definidas para aquele passo de tempo integrado e os modelos de reservatórios e sistemas de produção estarão equilibrados entre si. Caso contrário, novas condições operacionais serão iterativamente determinadas num processo chamado de ciclo de balanceamento, até que a produção estimada do reservatório seja compatível com a capacidade dos sistemas de produção.
- (5) As condições operacionais dos poços, definidas durante o ciclo de balanceamento, são introduzidas na matriz jacobiana do simulador de reservatórios como condições de contorno. O chamado Ciclo Newtoniano é um processo iterativo baseado no método de Newton Raphson que busca definir a resposta do modelo de reservatórios às condições operacionais naquele passo de tempo integrado. Esta etapa do procedimento é a que permite as maiores variações entre as metodologias, e por isso será detalhadamente explicada no decorrer deste capítulo.
- (6) Após a conclusão do ciclo Newtoniano, chega-se ao fim do passo de tempo integrado com as novas pressões e saturações do modelo de reservatórios. Se este for o último passo de tempo integrado da simulação, então termina-se o processo, caso contrário, avança-se um passo no tempo e repete-se os procedimentos supracitados, de forma que as condições de

reservatório no início do passo de tempo integrado seguinte sejam iguais às do fim do passo de tempo integrado anterior.

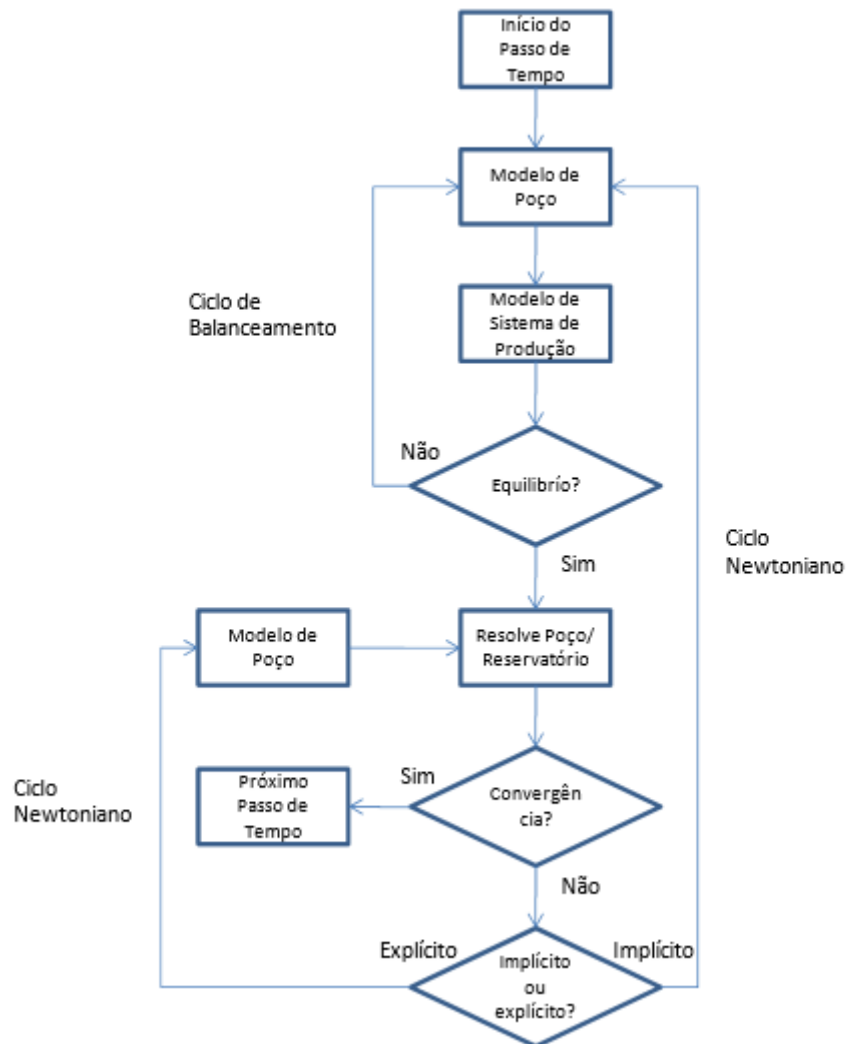


Figura 4-1: Fluxograma genérico de uma simulação acoplada. (Hohendorff Filho, 2012)

Como mencionado no item (5), a forma como é feita a inclusão das condições operacionais dos poços na matriz jacobiana do simulador de reservatórios varia de acordo com a metodologia de acoplamento. Estas metodologias recebem os nomes de método explícito e método implícito.

No método explícito, geralmente são utilizados dois simuladores, um de reservatórios e outro de sistemas de produção, e o diálogo entre eles é feito ou por um programa acoplador, ou pelo próprio simulador de sistemas de produção.

O local de acoplamento no método explícito é variável. A escolha do local de acoplamento depende do objetivo da simulação. Quando o objetivo da simulação é realizar um ajuste de histórico, por exemplo, as vazões dos poços são conhecidas e, portanto, um acoplamento na cabeça do poço é mais prático e satisfatório. No entanto, quando o objetivo da simulação é prever a produção, o número de graus de liberdade do problema aumenta e o acoplamento geralmente é feito no fundo do poço. Isto permite que as curvas de TPR sejam calculadas pelo simulador de sistemas de produção e que vários cenários de produção sejam considerados através da utilização de algoritmos de otimização. Além disso, o fluxo multifásico na coluna de produção é semelhante ao fluxo nos sistemas de produção, e acoplar os sistemas no fundo do poço permite que os cálculos de ambos os modelos sejam feitos pelo mesmo simulador.

O método explícito pode variar ainda em relação a frequência de balanceamento da rede. No caso mais simples a rede é balanceada no início do passo de tempo integrado e as condições operacionais calculadas são mantidas fixas como condições de contorno dentro da matriz Jacobiana durante todo o ciclo Newtoniano do simulador de reservatórios. Este tipo de balanceamento é chamado de balanceamento explícito. A segunda possibilidade é realizar um novo balanceamento da rede para cada iteração do ciclo Newtoniano do simulador de reservatórios. Em outras palavras, a medida que a condição do reservatório naquele passo de tempo é recalculada, são geradas novas curvas de IPR e TPR, e novas condições operacionais são definidas. Esta forma de balanceamento é conhecida como balanceamento implícito. Há ainda uma terceira possibilidade, conhecida como balanceamento semi-implícito, na qual o modelo de sistemas de produção é balanceado em um intervalo pré-definido de iterações do ciclo Newtoniano.

No método implícito de acoplamento, as equações referentes aos nós do modelo de sistemas de produção são incluídas na matriz jacobiana do simulador de reservatórios e tratadas como blocos adicionais da malha do reservatório. Logo, somente um simulador é necessário para a solução do conjunto de equações. Além disso, como todos os elementos dos dois sistemas são tratados dentro de um mesmo sistema de equações, não há necessidade de se definir um local acoplamento, e como as equações dos dois sistemas são resolvidas simultaneamente dentro do ciclo Newtoniano, este método é intrinsecamente implícito quanto a frequência de balanceamento.

4.2. Acoplamento pelo Método Explícito:

Como foi explicado na seção anterior, o método explícito caracteriza-se pela adoção de dois simuladores, um de reservatórios e outro de sistemas de produção, além de um programa controlador de interfaces, responsável pela integração entre os resultados obtidos por cada simulador. Há casos em que o controle dos dois simuladores é feito pelo simulador de sistemas de produção.

Por trabalhar com dois simuladores, o método explícito oferece grande flexibilidade na escolha destes. De acordo com a complexidade do sistema representado e com o objetivo da simulação, existem várias possibilidades de escolha dos simuladores utilizados. É necessário, no entanto, que estes sejam compatíveis entre si, e com o programa controlador de interfaces. Devido à esta flexibilidade, o método explícito é adotado na maioria das situações.

As formulações do método explícito podem variar com relação ao local de acoplamento, podendo acontecer no fundo do poço, na cabeça do poço ou de forma híbrida, e com relação à frequência de balanceamento, podendo ser explícita, implícita ou semi-implícita.

Como foi explicado anteriormente, o acoplamento na cabeça do poço é vantajoso quando se trabalha com ajuste de histórico pois, como as condições operacionais dos poços são conhecidas, um sistema com menor número de graus de liberdade é resolvido de forma mais rápida, sem que haja perda de informações. Todavia, quando o objetivo da simulação é realizar uma previsão da produção, as vazões de operação são desconhecidas, enquanto que as pressões do reservatório são conhecidas. Isto faz com que seja mais interessante para o simulador de sistemas de produção utilizar o fundo do poço como local de acoplamento. Além disso, o acoplamento no fundo do poço possibilita que o simulador de sistemas de produção trabalhe junto com um algoritmo de otimização que maximize o valor da função objetivo da simulação. Quando a simulação inclui tanto o ajuste de histórico, quanto previsão da produção, torna-se interessante trabalhar com um modelo híbrido, capaz de alternar o local de acoplamento de acordo com o momento da simulação.

No método explícito com frequência de balanceamento explícita, o balanceamento entre os modelos é feito somente no início do passo de tempo integrado, utilizando valores de pressão e saturação do modelo de reservatórios referentes ao final do passo de tempo anterior. Isto implica em algumas vantagens e desvantagens. Como vantagem podemos citar que pelo fato de se exigir o equilíbrio dos sistemas apenas no início do passo de tempo integrado, menos iterações são

executadas por passo de tempo, tornando este método, em geral mais rápido. A desvantagem é que, quando as condições do reservatório variam significativamente dentro de um passo de tempo integrado, o balanceamento feito no início do passo de tempo pode não refletir as condições atuais do reservatório, podendo levar a instabilidades e propagações de erros ao longo das rodadas de iteração.

O método explícito com frequência de balanceamento implícita se caracteriza pelo balanceamento entre os modelos a cada iteração dentro de um ciclo Newtoniano. Por este motivo, este procedimento assegura que as equações estejam coerentes em todo o momento. Em outras palavras, tanto o modelo de sistemas de produção quanto o de reservatórios trabalha com os parâmetros atualizados a todo momento. Isso garante ao método alta precisão. Entretanto, esse procedimento aumenta significativamente o número de iterações exigido na simulação, afetando fortemente seu tempo final.

No método explícito com balanceamento semi-implícito, o balanceamento da rede acontece em um intervalo predeterminado de iterações do ciclo Newtoniano. Assim, esta forma de balanceamento apresenta as vantagens e desvantagens das formas supracitadas, de maneira atenuada.

No prosseguimento desta seção, três metodologias baseadas no método explícito serão apresentadas. A primeira foi utilizada por Rotondi *et al.* (2008), em seu estudo sobre os benefícios da simulação integrada de reservatórios e sistemas de produção. Para esta metodologia, foram utilizados três programas comerciais, um simulador de reservatórios, um de sistemas de produção e um programa acoplador. A segunda foi apresentada no trabalho de Cotrim (2012). Esta utilizou-se de um simulador comercial de reservatórios e um simulador simplificado de sistemas de produção, controlado por um programa desenvolvido para este acoplamento específico. Estas duas metodologias utilizaram o balanceamento explícito. A terceira metodologia foi a apresentada por Zapata *et al.* (2001), e representa o acoplamento pelo método explícito com balanceamento implícito. Foram usados um simulador de reservatórios e um de sistemas de produção, e o controle foi efetuado pelo simulador de sistemas de produção.

4.2.1. Método explícito com balanceamento explícito utilizando três programas comerciais:

O trabalho de Rotondi *et al.* (2008) utiliza o método explícito com balanceamento explícito para solucionar o problema de simulação integrada. No artigo, há uma descrição pormenorizada do procedimento adotado no passo a passo do método iterativo.

Nesta solução, foram usados três softwares comerciais, ECLIPSE como simulador de reservatórios, GAP como simulador de sistemas de produção e o RESOLVE como programa controlador. A Figura 4-2 mostra uma imagem da interface do programa controlador, o RESOLVE, conectando as simulações de cinco reservatórios ao simulador de sistemas de produção (GAP), ao centro.

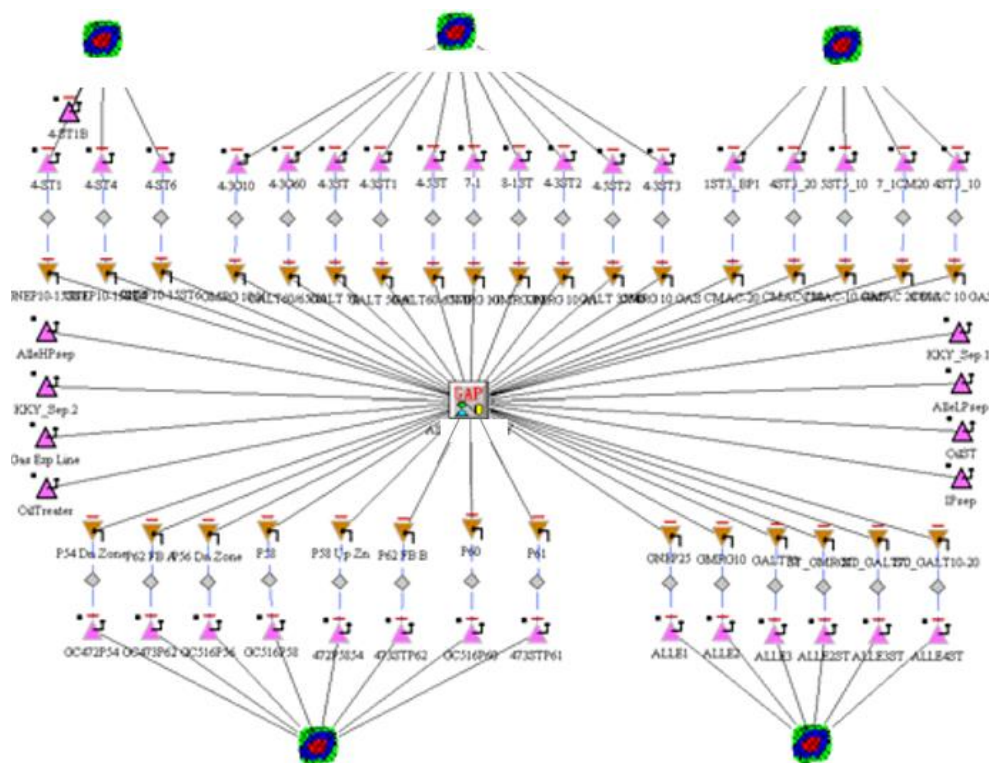


Figura 4-2: Imagem do programa controlador utilizado no trabalho de Rotondi *et al.* (2008)

De acordo com o artigo, a simulação explícita acontece seguindo os seguintes passos, ilustrados na Figura 4-3.

(1) no início de cada passo de tempo, os modelos de reservatórios e sistemas de produção são equilibrados com objetivo de definir as condições operacionais ótimas dos poços. O programa controlador busca as curvas de IPR junto ao simulador de reservatórios.

(2) Em seguida, curvas de IPR são entregues pelo programa controlador ao simulador de sistemas de produção. Este, por sua vez, calcula a produção ótima possível avaliada pela análise das curvas de IPR. Os pontos de operação dos poços são definidos pelo cruzamento das vazões de operação com as respectivas curvas de IPR.

(3) Então, o programa controlador comunica ao simulador de reservatórios, as condições de operação dos poços determinadas pelo simulador de sistemas de produção. Estas são usadas como condições de contorno para simular o escoamento no meio poroso. As condições operacionais impostas podem ser as pressões de fundo ou na cabeça dos poços, ou as razões óleo/líquido e razão gás/óleo.

(4) O programa controlador avança um passo de tempo e o processo se repete. Estas operações são repetidas até o fim da simulação integrada.

Esta abordagem oferece grande flexibilidade na escolha dos simuladores, das condições operacionais fixadas e da função objetivo. Não obstante, há um problema intrínseco à metodologia explícita que fica clara nesta descrição. Para resolver os sistemas de produção no tempo n a IPR usada é calculada utilizando pressões e saturações de reservatório no tempo $n - 1$. Esta inconsistência pode levar a diferentes condições de contorno utilizadas pelo simulador de reservatórios e pelo de sistemas de produção. Quanto mais rápido as condições de operação variarem durante a simulação e quanto mais não linearidades existirem no modelo de IPR, mais acentuadas serão estas discrepâncias.

Este método foi aplicado para realizar a modelagem de um campo em águas profundas em que um reservatório de gás e quatro reservatórios empilhados de óleo produziam através da mesma FPSO. A simulação acoplada tinha por objetivos fazer uma análise de sensibilidade da simulação às variáveis de operação, fazer um ajuste de histórico integrado e otimizar a produção do sistema como um todo.

