

2 Desenvolvimento de Campos Petrolíferos

2.1. Introdução

O desenvolvimento de um campo petrolífero pode ser entendido como o conjunto de ações necessárias para colocar o campo em produção: perfurações, sistemas de injeção, plataformas, etc. A forma como será feito este desenvolvimento define uma alternativa.

Definir uma alternativa de desenvolvimento é uma das tarefas mais importantes na área de reservatórios, dado que esta definição afeta o comportamento do reservatório, decisões futuras, análises econômicas e, conseqüentemente, a atratividade resultante do projeto definido. Isto envolve variáveis tais como a locação, número e tipo de poços, as condições de operação características do reservatório e, inclusive, o cenário econômico. A determinação do número e localização dos poços é uma das atividades mais importantes na seleção da estratégia de produção.

Neste capítulo serão dadas informações fundamentais sobre simulação de reservatórios, engenharia econômica e otimização de desenvolvimento de campos. Em seguida, serão apresentados os trabalhos mais relevantes na área de otimização de desenvolvimento de campos petrolíferos.

2.2. Fundamentos de Simulação de Reservatório

A simulação de reservatórios é uma das principais áreas dentro da engenharia de reservatório, onde são aplicados conceitos e técnicas de modelagem matemática para analisar o comportamento de reservatórios. Em um sentido restrito, simulação de reservatório refere-se apenas à hidrodinâmica de fluxos dentro da reserva petrolífera, mas num sentido mais amplo, refere-se ao sistema petrolífero que abrange a reserva, os equipamentos de extração na superfície e as demais atividades relacionadas à produção.

O *kernel* da simulação de reservatórios é a modelagem matemática de fluidos através de um meio poroso. Um modelo de fluidos basicamente consiste

em um conjunto de equações diferenciais que modelam os fluxos no reservatório em todas as fases. Ao associar esta modelagem com algoritmos computacionais de resolução de equações, obtém-se a célula básica do simulador de reservatórios.

2.2.1. Simuladores de Reservatório

Um simulador de reservatório é um programa computacional através do qual o especialista em reservatórios, a partir de informações reais, como dados do reservatório e dados dos sistema de extração, obtém previsões sobre a produção de óleo, gás e água em qualquer intervalo de tempo. A partir destas informações, a camada gerencial do sistema de extração tem como tomar decisões em um nível mais alto, normalmente econômico.

Fazendo um rápido histórico da área, o crescimento do poder computacional dos últimos 40 anos permitiu o surgimento desta área. Um grande avanço foi a equação de balanço de material, que se descreve a seguir.

2.2.1.1. Balanço de Material

Schilthuis (1936) desenvolveu uma equação de conservação para uma reserva de hidrocarboneto. Nesta equação a reserva é considerada como um tanque homogêneo com rochas e propriedades de fluidos todas uniformes. O balanço de massas é feito considerando tudo que entra e que sai do tanque em um dado período de tempo. Algumas vezes, a equação de balanço de material é vista como um simulador elementar e adimensional, dado que dentro do sistema não há mudanças em nenhuma direção. As pressões e saturações estão distribuídas de forma contínua através do tanque e quaisquer mudanças de pressão são logo percebidas pelo sistema. Uma visualização gráfica pode ser vista na Figura 1 a seguir:

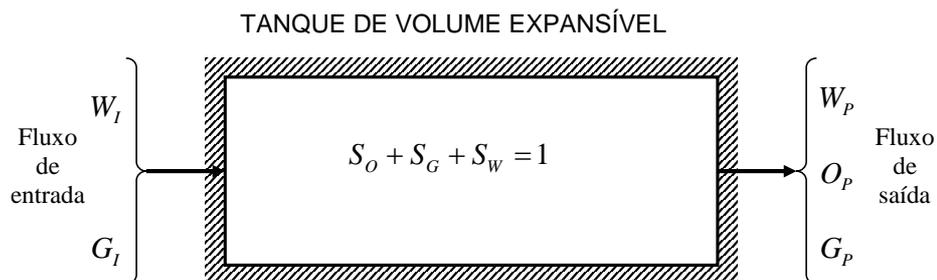


Figura 1. Balanço de material.