Foram comparados os resultados obtidos pela simulação desacoplada destes 5 reservatórios com os resultados da simulação acoplada destes reservatórios com os sistemas de produção, e concluiu-se que foi possível estimar as produções com mais precisão, além de prever um aumento significativo nas produções acumuladas de óleo e gás (20% para o óleo e 8% para o gás). Esse aumento foi atribuído a novas perfurações, otimização das escolhas das trocas de linhas de alta e

baixa pressão e melhor uso das unidades de compressão. No entanto, o tempo de CPU para a simulação acoplada de reservatórios e sistemas de produção foi aproximadamente seis vezes maior que o gasto com a simulação desacoplada.

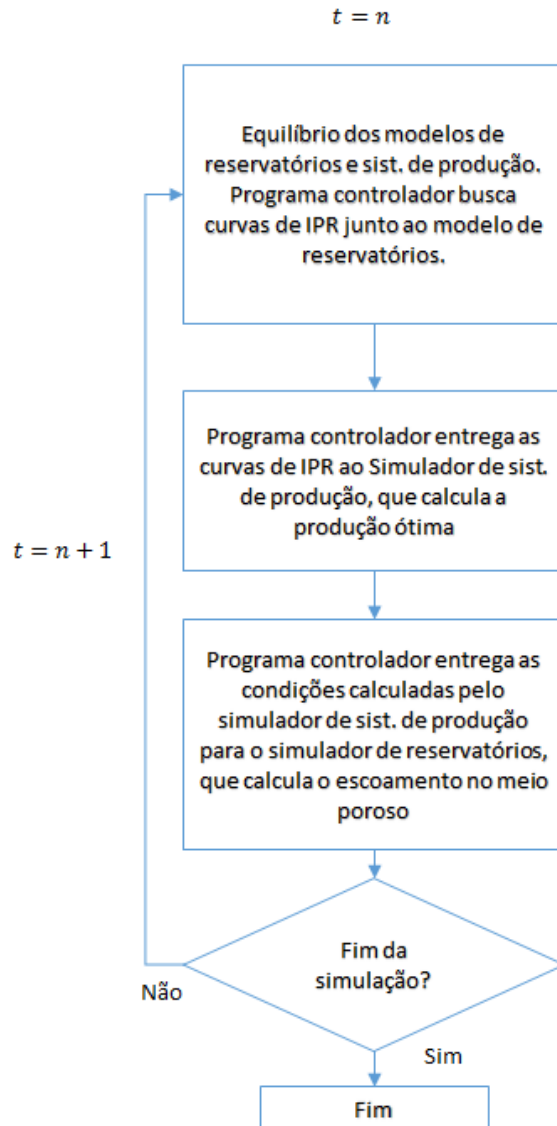


Figura 4-3: Fluxo de trabalho da metodologia apresentada por Rotondi *et al.* (2008)

4.2.2. Método explícito com balanceamento explícito utilizando um simulador de sistemas de produção simplificado:

O trabalho de Cotrim (2012) utiliza o mesmo modelo acoplado desenvolvido por Hohendorff Filho (2012), isto é, como simulador de reservatórios foi utilizado o software comercial IMEX, como simulador de sistemas de produção foi adotado um simulador simplificado, descrito na tese de Hohendorff Filho (2012) e para completar um programa acoplador desenvolvido especificamente para esta combinação.

Acompanhando o fluxograma (Figura 4-4), pode-se notar que o programa acoplador busca junto ao simulador de reservatórios as informações dos poços. A posição de acoplamento é o fundo do poço, de onde são geradas as curvas de IPR por de fluido para cada poço, as quais são fornecidas pelo simulador de reservatórios ao programa acoplador.

Uma estimativa inicial do ponto de operação dos poços é obtida através da avaliação das curvas de IPR, através de rotinas básicas de gerenciamento de poços que buscam honrar os limites máximos e mínimos de vazões e pressões de fundo de poço, previamente definidos.

O modelo de sistema de produção é balanceado através da comparação entre as curvas de IPR e TPR de cada poço, num processo interno do simulador de sistema de produção. Assim, são obtidas novas estimativas das condições operacionais dos poços, que equilibram a pressão em todos os pontos do sistema de produção.

As vazões e pressões obtidas são avaliadas de acordo com metodologias de correção específicas e, em seguida, são submetidas à metodologia externa de gerenciamento de poços, de modo a honrar as restrições de grupos de poços.

A vazão do fluido principal de cada poço é fornecida ao simulador de reservatórios, que mantém esta vazão constante até o fim do passo de tempo integrado determinado. No entanto, desvios podem ocorrer para as vazões dos demais fluidos como resultado da evolução dos parâmetros dos poços, como a razão gás óleo, corte de água e outros. Estes desvios tornam-se maiores à medida que se aumenta o passo de tempo integrado. A vazão do fluido principal é a única condição de contorno utilizada no simulador de reservatórios.

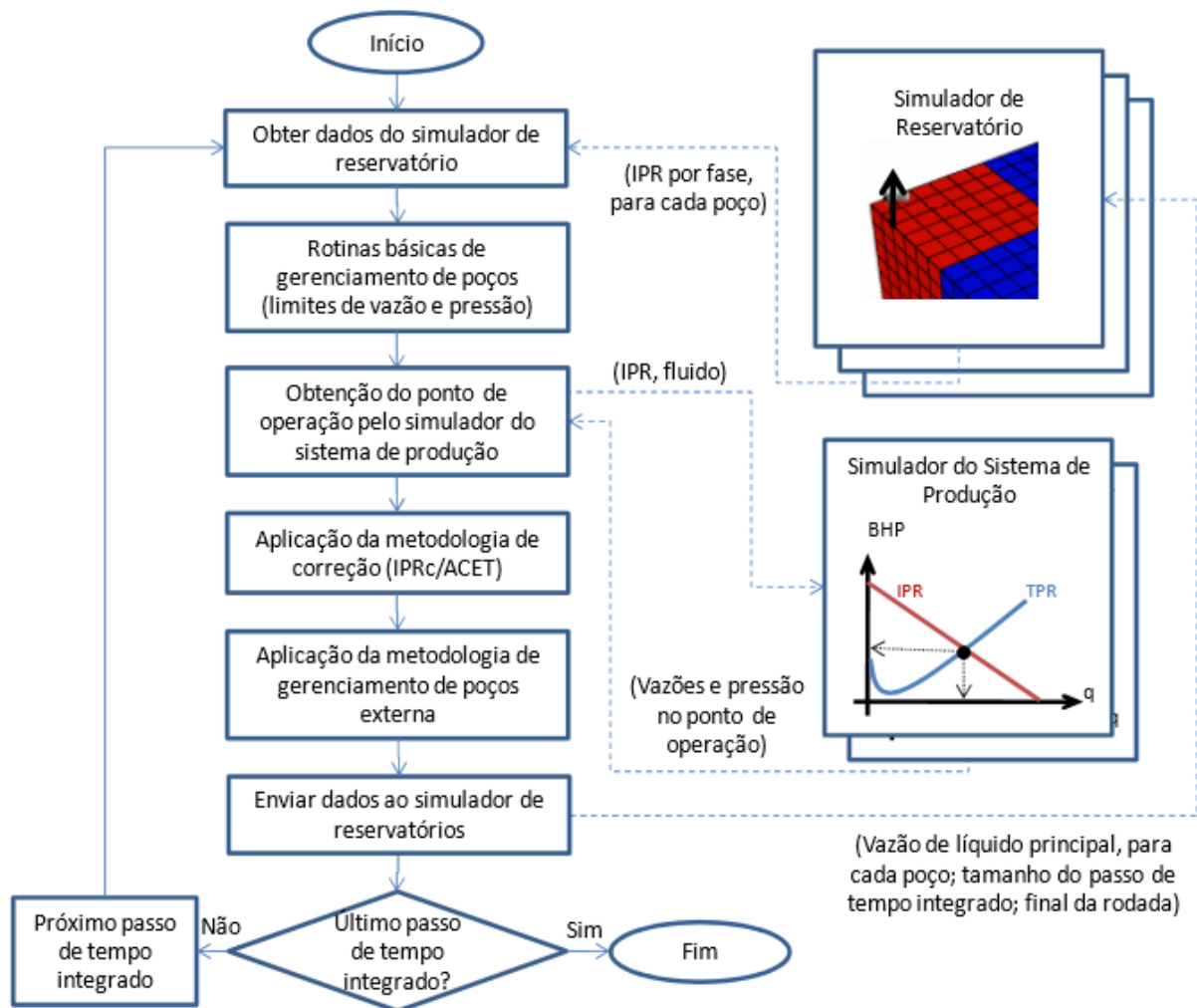


Figura 4-4: Fluxograma explicativo do programa de acoplamento Hohendorff Filho (2012)

O programa acoplador gerencia o avanço do passo de tempo integrado, informando aos simuladores de reservatórios e sistemas de produção o tamanho do próximo passo de tempo integrado.

Neste trabalho, a metodologia de gerenciamento de poços externa é uma rotina de alocação de vazões. Esta tem a função de adequar as vazões dos poços às restrições impostas pelos sistemas de produção.

Um caso de aplicação da metodologia proposta por Cotrim (2012) foi apresentado por este mesmo autor no trabalho Cotrim *et al.* (2011). O caso de aplicação e seus resultados são explicados no capítulo 5 da presente monografia.

4.2.3. Método Explícito com Balanceamento Implícito utilizando dois programas comerciais:

Os modelos acoplados explicitamente com balanceamento implícito se caracterizam por solucionar os modelos separadamente, no entanto, impondo seu equilíbrio em todas as iterações do ciclo Newtoniano.

Em seu trabalho, Zapata *et al.* (2001) apresentaram o acoplamento entre dois softwares comerciais o CHEARS® e o PIPESOFT™, formando o sistema CHEARS®/PIPEOFT™.

Apesar da diferente natureza de balanceamento, o método proposto se assemelha muito aos apresentados para o método explícito com balanceamento explícito. Entretanto, este método não faz uso de um programa controlador. Os dois programas trocam informações diretamente. O acoplamento é feito no fundo do poço.

Acompanhando o fluxograma da Figura 4-5, podemos perceber que o método iterativo é feito da seguinte maneira:

Em cada passo de tempo, o simulador de superfície busca as pressões, índices de produtividade, razão gás-óleo e razão água-óleo e, em função destes parâmetros, escolhe as vazões dos poços. Estas vazões são então usadas como condições de contorno na resolução do simulador de reservatórios, que por sua vez calcula as novas pressões e saturações nos blocos da malha do reservatório. Caso haja convergência global entre as pressões de fundo de poço, o sistema avança para um novo passo de tempo, caso contrário novas vazões são escolhidas pelo simulador de sistemas de produção.

Fica claro, portanto, que as condições usadas para a solução dos dois modelos são avaliadas no mesmo nível de tempo, caracterizando o balanceamento implícito. Além disso, podemos perceber que as variáveis de iteração são as vazões e a convergência é determinada pelas pressões de fundo de poço.

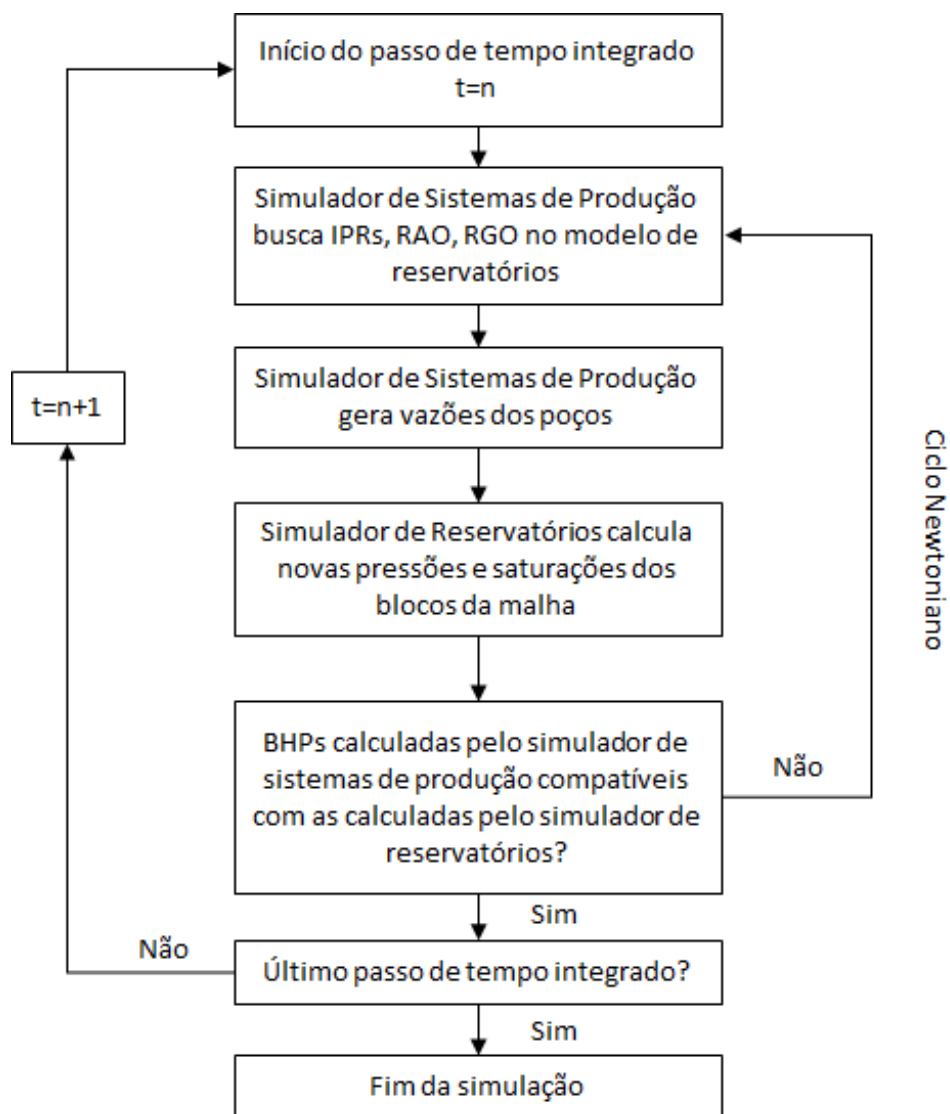


Figura 4-5: Fluxograma do método iterativo apresentado em Zapata *et al.* (2001)

Um caso de aplicação desta metodologia e seus respectivos resultados são apresentados no Capítulo 5 da presente monografia.

4.3. Acoplamento pelo Método Implícito:

Os modelos acoplados implicitamente se caracterizam por resolver as equações dos modelos de reservatórios, poços e sistemas de produção conjuntamente, no mesmo sistema de equações. Os nós dos modelos de poços e sistemas de produção são incluídos na matriz jacobiana do modelo de reservatórios como se fossem blocos da malha deste modelo. Um único simulador é utilizado para realizar tal tarefa.

Diferentemente do método explícito, o método implícito é mais restrito quanto à escolha dos simuladores utilizados. A programa utilizado deve satisfazer às necessidades dos modelos de reservatórios e sistemas de produção simultaneamente, não sendo possível trocar o simulador de apenas um dos modelos, como no método explícito.

A frequência de balanceamento do método implícito é, necessariamente, implícita, pois como as equações de todos os modelos são resolvidas simultaneamente, a cada iteração é garantida nova convergência entre os modelos.

Por trabalhar com sistemas balanceados em toda iteração do passo de tempo, o método implícito apresenta alta precisão. Todavia, isto geralmente requer um alto custo computacional. O método implícito costuma apresentar melhores resultados quando os sistemas de produção são simples. O aumento da complexidade deste modelo pode gerar dificuldades para a execução do método.

No prosseguimento desta seção, a metodologia apresentada por Coats *et al.* (2004) é introduzida como exemplo de um modelo acoplado pelo método implícito. O simulador utilizado foi desenvolvido para o trabalho citado.

4.3.1. Modelo de Acoplamento pelo Método Implícito:

No acoplamento implícito entre modelos de reservatórios e sistemas de produção, assim como nos simuladores implícitos de reservatórios, cada equação tem mais de uma variável desconhecida e que, portanto, não podem ser explicitadas. Porém, o número de variáveis é igual ao de equações tornando possível a solução do problema. Devido à magnitude do problema, é indispensável a utilização de métodos numéricos na solução. A utilização do método de Newton-Raphson⁴ é recorrente na execução desta metodologia.

Coats *et al.* (2004) utilizam este tipo de metodologia em seu trabalho e descrevem a formulação utilizada da seguinte maneira:

O sistema acoplado é baseado na substituição do modelo de poço em um simulador convencional de reservatórios por um modelo de instalações de superfície, incluindo os poços.

As equações de poço são utilizadas para acoplar os sistemas de produção aos reservatórios. Cada intervalo completado tem equações que representam a entrada ou saída de fluidos do poço para o

⁴ A resolução de sistemas não lineares pela utilização do método de Newton-Raphson encontra-se no Apêndice A.

reservatório e vice-versa. Em relação ao modelo de reservatórios, estas equações se igualam ao termo fonte do bloco na equação da continuidade. No modelo de sistemas de produção, os nós que representam os poços sofrem um balanço de materiais que contabiliza as vazões em todos os intervalos completados.

As equações de cada um dos sistemas são escritas de forma residual.

É montada então uma equação matricial como a Eq.(4.1)

$$\begin{bmatrix} A_{ff} & A_{fw} & \\ A_{wf} & A_{ww} & A_{wr} \\ & A_{rw} & A_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta x_f \\ \delta x_w \\ \delta x_r \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_f \\ R_w \\ R_r \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Ou de forma simplificada:

$$[A][\delta x] = -[R] \quad (4.2)$$

A matriz A é a matriz jacobiana e seus termos representam as derivadas da função resíduo em relação às variáveis da matriz δx . Estas variáveis são as incógnitas do escoamento, podendo ser vazões ou pressões. Os índices f , w e r referem-se aos sistemas de produção, poços e reservatórios, respectivamente. A matriz jacobiana é quem carrega as equações de cada um dos modelos. Originalmente esta matriz carregaria as equações de escoamento no meio poroso, no entanto, quando os sistemas de produção são implicitamente acoplados na simulação, as equações dos nós nos poços e sistemas são representadas como uma extensão do modelo de reservatórios.

Coats *et al.* (2004) adotam uma maneira simplificada de resolver tal equação. Em cada iteração do ciclo Newtoniano, as equações referentes aos sistemas de produção e aos poços são resolvidas separadamente, mantendo fixas as condições correntes do modelo de reservatórios Eq.(4.3). Então, os termos da matriz A calculados separadamente são introduzidos novamente na Eq.(4.1) e os termos referentes aos reservatórios podem ser resolvidos. Esta pode ser considerada uma decomposição de domínios em nível matricial.

$$\begin{bmatrix} A_{ff} & A_{fw} \\ A_{wf} & A_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta x_f \\ \delta x_w \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_f \\ R_w \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

A Figura 4-6 representa o fluxograma de operações do método iterativo de Coats *et al.* (2004). Podemos notar que somente um algoritmo é utilizado e que embora os termos referentes aos poços e sistemas de produção sejam desacoplados em determinado momento, eles voltam a ser acoplados

na equação seguinte. O equilíbrio é feito a cada iteração Newton, configurando um autêntico simulador acoplado implicitamente.

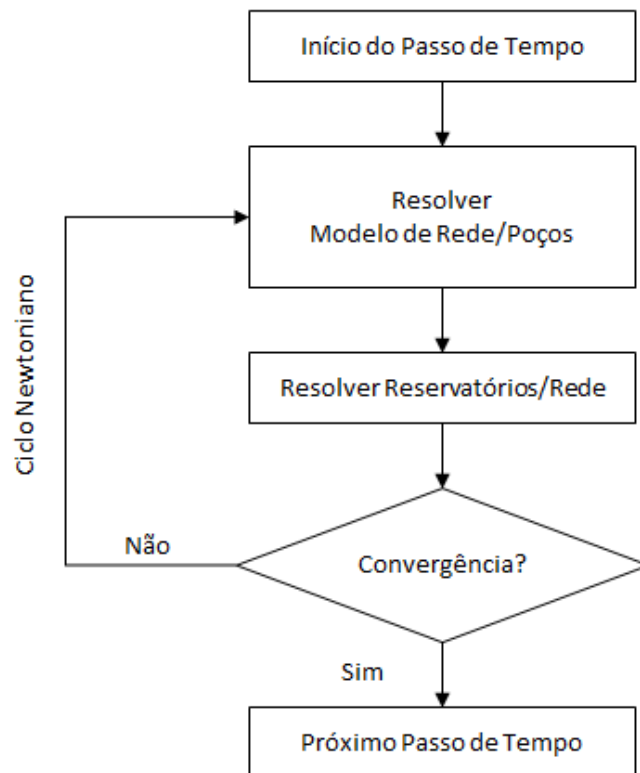


Figura 4-6: Método iterativo de Coats *et al.* (2004)

Em seu trabalho, Coats *et al.* (2004) apresentam dois casos de aplicação, um com o modelo de testes SPE9 (Killough, 1995) e outro com dois reservatórios de óleo conectados por um sistema de produção comum, em águas profundas. Os resultados destes casos obtidos pelo simulador proposto ao longo do trabalho foram comparados aos resultados de um simulador acoplado pelo método explícito. Nos dois casos foram avaliados os tempos computacionais, número de iterações e previsão da produção acumulada de óleo, gás e água.

No caso SPE9, foram estudados um modelo desacoplado, com condições de contorno fixas no fundo do poço, um modelo parcialmente acoplado, contabilizando somente as quedas de pressão na coluna de produção e um modelo totalmente acoplado, isto é, considerando dinamicamente os sistemas de produção.

Como esperado, não foram notadas diferenças significativas entre os resultados obtidos para o modelo desacoplado e o parcialmente acoplado, no entanto, para o modelo totalmente acoplado,

as produções acumuladas de água e gás calculadas pelo simulador implícito superaram em 9% e 4,3% as calculadas pelo simulador explícito, respectivamente. O tempo computacional gasto na simulação pelo método implícito foi cerca de 40% maior que a pelo método explícito.

No segundo caso de aplicação, assim como no primeiro, foram estudados um modelo desacoplado, um parcialmente acoplado e um totalmente acoplado. Por ter um número muito maior de células ativas, o modelo usado no segundo caso gerou resultados diferentes. A simulação feita com o simulador implícito foi mais precisa e mais rápida do que a feita com o simulador explícito. Esta diferença foi atribuída a maior estabilidade deste método e ao pequeno grau de complexidade dos sistemas de produção modelados.

5 Análise dos Métodos de Acoplamento

No capítulo anterior foram explicadas diferenças entre simulações desacopladas e acopladas, e alguns dos métodos de acoplamento existentes. Neste capítulo, queremos analisar os métodos de acoplamento para verificar sua aplicabilidade. A análise será feita de forma comparativa. Os parâmetros comparados serão: valor presente líquido (VPL) esperado do empreendimento, influência nas estratégias de produção, erro associado às simulações e tempo de simulação.

Serão comparados primeiramente os resultados obtidos entre modelos desacoplados e acoplados (VPL e influência nas estratégias de produção). Posteriormente, uma comparação por metodologias explícita e implícita de acoplamento será abordada (erro associado às simulações e tempo de simulação).

A primeira comparação tem como objetivo mostrar a importância de utilizar o acoplamento entre simulação de reservatórios e sistemas de produção no momento de definição das estratégias de desenvolvimento do campo, já a segunda visa ilustrar as diferenças entre os tipos de simuladores. Para isso, serão apresentados alguns resultados relevantes obtidos junto às pesquisas que têm sido desenvolvidas. Os resultados utilizados neste capítulo não foram, necessariamente, coletados nos mesmos artigos que os utilizados para a exemplificação dos métodos. Para a análise de influência no VPL do empreendimento foram utilizados os resultados apresentados por Cotrim (2012), para a influência nas estratégias de desenvolvimento foram utilizados os resultados de Zapata *et al.* (2001). Para a comparação entre os métodos, tanto em termos de acurácia quanto de tempo computacional, foram utilizados os resultados obtidos por Schiozer (1994).

5.1. Influência no Valor Presente Líquido do Empreendimento

Para a avaliação da influência do acoplamento no valor presente líquido do empreendimento, foram selecionados os resultados do trabalho de Cotrim *et al.* (2011).

Para a validação da técnica proposta, dois reservatórios sintéticos foram simulados (Figura 5-1). Um campo de gás não associado e outro de óleo leve com capa de gás. Os campos foram desenvolvidos simultaneamente, compartilhando a mesma FPSO. Restrições nas vazões de gás nos dutos foram impostas. Não foram impostas restrições de vazão para as correntes de óleo e de água.

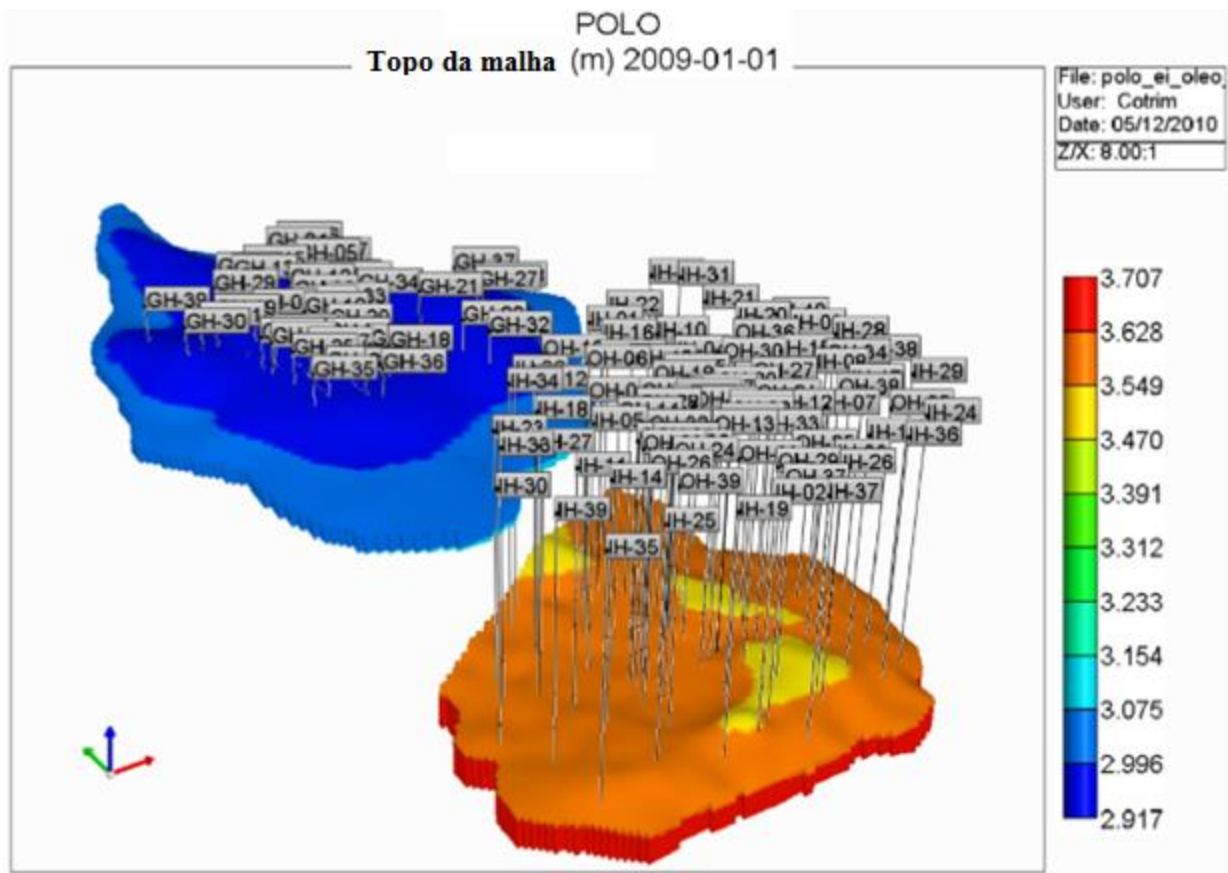


Figura 5-1: Modelo de Reservatórios utilizado por Cotrim *et al.* (2011).

Foram comparados os resultados obtidos por um simulador de reservatórios desacoplado e por um acoplado explicitamente. No simulador desacoplado, os dois reservatórios foram representados sobrepostos no mesmo modelo, com a inserção de uma camada nula entre eles. O algoritmo utilizado no simulador acoplado foi o proposto por Schiozer (1994). Os modelos de reservatórios foram os mesmos utilizados por Bento (2010). Para assegurar que o método explícito não geraria grandes erros, foi usado um passo de tempo de apenas 1 dia durante as iterações. Isso contribuiu para o aumento do tempo final da simulação.

Utilizou-se neste trabalho uma rotina de gerenciamento de vazões, a qual prioriza a produção nos poços cujas razões gás óleo são mais baixas. A ideia deste método de gerenciamento é antecipar a produção de óleo, e consequentemente as receitas provenientes da sua produção. Nesta rotina, em cada passo de tempo os poços recebem “pesos” que são usados para ponderar a proporção da vazão máxima que os sistemas de produção são capazes de produzir que dizem respeito a eles.

A Figura 5-2 mostra como a produção de óleo foi priorizada e antecipada no sistema acoplado em comparação à simulação desacoplada dos reservatórios. A Tabela 5-1 compara os resultados obtidos pelos sistemas desacoplado, integrado sem priorização da produção de óleo e integrado com priorização da produção de óleo.

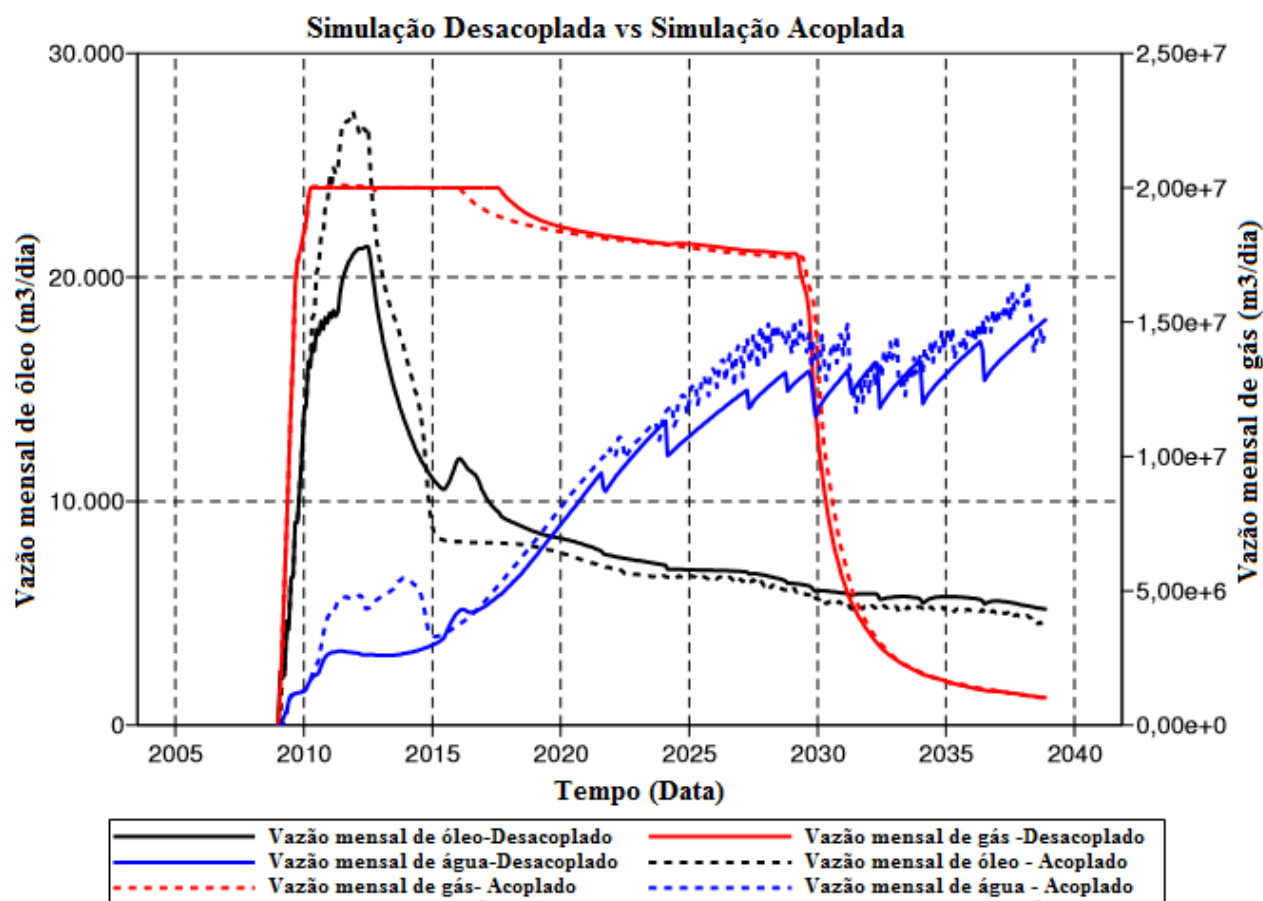


Figura 5-2: Produção total de óleo, gás e água. Comparação entre a simulação de reservatórios desacoplada e da simulação acoplada com gerenciamento de poços (Cotrim, et al., 2011)

Podemos perceber que embora a simulação acoplada, com priorização de poços seja aproximadamente 15 vezes mais demorada que a desacoplada, ela prevê cerca de 11% a mais de lucro no projeto. Em um Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica, o desenvolvimento simulado na simulação acoplada teria maiores chances de ser aprovado.