O lado direito da figura mostra os fluxos de entrada no tanque que normalmente são água W_I e gás G_I e que provêm do sistema de injeção. No lado direito aparecem o óleo O_p , gás G_p e água W_p produzidos. Da equação que governa este processo pode-se obter:

- a quantidade de óleo no tanque;
- a afluência de água;
- o gás fechado (quantidade de gás no tanque); e
- a produção de óleo.

O balanço de material pode ser resolvido de forma gráfica ou por métodos computacionais. O modelo de balanço de material apresenta as seguintes desvantagens:

- As propriedades das rochas e fluidos dentro do tanque não podem ser variadas;
- Impossibilidade de considerar efeitos dinâmicos existentes dentro do sistema tanque.

Apesar destas desvantagens, o balanço de materiais é o elemento básico de modelagens para simuladores mais evoluídos que são apresentadas a seguir.

2.2.1.2.

Modelagem numérica baseada em malhas

O principal problema na modelagem de reservatórios é que cada reservatório real é diferente e modelagens analíticas são muito restritas com situações ideais. Assim, o desafio na área de simulação de reservatórios é obter uma forma flexível de modelar quaisquer reservatórios do mundo real. Durante os anos 50 (Bruce et al., 1953) foram concebidas modelagens numéricas baseadas em malhas.

As modelagens numéricas utilizam o poder computacional disponível para resolver as equações matemáticas que modelam o comportamento dos fluidos no meio poroso. Uma abordagem generalizada é a utilização de malhas em 2 ou 3 dimensões mediante as quais pode-se encaixar qualquer descrição de reservatório através de uma dada disposição dos blocos da malha. Estes modelos numéricos têm evoluído tão rápido que, na atualidade, praticamente qualquer configuração de reservatório pode ser simulada. A modelagem em malha consiste em discretizar o reservatório real em blocos mínimos e em

realizar o balanço de material e energia para cada um dos blocos empregando métodos de diferenças finitas.

A disposição de blocos na malha, que pode ser em 2 ou 3 dimensões, permite uma representação discreta, bastante aproximada e realista do reservatório no que diz respeito do formato e às propriedades de rochas e fluidos, que podem variar bloco a bloco acompanhando as características medidas no reservatório real. Na Figura 2 a seguir mostram-se malhas 2D e 3D típicas utilizados em simulação de reservatórios.

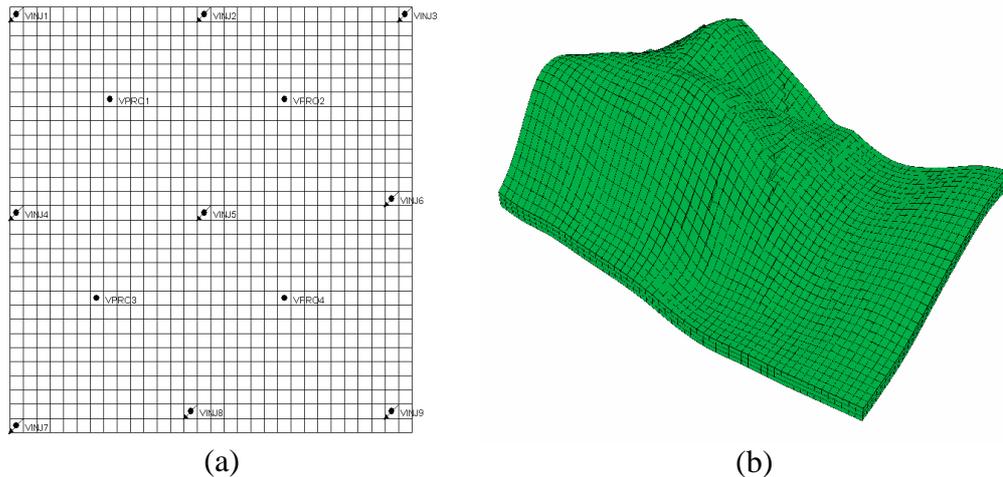


Figura 2. Malha de 2 (a) e 3 (b) dimensões.