Caso	VPL (10 ⁶ USD)	G _p (10 ⁹ m ³)	N _p	W _p (10 ⁶ m ³)	W _{inj}	Tempo de simulação (min)
Simulação desacoplada	2040,29	149,55	95,72	117,15	355,26	23,30
Simulação acoplada com priorização de poços	2276,73	150,03	95,81	120,31	361,86	353,21

Tabela 5-1: Comparação dos resultados acumulados das simulações. Valor presente líquido, produções de gás, óleo e água, injeção de água e tempo de simulação (Cotrim, et al., 2011)

5.2. Influência nas estratégias de desenvolvimento

Para a avaliação da influência do acoplamento na definição das estratégias de desenvolvimento de um campo, foram selecionados os resultados do trabalho de Zapata *et al.* (2001).

Para a validação da metodologia acoplada, foram comparados alguns resultados das simulações do campo de gás offshore de Gorgon, na Austrália, com múltiplos reservatórios, gerados por um simulador de reservatórios não acoplado e por um acoplado. No sistema desacoplado as condições de contorno são impostas na cabeça dos poços.

Nas simulações foram utilizados cenários de desenvolvimento idênticos. Assim, a diferença entre as simulações é somente que uma considera os sistemas de produção e a outra não.

Nas Figura 5-3 e 5-4 podemos ver as produções anuais de gás do campo, e as fases de compressão previstas pelos sistemas desacoplado e acoplado respectivamente. As figuras parecem idênticas, e deveriam ser, porque a mesma configuração dos sistemas de produção é utilizada. No entanto, um detalhe sutil as diferencia drasticamente, o tempo. Percebe-se, olhando para os eixos das abscissas, que as fases de média e baixa compressão estão um ano adiantadas no caso desacoplado, em relação ao acoplado. Mais do que isso, percebe-se que na fase de baixa compressão a produção prescrita é superestimada para o caso desacoplado.

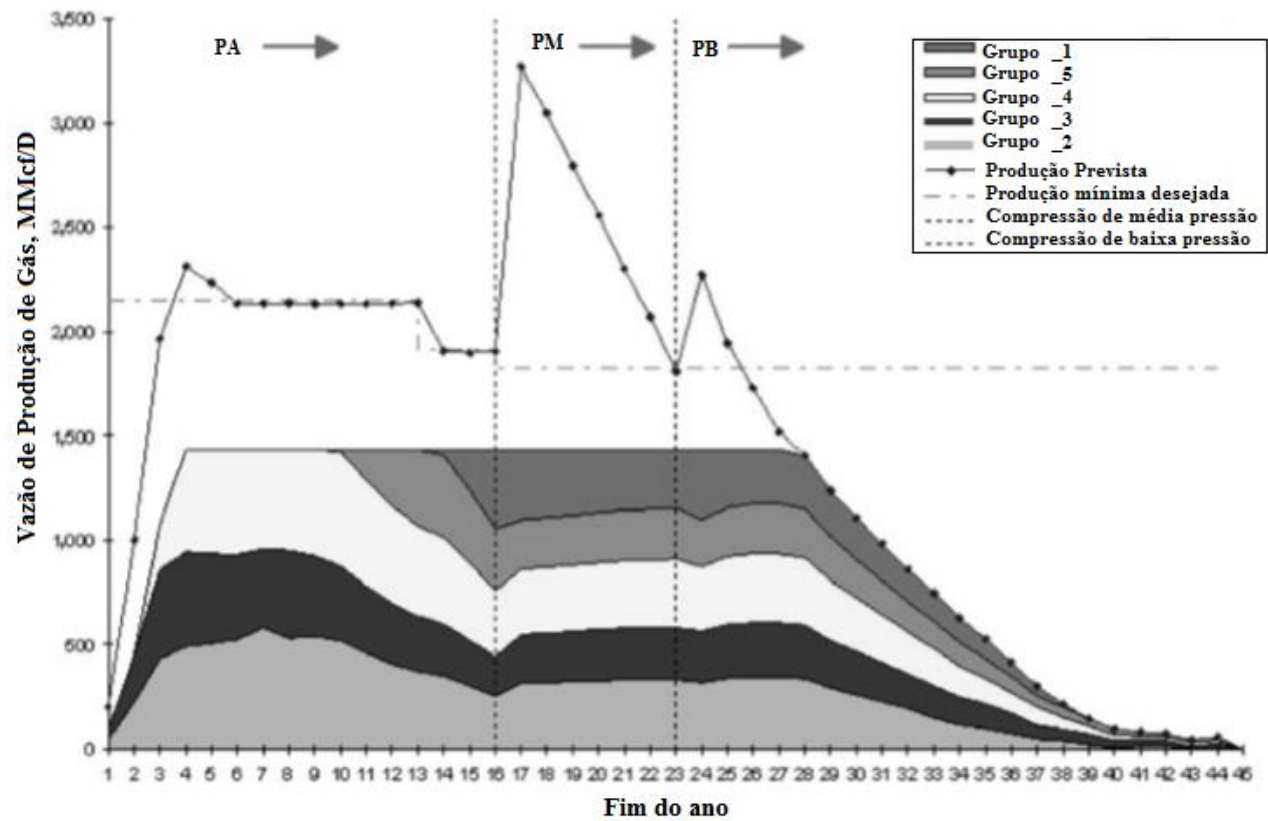


Figura 5-3: Perfil da produção utilizando o simulador de reservatórios com restrições na cabeça dos poços e tabelas de fluxo nos dutos. (Zapata, et al., 2001)

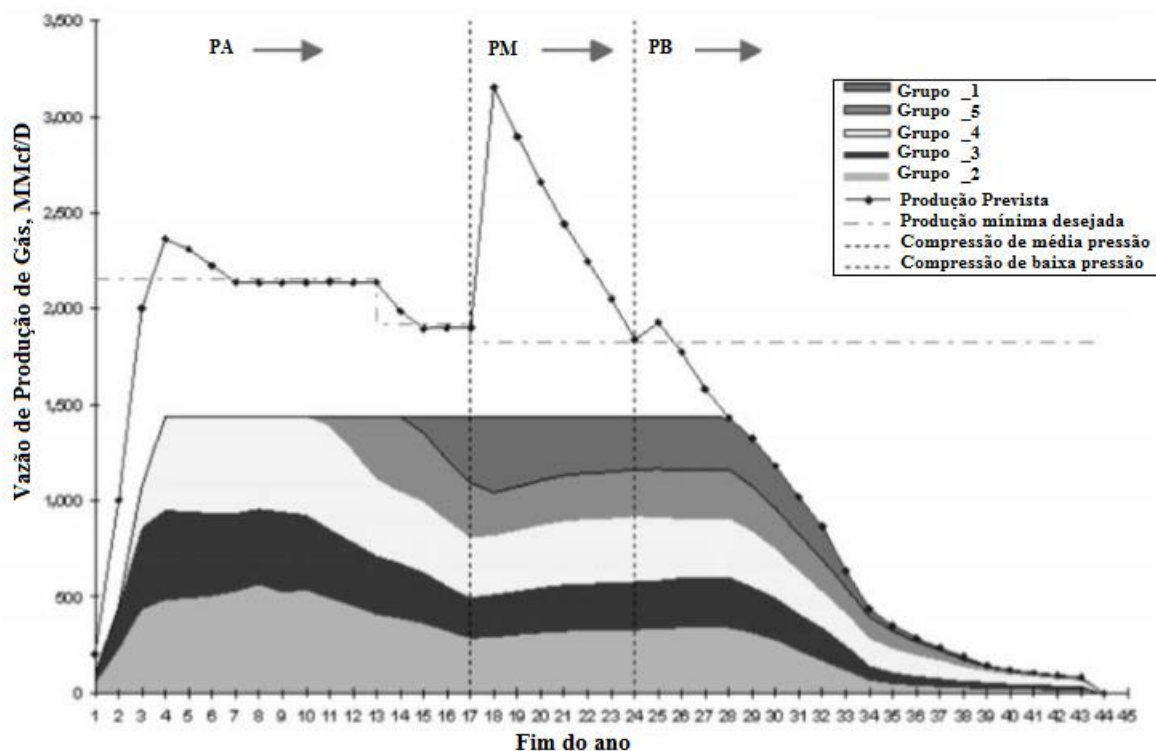


Figura 5-4: Perfil da Produção utilizando o simulador acoplado (Zapata, et al., 2001).

A Figura 5-5 compara os cronogramas de perfuração de poços obtidos nos dois casos. Podemos ver que mais uma vez, o caso desacoplado está um ano adiantado. Segundo Zapata *et al.* (2001), isso acontece porque o sistema desacoplado é incapaz de prever as reduções de contrapressão nos dutos à medida que a produção diminui.

Obviamente, uma antecipação de um ano nos custos causa um impacto grande no fluxo de caixa do projeto. Uma previsão superestimada, como no caso da baixa compressão pode ter impacto igualmente destrutivo.

Em suma, este trabalho mostra que os sistemas acoplados são capazes de fazer previsões de forma mais precisa e que isto pode ter um impacto significativo nas tomadas de decisão no projeto. Os sistemas desacoplados são incapazes de identificar as variações de comportamento dos fluidos nos sistemas de produção ao longo do tempo, enquanto os sistemas acoplados consideram os efeitos em toda a rede de produção removendo as fontes mais significativas de incertezas.

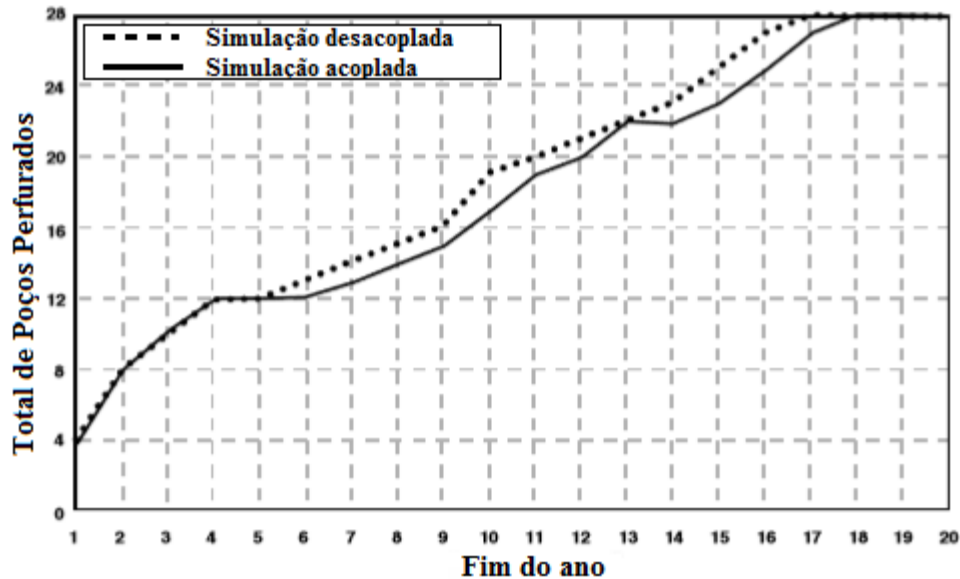


Figura 5-5: Cronograma de perfuração de poços. Comparação entre as simulações com sistema acoplado e com sistema desacoplado (Zapata, et al., 2001).

5.3. Erros Associados às Simulações e Tempo de Simulação

Schiozer (1994) apresenta três metodologias fundamentais de solução para o problema de acoplamento e algumas variações para estas, visando o aprimoramento das mesmas. Estas metodologias fundamentais são baseadas no método explícito (uma com balanceamento explícito e outra com balanceamento implícito) e no método implícito.

As variações mencionadas acontecem nas metodologias que adotam balanceamento implícito. Estas variações de metodologia são os métodos de decomposição de domínios, mencionadas no capítulo 2. Estes métodos de decomposição de domínios têm como função acelerar a simulação, através da quebra dos modelos em pedaços menores e mais fáceis de resolver.

Os métodos apresentados foram identificados da seguinte forma:

1. Método 1: método explícito com balanceamento explícito
2. Método 2: método explícito com balanceamento implícito.
3. Método 2 DD: método explícito com balanceamento implícito e decomposição de domínios dentro do reservatório.
4. Método 3: método implícito

5. Método 3 DD: método implícito e decomposição de domínios dentro do reservatório.

Os casos utilizados para os testes das metodologias foram apresentados no apêndice C.

Schiozer (1994) apresentou entre as variáveis de comparação o tempo computacional e o erro associado as pressões e vazões usadas na convergência.

5.3.1. Precisão:

No método 1, os modelos são balanceados no início do passo de tempo, e então o modelo de reservatórios é resolvido com as condições operacionais definidas pelos sistemas de produção, baseado no balanceamento feito. No entanto, a simulação de reservatórios calcula vazões e pressões de fundo de poço diferentes às utilizadas no início do passo de tempo. Às diferenças entre as condições operacionais no poço no início e no fim do passo de tempo, foram dados os nomes de erro da vazão e erro da pressão de fundo de poço.

Schiozer (1994) cita que estes erros podem chegar a ordem de 30%. Quanto mais rápido as condições no reservatório variam, maiores ficam estes erros. A magnitude do erro depende da variável de iteração que está sendo usada. Por exemplo, se usarmos como critério de convergência a vazão, então os erros de pressão de fundo de poço são mais significativos, e vice-versa.

Em comparação ao método 2, alguns desvios no comportamento das vazões e pressões de fundo de poço podem ser observados na Figura 5-6, que representa os resultados da simulação do exemplo 2⁵ sob condições de contorno de Neumann⁶.

Percebe-se que como o equilíbrio é feito tomando a vazão do poço como parâmetro, as vazões obtidas pelo método explícito são compatíveis com as do método implícito, no entanto, as pressões de fundo de poço sofrem grandes oscilações e diferem em muito das obtidas pelo método 2.

⁵ Exemplos do artigo de Schiozer (1994) estão no apêndice C.

⁶ A utilização de condições de contorno de Neumann significa que a condição de contorno aplicada ao modelo reservatório foi a vazão. Se fossem condições de Dirichlet, a condição de contorno seria a pressão de fundo de poço.

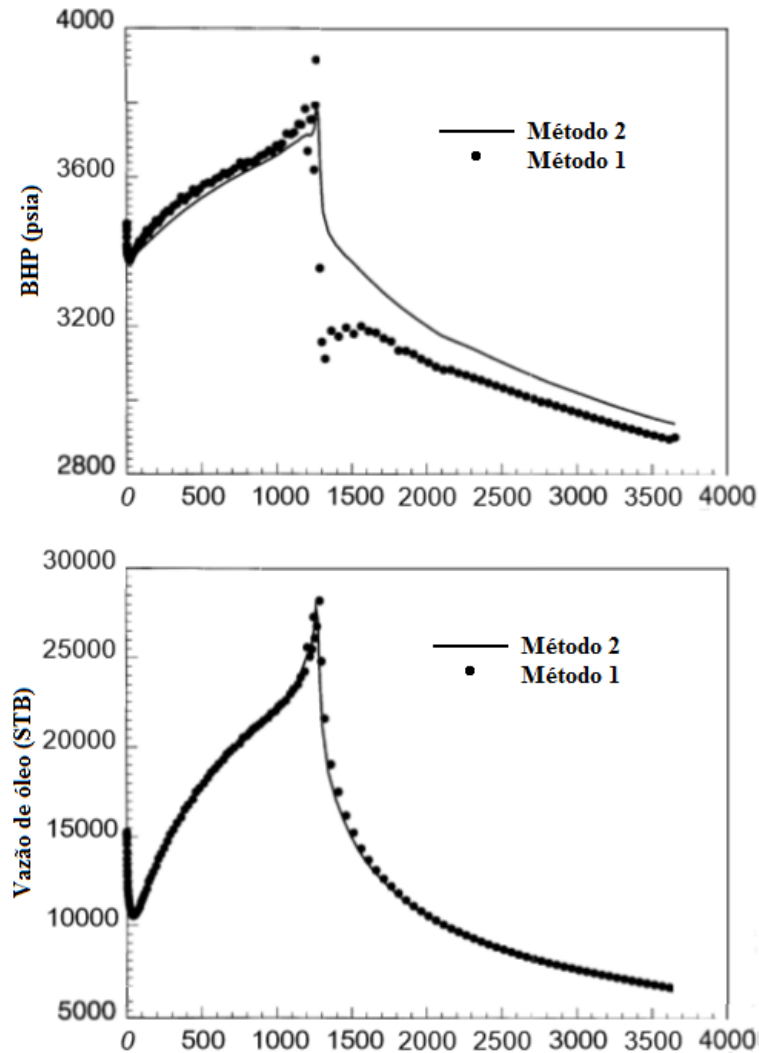


Figura 5-6: Comparação entre os métodos 1 e 2 sob condições de contorno de Neumann.