Note-se na Figura 2(a) a presença de poços produtores (VPRO1, VPRO2, VPRO3,...) e poços injetores (VINJ1, VINJ2,...).

Devido à facilidade em se modelar as diferentes características do campo e a crescente capacidade computacional disponível, os simuladores utilizados atualmente são baseados em malhas. Dessa forma, o campo petrolífero a ser simulado deve ser primeiramente representado através de uma malha que descreve as suas características geográficas e geológicas.

2.3. Engenharia Econômica

A engenharia econômica utiliza um conjunto de métodos e técnicas para a quantificação e avaliação dos riscos financeiros envolvidos nos projetos e fornece critérios para uma comparação consistente entre opções de investimentos tecnicamente viáveis. O uso destas técnicas permite determinar quanto atrativa resulta cada alternativa, auxiliando na seleção das melhores possibilidades.

Em um estudo econômico são comparadas diversas alternativas, sendo suas diferenças expressas em termos financeiros. Foram propostos os seguintes princípios fundamentais para decisão econômica (Grant et al., 1982):

- É importante reconhecer e definir de modo claro todas as possíveis alternativas de investimento (projetos) para a tomada de decisão;
- Antes de definir os procedimentos para a elaboração e avaliação de um projeto é necessário determinar o ponto de vista a ser adotado na tomada de decisão;
- Cada alternativa apresenta um fluxo de caixa único (um esquema de investimentos e outro de receitas). Deste modo, cada alternativa acarretará em diferentes conseqüências que serão avaliadas;
- É necessário quantificar as conseqüências esperadas para cada alternativa, de forma que possam ser realizadas as comparações necessárias. As conseqüências esperadas devem ser expressas de modo homogêneo em termos monetários para maior conveniência na sua comparação.

2.3.1. Análise de Alternativas de Investimento

O desenvolvimento de um campo de óleo ou gás requer um alto investimento, especialmente em lâmina d'água profunda, e apresenta um grande número de incertezas envolvendo fatores políticos, econômicos e técnicos. São necessárias hipóteses restritivas para fatores de recuperação, preços do óleo e gás, custos de investimento/operação e taxa de inflação.

O gerenciamento de um reservatório requer que o campo e os projetos associados a ele sejam avaliados e analisados ao longo de toda a sua vida. Uma análise econômica fornece os resultados que serão considerados na escolha entre as possibilidades de investimento. O desenvolvimento de um campo produtor pode ser realizado de diversas maneiras. Conseqüentemente, existem também várias formas de aplicação de capital. Cada uma das alternativas requer determinados recursos e proporciona determinados retornos financeiros. Deste modo, elas devem ser comparadas para que a gerência possa escolher a mais adequada.

Nem sempre as alternativas de investimento com maior rentabilidade podem ser implantadas, pois com freqüência os recursos disponíveis são

limitados. Para a tomada de decisão é necessária a realização de estudos econômicos em conjunto com uma análise detalhada dos recursos disponíveis.

2.3.2. Indicadores Econômicos

A rentabilidade dos investimentos é determinada pela taxa de juros a eles associada. Ao se analisar uma alternativa de investimento é necessário considerar que os recursos por ela demandados não estarão mais disponíveis para serem aplicados em outras possíveis fontes de ganhos.

Para que um investimento seja atrativo ele deve render, no mínimo, à taxa de juros apresentada por aplicações correntes e de baixo risco. Esta taxa é a taxa mínima atrativa de retorno ou taxa mínima de atratividade. Os métodos para comparação entre as diversas alternativas são baseados no princípio de equivalência (uma única taxa de atualização de capital é aplicada para todas as possibilidades).

A utilização do indicador econômico adequado é muito importante. A escolha de uma proposta depende de diversos fatores, como por exemplo nível de investimento, caixa disponível, aversão ao risco, etc. Para cada alternativa, os indicadores econômicos podem ser combinados para fornecerem o melhor embasamento para a tomada de decisões.

Entre os indicadores mais utilizados estão: Taxa Interna de Retorno - TIR, Retorno sobre Investimento - ROI e Valor Presente Líquido - VPL.