Figura traduzida de Schiozer (1994)

Para a obtenção de resultados mais precisos, a implementação de passos de tempo menores é uma alternativa eficiente no método 1.

Para os métodos cujos balanceamentos são implícitos não faz sentido calcular os erros da vazão e da pressão de fundo de poço porque a convergência é obtida no final do passo de tempo. O que pode ser avaliado é a tolerância da diferença entre as condições operacionais dos sistemas. Esta tolerância é imposta pelo usuário. Ou seja, o usuário determina o grau de precisão que deseja nos métodos de balanceamento implícito. No entanto, deve-se atentar ao fato de que quanto menor a tolerância, maior o tempo computacional do método.

A Figura 5-7 mostra a relação entre a precisão na convergência entre reservatórios e sistemas de produção e o tempo de simulação. Para o nosso propósito, queremos entender como a precisão na convergência entre superfície e subsuperfície afetam o tempo de simulação. Percebemos que pequenos incrementos de precisão geram grandes variações no tempo computacional.

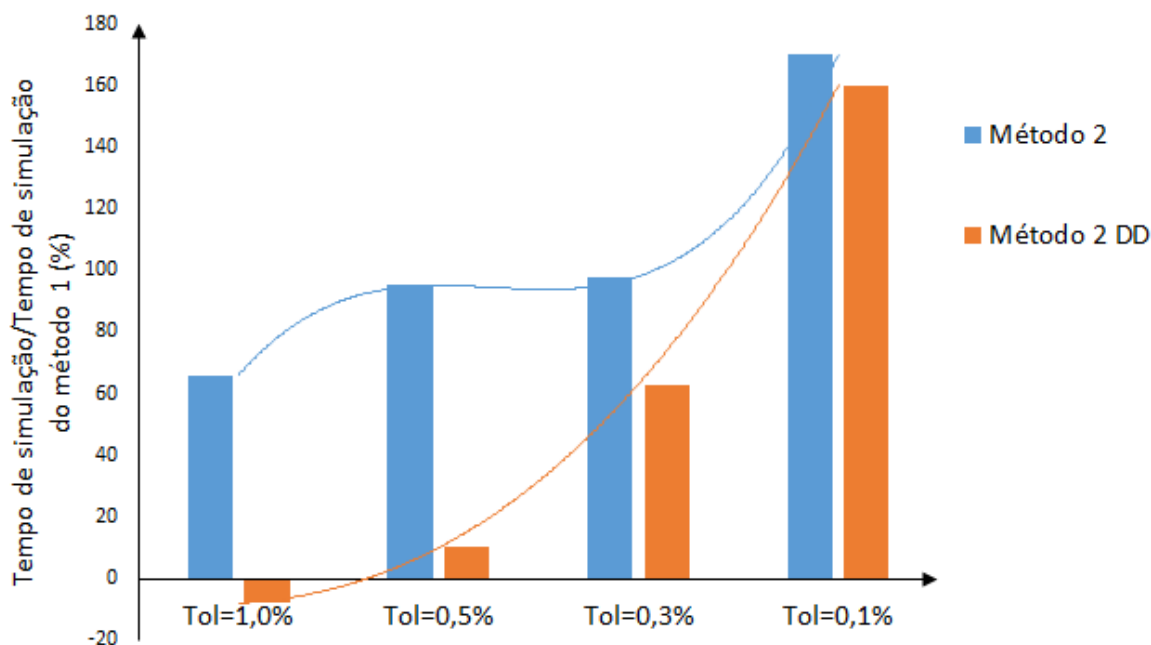


Figura 5-7: Efeito do aumento de precisão no tempo de simulação (Schiozer, 1994)

5.3.2. Tempos computacionais das metodologias:

Os tempos computacionais das simulações foram normalizados pelo tempo de simulação do método 1 e apresentados na forma percentual. Foram comparados os tempos de simulação para as metodologias para os três exemplos da dissertação.

A Figura 5-8 é mostra o resultado das simulações dos exemplos 1 e exemplo 2 (com e sem restrição de vazão). Neste caso, método 2 e o método 2 DD foram utilizados com uma tolerância de 0,3% para a convergência entre os simuladores. Isto foi feito para que os seus resultados fossem compatíveis com os encontrados no método 3. O método 1 tem precisão muito menor que os outros.

Podemos notar que o método 3 se sobressai muito em relação aos outros dois. Isso se deve à simplicidade dos sistemas de produção utilizados nestes 2 exemplos.

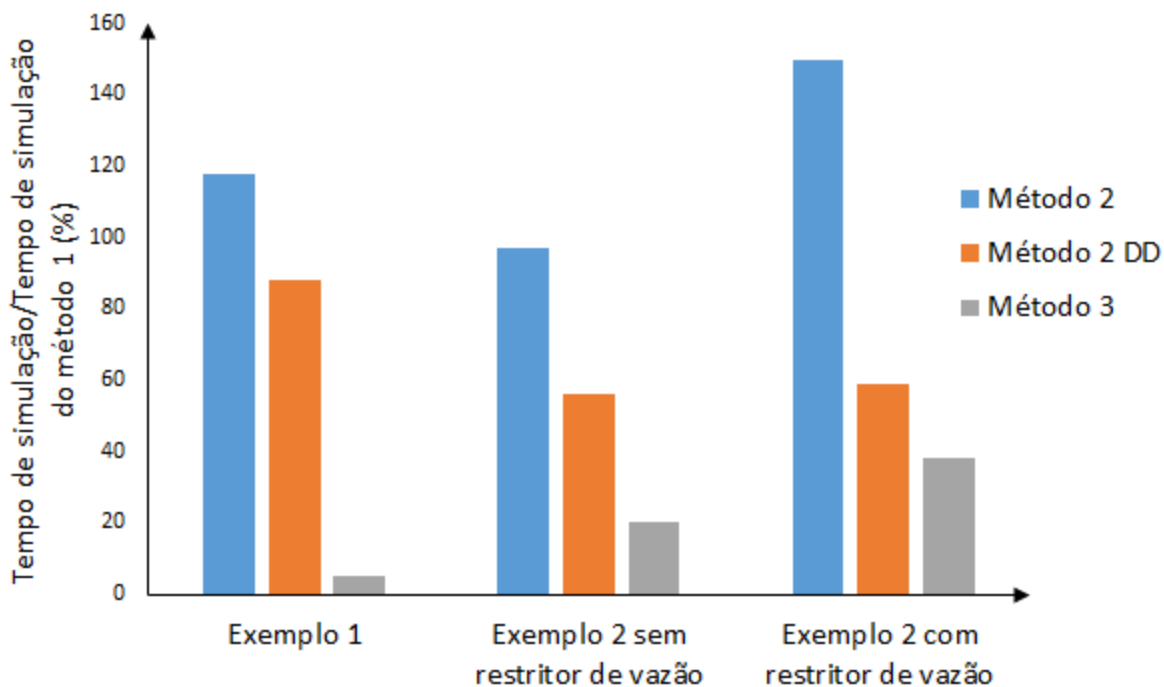


Figura 5-8: Comparação entre os tempos computacionais para métodos diferentes.

Resultados apresentados por Schiozer (1994)⁷

A Figura 5-9 compara os tempos de simulação dos métodos para o exemplo 3. Neste caso foram utilizadas malhas com 3 diferentes graus de refinamento e crescente complexidade dos sistemas de produção.

Nota-se que a medida que aumenta a complexidade dos sistemas, o método 2 volta a ser comparável ao método 3, desde que sejam usadas técnicas de aceleração. No entanto, quando o número de blocos da malha é muito grande, técnicas de decomposição de domínios podem ser usadas também no método 3, tornando-o ainda mais rápido.

⁷ As figuras 5-7, 5-8 e 5-9 não foram retiradas do trabalho de Schiozer (1994). Apenas os resultados foram plotados em novos gráficos, para melhor visualização.

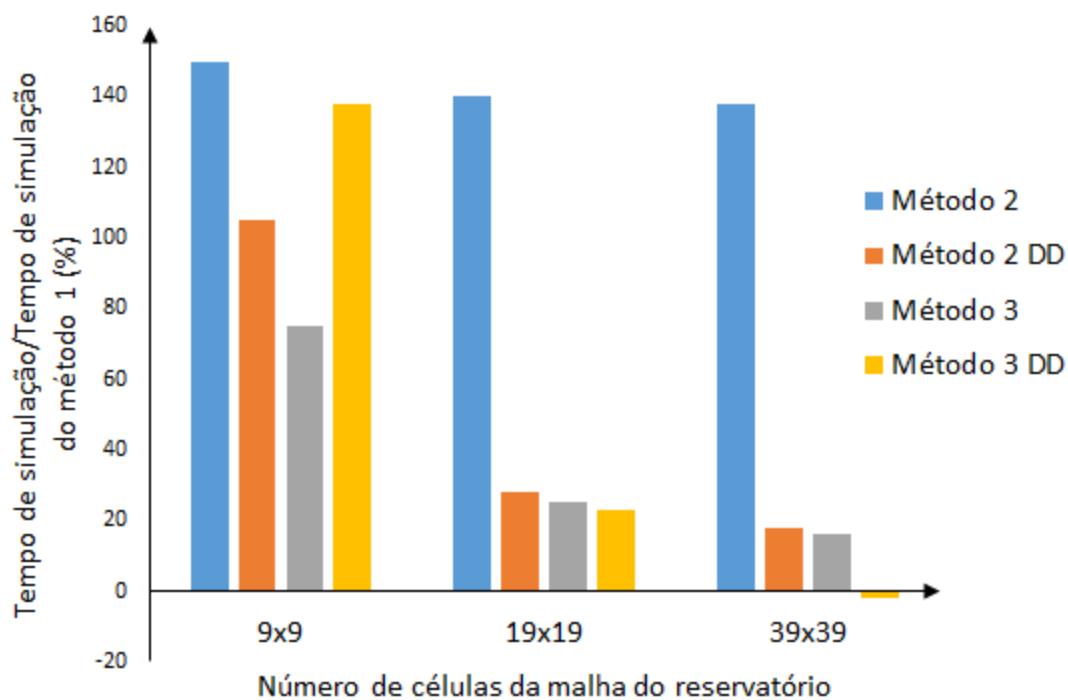


Figura 5-9: Comparação entre os tempos computacionais para métodos diferentes.
Resultados apresentados por Schiozer (1994)

Schiozer (1994) encerra a seção de resultados do seu trabalho dizendo que o método 1(explicito com balanceamento explícito) pode ser usado quando as condições de produção não variam rapidamente, caso contrário erros podem ocorrer durante simulação. Estas variações poderiam ser solucionadas diminuindo-se o tamanho dos passos de tempo da simulação integrada, no entanto, isto deveria ser feito de forma cuidadosa porque a diminuição demasiada do passo de tempo aumenta significativamente o número de iterações da simulação, fazendo este método perder sua vantagem em relação aos métodos de balanceamento implícito. Neste caso, seria melhor usar o método 2 com uma tolerância maior.

O método 2 (explicito com balanceamento implícito) apresenta-se mais vantajoso quando usado com decomposição de domínios em problemas muito complexos. No entanto, para que isso seja possível é necessário que os simuladores utilizados ofereçam a possibilidade de decompor os domínios.

O método 3 apresenta ótimos resultados quando as correlações de fluxo multifásico utilizadas têm variações suaves. Além disso, percebe-se que quando o número de nós do modelo de sistema de

produção aumenta, os resultados dos métodos 2 e 3 se aproximam, tornando mais vantajosa a utilização do método 2 pela flexibilidade de escolhas de simuladores comerciais.

6 Análise Crítica

Após a leitura dos capítulos anteriores, já é possível entender quais são as formas de acoplamento e quais são os métodos utilizados para sua realização. Metodologias e resultados de alguns estudos foram apresentadas, permitindo agora a análise crítica do que foi apresentado.

Nesta análise, serão discutidos os casos que justificam a utilização de modelos acoplados e os que não fazem esta abordagem necessária. Posteriormente, será avaliado de que forma as metodologias de acoplamento devem ser escolhidas.

O objetivo deste capítulo é auxiliar o leitor a entender qual tipo de ferramenta utilizar ao estudar o desenvolvimento de um campo de petróleo.

6.1. Porque fazer uma simulação acoplada:

Primeiramente, é importante entender em que tipo de situação a utilização de simuladores acoplados é interessante e em que casos é dispensável.

Se observarmos os casos expostos no capítulo 5, poderemos observar algo em comum: Os resultados entre os métodos se diferenciam mais à medida que os sistemas de produção se tornam mais complexos. Isto se deve ao fato de que quanto mais extensa e complexa for a rede de equipamentos de produção, maiores serão as quedas de pressão, maior será a interação entre as produções e ou injeções de cada poço, maiores serão as variações composicionais dos fluidos produzidos. Desta forma, quanto mais complexo for o sistema de produção como um todo (reservatórios e sistemas de produção), mais distantes da realidade serão os resultados das simulações desacopladas.

Parece claro, portanto, que em campos offshore localizados em águas profundas, o estudo integrado dos simuladores é justificável. Uma quantidade enorme de fluidos, oriundos de vários poços e múltiplos reservatórios, escoando por quilômetros de dutos, e subindo pelos mesmos risers, sendo tratados nas mesmas unidades de produção, sofrendo bruscas variações de pressão, temperatura e composição, são todos os requisitos que precisamos para ter uma simulação complexa. Neste caso, fazer somente uma simulação de reservatórios, atribuindo condições de contorno ao nível de poço parece uma simplificação demasiado grande. Principalmente se estivermos trabalhando com previsões de longo prazo.

Além disso, quando se trabalha com projetos mais complexos, como o caso dos campos em águas profundas, os riscos e custos são muito altos. Isto é mais um motivo para investir tempo e dinheiro para evitar surpresas.

Este cenário de produção é o futuro da exploração de petróleo no Brasil. Por este motivo existe tanta preocupação por parte das universidades e empresas em desenvolver esta tecnologia.

Por outro lado, se considerarmos a produção de campos terrestres, com poucos poços, talvez um tratamento mais simples seja adequado.

No caso de simulações de curto prazo, por exemplo, dependendo da maturidade do campo, podemos considerar que as condições operacionais variam pouco. Variando pouco, pode ser que as condições de contorno aplicadas aos poços sejam aceitáveis durante toda a simulação desacoplada, e os erros gerados não sejam significativos.

Não podemos esquecer que por trás das simulações numéricas existe uma equipe de engenheiros altamente capacitados. Esta equipe tem habilidade e experiência para analisar os resultados de uma simulação desacoplada e dizer se esta parece coerente ou não. Da mesma forma, este julgamento pode ser feito para as simulações acopladas.

Devemos considerar, no entanto, que quando se faz um estudo de campo, os estudos de reservatórios e sistemas de produção são obrigatórios. Isto significa que de uma forma ou de outra as duas tarefas devem ser realizadas. Elas podem ser feitas conjuntamente, necessitando, portanto, de uma simulação integrada, ou separadamente, adotando assim o procedimento convencional.

Se numa empresa ou grupo de pesquisa, o plano de desenvolvimento é feito separadamente, então uma sequência linear de ações será adotada. A equipe de engenheiros de produção terá que esperar a equipe de engenheiros de reservatórios terminar seu trabalho para poder começar a trabalhar. Se a equipe de engenheiros de reservatórios cometer algum erro ou quiser modificar alguma parte da estratégia de produção ou do modelo de reservatórios, então o trabalho dos engenheiros de produção terá de ser refeito.

Se, em contrapartida, na empresa ou grupo de pesquisa o plano de desenvolvimento for feito conjuntamente, uma sequência circular de ações será adotada. Engenheiros de produção e de

reservatórios trabalham conjuntamente, entendendo melhor o ponto de vista um do outro, e buscando uma solução ótima.

A simulação integrada de reservatórios e sistemas de produção fornece resultados mais realistas que são fundamentais no gerenciamento de um campo. Adiantar a produção, postergar custos, evitar perfurações desnecessárias, fazer bom uso de métodos de recuperação, tudo isso favorece o fluxo de caixa da operadora. De fato, não interessa saber quantos barris de petróleo foram produzidos. O que se quer é maximizar o lucro do projeto.

Podemos citar que entre as vantagens da utilização do acoplamento entre simulações de reservatórios e sistemas de produção estão:

1. Relação custo/benefício vantajosa na comparação entre simulações de múltiplos cenários hipotéticos de desenvolvimento do campo. Várias configurações podem ser testadas de maneira consistente e barata.
2. Planejamento econômico feito de forma sóbria, incluindo diversos custos associados aos diferentes cenários de desenvolvimento do campo. Isto favorece os processos de escolha de um cenário ótimo de produção.
3. Otimizar a produção em campos cujos equipamentos de superfície já estão instalados.
4. Avaliar os impactos de alterações em sistemas de produção já instalados.
5. Rápida identificação de gargalos de produção e injeção, evitando retrabalho das equipes de engenheiros.