2.3.2.1. Taxa Interna de Retorno (TIR)

É a taxa de juros que, utilizada ao transportar valores para o tempo inicial, iguala os valores dos custos e receitas, tornando o fluxo de caixa nulo. A TIR indica a atratividade do projeto ao compará-la com as taxas de outros projetos e com a taxa mínima de atratividade.

2.3.2.2. Retorno sobre Investimento (ROI)

O ROI é definido como sendo a razão entre o lucro líquido e a soma de todos os investimentos atualizados. Este indicador representa quantas unidades monetárias serão obtidas para cada unidade monetária investida.

2.3.2.3. Valor Presente Líquido (VPL)

Define-se Valor Presente como: “o valor dado para um pagamento a futuro ou para uma série de pagamentos, que são descontados seguindo uma dada taxa de desconto”, (Lexicon, 2003).

Deste modo, o valor presente líquido, muito aplicado em projetos, vem a ser a diferença entre o valor presente das receitas (*cash inflows*) menos o valor presente das despesas (*cash outflows*).

A forma mais comum de calcular o valor presente é aplicando um desconto exponencial que depende da distância temporal (o quão longe no futuro será feito cada um dos pagamentos) e de uma taxa de desconto.

Para uma série de pagamentos $\mathbf{X} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_n\}$ a serem feitos no futuro em tempos $\{t_1, t_2, t_3, \dots, t_n\}$, o valor presente é calculado como:

$$VP_{\mathbf{X}} = \sum_{i=0}^n x_i e^{-\rho t_i} \quad (1)$$

onde x_i é o pagamentos realizado no tempo t_i e ρ é a taxa de desconto.

Entende-se que o cálculo do *VPL* é realizado transportando para o tempo inicial todos os custos e receitas provenientes do projeto, e o valor atual do fluxo de caixa é calculado utilizando-se a taxa de desconto. O *VPL* representa, em termos financeiros, o resultado da realização de um projeto. É bastante adequado para comparar projetos que apresentem custos e receitas diferenciados.

No caso de desenvolvimento de campos petrolíferos, o valor presente vem a ser o quanto vale o campo hoje (t_0) levando em consideração que os pagamentos (dados a partir da produção) só serão realizados nos anos sucessivos. O valor presente líquido é a diferença entre o valor presente do campo e o valor presente do investimento a serem feitos como se descreve na equação (2):

$$VPL = VP - VD \quad (2)$$

onde *VP* é o valor presente do campo e *VD* é o valor presente do desenvolvimento.

O modelo econômico utilizado no cálculo do *VPL* neste trabalho será detalhado na seção (4.6)

2.4. Mapas de Qualidade

Os Mapas de Qualidade (Cruz et al., 1999; Cruz, 2000) são uma representação bidimensional das regiões de um campo mostrando o seu potencial de produção. Esses mapas são obtidos com o auxílio de simulação de reservatórios, deslocando sistematicamente um único poço produtor vertical ao longo do campo, sem considerar sistemas de injeção.

Assim, o mapa de qualidade é uma representação integrada das respostas dos reservatórios podendo considerar também suas incertezas. O conceito de qualidade pode ser aplicado para comparar reservatórios, ordenar realizações estocásticas e incorporar a incerteza para a tomada de decisão, como a escolha da localização dos poços, por exemplo.

Para cada simulação realizada, o poço é completado em todas as camadas de óleo com fechamento automático se for alcançada uma camada de água ou gás. Não são impostas restrições, permitindo que o poço produza o máximo possível de óleo.

Posições da malha com maior produção de óleo apresentam maior qualidade. No sistema de otimização desenvolvido neste trabalho de tese, o mapa de qualidade será utilizado como informação do campo inserida e aproveitada pelo sistema otimizador.

2.5. Otimização de Alternativas de Desenvolvimento

Dado um campo de petróleo delimitado, o desenvolvimento deste campo requer investimentos cujo montante e cujos benefícios dependem da alternativa escolhida. Existem alternativas com mais poços do que outras e com uma distribuição geométrica diferente para os poços. Existem também tipos de poços diferentes (verticais, direcionais, horizontais, multilaterais, etc.) com investimentos e benefícios diferentes. Ao se combinar esses itens com outros aspectos, tais como tipos de plataforma, duto ou navio para escoar o óleo, velocidade de perfuração de poços, método de manutenção de pressão no reservatório, etc., fica evidente que o problema torna-se ainda mais complexo que simplesmente um problema de otimização de locação e número de poços.

Os sistemas mais recentes que visam otimizar alternativas de desenvolvimento envolvem o uso de simuladores de reservatório. Mesmo tendo

um alto custo computacional, a simulação de reservatório é, até o momento, a forma mais confiável de obter previsões de produção de óleo e gás.

Muitos dos trabalhos iniciais realizados em desenvolvimento de campos petrolíferos usaram como critério de otimização a quantidade de óleo acumulado para um dado tempo de simulação, procurando alternativas que maximizem a quantidade de óleo recuperada. Porém, em trabalhos posteriores, o critério de otimização passou a ser de tipo econômico, onde procuram-se configurações de produção que maximizem algum indicador econômico; o indicador mais utilizado na literatura é o Valor Presente Líquido (VPL).

2.6. Trabalhos Realizados

A área de otimização de alternativas de desenvolvimento de campos petrolíferos, pela sua grande importância econômica, tem sido objeto de diferentes estudos. Como foi mencionado anteriormente, o principal objetivo destes trabalhos é determinar o número, tipo e localização de poços. A seguir apresenta-se uma rápida revisão dos trabalhos realizados nesta área.

Clark et al. (1944), apresentou um dos primeiros trabalhos sobre o espaçamento entre poços e sua relação com o fator de recuperação e lucratividade. Baseado em dados reais, Clark mostrou que a recuperação era proporcional ao inverso da raiz quadrada do espaçamento entre poços. Com base nas evidências apresentadas, foi afirmado que o aumento da densidade dos poços resulta em um aumento da recuperação. A preocupação com a viabilidade econômica de projetos foi demonstrada através da observação do custo de produção do óleo assim também como do lucro para cada dólar investido.

Arps et al. (1967) participaram de um estudo organizado pelo Instituto Americano do Petróleo (*American Petroleum Institute – API*), com a finalidade de deduzir equações para determinar o fator de recuperação em reservatórios, dando importância ao espaçamento entre poços. Após analisar uma amostra de 312 reservatórios, chegaram à conclusão de não haver correlação entre o fator de recuperação e o espaçamento entre poços.

Davis e Shepler (1969), observaram que os espaçamentos entre poços nos desenvolvimentos iniciais dos campos não são necessariamente os melhores. Um espaçamento ideal depende das características de cada

reservatório o que leva a ter em consideração as incertezas do modelo geológico, da dinâmica do sistema econômico junto ao cenário tecnológico.

Driscoli (1974), estudou os principais fatores que influenciam o fator de recuperação de hidrocarbonetos. Concluiu que a recuperação tem relação com o espaçamento entre poços e com o método de recuperação suplementar.

Bobar (1985) mostrou que, para reservatórios de baixa permeabilidade, quanto menor o espaçamento dos poços, maior é a recuperação de hidrocarbonetos. Neste trabalho, o autor reconhece que a complexidade dos reservatórios inviabiliza a obtenção de métodos universais para o espaçamento de poços.

Milani (1988) estudou técnicas de engenharia para incluir o efeito das heterogeneidades deposicionais nas performances de produção e econômicas dos reservatórios. A intenção do trabalho foi otimizar o espaçamento entre poços através da maximização dos lucros. Dentre várias conclusões, o autor destaca as seguintes:

- reservatórios muito heterogêneos exigem maiores espaçamentos para a maximização dos lucros, e que
- considerando as não-uniformidades, o problema do espaçamento em reservatórios heterogêneos é eminentemente econômico.

O desenvolvimento de modelos matemáticos para fluxos em um reservatório, juntamente com os avanços na tecnologia de hardware e software, tornaram a simulação numérica de reservatórios uma ferramenta viável para a previsão do comportamento de reservatórios. A partir dessa nova possibilidade, muitos pesquisadores desenvolveram diferentes métodos relacionados com a otimização de desenvolvimento de campos petrolíferos baseando-se em simuladores numéricos de reservatório, conforme descrito a seguir.