6.2. Como escolher a metodologia utilizada:

Como foi explicado, existem duas metodologias básicas para o acoplamento de simulação de reservatórios e sistemas de produção, a explícita e a implícita. Na primeira, dois simuladores independentes, um de reservatórios e outro de sistemas de produção, são acoplados, muitas vezes, a partir de um programa controlador de interfaces. Na segunda, as equações dos modelos de reservatórios, poços e sistemas de produção são resolvidas simultaneamente e um sistema único de equações. Quando o método é explícito, existem também as preocupações quanto ao local de acoplamento e com a frequência de balanceamento entre os modelos, a qual pode ser explícita, implícita ou semi-implícita.

O desenvolvimento de softwares de simulação é uma tarefa árdua e, portanto, acaba sendo praticamente obrigatória a utilização de opções comerciais. Neste âmbito, a escolha do método tem que considerar a aplicabilidade do software escolhido, a possibilidade de integração com outros simuladores, a habilidade do usuário, custos e principalmente o objetivo da simulação.

Entre os fatores que podem determinar o sucesso da implementação de uma simulação integrada estão:

1. Pesquisar e testar sistematicamente várias opções de software e suas abordagens antes de escolher o simulador usado;
2. Ser flexível quanto ao tipo de abordagem utilizada. Cada problema exige um tipo de solução.
3. Focar no objetivo da simulação (ajuste de histórico, previsão da produção, entre outros);
4. Simplificar o que for possível para ganhar tempo. A rápida execução das simulações permite que mais hipóteses sejam testadas. Estas simplificações são aplicadas aos modelos de reservatórios, poços e sistemas de produção (ex. hipótese de regime transiente nos poços).
5. Atentar à qualidade dos dados extraídos de campo. Dados ruins podem arruinar os resultados de uma simulação;
6. Buscar um nível de acurácia razoável. Há casos em que se pode abrir mão de um pouco de precisão em prol de tempo.
7. Entender do que são feitos os simuladores integrados, entender as limitações da ferramenta utilizada e entender o processo como um todo. Isto permitirá que o usuário gere resultados melhores e os interprete de forma coerente.
8. Deve-se manter em mente que o julgamento dos engenheiros é mais confiável do que os resultados fornecidos pelo simulador.
9. Processar, entender e aplicar os dados de forma inteligente.

Como pôde ser visto nos resultados apresentados por Schiozer (1994), a medida que aumentamos a precisão da simulação o tempo computacional também aumenta. Esta relação, no entanto, não é linear. Observando a Figura 6-1, podemos notar que de forma geral, há um ponto máximo de precisão a partir do qual os tempos de simulação começam a ser indesejáveis. Como foi dito acima,

algumas medidas podem e devem ser tomadas para equilibrar esta relação tempo computacional/precisão.

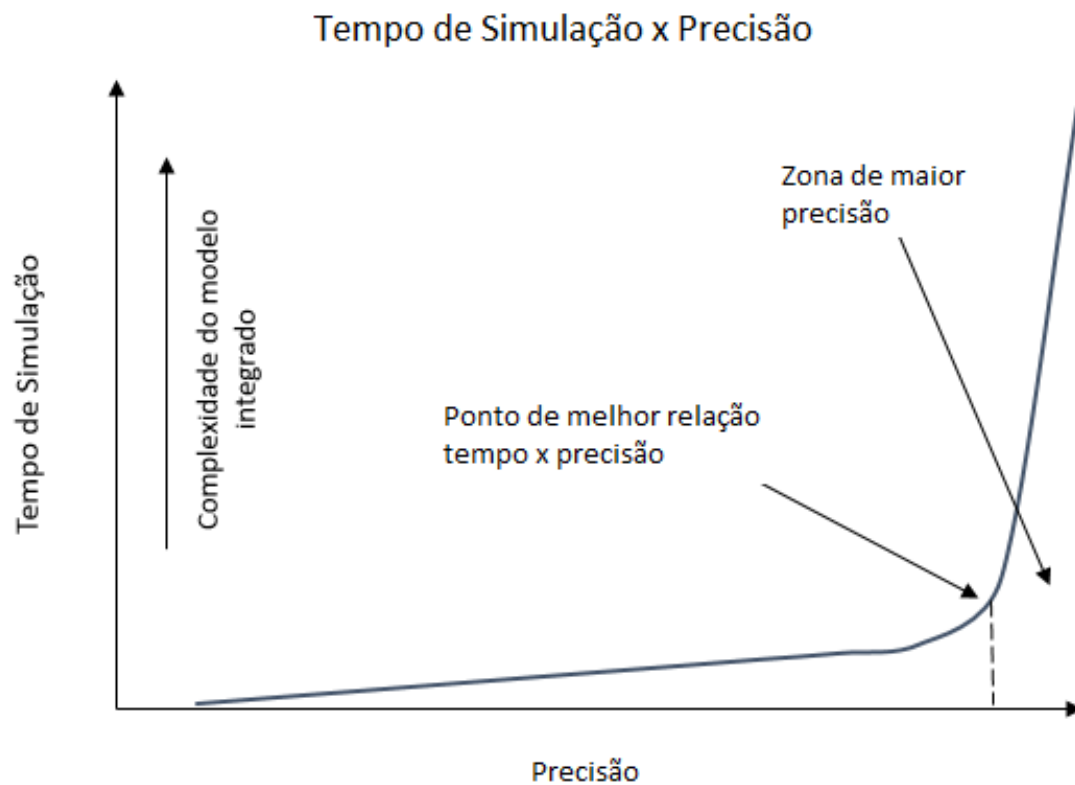


Figura 6-1: Tempo de simulação x Precisão (Toby, 2014)

7 Aplicações

Os simuladores integrados de reservatórios e sistemas de produção possuem amplas aplicações. Neste capítulo são comentadas brevemente algumas destas aplicações e em seguida são apresentados casos práticos nos quais as metodologias abordadas nesta monografia foram utilizadas.

Planejamento do desenvolvimento do campo:

A simulação acoplada de reservatórios e sistemas de produção pode ser uma maneira efetiva de se avaliar diversos cenários hipotéticos para novos projetos e desenvolvimentos. Ela é útil no planejamento do desenvolvimento de um campo quando diversos cenários são avaliados levando a escolha de um cenário ótimo. Nas aplicações de desenvolvimento, esta técnica costuma ser usada para previsões de longo prazo (Toby, 2014). A ideia é criar um modelo acoplado capaz de gerar respostas para perguntas comuns durante a vida do campo, como:

- Quantos poços produtores devem ser perfurados e quando devem ser perfurados?
- Quando a compressão de gás será necessária e qual é a configuração ótima para isso.?
- Quais os tamanhos dos Pipelines e equipamentos necessários?
- Qual é a receita esperada para os próximos 10 anos baseada no atual plano de desenvolvimento do campo.
- Outras

Planejamento econômico:

O planejamento econômico deve ser realizado conjuntamente com o plano desenvolvimento pois estão intimamente relacionados. Assim, elementos econômicos como despesas operacionais e de capital, preço de venda dos derivados de petróleo, royalties e margens de lucro devem ser rigorosamente modelados. Estimativas orçamentárias de receitas e lucros podem ser calculadas, assim como o valor presente líquido e a taxa inicial de retorno do empreendimento (Toby, 2014).

Como os fatores econômicos são geralmente as considerações mais importantes, o planejamento econômico desempenha um papel fundamental na decisão de aceitar ou não um projeto.

Otimização da produção:

A simulação acoplada de reservatórios e sistemas de produção pode ser útil na otimização da produção em ativos existentes. Nesta aplicação, tem-se por objetivo maximizar os lucros através da definição de estratégias de produção e condições operacionais ótimas. A avaliação das consequências ao se realizar grandes alterações na distribuição dos sistemas de produção é outra aplicação fundamental da simulação integrada. (Toby, 2014)

Um bom modelo integrado de produção deve ser capaz de salientar os gargalos da produção, bem como identificar oportunidades para aumentar a produção, seja pela variação na posição dos equipamentos, ou pela mudança das condições operacionais.

Em oposição às simulações de planejamento do desenvolvimento do campo, as simulações de otimização costumam ser de curto prazo, isto é, em geral, são simulados intervalos menores que um ano. Por outro lado, as simulações integradas devem ter um grau de precisão superior ao necessário para estudos de desenvolvimento.

Quando se trabalha com campos marginais que geram menos receita, o uso de simuladores integrados de reservatórios e sistemas de produção para fins de otimização pode gerar benefícios significativos

A simulação integrada de reservatórios e sistemas de produção pode responder a perguntas como:

- Quais são os principais gargalos na produção?
- Quais alterações nos equipamentos de superfície seriam necessárias para aumentar a produção?
- Quais poços serão os melhores produtores nos próximos meses e como esta produção pode ser maximizada?

A Figura 7-1 mostra uma comparação entre os resultados obtidos por uma simulação de reservatórios desacoplada e por três simulações acopladas de reservatórios e sistemas de produção com diferentes métodos de otimização. Percebe-se que, principalmente no curto prazo, as simulações acopladas apresentam desempenho consideravelmente superior aos apresentados pela simulação desacoplada.

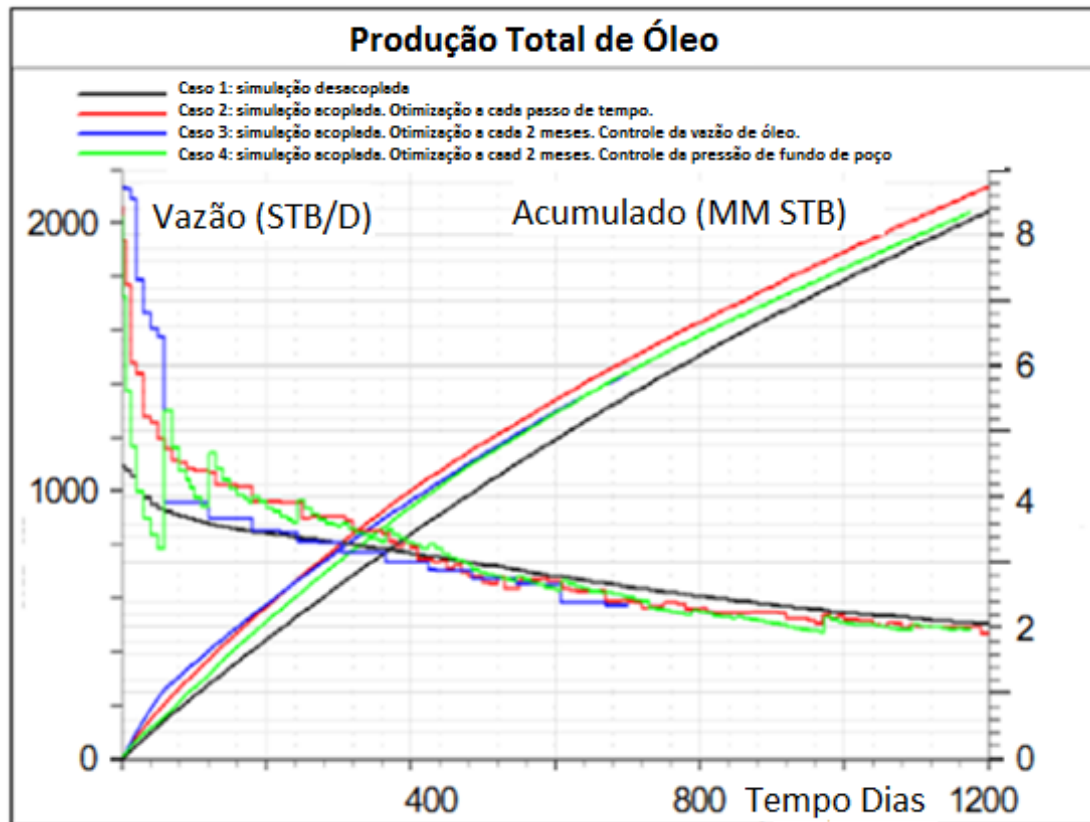


Figura 7-1: Resultados de simulações desacoplada e acopladas de um campo sintético (Kosmala, et al., 2003)

Previsão da produção:

A aplicação da simulação integrada de reservatórios e sistemas de produção pode ser de grande utilidade na previsão da produção, principalmente quando existem obrigações contratuais sobre vazões de produção ou pressões de chegada dos fluidos.

Pode-se determinar quanto será possível produzir ou injetar em qualquer poço, a qualquer momento, o que dá à companhia a possibilidade de se antecipar aos eventos e consequentemente maximizar suas margens de lucro.

A Figura 7-2 mostra resultados das simulações de 15 anos de produção de óleo em um campo, obtidas pelo simulador de reservatórios ECLIPSE e pelo simulador acoplado RESOLVE.

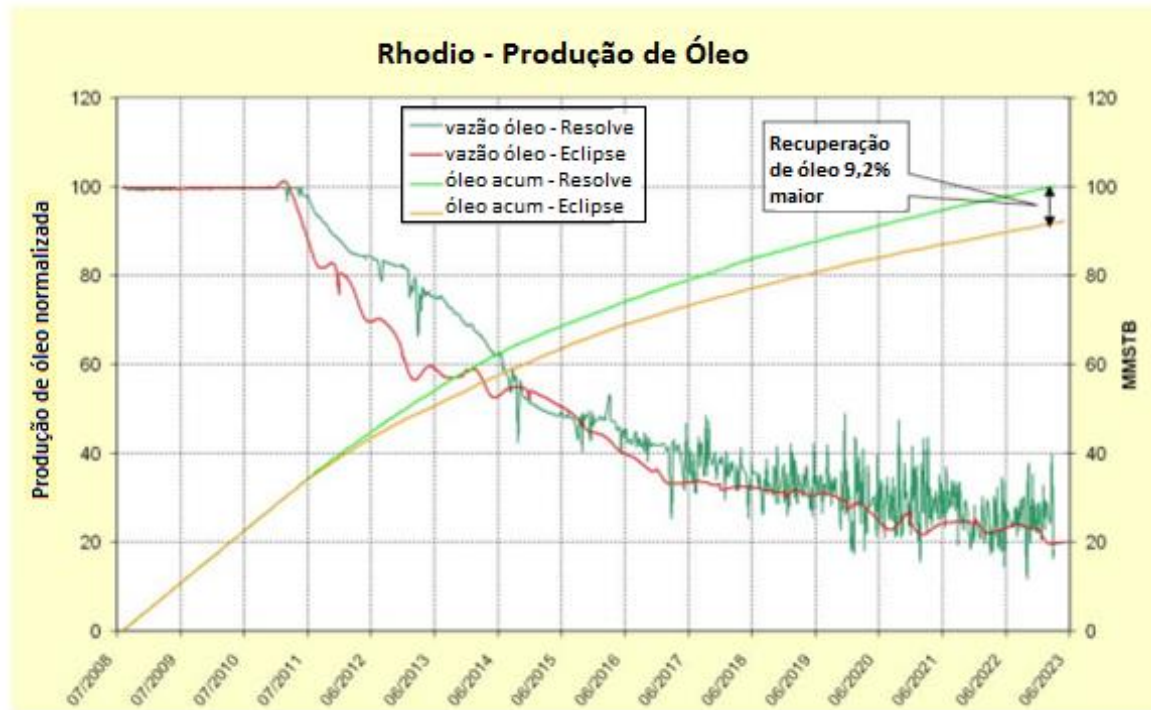


Figura 7-2: Previsões de produção obtidas por um simulador acoplado (RESOLVE) e por um desacoplado (ECLIPSE) (Ursini, et al., 2010)

Ajuste de Histórico:

Uma das aplicações importantes dos simuladores acoplados de reservatórios e sistemas de produção é a realização de ajustes de histórico de produção. Ao se trabalhar com o modelo acoplado, pode-se calibrar não só o modelo de reservatórios, mas também o dos poços, dos sistemas de produção, e do sistema como um todo.

O ajuste de histórico é feito através da comparação de dados reais do histórico de produção, o qual apresenta medidas de pressão e vazão em diversos pontos dos poços e sistemas de produção, com os resultados de simulação. A partir desta medida, pode-se escolher quais correlações de fluxo multifásico melhor representam os sistemas de produção, e alterar parâmetros do reservatório (porosidade, permeabilidade e outros), de modo que o modelo integrado seja o mais próximo possível da realidade.

Este procedimento é de grande utilidade e deve ser feito antes das simulações de previsão. Um modelo ajustado é capaz de gerar resultados muito mais precisos do que um não ajustado.

A Figura 7-3 mostra o confronto entre as pressões observadas e simuladas da entrada e saída de fluidos de um *riser* de produção, em um caso de campo apresentado por Rotondi *et al.* (2008). Podemos notar a discrepância entre estas pressões, o que justifica a necessidade de se trabalhar com modelos ajustados.