Nystad (1985), Damsleth et al. (1992), Beckner e Song (1995) empregaram simulação numérica para tratar problemas de exploração petrolífera com grande simplificação do problema e com o uso de poucas simulações e variáveis de pesquisa. Os primeiros trabalhos visavam a otimizar a quantidade de óleo recuperado e alguns destes trataram o problema considerando a análise econômica sempre de forma simplificada. O objetivo principal destes trabalhos foi a identificação dos parâmetros de entrada com maior influência no cálculo das funções objetivo.

Nystad (1985) analisou a otimização de exploração em termos de capacidade de produção, incluindo os aspectos de vazão de máxima eficiência, e também de distribuição e densidade de poços, número de plataformas, etc.

Nesta abordagem, uma malha fina de produção é gerada a partir de um número limitado de simulações. O imposto é calculado com um módulo de custo do reservatório e a solução é procurada em relação ao valor presente total. Assume-se então que a quantidade de petróleo extraída é uma função de fatores de entrada, isto é, custos de capital e de operação. Fatores como a escolha de uma capacidade de produção e sensibilidade à vazão são desconsiderados. Nystad declarou que o lucro máximo (L_{MAX}) de uma companhia petrolífera ocorrerá quando:

$$L_{MAX} = \max\left(-WE + \frac{P.F(E)}{1+r}\right) \quad (3)$$

onde:

- W preço dos fatores de entrada
- E dados de entrada (poços: número e distribuição, plataforma)
- P preço do petróleo
- $F(E)$ quantidade de petróleo produzida
- r fator de desconto

Para que um valor máximo ocorra, a condição é que o valor da primeira derivada em relação a E seja nulo, logo:

$$F'(E) = \frac{W}{P}(1+r) \quad (4)$$

Neste método também é feita a análise dos ajustes necessários para a maximização dos lucros e a determinação do fator de recuperação ótimo. Assim a maximização do VPL é feita como:

$$VPL_{MAX} = \max\left[\int_0^{t_e} (p(t)q(t, \bar{x}) - I(t, \bar{x}) - b(t, \bar{x}))e^{-rt} dt\right] \quad (5)$$

onde

- \bar{x} variáveis de decisão
- $q(t, \bar{x})$ razão de produção de óleo
- $I(t, \bar{x})$ custos de capital,
- $b(t, \bar{x})$ custos operacionais
- $p(t)$ preço do petróleo,
- t_e tempo de produção total
- r fator de desconto

Quatro diferentes tipos de reservatório foram submetidos a este tipo de análise. A otimização foi realizada considerando as duas principais variáveis de decisão: vazão de depleção (x_1) e distribuição geográfica da capacidade de produção (x_2). Estes dois parâmetros foram variados ao mesmo tempo obtendo, como terceiro eixo, o valor VPL formando uma superfície VPL. Assim, a otimização é feita achando o ponto máximo da superfície através de interpolação.

Damsleth et al. (1992) aplicaram técnicas estatísticas para maximizar as informações obtidas através de um número reduzido de simulações. A intenção é reduzir o número de simulações necessárias ao se variar um parâmetro por vez durante a análise de sensibilidade.

Considerando y como o fator de recuperação e $\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ como as variáveis de pesquisa, a relação obtida utilizando-se o simulador de reservatório é:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (6)$$

Analisando a superfície gerada e utilizando projetos experimentais, a função y pode ser aproximada pelo seguinte modelo da equação (7)

$$y = \sum_{i=0}^n b_i x_i + \sum j, \quad j = O^n b_{ij} x_i x_j + e \quad (7)$$

onde

b coeficientes desconhecidos

e termo erro.

O^n óleo total da reserva

Foi feita a estimativa dos coeficientes desconhecidos, através de experimentos, e minimizada a diferença entre a função verdadeira (simulador de reservatórios) e os valores do modelo. Projetos experimentais indicam os procedimentos para a escolha de um número limitado de parâmetros de modo a estimar uma aproximação polinomial ótima.

O caso base foi aplicado no Mar do Norte. Após a realização de uma análise de sensibilidade foram escolhidos os seguintes parâmetros: volume original de óleo *in situ* N , permeabilidade relativa K_r , permeabilidade vertical K_v , segmentação do reservatório n e a variável dano de formação. Após a aplicação do modelo proposto, observou-se a seguinte relação entre os parâmetros de entrada e a produção acumulada de óleo N_p :

- K_v e a variável dano de formação foram consideradas de pequena relação, e por isso, eliminadas do modelo;
- N foi considerada a variável de pesquisa com maior importância;
- K_r não apresentou um forte efeito sobre N_p .
- A segmentação lateral do reservatório apresentou uma fraca relação sobre N_p , no entanto, interage com N e K_r .

No modelo final, utilizou-se uma variabilidade dos parâmetros na ordem de 90%. Extrapolações fora desta faixa requerem novas pesquisas.

Beckner e Song (1995) apresentaram um método para otimizar o valor presente total de um desenvolvimento completo de campo através da variação da localização e da seqüência de poços produtores, usando *simulated annealing* (Kirkpatrick, 1983; Ingber, 1989) como ferramenta de otimização e expressando o planejamento e a localização dos poços como o problema clássico do “caixeiro viajante”, onde é otimizada a distância total percorrida. Nesta analogia, as posições dos poços correspondem às cidades e o planejamento ao cronograma da viagem. Para um dado planejamento (seqüência de localizações) a saída da simulação é usada para calcular o VPL do projeto (distância total).

O problema base foi: como colocar 12 poços horizontais de modo a desenvolver um campo. Sete casos diferentes de otimização foram investigados. Estes casos variaram de uma otimização de desenvolvimento de um reservatório uniforme, com custo de poço uniforme, até um caso que otimizava o desenvolvimento de um reservatório com permeabilidade variável, pressões iniciais variáveis e custos de poços variáveis. O tempo médio de perfuração e completação de três meses para cada poço, foi a restrição para o planejamento.

Os resultados mostraram que um espaçamento entre poços uniforme é ótimo para o desenvolvimento sob recuperação primária. Na otimização do VPL do projeto, custos de poços variáveis influenciaram a escolha das posições dos poços tanto quanto as variações nas propriedades do reservatório.

Entre os trabalhos mais recentes realizados na linha de pesquisa em desenvolvimento e gerenciamento de campos devem ser mencionados os desenvolvidos por (Bittencourt, 1997; Bittencourt & Horne, 1997; Cruz et al., 1999; Guyaguler, 2000; Túpac et al., 2002 e Almeida, 2003). Estes trabalhos envolveram o uso de simuladores de reservatório comerciais.

Nos trabalhos de (Bittencourt, 1997; Bittencourt & Horne, 1997) foram desenvolvidos um algoritmo híbrido baseado em algoritmos genéticos, método polítopo (*simplex*) e busca tabu, para a otimização de problemas de

desenvolvimento de reservatórios de petróleo. Este algoritmo envolvia a integração entre simulação e análise econômica ao utilizar o simulador como um gerador de dados para o cálculo da função objetivo, a qual consistia em uma análise de fluxos de caixa resultantes das previsões de produção obtidas a partir das simulações.

Guyaguler (2000) aplicou Algoritmos Genéticos Híbridos (HGA) com politopos e interpolação *Krigging* como operadores adicionais aos clássicos seleção, cruzamentos e mutação do algoritmo genético. Primeiramente, o modelo foi testado em funções matemáticas *benchmark* (agnesi, plateau e 4D simples) para determinar o desempenho obtido pela hibridização. Depois foram definidas configurações de *grids* 16x16 e 32x32 combinando a otimização de um poço produtor único e um poço produtor e um poço injetor para campos homogêneos e não homogêneos. Mostra-se que pela hibridização o número de avaliações para alcançar o ponto ótimo é diminuído em 4., vezes para a locação de poço produtor e em 2,5 vezes para locação de poço injetor. Além disso, com a localização de dois poços injetores, o algoritmo híbrido converge para boas soluções a partir da iteração 125 enquanto o AG simples na iteração 1000 não apresenta convergência.