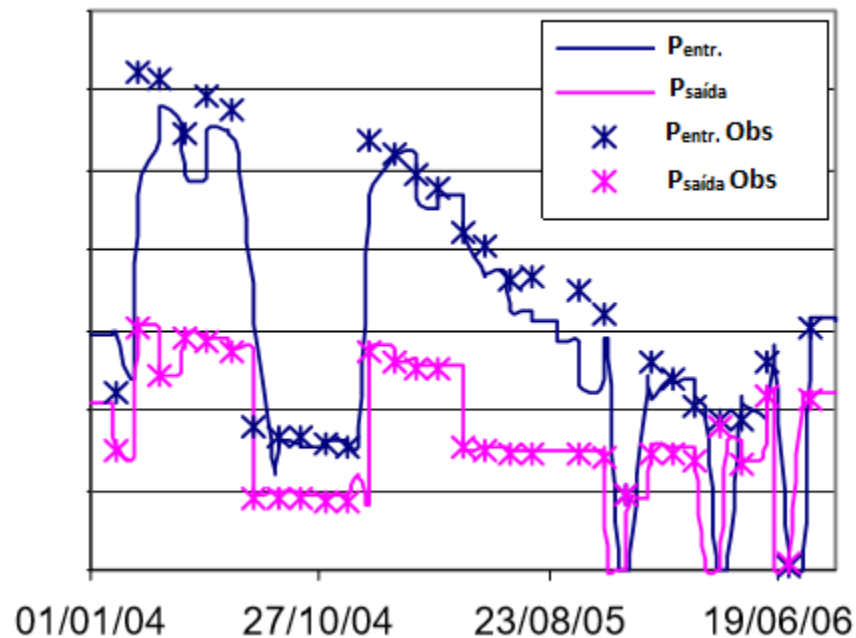


Figura 7-3: Comparação entre as pressões observadas e simuladas de entrada e saída de um riser (Rotondi, et al., 2008)

8 Conclusões

Este trabalho apresentou uma introdução ao estudo do acoplamento entre simulação de reservatórios e sistema de produção. Foram apresentados os fundamentos que regem os modelos individuais de reservatórios, poços e sistemas de produção; os tipos e metodologias de acoplamento mais comuns, comparações entre os métodos e recomendações de uso.

Pôde-se concluir que:

- (1) O cenário atual da indústria do petróleo, em especial no tocante à exploração em território brasileiro, requer o desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias capazes de modelar as situações enfrentadas em ambientes desafiadores tais como o Pré-Sal. No que se refere ao gerenciamento da produção, existe a necessidade de modelar os reservatórios, poços e sistemas de produção como um sistema único, devido à complexidade das relações de interdependência entre eles. A melhor forma de modelar integradamente a produção é através da utilização de simuladores acoplados, os quais consideram em sua modelagem o escoamento desde o meio poroso até as unidades de produção.
- (2) Devido à sua grande flexibilidade na escolha dos simuladores e do curto tempo computacional requerido, o método explícito com balanceamento explícito é preferível em quase todas as situações, com exceção daquelas em que as variações das condições operacionais no ponto de acoplamento variam rapidamente. Nestas situações o método pode gerar erros e sua utilização deve ser evitada.
- (3) Os métodos de balanceamento implícito devem ser usados quando há rápidas variações nas condições operacionais no ponto de acoplamento entre os modelos e ou quando elevadas precisões são requeridas.
- (4) Simuladores explícitos com balanceamento implícito devem ser usados quando há necessidade de se representar situações muito complexas, que exijam a utilização de simuladores com ampla aplicabilidade. Os simuladores implícitos são preferíveis quando sistemas de produção não são demasiado complexos, porque são em geral, mais rápidos do que os explícitos com balanceamento implícito.

(5) O uso de simuladores integrados pode ser de grande utilidade para estudos de ajuste de histórico e de análise de sensibilidade por incluírem também as relações de escoamento nos sistemas de produção. Isto pode contribuir para a acurácia das previsões feitas com a utilização do modelo.

(6) O uso de simuladores integrados somados a técnicas de otimização pode ter significativos impactos na previsão do fluxo de caixa do empreendimento por poder antecipar a produção, postergar perfurações e utilização de métodos de EOR, além de analisar de forma mais sóbria os custos associados a implementação dos equipamentos de superfície.

(7) Em hipótese alguma os simuladores integrados, ou de qualquer natureza substituem o julgamento do time de engenheiros responsável pelo projeto.

(8) Sugere-se para trabalhos futuros:

1. A análise dos impactos nos resultados das simulações quando duas ou mais restrições operacionais são consideradas conjuntamente
2. A análise da simulação integrada na implementação de métodos de EOR.

Bibliografia

Barroux, C. C., Duchet-Suchaux, P., Samier, P. & Nabil, R., 2000. Linking reservoir and surface simulators: How to improve the coupled solutions. *SPE 65159*, 24-25 Outubro, pp. 1-14.

Beggs, h. D. & Brill, J. P., 1973. A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipelines. *Journal of Petroleum Engineering*, Maio, pp. 607-617.

Bellarby, J., 2009. *Well Completion Design*. 1 ed. Aberdeen: Elsevier.

Bento, D. F., 2010. *Influência de Restrições de Produção na Definição da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo*. Tese de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil

Breaux, E. J. et al., 1985. Application of a Reservoir Simulator Interfaced With a Surface Facility Network: A Case History. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Volume Junho, pp. 397-404.

Coats, B. et al., 2004. A Generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, pp. 132-142.

Coats, B. K. et al., 2003. *A Generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator*. Houston, SPE.

Cotrim, H. A., 2012. *Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção*. Tese de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil

Cotrim, H. A., von Hohendorff Filho, J. C. & Schiozer, D. J., 2011. Production Optimization Considering Interaction between Reservoirs and Constrained Surface Facilities. *SPE 148334*, 9 Outubro, pp. 1-8.

Dempsey, J. R., Patterson, J. K., Coats, K. H. & Brill, J. P., 1971. An Efficient Model for Evaluating Gas Field Gathering System Design. *Journal of Petroleum Technology*, Setembro, pp. 1067-1073.

Fleming, G. & Wong, T., 2013. Fully Coupled Simulation of Multiple Compositional Reservoirs with a Shared Facility Network. *SPE 163632*, pp. 1-19.

Heguler, G., Barua, S. & Bard, W., 1997. Integration of a Field Surface and Production Network With a Reservoir Simulator. *SPE Computer Applications*, Volume Junho, pp. 88-93.

Hohendorff Filho, J. C. v., 2012. *Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção*. Tese de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil

Hohendorff Filho, J. C. v., 2012. Avaliação sobre acoplamento explícito entre a simulação de reservatório e sistema de produção. *Unisim On-Line*, Volume 7(68ª Edição), pp. 1-2.

Killough, J. E., 1995. Ninth SPE Comparative Solution Project: A Reexamination of Black-Oil Simulation. *SPE 29110*, pp. 135-147.

Kosmala, A. et al., 2003. Coupling of Surface Network with Reservoir Simulator. *SPE 84220*, pp. 1-11.

Landmark,H., 2016. *Halliburton Landmark. Online*
Disponível em: <<https://www.landmark.solutions/Nexus-Reservoir-Simulation>>
Acesso em 01 set. 2016.

Magalhães, T. C. B., 2005. *Influência das Restrições Operacionais na Definição das Estratégias de Produção*. Tese de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil

Nacul, E. C., Pedrosa Jr, O. A., Girard, P. & Aziz, K., 1990. Efficient Use of Domain Decomposition and Local Grid Refinement in Reservoir Simulation. *SPE 20740*, 23-26 Setembro, pp. 245-256.

Ozdogan, U. et al., 2008. Recent Advances and Practical Applications of Integrated Production Modeling at Jack Asset in Deepwater Gulf of Mexico. *SPE113904*, pp. 1-10.

Pathak, V., Hudson, J. & Segundo, S., 2016. *CMG Computer Modelling Group*. [Online]
Disponível em: <<http://www.cmgl.ca/ts-2016/ts-agenda>>
Acesso em: 30 Ago. 2016.

Peaceman, D. W., 1977. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Amsterdam: Elsevier.

Rosa, A. J., Carvalho, R. d. S. & Xavier, J. A. D., 2011. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência.

- Rotondi, M. et al., 2008. “The Benefits of Integrated Asset Modeling: Lesson Learned from Field Cases”. *SPE Europe/EAGE annual conference*, 113831, Rome, Italy, 9-12 June.
- Schiozer, D. J., 1994. *Simultaneous Simulation of Reservoir and Surface Facilities*. Ph.D. dissertation, Stanford University, Stanford, California, USA.
- Stone, T. W., Edmunds, N. R. & Kristoff, B. J., 1989. A Comprehensive Wellbore/Reservoir Simulator. *SPE 18419*, 6-8 Fevereiro, Issue 18419, pp. 141-154.
- Temizel, C. & Tiwary, A., 2016. “Integrated Asset Modeling through Multi-Reservoir Optimization of Offshore Fields using Next-Generation Reservoir Simulators”. *Offshore Technology Conference*, 26981, Houston, Texas, USA, 2-5 May.
- Thomas, J. E. et al., 2001. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência.
- Toby, S., 2014. Making the Best of Integrated Asset Modelling. *SPE-171161-MS*.
- Trick, M., 1998. A Different Approach to Coupling a Reservoir Simulator with a Surface Facilities Model. *SPE 40001*, pp. 285-290.
- Ursini, F., Rossi, R. & Pagliari, F., 2010. Forecasting Reservoir Management Through Integrated Asset Modelling. *SPE 128165*, pp. 1-7.
- Zapata, V. J., Brummett, W. M., Osborne, M. E. & Van Nispen, D. J., 2001. Advances in Tightly Coupled Reservoir/ Wellbore/ Surface-Network Simulation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Abril, pp. 114-120.

Apêndice A: Séries de Taylor e o Método das Diferenças Finitas

A expansão em série de Taylor é uma forma de aproximar uma função $p(x)$ desconhecida, em torno de um ponto conhecido, por um polinômio, dado que se conhece a sua imagem, e o valor de suas derivadas neste ponto. Quanto mais pontos forem conhecidos e quanto maiores as ordens das derivadas, maior será a ordem do polinômio e mais fiel será esta aproximação (Figura A-1). A formulação da expansão em série de Taylor é mostrada na Eq.(A.1).

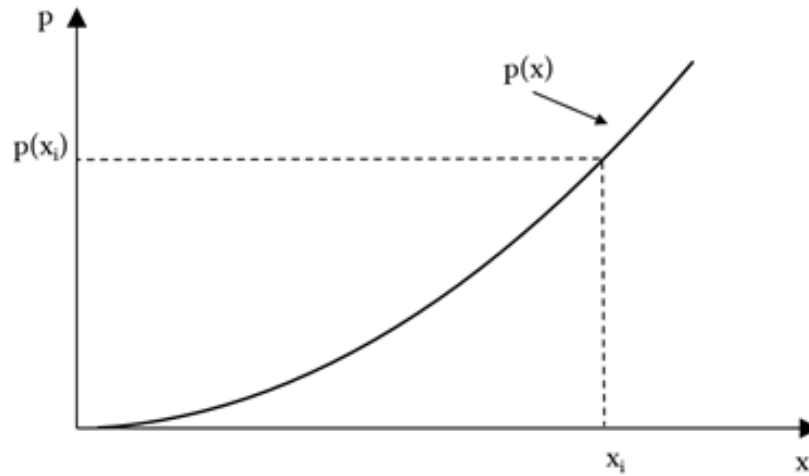


Figura A-1: Função genérica $p(x)$

$$p(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{p^{(n)}(x_i)}{n!} (x - x_i)^n \quad (A.1)$$

Usando um incremento genérico k , podemos reescrever a Eq.(A.1) em torno do ponto x_i de forma discreta, de acordo com o que mostra a Figura A-2.

$$p_{i+k} = p_i + (k\Delta x)p'_i + \frac{(k\Delta x)^2}{2!}p''_i + \frac{(k\Delta x)^3}{3!}p'''_i + \dots \quad (A.2)$$

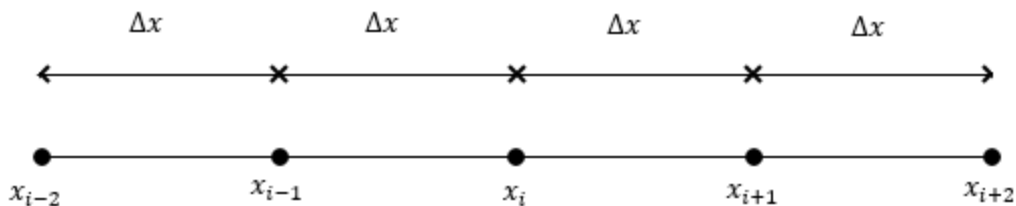


Figura A-2: Discretização de Domínio

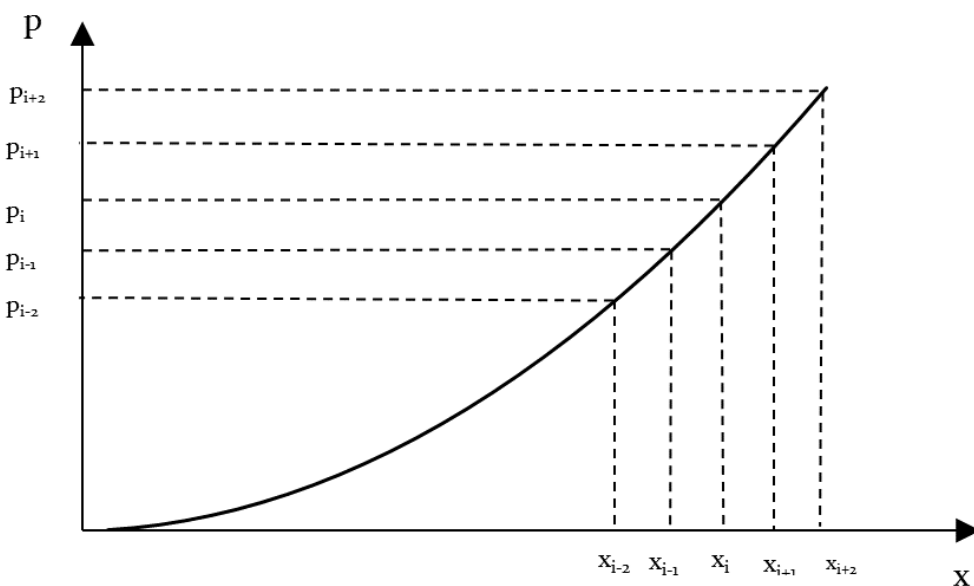


Figura A-3: Discretização da função $p(x)$

Dá-se o nome de forma ascendente à expansão que aproxima a função para um ponto posterior ao ponto conhecido. Isto é, se conhecemos a imagem e as derivadas da função no ponto x_i , podemos calcular a imagem do ponto x_{i+1} marchando ascendentemente.

$$p_{i+1} = p_i + (\Delta x)p'_i + \frac{(\Delta x)^2}{2!}p''_i + \frac{(\Delta x)^3}{3!}p'''_i + \dots \quad (A.3)$$

De forma semelhante, denominamos forma descendente à expansão que aproxima a função para um ponto anterior ao conhecido. Neste caso, calcula-se a imagem do ponto x_{i-1} em função da imagem e das derivadas da função no ponto x_i .

$$p_{i-1} = p_i - (\Delta x)p'_i + \frac{(\Delta x)^2}{2!}p''_i - \frac{(\Delta x)^3}{3!}p'''_i + \dots \quad (\text{A.4})$$

As derivadas são aproximadas por diferenças em intervalos finitos, o que dá nome ao método. Para se calcular o valor aproximado de uma derivada primeira em um ponto genérico conhecido x_i , por exemplo, podemos usar a diferença entre este e seu ponto anterior, posterior, ou então usar a diferença entre os seus vizinhos, desde que se conheça o valor de suas imagens. Não precisamos usar todos os termos da série. No entanto, a negligência dos termos de ordem superior constitui um erro. Este erro é chamado erro de truncamento, pois é resultado do truncamento da expansão.

Combinando séries ascendentes e descendentes e rearranjando os termos, podemos explicitar as derivadas desejadas.

Assim temos:

Primeira derivada (forma ascendente):

$$p'_i = \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} + \theta(\Delta x) \quad (\text{A.5})$$

Primeira derivada (forma descendente):

$$p'_i = \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x} + \theta(\Delta x) \quad (\text{A.6})$$

Primeira derivada (forma central):

$$p'_i = \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{2\Delta x} + \theta[(\Delta x)^2] \quad (\text{A.7})$$

Onde θ é o erro de truncamento da expansão.