Depois deste trabalho, Güyagüler et al. (2000) empregaram os mesmos algoritmos (HGA) e um *proxy* baseado em redes neurais (Rogers & Dowla, 1994) otimizando até 4 poços injetores em um campo real: *Campo de Pompano* no Golfo de México onde foram considerados na otimização, a locação, número e a taxa de injeção dos poços.

Arnondin (1995) e Ding & Startznm (1994), aplicaram métodos baseados na integração dos dados. Arnondin (1995) empregou um programa comercial, denominado *Production Analyst (PA)* da *Geoquest*, que integrado a uma planilha *Excel* permite realizar análises de curvas de declinação para obter previsões do comportamento futuro de poços petrolíferos a partir de informações da sua produção passada. Utilizando ferramentas de regressão disponíveis no *Microsoft Excel* em conjunto com informações geradas pelo PA, Arnondin fez uma previsão da produção de poços restrita às instalações de produção. Não foi feita simulação numérica nem análise econômica.

Ding & Startznm (1994), empregaram um programa de otimização interativo para a resolução do problema de locação de poços junto à seleção de instalações de produção no projeto de desenvolvimento de campos. A função objetivo é obtida a partir de um modelo econômico generalizado, e pode ser otimizada através de dois métodos: Programação Inteira 0-1 e *Lagrangian*

Relaxation. Estas aplicações podem ser usadas para minimizar investimentos para um determinado cenário e realizar a análise de sensibilidade.

Muitas das soluções apresentadas no passado usaram empregaram estatísticos, métodos de gradiente, ou programação linear como estratégia de otimização. Os problemas também foram simplificados para evitar execuções de simulação muito longas e instáveis. Algumas tentativas foram feitas para superar estas limitações, através da execução de poucos ciclos e uso de métodos estatísticos para a avaliação de tendências e valores interpolados. No entanto, outras limitações surgiram, tais como incertezas relativas à faixa de validade dos parâmetros, intervalos de confiança e valores médios. Além disso, apenas problemas de tamanho moderado foram considerados, para economizar tempo computacional.

O trabalho de (Cruz et al., 1999) introduziu o conceito de mapa de qualidade, conforme mencionado na seção (2.4) e Badru (2003), estudou a viabilidade de empregar estes mapas de qualidade para encontrar a locação ótima de poços em um campo, aproveitando a simplificação em um mapa 2D dos modelos de fluidos. A partir dos estudos feitos, foi mostrado que o mapa de qualidade pode ser uma boa ferramenta de seleção de alternativas para o sistema otimizador.

No trabalho de Pedrozo (1999), Pedroso & Schiozer (2000), desenvolve-se uma metodologia para encontrar o número ótimo de poços e sua localização para uma dada configuração geológica para o estágio inicial da produção. Neste trabalho foi empregado o programa PVM (*Parallel Virtual Machine*) como estratégia de paralelização das simulações acelerando o processo.

Os trabalhos de (Túpac et al., 2002; Almeida, 2003) abordam a otimização de número e localização de poços de uma forma mais genérica, sem depender de simplificações no número de poços nem na complexidade do campo.

Túpac et al. (2002) mostra um trabalho preliminar utilizando algoritmos genéticos para otimizar o número e locação de poços verticais em um campo petrolífero com características uniformes, podendo ser na verdade utilizado qualquer tipo de campo. Foi considerada a entrada conjunta dos poços em produção e o critério de otimização foi o valor presente líquido obtido a partir dos fluxos de caixa durante 20 anos de produção e do investimento inicial. A produção de óleo era obtida usando um simulador de reservatórios. Os resultados obtidos permitiam ter uma idéia da quantidade de poços e a relação ótima entre a quantidade de poços produtores e injetores a serem colocados no campo.

Almeida (2003) estendeu o trabalho anterior de otimização com algoritmos genéticos elaborando uma nova modelagem de cromossoma que permitiu otimizar a localização e o número de poços verticais e horizontais. Também foram utilizados algoritmos culturais para a otimização e foi aprimorada a função de cálculo de VPL, acrescentando outras variáveis referentes à receita e ao custo operacional. Os testes feitos foram usando um campo com características homogêneas e um campo com características heterogêneas.