Note que a representação pela forma central apresenta erro de truncamento de segunda ordem, enquanto as formas ascendente e descendente têm erro de primeira ordem. Assim, intuitivamente aceitamos que a forma central seja a mais recomendável, embora haja casos em que isso não seja verdade (ex. solução de equações parabólicas) (Peaceman, 1977).

No entanto, só é possível utilizar a forma central da primeira derivada se conhecermos os termos vizinhos ao ponto cujas derivadas queremos escrever. Se quisermos escrever as derivadas relativas a um canto, ou último ponto de uma sequência, por exemplo, não será possível usar derivadas centrais.

Segunda derivada:

$$p''_i = \frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{(\Delta x)^2} + \theta[(\Delta x)^2] \quad (A.8)$$

Derivadas Parciais:

As derivadas parciais seguem a mesma formulação utilizada anteriormente, mas trabalhando-se separadamente com cada variável.

Para isso adotaremos a seguinte notação:

$$p(x_{i+k}, t_{n+m}) = p_{i+k,n+m} \quad (A.9)$$

Podemos escrever as derivadas parciais da seguinte forma:

Derivada Primeira ascendente em relação a t:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_{x_i, t_n} = \frac{p_{i,n+1} - p_{i,n}}{\Delta t} + \theta(\Delta t) \quad (A.10)$$

Derivada segunda central em relação a t:

$$\left. \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \right|_{x_i, t_n} = \frac{p_{i,n+1} - 2p_{i,n} + p_{i,n-1}}{(\Delta t)^2} + \theta[(\Delta t)^2] \quad (A.11)$$

Derivada primeira central em relação a x:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{x_i, t_n} = \frac{p_{i+1,n} - p_{i-1,n}}{2\Delta x} + \theta[(\Delta x)^2] \quad (A.12)$$

Apêndice B: Análise da Estabilidade dos Métodos de Simulação de Reservatórios

O exemplo utilizado aqui foi retirado de Rosa *et al.* (2011) página 532: considerar um meio poroso de comprimento L e de pequena seção reta. O meio poroso está selado na sua área lateral (mas não nas extremidades), de modo a permitir fluxo de fluido apenas na sua direção longitudinal.

Inicialmente todo o meio poroso está submetido a uma pressão uniformemente distribuída, cujo valor é p_i . Em um dado instante, $t = 0$, as pressões nas suas duas extremidades são reduzidas e mantidas num valor igual a p_0 . Deseja-se conhecer a evolução do perfil de pressão no meio poroso após esse instante.

Analisando a estabilidade dos métodos de simulação de reservatórios, pode-se afirmar que o método explícito é condicionalmente estável com o tempo, isto é, para intervalos de tempo suficientemente pequenos, o método é estável, ao passo que o aumento no intervalo de tempo gera grandes oscilações no comportamento da pressão.

A Figura B-1 e a Figura B-2 mostram um exemplo de análise de estabilidade do método explícito. Neste exemplo, um reservatório unidimensional teve sua malha dividida em 5 pontos, x_0 , x_1 , x_2 , x_3 e x_4 . Como condição inicial usou-se a pressão adimensional igual a 1, e como condição de contorno as pressões adimensionais nas extremidades iguais a 0.

Como o caso é simétrico, temos que $x_0 = x_4 = 0$ e $x_1 = x_3$. Os gráficos mostram o comportamento da pressão nos pontos x_1 e x_2 .

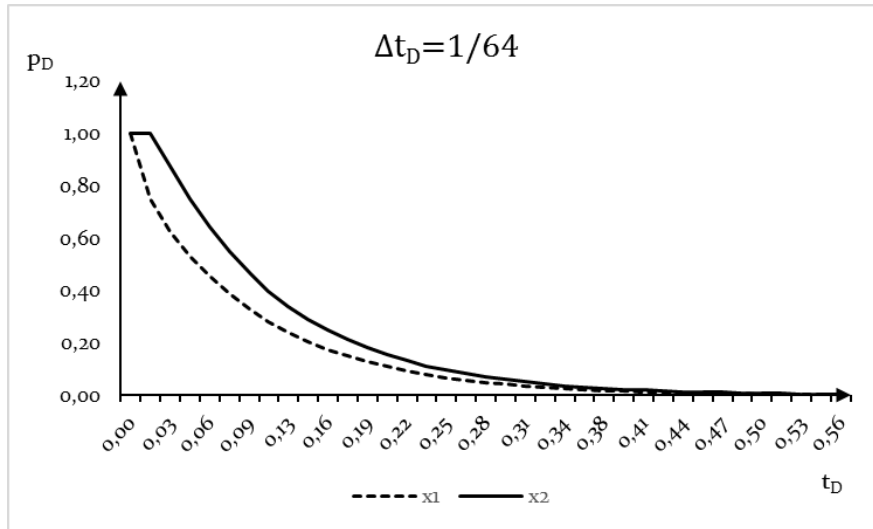


Figura B-1: Análise da Estabilidade 1

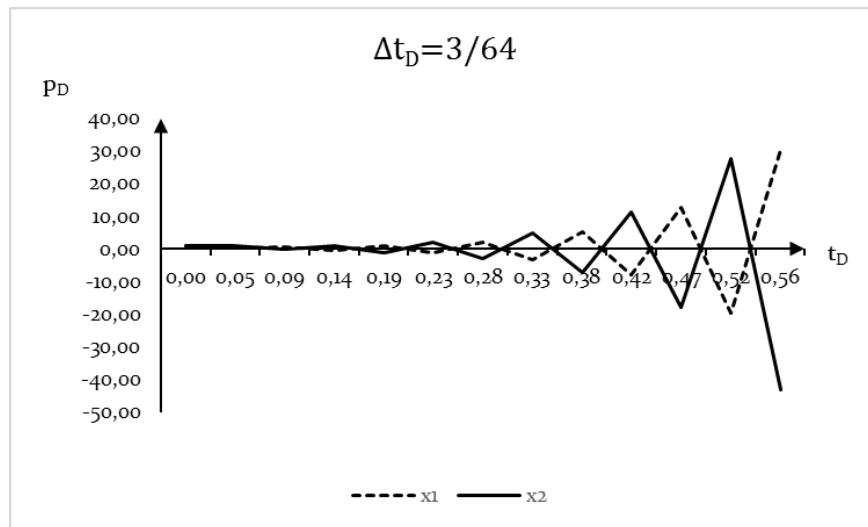


Figura B-2: Análise da Estabilidade 2

Nota-se no primeiro caso que há depleção no ponto x_1 logo na primeira iteração, enquanto o ponto x_2 só percebe a difusão da pressão na segunda. A partir de então os perfis de queda de pressão seguem o comportamento esperado. A difusão da pressão é estável. O método funcionou como se esperava.

No segundo caso, entretanto, o comportamento da pressão é irregular. Além disso, de acordo com as condições de contorno, a pressão adimensional deveria variar entre 0 e 1, mas o que vemos são

amplitudes muito maiores de variação. Claramente o método não funcionou. Isto se deve ao passo de tempo demasiado grande utilizado nesta solução, que gerou instabilidade.

O método implícito, por outro lado, é incondicionalmente estável. Assim, embora exija mais tempo computacional, sua convergência é garantida.

Apêndice C: O Método de Newton-Raphson

Este apêndice apresenta simplifcadamente o método de Newton Raphson para solução de Sistemas de Equações não lineares

Alguns problemas físicos envolvem a resolução de sistemas de N equações não lineares em N variáveis. O método de Newton-Raphson consiste em linearizar resolver, repetidamente estas equações.

Seja um sistema de N equações e N variáveis:

$$\begin{cases} \mathbf{f}_1(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N) = 0 \\ \mathbf{f}_2(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N) = 0 \\ \vdots \\ \mathbf{f}_N(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_N) = 0 \end{cases} \quad (\text{C.1})$$

Representando esse sistema vetorialmente:

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}) = \mathbf{0} \quad (\text{C.2})$$

Onde $\mathbf{F} = [f_1, f_2, \dots, f_N]^T$ e $\mathbf{X} = [x_1, x_2, \dots, x_N]^T$.

A extensão do método de Newton-Raphson para sistemas de equações não lineares é:

$$\mathbf{X}^{(k+1)} = \mathbf{X}^k - [\mathbf{F}'(\mathbf{X}^{(k)})]^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{X}^{(k)}) \quad (\text{C.3})$$

Sendo $\mathbf{F}'(\mathbf{X}^{(k)})$ a matriz jacobiana, definida como:

$$\mathbf{F}'(\mathbf{X}^{(k)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}_1}{\partial \mathbf{x}_1} & \dots & \frac{\partial \mathbf{f}_1}{\partial \mathbf{x}_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \mathbf{f}_N}{\partial \mathbf{x}_1} & \dots & \frac{\partial \mathbf{f}_N}{\partial \mathbf{x}_N} \end{bmatrix} \quad (\text{C.4})$$

Os algoritmos para resolução deste método são variados. Em geral, algumas manipulações algébricas são feitas para que a linearização dos sistemas tenha um menor custo computacional, especialmente quando se dá a inversão da matriz jacobiana.

Apêndice D: Exemplos utilizados por Schiozer (1994)

Este apêndice apresenta os exemplos utilizados no trabalho de Schiozer (1994)

Exemplo 1:

O primeiro exemplo é o *SPE Comparative Problem Number 1* com uma modificação: A restrição de poço é a pressão de fundo de poço, e não a vazão de óleo, como no problema original. As características do sistema são apresentadas nas Tabela D-1 a D-3.

O poço produtor é completado na camada do fundo do bloco (1,1,3) e o injetor é completado na camada do topo do bloco (10,10,1), oposto ao produtor.

B_g	0.167	bbl/SCF	B_o	1.062	bbl/STB
B_w	1.041	bbl/STB	c_o	1.3687×10^{-5}	ft
c_r	3×10^{-6}	psia ⁻¹	c_w	3×10^{-6}	psia ⁻¹
h_{bottom}	50	ft	h_{med}	30	ft
h_{top}	20	ft	k_{bottom}	200	md
k_{med}	50	md	k_{top}	500	md
L_x	10000.	ft	L_y	10000.	ft
P_i	4800.	psia	p_{ref}	14.7	psia
p_b	4014.8	psia	p^{wh}	1000	psia
Q_{inj}	100	MMscf/d	S_{gi}	0.00	%
S_{wi}	0.12	%	S_{gr}	0.02	%
S_{wr}	0.12	%	S_{or}	0.30	%
μ_g^{std}	0.008	cp	μ_o^{std}	1.04	cp
μ_w^{std}	0.31	cp	ϕ	0.30	%
ρ_g^{std}	0.0647	lbm/ft ³	ρ_o^{std}	46.244	lbm/ft ³
P_W^{std}	62.238	lbm/ft ³	GRID	10 x 10 x 3	

Tabela D-1: Dados do reservatório para o exemplo 1 (Schiozer, 1994)

P psia	B_o bbl/STB	B_g bbl/STB	B_w bbl/scf	ρ_o cp	μ_g cp	μ_w cp	R_s scf/STB
14.7	1.062	0.166666	1.0410	1.040	0.080	0.31	1.0
264.7	1.150	0.012093	1.0403	0.975	0.0096	0.31	90.5
514.7	1.207	0.006274	1.0395	0.910	0.011'2	0.31	180.0
1014.7	1.295	0.003197	1.0380	0.830	0.0140	0.31	371.0
2014.7	1.435	0.001614	1.0350	0.695	0.018'9	0.31	636.0
2514.7	1.500	0.001294	1.0335	0.641	0.0208	0.31	775.0
3014.7	1.565	0.001080	1.0320	0.594	0.022'5	0.31	930.0
4014.7	1.695	0.000811	1.0290	0.510	0.0268	0.31	1270.0
5014.7	1.827	0.000649		0.449	0.0309	0.31	1618.0
9014.7	2.357	0.000386	1.0130	0.203	0.0470	0.31	2984.0

Tabela D-2: Propriedades dos fluidos para o exemplo 1 (Schiozer, 1994)

Conectando		Rugosidade Abs	Incl.	dist.	diâm.
Nó	Nó	(in)	(°)	(ft)	(ft)
BH	WH	0,0008	90	8325	0,25
Nó			Temperatura (°F)		
BH	fundo do poço		200		
WH	Cabeça do poço		100		

Tabela D-3: Dados dos sistemas de produção para o exemplo 1

Exemplo 2:

O segundo caso é um problema tridimensional com equipamentos de superfície conectados e a restrição é a pressão no separador (Figura D-1).

As características dos sistemas de produção são apresentadas na Tabela D-4.

As características do reservatório são as mesmas do exemplo 1, com exceção das seguintes modificações:

- A malha tem dimensões 19x19x3
- Há um poço injetor no bloco central, injetando gás a uma vazão de 400 MMscf/d.
- Quatro produtores nos blocos dos cantos controlados pelos sistemas de produção.

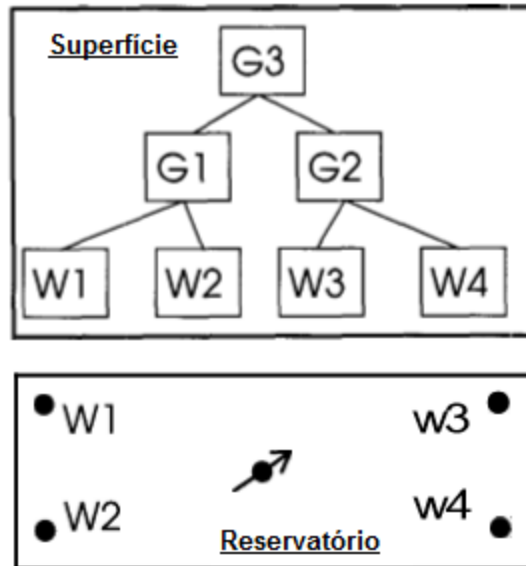


Figura D-1: Exemplo 2 (Schiozer, 1994)

Conectando		Rugosidade Abs	Incl.	dist.	diâm.
Nó	Nó	(in)	(°)	(ft)	(ft)
BH	WH	0,0008	90	8325	0,25
WH	G1/G2	0,0008	10	10600	0,5
G1/G2	G3	0,0008	0	30600	1,0
Nó			Temperatura (°F)		
BH	fundo do poço		200		
WH	Cabeça do poço		100		
G	Grupo de superfície		60		

Tabela D-4: Características dos sistemas de produção do exemplo 2 (Schiozer, 1994)

- Exemplo 3

O terceiro exemplo possui refinamento local da malha entorno dos poços para melhorar a acurácia na região próxima a eles e para mostrar as vantagens da decomposição de domínios. O sistema está esquematicamente representado na Figura D-2. As características dos sistemas de produção são apresentadas na Tabela D-6.

A maioria das características do modelo de reservatórios é igual às do exemplo 2, com exceção das seguintes modificações:

- Caso bidimensional;
- Dois produtores em blocos opostos;
- Refinamento em volta dos poços
- Três casos diferentes avaliados apresentados na Tabela D-5

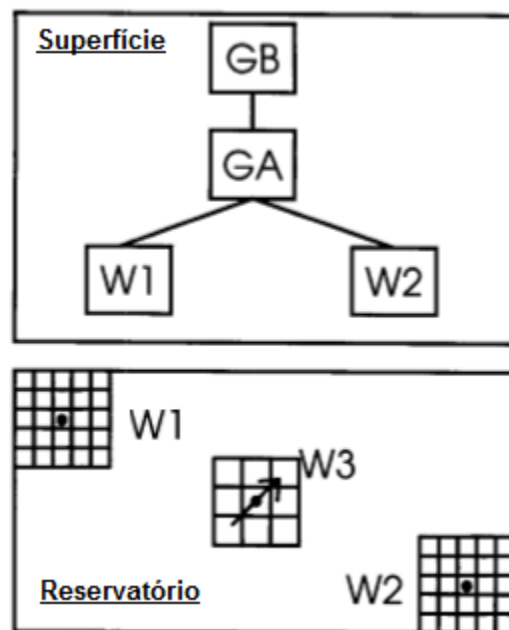


Figura D-2: Exemplo 3 (Schiozer, 1994)

Caso	Malha	Blocos refinados		Número total de blocos da malha
		produtor	injetor	
A	9x9	1	1	156
B	19x19	4	1	361
C	39x39	16	1	2346

Tabela D-5: Dados do reservatório para o exemplo 3 (Schiozer, 1994)

Conectando		Rugosidade Abs	Incl.	dist.	diam.
Nó	Nó	(in)	(°)	(ft)	(ft)
BH	WH	0,0008	90	8325	0,25
WH	GA	0,0008	10		0,5
GA	GB	0,0008	0	30600	1,0
Nó			Temperatura (°F)		
BH	fundo do poço		200		
WH	Cabeça do poço		100		
G	Grupo de superfície		60		

Tabela D-6: Propriedades dos sistemas de produção do exemplo 3 (Schiozer, 1994)